

**REPORTE
INTEGRADO
DE GESTIÓN
SOSTENIBLE**

**20
15**



Ecopetrol S.A

Dirección de Asuntos Corporativos

Edición

Ariel Suárez Gómez

María del Pilar Jaramillo

Juan Guillermo Londoño

Juan Pablo Pacavita

Asesoría Reporte GRI

Octopus Consultores

Santiago de Chile

info@octopusconsultores.cl

Punto de contacto GRI – Ecopetrol

Ariel Suárez Gómez

reportedesostenibilidad@ecopetrol.com.co

Diseño y diagramación

Gatos Gemelos Comunicación

www.gatosgemelos.com

Impresión

Panamericana Formas e Impresos, S.A.

Fotografías

Banco de Fotos de Ecopetrol

.....

Bogotá, marzo de 2016

Ecopetrol S.A

Carrera 13 No. 36-24

Teléfono: +57 1 2344000

Bogotá, Colombia

www.ecopetrol.com.co

MEMBER OF
**Dow Jones
Sustainability Indices**
In Collaboration with RobecoSAM



**REPORTE
INTEGRADO
DE GESTIÓN
SOSTENIBLE**



TABLA DE CONTENIDO



Ecopetrol en cifras 2015	•	08
Hechos relevantes 2015	•	10
Premios, reconocimientos y certificaciones	•	12
Sobre este Reporte	•	14
Mensaje a nuestros grupos de interés	•	20

01 SOBRE **ECOPETROL** — 24

Quiénes somos	•	26
Nuestra estrategia	•	30
Responsabilidad empresarial	•	38
Gobierno corporativo	•	61
Gobernabilidad	•	62
Transparencia y anticorrupción	•	68
Control	•	83
Informe anual de Gobierno Corporativo	•	84

02 NUESTRA **CADENA DE VALOR** — 118

Exploración	•	122
Producción	•	132
Transporte	•	142
Refinación y petroquímica	•	148
Suministro y mercadeo	•	156
Seguridad de procesos	•	174
Cadena de abastecimiento	•	178
Innovación y tecnología	•	197

03**DIMENSIÓN
ECONÓMICA**

204

Estrategia financiera de Ecopetrol	•	207
Resultados financieros	•	208
Ejecución presupuestal	•	213
Cumplimiento de normas	•	222
Estrategia Tributaria	•	223
Relacionamiento con accionistas	•	224
Asuntos legales	•	226

04**DIMENSIÓN
AMBIENTAL**

230

Estrategia ambiental para la gestión del entorno	•	232
Inversiones ambientales	•	241
Gestión integral del recurso hídrico	•	246
Ecoeficiencia	•	266
Cambio climático	•	291
Biodiversidad	•	314

05**DIMENSIÓN
SOCIAL**

334

Derechos humanos	•	336
Prácticas laborales	•	363
Comunidad y Sociedad	•	398

06**ÍNDICE DE CONTENIDO
GRI G4**

428

07**CERTIFICACIONES**

460

Informe de Verificación Externa - BSD	•	461
Informe de COP Avanzado	•	463
Anexos		
Estados financieros consolidados	•	464
Estados financieros separados	•	578



JUNTA DIRECTIVA

●●●

Miembros de la Junta Directiva

De izquierda a derecha, de pie:

Luis Fernando Ramírez Acuña
Horacio Ferreira Rueda
Mauricio Cárdenas Santamaría
Roberto Steiner Sampetro
Tomás González Estrada

De izquierda a derecha, sentados:

Carlos Alfredo Cure Cure
Joaquín Moreno Uribe
Simón Gaviria Muñoz
Jorge Pinzón Sánchez



COMITÉ DIRECTIVO



Miembros del Comité Directivo

De izquierda a derecha, de pie:

Tomás Hernández
Vicepresidente de Refinación y Procesos Industriales

José Cotello
Vicepresidente Regional Orinoquia

Jaime Bocanegra
Vicepresidente de Transporte y Logística

Andrés Mantilla
Vicepresidente de Innovación y Tecnología

Ricardo Coral
Vicepresidente Regional Sur

Nelson Castañeda
Vicepresidente Regional Central

Héctor Castaño
Vicepresidente de Activos con Socios

Juan Carlos Echeverry
Presidente Ecopetrol S.A.

María Fernanda Suárez
Vicepresidente Corporativo de Estrategia y Finanzas

Fernán Bejarano
Vicepresidente Jurídico

Alejandro Arango
Vicepresidente de Talento Humano

Carlos Vargas
Vicepresidente de Transformación

Felipe Bayón
Vicepresidente Ejecutivo

Juan Pablo Ospina
Vicepresidente Comercial y de Mercadeo

Thomas Rueda
Presidente Cenit

De izquierda a derecha, sentados:

María Consuelo Rodríguez
Directora de Asuntos Corporativos

Carlos Alberto Zamudio
Director Centro de Servicios Compartidos

Margarita María Escobar
Secretaria General

Héctor Manosalva Rojas
Vicepresidente de Desarrollo y Producción

María Juliana Albán
Vicepresidente de Cumplimiento

Eduardo Uribe
Vicepresidente de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Max Antonio Torres
Vicepresidente de Exploración

Mauricio Téllez
Director de Comunicaciones Corporativas

G4-EC1 | **ECOPETROL
EN CIFRAS
2015**

ABREVIATURAS

Mbpe. Millones de barriles de petróleo equivalentes

Kbpd. Miles de barriles de petróleo día equivalentes

Kbpd. Miles de barriles de petróleo día

Mpcd. Millones de pies cúbicos día



FINANZAS

2015

Ingresos operacionales Billones \$

2011	2012	2013	2014
56,4	59,5	62,5	58,1

52,09 | 1,45

Utilidad operacional Billones \$

2011	2012	2013	2014
24,3	22,1	19,6	13,6

Ebitda Billones \$

2011	2012	2013	2014
28,1	28,5	28,5	22,43

18,08 | (-3,98)

Utilidad neta Billones \$

2011	2012	2013	2014
15,4	15,0	13,35	7,81



EXPORTACIONES

2015

Volumen Cifras en Kbdc

2011	2012	2013	2014
493	521	540	537,3

533 | 8.398

Valor Cifras en MU\$S

2011	2012	2013	2014
16.062	19.127	18.879	16.703



COMBUSTIBLES

2015

Gasolina venta Cifras en Bpd

2011	2012	2013	2014
74.500*	76.974*	68.453	72.943

82.196 | 100.048

Diesel venta Cifras en Bpd

2011	2012	2013	2014
109.000*	110.746*	95.889	98.340

*Incluye Reficar.

A partir de 2013 las cifras de ventas nacionales de Ecopetrol muestran una disminución debido a que ya no se reporta los combustibles que comercializa la Refinería de Cartagena por ser gestión de la compañía Reficar S.A.



REFINACIÓN

Incluye Cartagena

2015

Cargas a refineries Kbdc

2011	2012	2013	2014
302,8	294,0	280,3	237,32

232,2 | 16,8

Margen bruto de refinación Barrancabermeja US\$/bl

2011	2012	2013	2014
11,12	10,87	10,9	14,6



EXPLORACIÓN

2015

Sísmica Ecopetrol Cifras en Kms Equivalentes*

2011	2012	2013	2014
47.862	21.854	49.805	31.533

554,7

4

Pozos A-3 Grupo Ecopetrol

2011	2012	2013	2014
50*	20	23	26

*Grupo Ecopetrol

*Incluye 18 pozos contratos de asociación



GAS NATURAL

2015

1.065

Consumo país Cifras en Gbtud

2011	2012	2013	2014
1.062	1.090	1.228	1.153



PRODUCCIÓN

2015

Crudo y gas propiedad Ecopetrol
Cifras en Kbpde

2011	2012	2013	2014
724*	754*	788*	755,4*

760,7*

586

*Grupo Ecopetrol

Crudo total propiedad Ecopetrol
Kbpde

2011	2012	2013	2014
570	591	613	580



INVERSIÓN AMBIENTAL

2015

624.815

Inversión ambiental Total Ecopetrol Millones \$

2011	2012	2013	2014
1.311.635	1.160.771	1.312.264	804.716



RESERVAS

2015

Crudo y gas Con metodología y precios SEC*
Cifras en Mbpc

2011	2012	2013	2014
1.857	1.877	1.972	2.084

1.849

6

*No incluyen regalías

Índice de reposición Reservas Ecopetrol
Cifras en %

2011	2012	2013	2014
164	109	139	146



INVERSIÓN SOCIAL

2015

55.876

Inversión social Total Ecopetrol Millones \$

2011	2012	2013	2014
214.123	304.489	341.560	300.692



TRANSPORTE

2015

Volúmenes de crudo transportados
Kbdc.

2011	2012	2013	2014
916,2	917,5	950,3	954,2

976

267

Volúmenes de refinados transportados
Kbdc.

2011	2012	2013	2014
289	234	237	251,2



CONTRATACIÓN

2015

12,2

Contratación de Ecopetrol Billones \$

2011	2012	2013	2014
14,8	15,2	20,5	18,9

HECHOS RELEVANTES 2015



1

Pusimos en marcha la Unidad de Crudo de la Refinería de Cartagena, la cual es el punto de partida para el comienzo del proceso de refinación y la producción de diesel, gasolina y combustible para aviación. **La Refinería de Cartagena** garantizará la seguridad energética del país con combustibles limpios que cumplen con los más altos estándares de calidad.

2

Emprendimos un plan de ajuste que arrojó ahorros por **\$2,8 billones** para el Grupo Ecopetrol, de los cuales **\$2,2 billones** correspondieron a Ecopetrol S.A.

7

Anunciamos la no extensión del contrato de participación de **riesgo Rubiales**, y los contratos de **asociación Pirirí y Cusiana**, los cuales expirarán en junio y julio de 2016. La empresa adoptó la alternativa de constituirse en operadora de campo Rubiales.

3

Pusimos en marcha el Programa de transformación empresarial, con el fin de implementar **la nueva estrategia 2015-2020** que nos permitirá mantenernos como una empresa sostenible y que genera valor en el largo plazo.

4

Fuimos distinguidos como la empresa que realizó la mejor estrategia de financiamiento y la **mejor estrategia en el mercado** de capitales de la región andina en los premios anuales, que otorga la influyente publicación Latinfinance.

5

Creamos la Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento y **firmamos dos convenios:** uno con la Unidad de Información y Análisis Financiero del Ministerio de Hacienda (UIAF), para la detección individualizada de conductas

sospechosas en temas relacionados con lavado de activos, financiación del terrorismo, corrupción y fraude; y otro con la Fiscalía General de la Nación que facilitará las labores de investigación y sanción de quienes violen el Código de Ética de la empresa.

6

Junto con nuestro socio **Anadarko**, hicimos el **descubrimiento de Kronos**, el primer hallazgo en aguas ultra profundas 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.

8

Llegamos a un acuerdo con nuestro socio **Occidental Andina**, para llevar a cabo un proyecto que podría aumentar las reservas en más de **200 millones de barriles** y la producción hasta más de **50 mil barriles** día en el campo La Cira Infantas.

9

Atendimos la emergencia causada por los atentados terroristas en Tumaco, para lo cual la empresa desplegó un contingente de **500 personas;** se dispusieron **14 carrotanques** para suministrar agua potable a las comunidades afectadas; se

entregaron **10 motobombas;** se perforó un pozo de **160 metros de profundidad** como fuente alterna de captación de agua, y se inició la construcción de **30 pozos** someros que, en total, beneficiarán a **10 mil habitantes** de zonas rurales.

10

Ascendimos **11 puntos** en la medición del índice Carbon Disclosure Project (CDP), pasando de **61 puntos** en 2014 a **72 puntos** en 2015. El CDP es el índice de desempeño en cambio climático más importante del planeta.

PREMIOS Y RECONOCIMIENTOS 2015



Las principales distinciones recibidas por Ecopetrol durante 2015 fueron:

POSICIONES DE REPUTACIÓN Y MARCA

■ Fue clasificada como **una de las cinco mejores empresas para atraer y retener talento en Colombia, según Merco**. Esta misma entidad también ubicó a Ecopetrol en la tercera posición del listado de empresas con mejor reputación en Colombia.

■ Fue reconocida como **una de las tres empresas finalistas del Premio ALAS20 Colombia**, en dos categorías: empresa líder en sostenibilidad y empresa líder en gobierno corporativo.

■ **Obtuvo el primer puesto de las empresas más responsables social y ambientalmente;** el cuarto puesto de las empresas más admiradas del país, y el quinto puesto de las empresas más innovadoras, según el estudio Élite Empresarial, desarrollado por Datexco y Portafolio.

■ Se ubicó en el **segundo puesto en la categoría de las empresas más admiradas del país,** según el estudio de Cifras y Conceptos.

■ **Ocupó la posición número 19 de las 250 empresas petroleras con mejor desempeño a nivel mundial,** de acuerdo con Platts Top 250 Global Energy Company Rankings®, firma que reconoce los logros más sobresalientes de las principales compañías de energía en el mundo.

PREMIOS A LA INNOVACIÓN Y GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO

La marca de **Ecopetrol fue valorada en US\$2.017 millones** por el estudio Brandz (las marcas más valiosas de América Latina de la empresa Millward Brown), y fue ubicada en la posición número 27 de dicho estudio.

Fue distinguida como una de las 14 empresas de las Américas en obtener el premio Most Admired Knowledge Enterprise 2015 (MAKE), que reconoce a las organizaciones por sus prácticas ejemplares en gestión del conocimiento e innovación. **En la versión 2015, fue la única compañía ganadora de Centro y Suramérica.** Es la segunda vez que Ecopetrol obtiene este reconocimiento internacional. La primera vez fue en 2012. Desde el 2010, la empresa ha sido nominada y finalista por cinco años consecutivos, ubicándose en el salón de la fama del Premio MAKE Global.

Obtuvo el **premio ACIPET a la innovación (Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos), en la categoría tecnología**, con el trabajo denominado Mejoramiento de movilidad de crudo pesado a condiciones de yacimiento basado en la nanotecnología: prueba piloto Campo Castilla. Este trabajo fue realizado por Ecopetrol en asociación con la Universidad Nacional, sede Medellín.

CERTIFICACIONES



Certificación Corporativa (Ecopetrol S.A)

Norma: 9001:2008

NTC GP 1000:2004

Alcance: Exploración, producción y explotación de petróleo y gas. Producción de refinados y petroquímicos. Transporte de hidrocarburos. Comercialización y desarrollo de soluciones tecnológicas aplicables a la industria del petróleo.

TRANSPORTE

Norma: ISO 14001:2004

OHSAS 18001:2007

Alcance: Recibo, almacenamiento y transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, carrotanques y botes fluviales. Operación marítima costa afuera y costa adentro de cargue y descargue de hidrocarburos en buques.

PRODUCCIÓN

Gerencia Regional Central

Norma: ISO 14001:2004

OHSAS 18001:2007

Alcance: Actividades, productos y servicios de la Superintendencia de Operaciones Apiay.

SERVICIOS Y TECNOLOGÍA

Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

Norma: NTC 17025

Alcance: Pruebas de ensayo y calibración de los laboratorios del ICP.

Norma: NTC ISO27001

Alcance: Seguridad de la información.

SOBRE ESTE REPORTE



G4-30 | Desde 2009 Ecopetrol publica sus reportes anuales bajo la metodología del Global Reporting Initiative (GRI). A partir de 2011, la empresa decidió entregar en un solo documento tanto el Informe Anual de Gestión como el Reporte de Sostenibilidad, creando el Reporte Integrado de Gestión Sostenible.

G4-29 | El reporte correspondiente a la gestión 2014 fue entregado en la Asamblea General de Accionistas realizada el 26 de marzo de 2015 y presentado en forma pública en el Sexto Foro de Responsabilidad Corporativa, realizado el 29 de octubre de 2015 en Bogotá.

G4-32 | Este séptimo Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2015 fue elaborado,

por segunda vez, bajo las directrices de la Guía G4 de GRI, con opción exhaustiva de conformidad, y cuenta con la revisión Content Index otorgada por GRI, además de un informe de verificación externa de contenidos de temas materiales.

Adicionalmente, y de forma voluntaria, se ha incluido en la Tabla de Contenidos GRI una columna con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y su convergencia con los indicadores GRI. Lo anterior responde a que Ecopetrol, como integrante activo de Pacto Global, ha asumido el compromiso con los ODS, los cuales se responden en el Reporte.

G4-20
G4-28

LÍMITES Y ALCANCE DEL REPORTE



El presente Reporte informa sobre la gestión económica, social y ambiental de la empresa para el periodo fiscal comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2015. Incluye las operaciones de Ecopetrol S.A. en territorio colombiano. En caso que sea necesario entregar datos provenientes de empresas socias o subordinadas, dentro o fuera del país, se hará explícita dicha situación en el informe.

Adicionalmente, este reporte equivale a la Comunicación de Progreso (CoP) exigida por el Pacto Global de Naciones Unidas, puesto que se incluye la matriz de indicadores

requeridos por GRI y su coincidencia con los diez principios del Pacto, así como la ratificación del compromiso del más alto directivo de la empresa con dicha iniciativa.

Por tercera vez, Ecopetrol se autodeclara con este informe en la categoría de CoP avanzado, para lo cual reporta los 21 criterios exigidos para este nivel.

El proceso de elaboración del Reporte fue liderado al interior de Ecopetrol por la Unidad de Responsabilidad Empresarial, de la Dirección de Asuntos Corporativos.

PROCESO DE MATERIALIDAD

G4-18 |



La materialidad en Ecopetrol surge de un proceso continuo, deliberado y sistemático, que incluye a todas las áreas especializadas de la empresa que gestionan el involucramiento con los distintos grupos de interés.

G4-22 |

En 2013, tras el lanzamiento oficial de la metodología G4 de GRI, la Unidad de Responsabilidad Empresarial de Ecopetrol, con el acompañamiento de Octopus Consultores, realizó un primer ejercicio de materialidad para identificar aquellos aspectos que fueran de alto impacto y en consecuencia, revistieran una mayor relevancia tanto para la empresa como para sus siete grupos de interés.

Los resultados de este ejercicio fueron cruzados con la información proveniente de las expectativas de los grupos de interés con los cuales Ecopetrol mantiene un diálogo activo a través de distintos mecanismos, entre ellos, la Oficina de Participación Ciudadana. Adicionalmente, se tomaron en consideración los resultados obtenidos de estudios y recomendaciones externas de reputación, como el del Reputation Institute, y del Índice ambiente laboral elaborado por The Great Place To Work, entre otros.

Con el material recolectado se realizó un cruce entre los temas de mayor impacto y relevancia, tanto para los grupos de interés como para Ecopetrol, en lo económico, en lo social y en lo ambiental. Este ejercicio de materialidad fue incluido en el Reporte de Sostenibilidad

publicado en 2014, correspondiente a la gestión 2013 de la empresa.

Posteriormente, en junio de 2014, se realizó una validación de este primer ejercicio de materialidad mediante entrevistas colectivas semiestructuradas a representantes de las áreas de Ecopetrol que gestionan la relación con cada uno de los grupos, centralizan la información que se recibe de ellos y lo traducen en indicadores. El resultado de este ejercicio fue publicado en el 2015, en el Reporte de Sostenibilidad correspondiente a la gestión 2014 de la empresa.

Para este tercer ejercicio de materialidad correspondiente a la gestión 2015, que se presenta en este Reporte, se tomó como base la información recolectada en la medición de satisfacción de los grupos de interés frente al esquema de gestión en responsabilidad empresarial y el estudio de expectativas, los cuales fueron realizados en noviembre de 2015.

Esta consulta, hecha por la empresa Portex, se aplicó a través de encuestas y entrevistas semiestructuradas en las ciudades de Bogotá, Villavicencio, Acacias, Castilla La Nueva, Barrancabermeja, el Centro, Tibú, Medellín, Barranquilla, Cali y Bucaramanga. El estudio incluyó una pregunta sobre los temas más relevantes que los grupos de interés consideraban de la gestión de Ecopetrol. Los resultados se presentan en la tabla 1.

G4-24
G4-27

Tabla 1.
Temas más relevantes de la gestión
de Ecopetrol, según los grupos de interés

Grupo de interés	Temas relevantes
Accionistas e inversionistas	<ul style="list-style-type: none"> •Estrategia frente a la crisis actual •Información y contacto con el grupo de interés
Clientes	<ul style="list-style-type: none"> • Ética y transparencia • Responsabilidad en la cadena de suministro • Relacionamiento con la comunidad • Gestión ambiental
Contratistas y empleados	<ul style="list-style-type: none"> • Relacionamiento con la comunidad • Gestión ambiental
Empleados, jubilados y beneficiarios	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión ambiental • Relacionamiento e interacción más personal • Mayor divulgación de la gestión de Ecopetrol • Información de los principales beneficios • Mayor participación para apoyar la crisis actual
Estado	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor relacionamiento con la comunidad • Gestión ambiental
Sociedad y comunidad	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo regional y local • Relacionamiento con la comunidad • Gestión ambiental
Socios	<ul style="list-style-type: none"> • Relacionamiento con la comunidad • Gestión ambiental • Ética y transparencia

Fuente: Portex

Para definir la agenda final de asuntos relevantes en 2015, además de los resultados de la consulta, Ecopetrol tomó en consideración la información que se obtiene de manera permanente de los distintos mecanismos de diálogo con los grupos de interés, que se recopila en los informes de monitoreo de la Oficina de Participación Ciudadana. Asimismo, tomó como insumo los resultados del ejercicio del nuevo marco estratégico para Ecopetrol 2015-2020, y la información de evaluaciones externas como son el Índice de Sostenibilidad del Dow Jones y las recomendaciones de la verificación independiente del proceso de

elaboración del Reporte de Gestión Sostenible, bajo los principios de la norma AA1000AS2008, realizadas por la firma BSD Consulting.

Como resultado de lo anterior, se consolidó una lista de 21 asuntos relevantes en las dimensiones económica, social y ambiental, los cuales fueron priorizados utilizando una metodología interna que consistió en cruzar tres variables de importancia: importancia para Ecopetrol, importancia para los grupos de interés e importancia en un contexto de sostenibilidad. La valoración que se hizo para cada variable fue la siguiente:

Importancia para Ecopetrol	Importancia para los grupos de interés	Importancia en un contexto de sostenibilidad
Calificación de 1 = no hace parte de la estrategia de Ecopetrol ni de la agenda de sostenibilidad.	Calificación de 1 = no se identifica como expectativa de los grupos de interés - Baja.	Calificación de 1 = no hace parte de los principales estándares de sostenibilidad (Oil & Gas) - Baja.
Calificación de 3 = hace parte de la estrategia de Ecopetrol y la agenda de sostenibilidad	Calificación de 2 = se identifica como expectativa de algunos grupos de interés - Media.	Calificación de 3 = si hace parte de los principales estándares de sostenibilidad - Alta.
	Calificación de 3 = se identifica como expectativa transversal, para todos los grupos de interés - Alta.	

En la tabla 2 se presenta la calificación y los puntajes promedio de los 21 asuntos relevantes.

Tabla 2.
Calificación asuntos relevantes

Dimensión	Temas relevantes	Calificación	Importancia Ecopetrol (Cobertura interna)	Importancia Grupos Interés (Cobertura externa)	Importancia Contexto Sostenibilidad (Cobertura externa)
Social	Diálogo con grupos de interés (atención y escenarios de participación)	3,0	3	3	3
Ambiental	Emisiones al ambiente	2,7	3	2	3
Ambiental	Combustibles limpios	2,7	3	2	3
Social	Derechos humanos	3,0	3	3	3
Ambiental	Ecoeficiencia (uso eficiente de los recursos)	2,7	3	2	3
Social	Prácticas laborales	2,3	3	1	3
Económico	Gobierno corporativo	2,3	3	1	3
Económico	Exploración, producción y portafolio de gas (reservas)	2,7	3	2	3
Económico	Transparencia y lucha contra la corrupción	3,0	3	3	3
Social	Responsabilidad con la comunidad	2,3	3	2	2
Social	Bienestar y desarrollo del talento humano	2,3	3	2	2
Económico	Gestión de riesgo y crisis	2,3	3	1	3
Económico	Suministro de producto	2,0	3	2	1
Social	Incorporación del talento humano	1,7	2	2	1
Económico	Estrategia tributaria	2,3	3	1	3
Ambiental	Estrategia de diversificación energética	1,7	1	1	3
Ambiental	Biodiversidad	2,3	2	2	3
Social	Salud ocupacional y seguridad industrial	2,7	3	2	3
Ambiental	Gestión integral del recurso hídrico	3,0	3	3	3
Económico	Innovación y tecnología	1,7	2	1	2
Económico	Responsabilidad en la cadena de abastecimiento	2,7	3	2	3

G4-19 | Finalmente, para definir la materialidad, se priorizaron los asuntos relevantes que obtuvieron una calificación promedio por encima de 2,5 puntos (ver gráfico 1). Estos asuntos fueron:

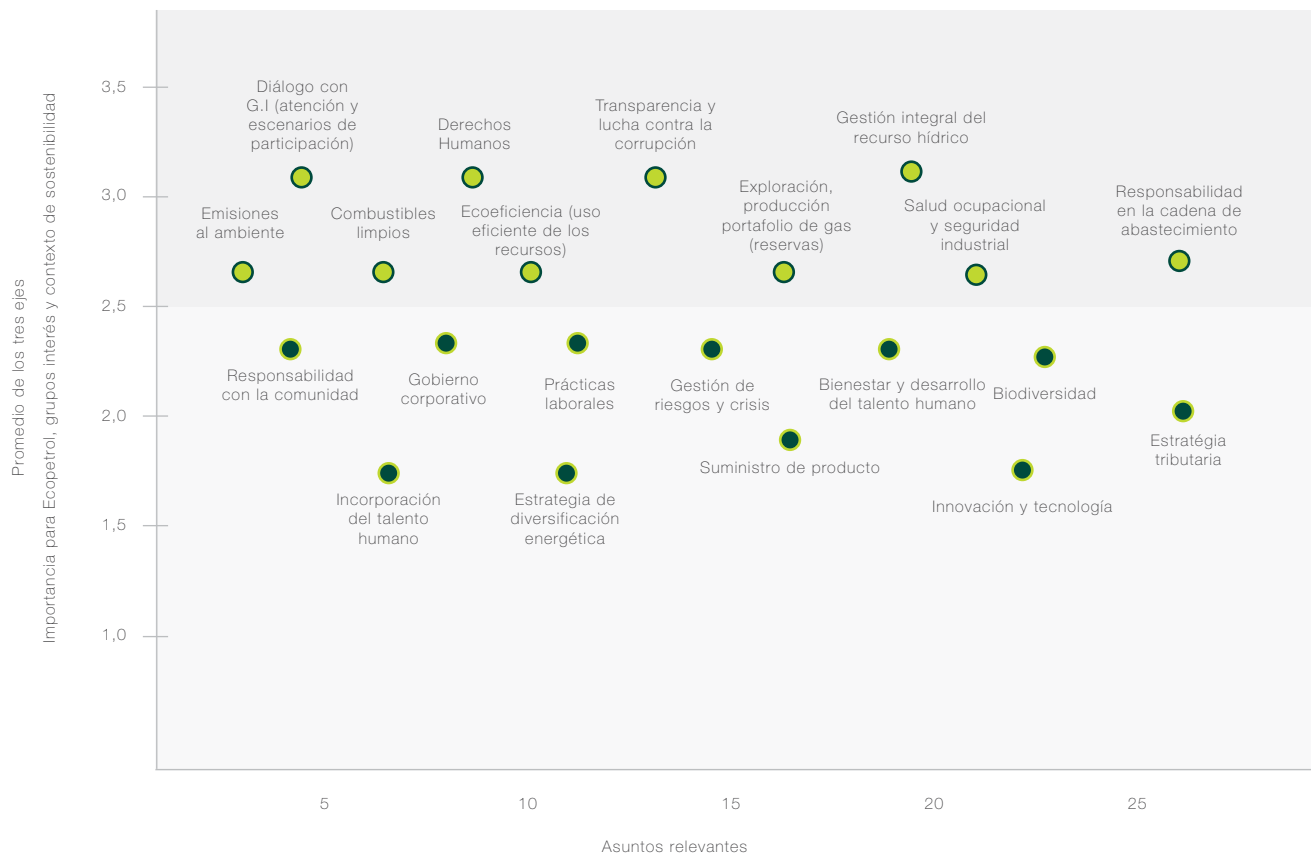
G4-20
G4-21

Asunto material	Cobertura del impacto	Asunto material	Cobertura del impacto
Emisiones al ambiente	<ul style="list-style-type: none"> Interna: cadena de valor, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Externa: todos los grupos de interés. 	Diálogo con grupos de interés (atención - escenarios de participación)	<ul style="list-style-type: none"> Interna: Dirección de Asuntos Corporativos. Externa: todos los grupos de interés.
Combustibles limpios	<ul style="list-style-type: none"> Interna: Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo, Vicepresidencia de Refinación. Externo: clientes, comunidad y sociedad. 	Derechos humanos	<ul style="list-style-type: none"> Interna: Dirección de Asuntos Corporativos. Externa: todos los grupos de interés.
Ecoeficiencia (uso eficiente de los recursos)	<ul style="list-style-type: none"> Interna: cadena de valor, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Externa: proveedores, comunidad y sociedad. 	Transparencia y lucha contra la corrupción	<ul style="list-style-type: none"> Interna: Vicepresidencia de Cumplimiento. Externa: todos los grupos de interés.
Exploración, producción y portafolio de gas (reservas)	<ul style="list-style-type: none"> Interna: cadena de valor, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas. Externa: accionistas, Estado. 	Gestión integral del recurso hídrico	<ul style="list-style-type: none"> Interna: cadena de valor, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental. Externa: todos los grupos de interés.
Salud ocupacional y seguridad industrial	<ul style="list-style-type: none"> Interno: Vicepresidencia de Talento Humano. Externo: empleados, contratistas. 	Responsabilidad en la cadena de abastecimiento	<ul style="list-style-type: none"> Interna: Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas. Externa: contratistas y sus empleados, sociedad y comunidad.

G4-23 | Este último ejercicio de materialidad mantuvo la cobertura de los asuntos relevantes de los ejercicios anteriores.

Gráfico 1.

Temas materiales Ecopetrol 2015



Vale la pena resaltar que, a pesar de que el ejercicio de priorización arrojó como resultado 10 temas materiales, Ecopetrol rinde cuentas en este Reporte de Sostenibilidad sobre los 21 asuntos relevantes del ejercicio y sobre todos los demás temas que considera pertinentes para su divulgación.

G4-15 | Lo anterior dado que la empresa ha decidido compilar en un solo documento su reporte a estándares internacionales a los que ha adherido voluntariamente o sobre los que

recibe una evaluación externa, como son el Global Compact, el Índice de Sostenibilidad del Dow Jones, la Guía ISO26000, las Líneas Directrices de la OCDE para Empresas Multinacionales, los Objetivos de Desarrollo Sostenible, el CEO Water Mandate y los principios Voluntarios en Seguridad y Derechos Humanos, así como a iniciativas de carácter nacional como son Guías Colombia, la Red Colombia Contra el Trabajo Infantil y el Comité Minero Energético.

G4-33 | ASEGURAMIENTO EXTERNO DEL REPORTE

Este reporte integrado de gestión sostenible ha sido sometido a un triple proceso de aseguramiento externo, adicional a aquellos a los que está sujeto por ley.

En materia relativa a la dimensión económica y los estados financieros, la auditoría fue realizada por PriceWaterhouseCoopers Ltda, cuyo certificado se encuentra en los anexos de este documento.

Por su parte, BSD Consulting realizó una verificación independiente de la integración de los principios AA1000AS2008 a los procesos de gestión en Ecopetrol, enfocada en los indicadores GRI G4 que reflejan los temas materiales de la empresa.

Para la certificación del nivel de cumplimiento en la categoría de CoP avanzado, la verificación fue realizada por la Red Local del Pacto Global en Colombia.

G4-31 | PUNTO DE CONTACTO

Cualquier inquietud, consulta o solicitud de información adicional sobre este informe, debe ser enviada al correo electrónico reportedesostenibilidad@ecopetrol.com.co

Igualmente, el reporte se encuentra disponible para el público en general en la página de Internet www.ecopetrol.com.

G4-1
G4-2

MENSAJE A NUESTROS GRUPOS DE INTERÉS



El Reporte Integrado de Gestión Sostenible que usted tiene en sus manos, es el séptimo que se realiza bajo la metodología del Global Reporting Initiative (GRI) y es el segundo que aplica directrices de la Guía GRI G4.

Asimismo, equivale a la Comunicación de Progreso (CoP) exigida por el Pacto Global de Naciones Unidas, a través de la cual ratificamos nuestro compromiso con dicha iniciativa. En él encontrará los principales resultados de la gestión de Ecopetrol en 2015.

2015, manejando la crisis

El 2015 fue un año que será recordado por la industria petrolera como uno de los más desafiantes desde mediados del siglo pasado, caracterizado por un descenso mayor al 50% de los precios internacionales del crudo. La sobreoferta de petróleo es la principal causa, así como la contracción de la demanda de los principales consumidores a nivel mundial.

En el plano nacional, tuvimos que sortear varios retos como el fenómeno de El Niño, una fuerte escalada de atentados contra la infraestructura de transporte entre mayo y julio, el cierre de la frontera con Venezuela y la devaluación de la tasa de cambio, entre otros aspectos, que hicieron aún más retadora la coyuntura.

Pese a las complejidades explicadas, en el último año Ecopetrol logró importantes hitos en su gestión en la mayoría de sus frentes, y al mismo tiempo sentó las bases de su estrategia de negocios de cara a las nuevas condiciones del mercado, las cuales seguramente perdurarán hasta el 2017.

Entre los hechos que quisiera destacar se encuentra el hallazgo de gas en el pozo Kronos, el primero en aguas ultra profundas en el Caribe colombiano, así como la



—
Dr. Juan Carlos
Echeverry Garzón
—

puesta en marcha de la nueva Refinería de Cartagena, la cual se caracteriza por tener conversión profunda y por la más moderna tecnología para la producción de combustibles de la más alta calidad mundial.

En el frente de producción, fue relevante el buen desempeño de nuestros campos de operación directa como Castilla y Chichimene, localizados en el departamento del Meta. Logramos mantener los niveles en la extracción de crudo como Grupo Ecopetrol en 760,7 mil barriles de petróleo equivalente por día (Kbped).

También hicimos nuevos negocios, como la venta a Corea del Sur de un millón de barriles de crudo pesado, y aplicamos nuevas iniciativas para optimizar los costos y operación de los sistemas de transporte.

Mención especial merece la atención oportuna de la emergencia ocasionada por los atentados terroristas de mediados de 2015, que afectaron a Nariño, y en especial a Tumaco, en desarrollo de la cual más de 500 personas, en tiempo récord, lograron controlar los derrames de crudo en el Sur del país. Sea esta la oportunidad para hacer un homenaje a los 79 integrantes de las Fuerzas Militares y la Policía que perdieron la vida, y a los 226 más que resultaron heridos protegiendo la infraestructura petrolera.

Para adaptarnos ágilmente a las nuevas circunstancias del mercado, lanzamos una nueva estrategia 2015-2020, la cual busca la sostenibilidad futura de la empresa bajo la premisa de la generación de valor.

En desarrollo de ésta, se implementó el programa de transformación que busca reducir costos e incrementar la eficiencia de forma estructural, y además generar una nueva cultura organizacional, soportada en los principios de integridad, colaboración y creatividad.

Estamos orientados hacia reducir costos y ajustar la actividad al foco estratégico de exploración y producción, y a la nueva realidad de los precios del crudo. Gracias a ello, en el Grupo Ecopetrol logramos ahorros presupuestales de \$2,8 billones y \$2,2 billones para Ecopetrol S. A., superando la meta inicial de \$1,4 billones definida para todo el año. En 2016 no desfalleceremos en nuestros esfuerzos de continuar haciendo un uso eficiente de los recursos y por eso nos hemos fijado una nueva meta de \$1,6 billones.

Para generar valor sostenible a nuestros accionistas y con el fin de asegurar recursos frescos para fortalecer la caja de la compañía, emprendimos un plan para la gestión de nuestro portafolio; en particular culminamos la primera etapa de enajenación de la participación accionaria en la Empresa de Energía de Bogotá, por la cual obtuvimos \$614 mil millones. En 2016 seguiremos adelante con este plan mediante la venta de las acciones en ISA y Propilco, activos que no hacen parte del foco de negocio de la empresa.

La mayor eficiencia le permitió a Ecopetrol mitigar parcialmente el impacto de la caída de los precios de crudo sobre el

balance de reservas probadas, el cual llegó a 1.849 millones de barriles de petróleo equivalente, 11% menos en comparación con el cierre de 2014.

La empresa finalizó el año con una pérdida de \$3,9 billones, debido principalmente a efectos contables o *impairments* introducidos por la presentación de los estados financieros bajo NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera). Sin esos impactos, la compañía habría arrojado una utilidad neta de \$2,4 billones. Este efecto contable, así como la diferencia en cambio, constituyen un registro en el gasto que afecta el resultado financiero, pero que no implica uso de caja.

Pese al adverso entorno de precios y su fuerte impacto en los resultados, la compañía mantuvo su margen Ebitda en 35%, nivel cercano al del 2014. Lo anterior significa que la generación interna de caja continúa siendo la principal fuente de recursos para nuestra operación.

Una de las prioridades para Ecopetrol es asegurar que todas nuestras actividades y actuaciones reflejen nuestro compromiso con la vida. Hacer las cosas de la manera correcta dio como resultado que en 2015 no tuviéramos ninguna fatalidad atribuible a accidentes de trabajo en nuestras instalaciones.

En 2015 obtuvimos muy buenos resultados en la gestión del conocimiento. Entre 57 compañías internacionales nominadas, fuimos una de las diez empresas ganadoras del premio MAKE (*Most Admired Knowledge Enterprise*) versión

América. También nos fueron otorgadas 10 nuevas patentes, completando 69 vigentes, lo cual nos mantiene como líder de las instituciones nacionales en cuanto a producción científica.

Continuamos comprometidos con la disminución de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI). Registramos una reducción de 590 mil toneladas equivalentes de CO₂ y superamos la meta de 172.053 toneladas de CO₂ prevista para el año. Dicho resultado lo obtuvimos gracias a proyectos de reducción de emisiones, enfocados en procesos de recuperación de gases y su aprovechamiento, entre otros.

También fuimos ratificados por quinto año consecutivo dentro del Índice de Sostenibilidad del Dow Jones (Dow Jones Sustainability Index-World). Con este logro, nos mantenemos dentro del 10% de las empresas con mejor desempeño en sostenibilidad del sector del petróleo y gas.

Con el fin de aunar esfuerzos para proteger los recursos del Estado y fortalecer la transparencia y la ética, suscribimos dos convenios marco de cooperación con la Unidad de Investigación y Análisis Financiero (UIAF) del Ministerio de Hacienda y con la Fiscalía General de la Nación, los cuales facilitarán las labores de investigación y sanción de quienes violen el Código de Ética de la empresa.

2016, un año de transición

En 2016 tendremos varios retos los cuales probarán la capacidad de respuesta de

la organización y del Grupo Ecopetrol: la operación del campo Rubiales en el Meta, el mayor del país, y del campo Cusiana, en Casanare, serán de Ecopetrol.

De la misma forma, culminaremos inversiones clave en los sistemas de transporte y concluiremos la puesta en marcha de la totalidad de las unidades de la Refinería de Cartagena que, a plena capacidad, procesará 165 mil barriles diarios de crudo. Además continuaremos brindando toda la colaboración a las autoridades competentes para explicar los mayores costos de la obra y suministrar la información necesaria sobre todo gasto o actividad que requiera aclaración en este mega proyecto.

Finalizar las inversiones en refinación y transporte nos permitirá, a partir de 2017, liberar más de US\$1.000 millones de inversión anual para los segmentos de exploración y producción.

Con el propósito de conservar las métricas financieras y preservar el grado de inversión, nos hemos propuesto mantener ajustado nuestro financiamiento y nos hemos comprometido con una estricta disciplina del uso del capital.

La relación con nuestro entorno también es uno de los pilares más robustos de nuestra gestión. Por eso, desde el año anterior hemos venido trabajando en una nueva estrategia la cual busca la prosperidad sostenible y compartida con las comunidades en las zonas de operación, y al mismo tiempo el fortalecimiento de la gobernabilidad local.

Nuestra atención está fijada en el año 2016, donde también se espera que predominen los bajos precios del crudo. Con mayor razón debemos redoblar los esfuerzos en ser más eficientes y competitivos con el fin de superar la turbulencia mundial. Para ello contamos con un gran equipo de trabajadores comprometidos en consolidar la nueva Ecopetrol.

Expreso mi agradecimiento a todos los trabajadores, contratistas, socios, accionistas e inversionistas, clientes, comunidades, autoridades locales y nacionales, así como a los miembros de nuestra Junta Directiva por todo el apoyo y la confianza que nos han brindado para continuar creciendo y haciendo de Ecopetrol una empresa más sólida en beneficio de Colombia.



Juan Carlos Echeverry Garzón
PRESIDENTE ECOPETROL S.A.

01



SOBRE ECOPETROL



QUIÉNES SOMOS



G4-3 | Con 64 años de historia, Ecopetrol es la empresa más grande de Colombia y es una compañía integrada del sector de petróleo y gas, que participa en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos: exploración, producción, comercialización y transformación en combustibles y productos de mayor valor agregado como petroquímicos.

de combustibles y crudos en ambas costas (Coveñas y Cartagena, en el Mar Caribe, y Tumaco, en el Océano Pacífico). También es dueña de la mayor parte de los oleoductos y poliductos del país que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.

G4-5
G4-6 | Sus campos de extracción se encuentran ubicados en el centro, sur, oriente y norte de Colombia; cuenta con dos refinerías (Barrancabermeja y Cartagena) y tres puertos para exportación e importación

Tiene participación en el negocio de los biocombustibles y, mediante sus inversiones internacionales emprendidas en los últimos años, tiene presencia en Brasil, Perú y el Golfo de México (Estados Unidos).

G4-17 | **La participación accionaria de Ecopetrol en otras compañías del sector, es la siguiente:**



Exploración y producción:

- Hocol (100%),
- Savia (50%),
- Equión (51%),
- Ecopetrol América (100%),
- Ecopetrol Brasil (100%)
- Ecopetrol Germany Gmbh (100%)



Transporte:

- Cenit (100%)



Refinación y petroquímica:

- Reficar (100%)
- Propilco (100%)



Biocombustibles:

- Ecodiesel (50%)
- Bioenergy (91%)

Con corte a 31 de diciembre de 2015, las acciones de Ecopetrol estaban listadas en la Bolsa de Valores de Colombia y sus ADR en la Bolsa de Valores de Nueva York y en la Bolsa de Valores de Toronto. La República de Colombia es el accionista mayoritario con una participación de 88,5%.

NATURALEZA JURÍDICA

G4-5
G4-7



Ecopetrol es una sociedad de economía mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales contenidos en la Escritura Pública No. 5314 de 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.

ASOCIACIONES, GREMIOS E INICIATIVAS VOLUNTARIAS

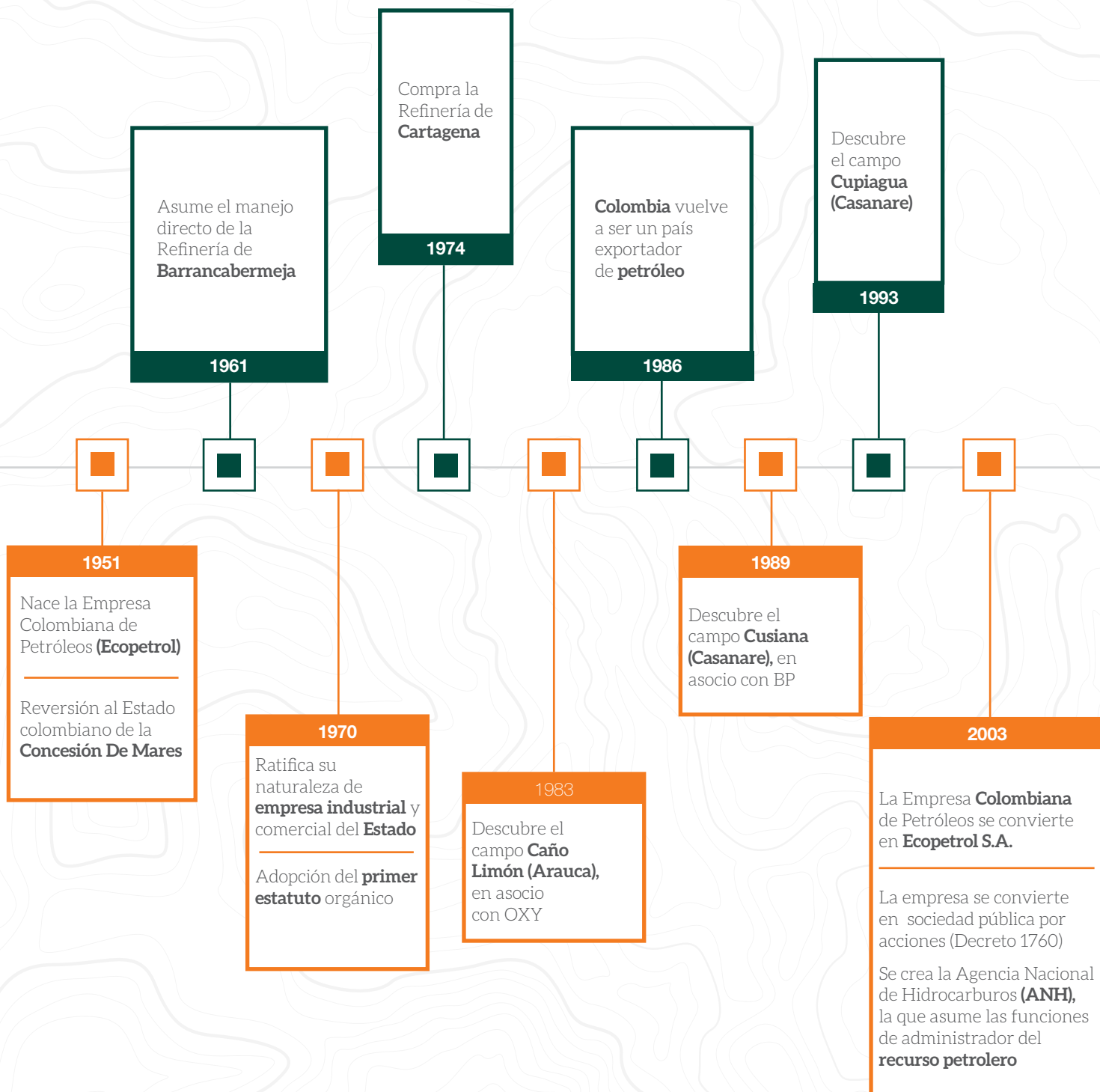
G4-15
G4-16

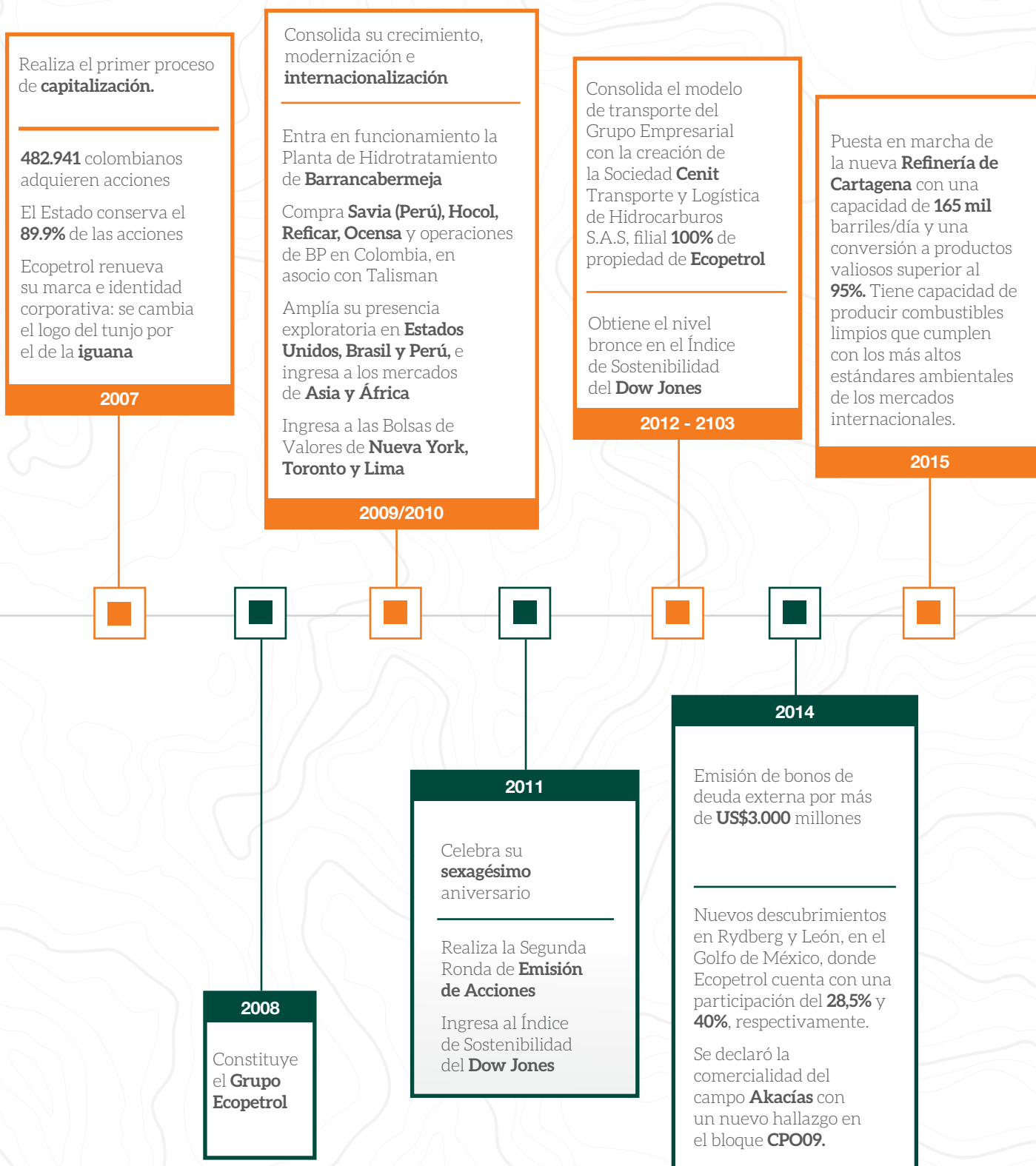


Las diferentes asociaciones, gremios e iniciativas de carácter voluntario que apoya Ecopetrol están relacionadas tanto con el núcleo del negocio como con aquellas que apoyan su sostenibilidad.

- | | |
|--|---|
| ■ Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas) | ■ Asociación Consejo Empresarial Colombiano para el Desarrollo Sostenible (CECODES) |
| ■ Asociación Mundial de Gas Licuado de Petróleo (IWLPGA) | ■ Asociación Petroquímica y Química Latinoamericana (APLA) |
| ■ Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) | ■ Centro Internacional de Responsabilidad y Sostenibilidad (RS) |
| ■ Centro Regional para América Latina y el Caribe de Pacto Mundial | ■ CEO Water Mandate - Global Compact |
| ■ Clean Caribbean & Americas | ■ CME - Comité Minero Energético (Seguridad y Derechos Humanos) |
| ■ COCME - Comité Colombiano del WEC (World Energy Council) | ■ Constructores de Responsabilidad y Ética Organizacional (CREO) |
| ■ Consejo Profesional de Ingeniería de Petróleos | ■ Corporación Red Local del Pacto Global en Colombia |
| ■ Ethics and Compliance Officer Association (ECO A) | ■ Global Reporting Initiative (GRI) - Categoría OS (Organizational Stakeholders) |
| ■ Gran Acuerdo Social del Magdalena Medio | ■ Guías Colombia en Derechos Humanos y Derecho Internacional Humanitario |
| ■ Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC) | ■ Observatorio de Paz Integral del Magdalena Medio |
| ■ Oil Companies International Marine Forum (OCIMF) | ■ Pacto Sectorial por la Transparencia y Lucha contra la Corrupción del Sector Petróleo y Gas |
| ■ Red Colombia contra el Trabajo Infantil | ■ Society of Petroleum Engineers (SPE) |

PERSPECTIVA HISTÓRICA





NUESTRA ESTRATEGIA



G4-13 | ESTRATEGIA DE SOSTENIBILIDAD Y GENERACIÓN DE VALOR



Ecopetrol ha tenido una de las mayores tasas de crecimiento en producción de petróleo y gas de la industria en los últimos años, al pasar de 385 kbped en 2006 a 773 kbped en el primer trimestre de 2015. Esto se logró con una ruta de inversión y expansión que, además, permitió una importante generación de valor.

El crecimiento, que estuvo acompañado de altas rentabilidades entre los años 2007 y 2013, fue posible en momentos en que las capacidades de la organización lo facilitaron, al tiempo que los precios y el entorno local y global eran favorables. Esto permitió que Ecopetrol lograra mayor relevancia y visibilidad en el ámbito internacional.

La dinámica del entorno de negocios, especialmente con el nuevo escenario de precios, la necesidad de consolidar éxitos exploratorios y los desafíos de la sostenibilidad en el largo plazo, plantean nuevos retos para la empresa. Esta situación obliga a poner foco en los aspectos que llevarán a Ecopetrol a perdurar en forma competitiva en el mundo: exploración exitosa y producción rentable y sostenible.

La revisión del negocio, desarrollada entre 2014 y 2015, llevó a formular, revisar y evaluar nuevos escenarios teniendo como fundamentos los criterios de creación de valor, sostenibilidad, viabilidad financiera y nivel de riesgo. Con base en lo anterior, se redefinió el norte de la empresa y se creó un nuevo Marco estratégico.

G4-42
G4-56



VISIÓN



Ecopetrol será una compañía integrada de clase mundial de petróleo y gas, orientada a la generación de valor y sostenibilidad, con foco en Exploración y Producción, comprometida con su entorno y soportada en su talento humano y la excelencia operacional.

MISIÓN



Trabajamos todos los días para construir un mejor futuro...

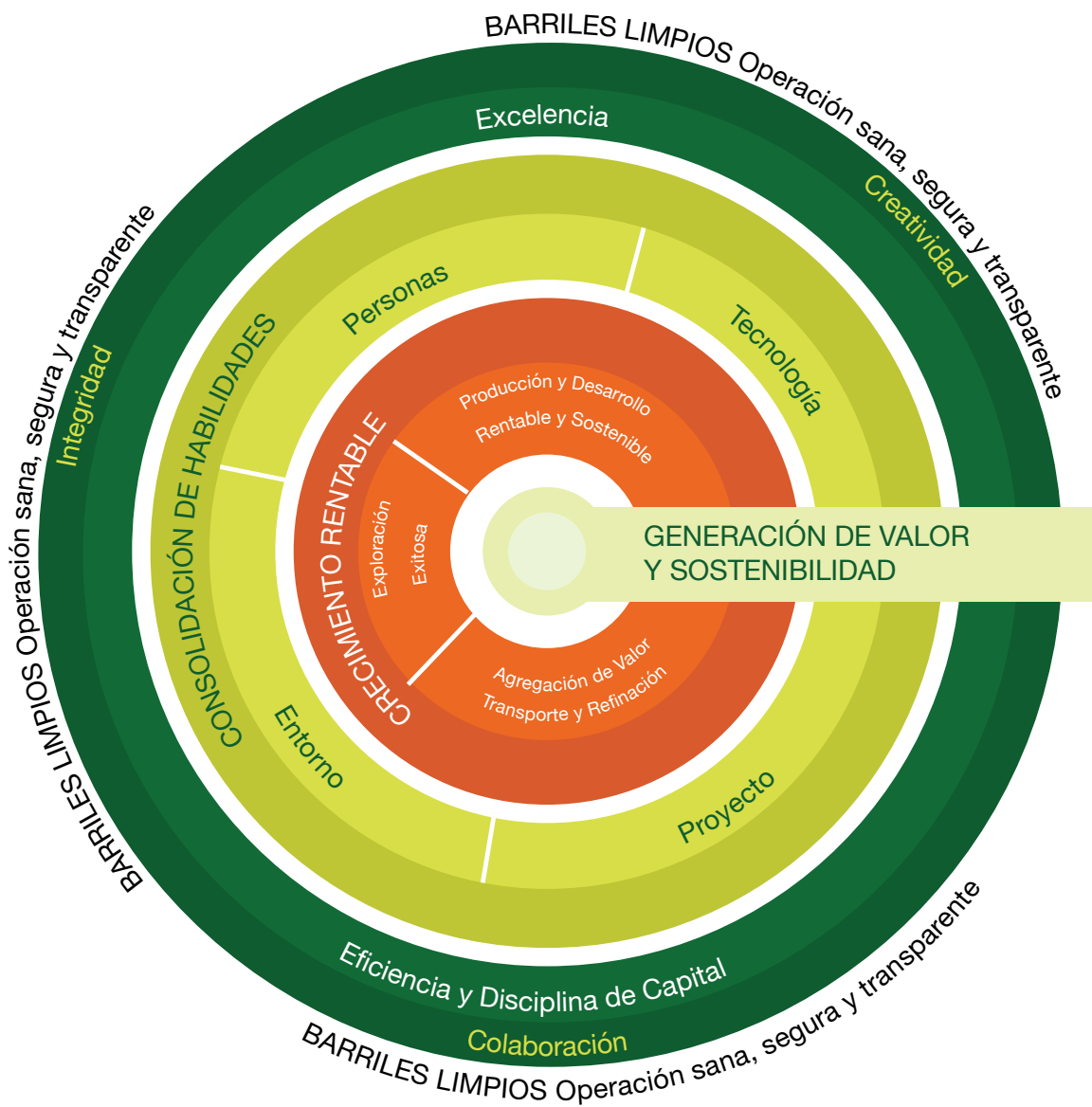
Rentable y sostenible.

Con una operación sana, limpia y segura (Barriles Limpios).

Asegurando la excelencia operacional y la transparencia en cada una de nuestras acciones.

Construyendo relaciones de mutuo beneficio con los grupos de interés.

MARCO ESTRATÉGICO GRUPO ECOPETROL 2015 - 2020



La nueva estrategia de Ecopetrol para el periodo 2015-2020 que orientará el rumbo de la compañía y su grupo, está sustentada en los lineamientos de creación de valor sostenible y una operación más eficiente de sus activos.

Los lineamientos estratégicos que se definieron son:



Crecimiento rentable:

- Lograr una actividad exploratoria exitosa, recomponiendo el portafolio para hacerlo más equilibrado y diversificado, dando prioridad a la alta materialidad.
- Enfocar la producción en los campos de mayor materialidad y priorizar proyectos de mejora del factor de recobro.



Excelencia en las operaciones de la compañía:

- Mejorar los procesos y la innovación para operar de una forma eficiente.
- Actuar bajo parámetros de disciplina financiera, asegurando que los recursos del Grupo sean invertidos en proyectos que generen valor y crecimiento sostenible.
- Optimizar la posición y la eficiencia de Ecopetrol en los segmentos de Transporte y Refinación.



Intervenir procesos habilitadores para viabilizar valor y sostenibilidad de la cadena productiva:

- Transformar la cultura organizacional hacia un nuevo enfoque colaborativo y reforzar los mecanismos de gestión del talento humano.
- Desarrollar tecnologías de negocio en línea con la estrategia de la compañía y robustecer y simplificar las herramientas de tecnología de la información.
- Lograr la gestión integral y eficaz de proyectos en costo y tiempo, desde la planeación hasta la ejecución.
- Desarrollar un modelo único de relacionamiento con el entorno, alineado con la estrategia y las necesidades de las comunidades.

Esta estrategia se encuentra soportada en seis definiciones clave para que Ecopetrol responda a las expectativas de sus grupos de interés, conservando un adecuado relacionamiento con el entorno en el que desarrolla sus operaciones.



FOCOS DEL NEGOCIO



Los focos de la estrategia por cada segmento del negocio son:

Segmento del Upstream

El enfoque del crecimiento rentable de Ecopetrol estará en el segmento del Upstream. Se desarrollarán acciones para buscar el éxito exploratorio, a través de la racionalización del portafolio, la construcción de un modelo de ideas y opciones para generar un mayor número de oportunidades y adicionar recursos contingentes y reservas. Para ello, se fortalecerán las capacidades exploratorias

del Grupo e incrementará la diversificación del portafolio exploratorio, incorporando cuencas en otros países. En ese mismo sentido, Ecopetrol ajustará su participación.

La estrategia en Producción priorizará la generación de valor y la sostenibilidad sobre el volumen, controlando el ritmo de crecimiento de la producción.

El factor de recobro es el principal pilar de sostenibilidad de este segmento, a través de un plan integrado que permita aumentar la producción en los principales campos actuales, que asegure la sostenibilidad en términos de vida media de reservas en el corto plazo y que tenga visión integral de desempeño financiero, técnico y operativo.

De acuerdo con los lineamientos estratégicos, Ecopetrol centrará su actividad productiva en los campos que generen valor, de manera que cumpla con su responsabilidad frente a los accionistas.

Por otro lado, la sostenibilidad de Ecopetrol se medirá por la capacidad de incorporación de reservas a un ritmo, al menos, igual que la producción, sumando volúmenes que provendrán de la mejora del factor de recobro y de la exploración.

Para lograrlo, Ecopetrol y sus filiales tendrán una relación de reemplazo de reservas de 100% en el periodo 2015-2020. Esto representará una incorporación de 1.766 MBoe1 de reservas probadas al 2020 que provendrán, en su mayoría, de la mejora del factor de recobro.

| OG1

Segmento de Transporte

El desafío más importante de Ecopetrol y Cenit es poner en marcha las acciones de mejoramiento para lograr un desempeño operativo de excelencia, alineado con los

mejores de Latinoamérica (referenciado con los indicadores de Solomon), alcanzando eficiencias que permitan reducir los costos con prácticas sostenibles.

Segmento de Downstream

El principal lineamiento para este segmento será la optimización del modelo operativo y de costos que permita la máxima generación de valor en las dos refinerías, de manera que

se posicionen en los primeros cuartiles de la referenciación internacional (benchmarking de Solomon). El Programa de eficiencias será el pilar fundamental para alcanzar este objetivo.

Segmento de Comercialización

La estrategia de comercialización se basará en atender todas las expectativas de los clientes nacionales e internacionales de crudo, gas y productos derivados.

Se buscará consolidar la presencia de Ecopetrol en el mercado de Asia - Pacífico como principal foco.

La comercialización de gas estará enfocada en desarrollar recursos propios de gas natural con el objetivo de asegurar el autoabastecimiento de Ecopetrol, así como para atender y crecer en los mercados internos y del exterior.

PROGRAMA DE TRANSFORMACIÓN EMPRESARIAL



Para la implementación de la nueva estrategia, se puso en marcha el Programa de transformación empresarial. En 2015, el Programa desarrolló la fase de estructuración y definición de las iniciativas que se implementarán a partir de 2016 en ocho temáticas o subprogramas.

Focos del Programa de transformación empresarial



METAS PROYECTADAS 2016 – 2020



Las metas proyectadas que se han definido para el logro de la estrategia a 2020, son las siguientes:



Producción rentable, sostenible y limpia:

- Ebitda por barril: en torno a US\$30, a precios de Brent entre US\$60 y 80 por barril.
- Crecimiento de la producción entre el 1% y el 2% hasta 2020.



Rentabilidad:

- Duplicar el Ebitda.



Sostenibilidad:

- 1,7 Bbpe nuevas reservas al 2020 y reposición del 100%.



Eficiencia:

- Ahorros en costos superiores a US\$ 1 billón por año.



Disciplina financiera:

- Inversión media de US\$5 billones por año.



Valor a los accionistas:

- Mantener calificación crediticia actual.

Es importante resaltar que en 2016 se revisará la viabilidad de la estrategia vigente frente a la coyuntura actual de precios.

G4-13 |

CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



La estructura organizacional de Ecopetrol se ajustó de acuerdo con la nueva estrategia 2015-2020 y se dividió en tres grandes grupos:

Operación: a cargo de la Vicepresidencia Ejecutiva, donde se consolidan todas las áreas de la cadena de valor de la empresa.

Control: donde están las áreas corporativas y de soporte.

Transformación: área encargada de apalancar la competitividad de la empresa y la implementación exitosa de la estrategia.

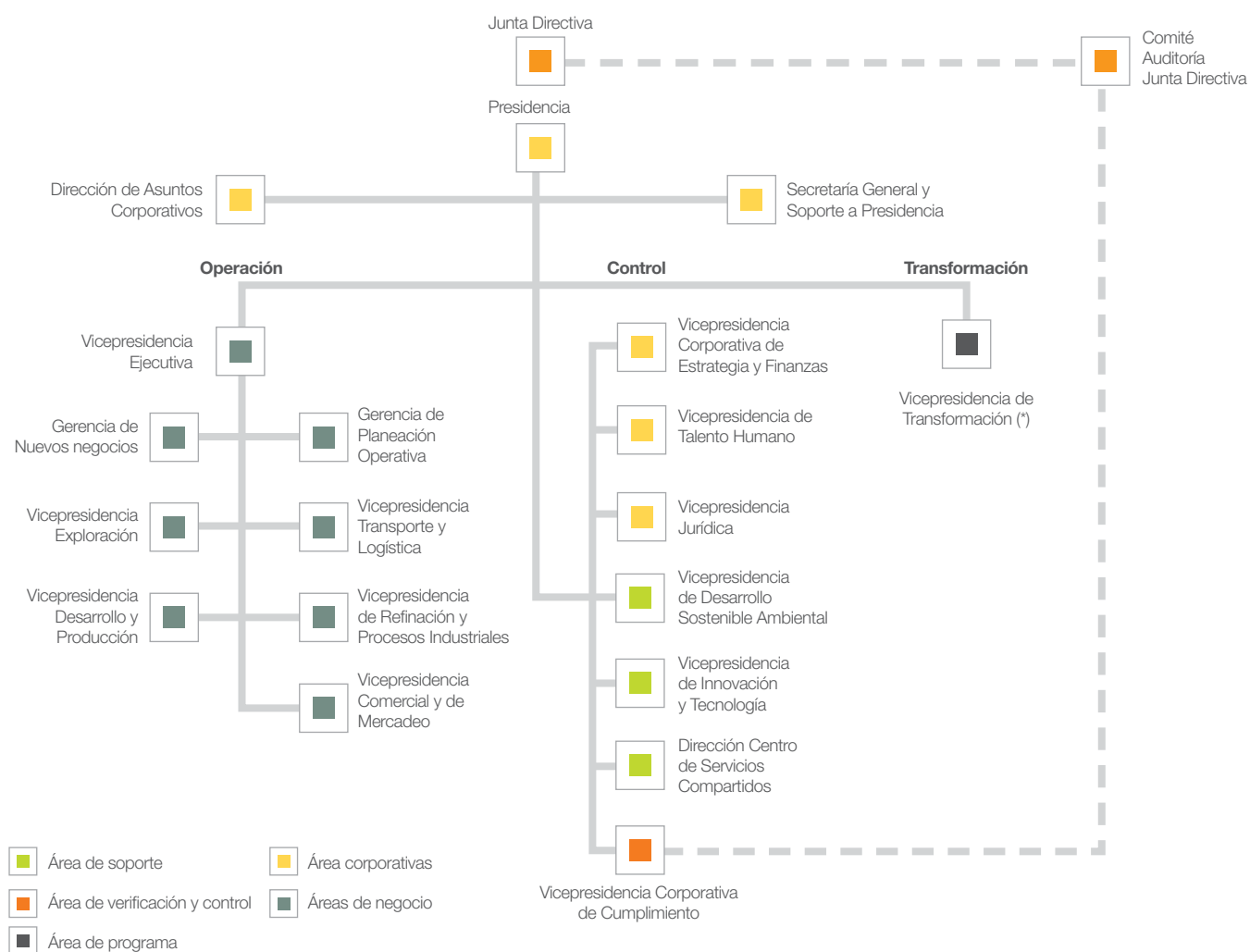
Dentro de los principales cambios estuvo la creación de la Dirección de Asuntos Corporativos, encargada de los temas de comunicaciones corporativas, responsabilidad empresarial y convenios institucionales; y el redireccionamiento de la Secretaría General y Soporte a Presidencia, encargada de apoyar a la Presidencia en temas políticos y jurídicos.

Adicionalmente, se integraron la Vicepresidencia Corporativa de Estrategia

y Crecimiento y la Vicepresidencia de Corporativa de Finanzas, creando la nueva Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas, con el fin de garantizar el control financiero en una única área.

Finalmente, se creó la Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento que integró las funciones de prevención, detección y sanción del cumplimiento y el control interno.

Estructura organizacional de Ecopetrol



RESPONSABILIDAD EMPRESARIAL



En Ecopetrol la responsabilidad empresarial es una estrategia de negocio orientada a asegurar una gestión empresarial responsable, que tome en consideración las expectativas de los grupos de interés y asegure la adopción de prácticas y comportamientos

que contribuyan a la sostenibilidad del negocio y al desarrollo del entorno.

Es un elemento de la estrategia de la empresa: Generación de valor y sostenibilidad, que aporta al logro de la Misión:

■
“**TRABAJAMOS**
TODOS LOS
DÍAS PARA
CONSTRUIR UN
MEJOR **FUTURO:**

■ RENTABLE Y SOSTENIBLE.

■ ASEGURANDO LA EXCELENCIA OPERACIONAL Y LA TRANSPARENCIA EN CADA UNA DE NUESTRAS ACCIONES.

■ CON UNA OPERACIÓN SANA, LIMPIA Y SEGURA (BARRILES LIMPIOS).

■ CONSTRUYENDO RELACIONES DE MUTUO BENEFICIO CON LOS GRUPOS DE INTERÉS)”

Durante 2015 la responsabilidad empresarial se concentró en dos ejes temáticos: gestión de la agenda de sostenibilidad y gestión con grupos de interés.

G4-43 |

GESTIÓN DE LA AGENDA DE SOSTENIBILIDAD



La agenda de sostenibilidad de Ecopetrol establece un conjunto de criterios, propósitos y mejores prácticas económicas, ambientales y sociales que, de acuerdo con estándares internacionales, contribuyen a fortalecer la capacidad de Ecopetrol para generar valor a largo plazo para sus accionistas y demás grupos de interés.

Su objetivo es aportar insumos para mejorar los resultados de Ecopetrol en sostenibilidad corporativa y contribuir a un mejor desempeño del negocio. Los principales criterios de gestión que componen la agenda de sostenibilidad, se presentan a continuación:



Dimensión económica

- Exploración, producción y portafolio de gas.
- Gestión de riesgo y crisis.
- Códigos de conducta, cumplimiento, soborno y corrupción.
- Gobierno corporativo.
- Gestión de la cadena de abastecimiento.
- Gestión de relaciones con clientes.
- Transparencia y estrategia de tributación.



Dimensión ambiental

- Ecoeficiencia y emisiones al ambiente.
- Estrategia climática y combustibles limpios.
- Riesgos asociados al agua.
- Biodiversidad.
- Reporte ambiental.
- Sistema de gestión ambiental.



Dimensión social

- Salud y seguridad ocupacional.
- Gestión del talento humano.
- Prácticas laborales y derechos humanos.
- Impacto social en la comunidad y ciudadanía corporativa
- Reporte social.
- Gestión con grupos de interés (involucramiento).

Fuente: Ecopetrol, Dirección de Asuntos Corporativos

La gestión de la agenda de sostenibilidad está estrechamente relacionada con el ejercicio de la responsabilidad empresarial de Ecopetrol y potencia la contribución de la empresa al desarrollo sostenible.

Asimismo, busca responder a las expectativas que los grupos de interés tienen en relación con la actividad de la empresa, incorporando prácticas y criterios de gestión que maximicen los impactos positivos y prevengan, mitiguen o compensen los negativos.

Para cada uno de los criterios de la agenda de sostenibilidad, Ecopetrol realiza un diagnóstico

de fortalezas, oportunidades de mejora y mejores prácticas de gestión. El diagnóstico sirve como punto de partida para definir las acciones de un Plan de cierre de brechas, que deben ser implementadas por las diferentes áreas con el fin de responder a las oportunidades de mejora identificadas.

El desempeño de Ecopetrol en sostenibilidad es evaluado anualmente por la firma suiza RobecoSAM y Dow Jones Sustainability Indexes. Los resultados obtenidos en esta evaluación determinan el ingreso de la compañía al Índice de Sostenibilidad del Dow Jones.



ECOPETROL RATIFICADA EN EL ÍNDICE DE SOSTENIBILIDAD DEL DOW JONES

| G4-15

En 2015 Ecopetrol fue ratificada por quinto año consecutivo dentro del Índice de Sostenibilidad del Dow Jones (Dow Jones Sustainability Index-World). Este es uno de los principales indicadores mundiales que monitorea el desempeño financiero de compañías líderes en términos de sostenibilidad corporativa en las dimensiones económica, social y ambiental.

El Índice, que contempla un universo de más de 2.500 compañías que cotizan en bolsa, es referencia obligada para analistas, inversionistas institucionales, entidades especializadas por sectores e inversionistas de portafolio que creen en el potencial y los resultados de empresas sostenibles a la hora de tomar decisiones de inversión.

Con este logro, Ecopetrol se mantiene dentro del 10% de las empresas con mejor desempeño en sostenibilidad del sector del petróleo y gas.

G4-25 |

GESTIÓN CON GRUPOS DE INTERÉS



A través de este eje temático se busca asegurar una gestión socialmente responsable de Ecopetrol con sus grupos de interés que:

Apalanque el logro de los objetivos empresariales.

Contribuya al desarrollo del entorno.

Promueva el respeto por los derechos humanos.

Contribuya a la sostenibilidad del negocio en el largo plazo.

En este contexto, y de forma alineada con la Norma ISO26000, esto implica que la organización se hace responsable por los impactos que sus decisiones y actividades ocasionan en la sociedad y el medio ambiente, mediante un comportamiento ético y transparente que:

Contribuya al desarrollo sostenible, incluyendo la salud y el bienestar de la sociedad.

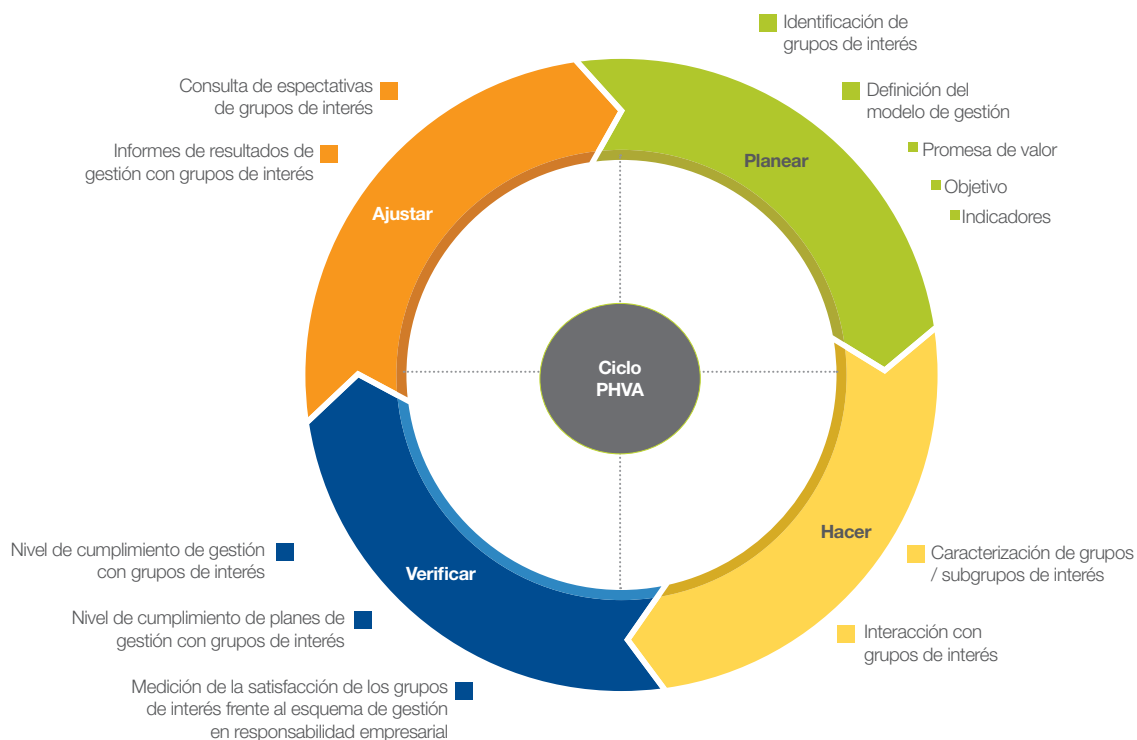
Tome en consideración las expectativas de sus grupos de interés.

Cumpla con la legislación aplicable y sea coherente con la normativa internacional de comportamiento.

Esté integrada en toda la organización y se lleve a la práctica en sus relaciones.

La construcción de relaciones de confianza y mutuo beneficio con todos los grupos de interés, supone la realización de una serie de actividades que se enmarcan en un ciclo PHVA (Planear, Hacer, Verificar, Ajustar):

Gestión con grupos de interés – Ciclo PHVA





PLANEAR | G4-25



En esta fase del proceso se realizan las siguientes actividades:

- **Identificación de grupos de interés:** consiste en reconocer la importancia de los grupos de interés para el logro de los objetivos empresariales y asegurar la identificación de temas clave en materia de responsabilidad empresarial para cada uno de los grupos identificados. Los siete grupos de interés de Ecopetrol son: accionistas e inversionistas; clientes; socios; empleados, jubilados y sus beneficiarios; contratistas y sus empleados; sociedad y comunidad, y Estado.
- **Definición del modelo de gestión y control:** esta actividad permite priorizar los asuntos y propósitos de mayor materialidad con cada grupo de interés, los cuales se plasman en los tres elementos centrales del Modelo de responsabilidad empresarial de Ecopetrol:



Promesa de valor: afirmación o enunciado que recoge los elementos fundamentales de la oferta de valor de la empresa hacia a un determinado grupo de interés, en el marco del ejercicio de la responsabilidad empresarial. Se construye teniendo en cuenta las expectativas de los grupos de interés y las posibilidades e intereses estratégicos de la empresa.



Objetivo: es un enunciado claro y preciso de los logros y propósitos a los que se debe llegar para cumplir con la promesa de valor establecida para cada grupo de interés.



Indicadores: son medidas verificables de cambio o resultado que permiten hacer seguimiento al logro de los objetivos y promesa de valor establecidos para cada grupo de interés.

En la tabla 3 se presenta el Modelo de responsabilidad empresarial de Ecopetrol para 2015.

Tabla 3.

Modelo de responsabilidad empresarial Ecopetrol – 2015

G4-24
G4-26

Accionistas e inversionistas

Subgrupos de interés	Promesa de valor	Objetivos
<ul style="list-style-type: none"> > Accionistas personas naturales Fondos de Pensiones y Cesantías > Personas jurídicas colombianas > Inversionistas extranjeros 	Promover una inversión segura, rentable y transparente a través de una adecuada gestión del negocio y su entorno	<ul style="list-style-type: none"> > Generar valor para los accionistas > Promover una administración con principios de ética y transparencia. > Fortalecer relaciones con accionistas e inversionistas.

Clientes

Subgrupos de interés	Promesa de valor	Objetivos
<ul style="list-style-type: none"> > Clientes de refinados > Clientes de gas > Clientes de petroquímicos e industriales > Clientes de comercialización internacional 	Ser la mejor opción de suministro a los clientes de nuestros productos y servicios, con criterios de oportunidad, calidad y cantidad	<ul style="list-style-type: none"> > Asegurar un suministro al cliente con criterios de oportunidad, calidad y cantidad Alcanzar niveles de excelencia en la atención a nuestros clientes

Contratistas y sus empleados

Subgrupos de interés	Promesa de valor	Objetivos
<ul style="list-style-type: none"> > Contratistas activos > Potenciales proveedores > Proveedores de los contratistas > Subcontratistas de los contratistas > Trabajadores de contratistas 	Transparencia, reglas claras y una relación de mutuo beneficio	<ul style="list-style-type: none"> > Asegurar prácticas éticas y transparentes en la cadena de abastecimiento > Asegurar reglas claras en los procesos de contratación > Generar valor compartido a través de la identificación de oportunidades en la cadena de abastecimiento > Asegurar el cumplimiento de altos estándares de desempeño > Desarrollar proveedores sostenibles en términos de productividad, competitividad, cultura y gestión empresarial

Socios

Subgrupos de interés	Promesa de valor	Objetivos
<ul style="list-style-type: none"> > Socios actuales de producción - Alto impacto > Socios actuales producción - Bajo impacto > Socios actuales de exploración - Estratégicos > Socios actuales exploración – Otros > Socios potenciales estratégicos > Otros socios potenciales 	Asegurar negocios conjuntos sostenibles dentro de un marco de relaciones transparentes, confiables, eficientes y de mutuo beneficio	<ul style="list-style-type: none"> > Construir y mantener reglas claras > Asegurar el cumplimiento de la promesa de valor del negocio conjunto > Contribuir conjuntamente a la sostenibilidad del negocio, al desarrollo del entorno y a un adecuado relacionamiento con los grupos de interés

Estado

Subgrupos de interés	Promesa de valor	Objetivos
<ul style="list-style-type: none"> > Organismos del poder legislativo > Organismos asociados a la gestión de asuntos éticos y de cumplimiento > Organismos asociados a la gestión ambiental > Organismos asociados a la gestión de seguridad física > Organismos asociados a la gestión de la estrategia y crecimiento > Organismos asociados a la gestión social > Organismos asociados a la gestión de auditoría interna 	<p>Contribuir a la construcción de un Estado Social de Derecho mediante el cumplimiento de nuestras obligaciones y el apoyo al fortalecimiento institucional</p>	<ul style="list-style-type: none"> > Asegurar el cumplimiento de las obligaciones con el Estado > Generar sinergias con las entidades del orden nacional, regional y local que aporten al cumplimiento de los objetivos empresariales y al desarrollo sostenible del país > Apoyar el fortalecimiento de entidades del Estado para que gestionen adecuadamente sus obligaciones

Empleados, jubilados y subbeneficiarios

Subgrupos de interés	Promesa de valor	Objetivos
<ul style="list-style-type: none"> > Empleados > Beneficiarios > Organizaciones sindicales > Pensionados 	<p>Ser el mejor lugar para trabajar, generador de valor compartido en un marco de confianza, transparencia y productividad</p>	<ul style="list-style-type: none"> > Contribuir a la calidad de vida de los empleados y sus beneficiarios > Desarrollar el crecimiento integral de los empleados en la organización <ul style="list-style-type: none"> Promover un ambiente laboral sano, limpio y seguro > Actuar en un marco de respeto al derecho de asociación y libertad sindical <ul style="list-style-type: none"> Asegurar el cumplimiento de las obligaciones y la adecuada atención a los empleados, jubilados y sus beneficiarios

Sociedad y comunidad

Subgrupos de interés	Promesa de valor	Objetivos
<ul style="list-style-type: none"> > Organizaciones de base > Empresas / Fundaciones / ONG > Organizaciones étnicas > Contratistas en zonas de operación, con perspectiva de miembros de la comunidad > Propietarios de predios 	<p>Participar en el desarrollo sostenible del país, en un marco de corresponsabilidad y respeto de los derechos humanos</p>	<ul style="list-style-type: none"> > Desarrollar todas las actividades con responsabilidad social y ambiental > Impulsar procesos colectivos de desarrollo territorial > Fortalecer relaciones de corresponsabilidad fundadas en el diálogo y la participación > Actuar en un marco de respeto y promoción de los derechos humanos



HACER



En esta fase del proceso se realizan las siguientes actividades:

- **Caracterización de grupos/subgrupos de interés:** consiste en asegurar un conocimiento profundo y detallado de los grupos y subgrupos de interés, que permita definir el perfil, el enfoque y las iniciativas de gestión más adecuados para cada uno de ellos. Incluye la generación de canales de diálogo y comunicación para establecer, mantener y mejorar la relación con los diferentes grupos de interés y atender oportuna y adecuadamente sus requerimientos.
- **Interacción con grupos de interés:** consiste en la definición y ejecución de planes de gestión anuales con los grupos de interés, basados en la caracterización de cada uno de ellos.



VERIFICAR



Esta actividad permite evaluar la gestión con los grupos de interés a través del monitoreo del cumplimiento de la promesa de valor establecida por Ecopetrol con cada grupo; el cumplimiento de los planes de gestión, y la satisfacción de los grupos frente al esquema de gestión en responsabilidad empresarial. Esta verificación se soporta a través del cálculo de los siguientes indicadores:

- **Nivel de cumplimiento de gestión con grupos de interés:** este indicador permite validar el cumplimiento de la promesa de valor con cada grupo de interés, definida en el Modelo de responsabilidad empresarial. Está compuesto por un conjunto de indicadores individuales a cargo de las diferentes áreas responsables de los grupos de interés.

El Indicador obtuvo un resultado en 2015 del 92,3% frente a una meta para el año de 90%, lo que representó un cumplimiento del 103%. En la tabla 4 se presentan los resultados para 2015 de dicho indicador.

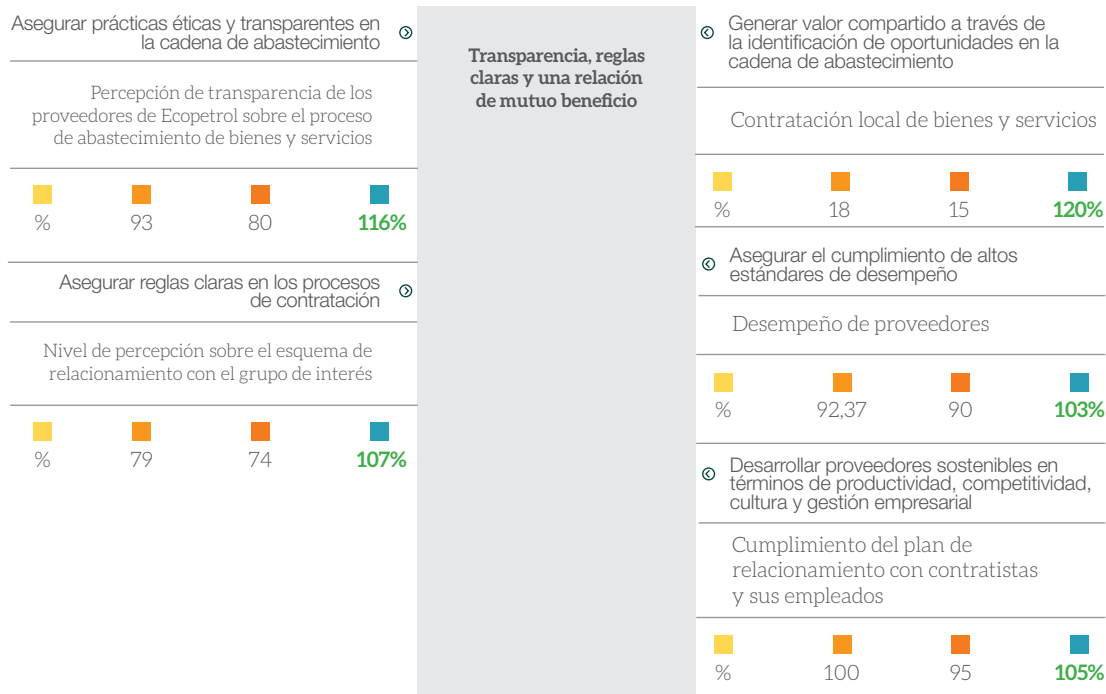
Tabla 4.
Resultados de la gestión en responsabilidad
empresarial en 2015

- Unidad de medida
- Real
- Meta
- Cumplimiento vs. plan

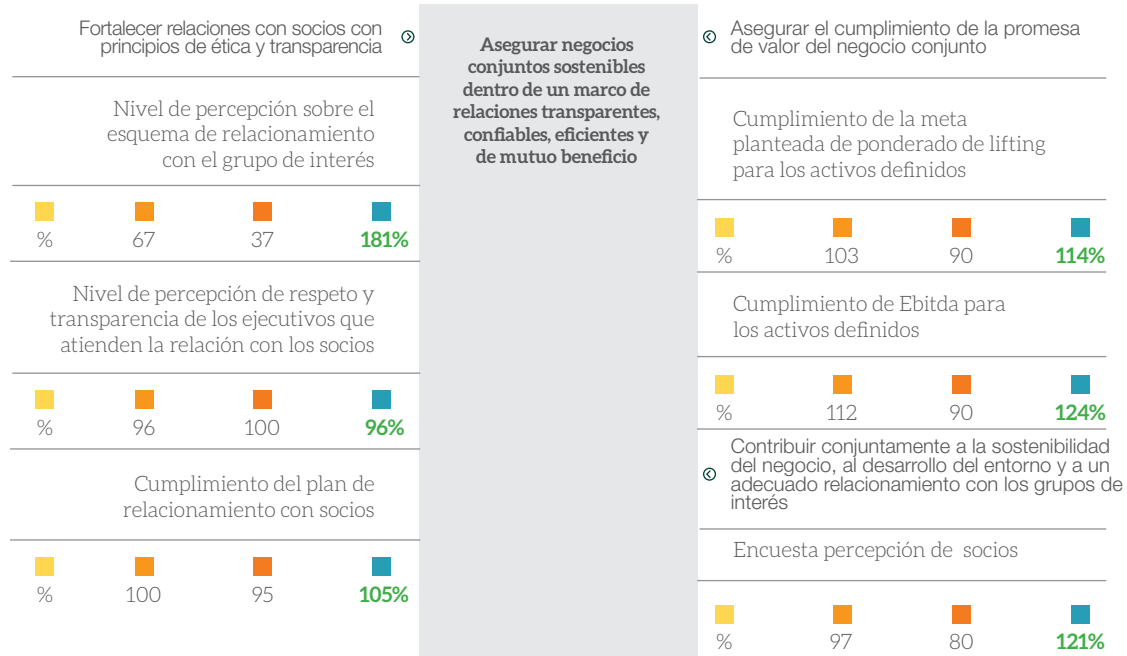


■ Unidad de medida
■ Real
■ Meta
■ Cumplimiento vs. plan

CONTRATISTAS Y SUS EMPLEADOS

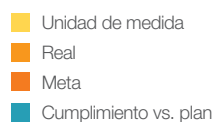


SOCIOS



- Unidad de medida
- Real
- Meta
- Cumplimiento vs. plan





SOCIEDAD Y COMUNIDAD



Nivel de cumplimiento de planes de gestión con grupos de interés: este indicador monitorea mensualmente el cumplimiento de las actividades previstas en los planes de gestión con cada grupo. A diciembre de 2015, el indicador de registró un cumplimiento acumulado para el año del 99,20%.

Medición de la satisfacción de los grupos de interés frente al esquema de gestión en responsabilidad empresarial: a través de información obtenida a partir de encuestas y entrevistas a los diferentes grupos de interés, Ecopetrol consulta anualmente su percepción frente a un conjunto de atributos generales y específicos de responsabilidad empresarial.

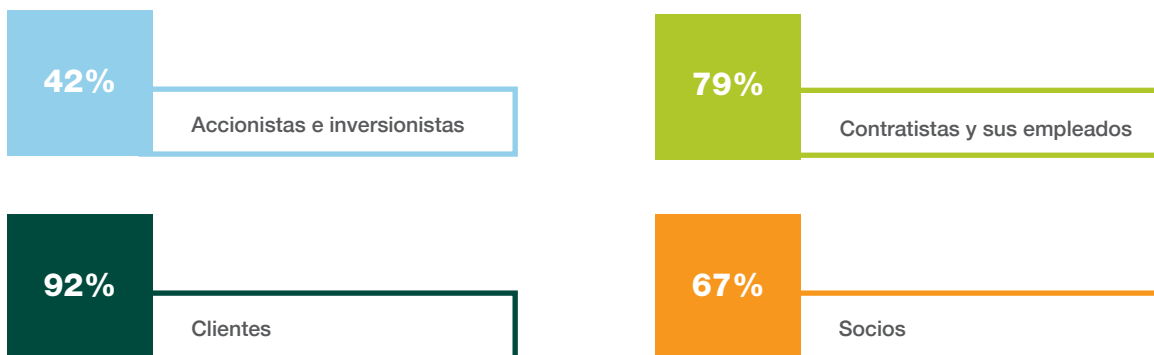
Los atributos generales consultan aspectos como: construcción de

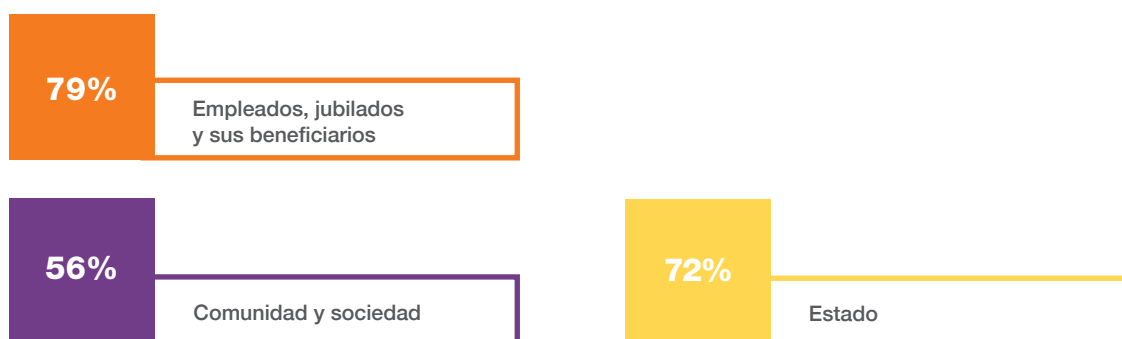
relaciones de confianza y beneficio mutuo; consideración de expectativas al momento de tomar decisiones; respuesta adecuada de quejas y reclamos; mecanismos de diálogo y participación; respeto a los derechos humanos, y transparencia y ética en la gestión empresarial.

Por su parte, los atributos específicos consultan aspectos particulares de la gestión de Ecopetrol con cada grupo de interés, de acuerdo con la promesa de valor y objetivos establecidos en el Modelo de responsabilidad empresarial.

Los resultados de la medición en 2015 de la satisfacción de los grupos de interés frente al esquema de gestión en responsabilidad empresarial, se presentan en la tabla 5.

Tabla 5.
Satisfacción de los grupos de interés - 2015





Fuente: Ecopetrol, Dirección de Asuntos Corporativos



AJUSTAR



Con el fin de tener un mejoramiento continuo del proceso, en esta fase se realizan los ajustes al Modelo de responsabilidad empresarial y a los planes de gestión con grupos de interés, tomando como insumos los informes de resultados de las mediciones de la fase de verificación y los resultados de la consulta de expectativas de los grupos de interés.

G4-27
G4-49

Consulta de expectativas de los grupos de interés: se realiza de manera periódica con el fin de asegurar que el Modelo de responsabilidad empresarial tome en consideración las expectativas, los asuntos y los propósitos de mayor materialidad para cada grupo.

Hasta el momento, se han realizado tres consultas de expectativas. La primera, en 2009, sirvió como punto de partida para la definición del Modelo que estuvo vigente en el período 2010 - 2012. La segunda, realizada en 2012, sirvió para la revisión y ajuste del Modelo entre 2013 y 2015.

La tercera consulta, que se aplicó en el segundo semestre de 2015, se realizó a través de encuestas y entrevistas semiestructuradas, en las ciudades de: Bogotá, Villavicencio, Acacías, Castilla La Nueva, Barrancabermeja, el Centro, Tibú, Medellín, Barranquilla, Cali y Bucaramanga.

Los resultados obtenidos sirvieron como insumo para el ajuste del Modelo y los planes de gestión con los grupos de interés que estarán vigentes en 2016.

G4-27 | **Las principales expectativas identificadas en la consulta de 2015, se presentan a continuación:**



**SOCIEDAD Y
COMUNIDAD**

- Apoyo al desarrollo territorial.
- Desarrollo de actividades buscando el menor impacto ambiental.
- Impulso a proyectos de inversión social y cuidado ambiental.
- Cumplimiento de compromisos o acuerdos con la comunidad.
- Respeto a los derechos humanos.
- Diálogo sin intermediarios.
- Construcción de alianzas para proyectos de desarrollo local.



ESTADO

- Cumplimiento de obligaciones.
- Apoyo técnico para el fortalecimiento institucional.
- Sinergias y alianzas para proyectos de desarrollo local.
- Articulación con entidades del Estado.
- Confiabilidad y transparencia de la información.
- Diálogo activo, cercano y permanente con la comunidad.
- Adecuada gestión ambiental.
- Manejo de protestas sociales.



**CONTRATISTAS
Y SUS
EMPLEADOS**

- Transparencia y claridad de reglas en los procesos de contratación.
- Apoyo y acompañamiento a iniciativas de desarrollo de proveedores.
- Promoción de proveedores locales y encadenamientos productivos.
- Estabilidad contractual y laboral.
- Seguimiento al cumplimiento de obligaciones de contratistas.
- Cuidado del medio ambiente.
- Cumplimiento de compromisos con las comunidades.



**EMPLEADOS,
JUBILADOS
Y SUS
BENEFICIARIOS**

- Mantenimiento y calidad de beneficios (salud y educación).
- Desarrollo profesional y familiar.
- Información oportuna sobre actividades y decisiones de la empresa.
- Operación de la empresa respetuosa con el medio ambiente.
- Búsqueda de soluciones conjuntas en tiempos de crisis.
- Estabilidad laboral.



CLIENTES

- Calidad del producto.
- Cumplimiento (oportunidad en la entrega/cantidades).
- Cercanía y calidad en la atención al cliente.
- Acceso a información relevante de la empresa.
- Gestión transparente y lucha anticorrupción.
- Responsabilidad con la comunidad y el medio ambiente.



ACCIONISTAS E INVERSIONISTAS

- Rentabilidad y sostenibilidad.
- Comunicación más frecuente y cercana.
- Mayor información (empresa, acción y mercado bursátil).
- Orientación y acompañamiento.
- Honestidad de dirigentes.
- Conocimiento de la estrategia de largo plazo frente a la crisis.



SOCIOS

- Contribución conjunta a la sostenibilidad del negocio.
- Mayor eficiencia operacional para asegurar resultados rentables.
- Agilidad en los procesos y empoderamiento para la toma de decisiones.
- Más trabajo conjunto y menos arrogancia de los funcionarios.
- Mantener honestidad y transparencia de los funcionarios con quienes se interactúa.
- Mayor entendimiento del entorno y de la dinámica social y ambiental.
- Aprovechamiento de conocimiento, experiencia y buenas prácticas con socios.
- Buenas prácticas empresariales en ética, transparencia y lucha contra la corrupción (reputación).

RETOS Y DESAFÍOS EN RESPONSABILIDAD EMPRESARIAL



Ecopetrol se ha propuesto el reto de ser en 2020 una compañía integrada de clase mundial de petróleo y gas, orientada a la generación de valor y sostenibilidad, con foco en Exploración y Producción, comprometida con su entorno y soportada en su talento humano y la excelencia operacional.

Para apalancar el logro de estos propósitos, en el marco de su estrategia de responsabilidad empresarial, ha definido cuatro ejes de resultado, cada uno de los cuales tiene asociado un instrumento de gestión y una meta. Los resultados de 2015 y las metas para 2016 se presentan en la tabla 6.

Tabla 6.
Retos y desafíos en responsabilidad empresarial

Eje	Instrumento	Meta 2015	Resultados 2015	Meta 2016
Sostenibilidad	Evaluación de sostenibilidad del Índice de Sostenibilidad del Dow Jones (DJSI)	Top 10%	Top 10%	Top 10%
	Estándar GRI	GRI G4 Autodeclarado exhaustivo (revisión de Content Index)	GRI G4 Autodeclarado exhaustivo (revisión de Content Index)	GRI G4 Autodeclarado exhaustivo (revisión de Content Index)
	Comunicación de Progreso Pacto Global (COP)	COP Avanzado	COP Avanzado	COP Avanzado
Gestión con grupos de interés	Indicador Nivel de cumplimiento de gestión con grupos de interés	90%	92,3%	>90%
	Indicador Satisfacción de los grupos de interés frente al esquema de gestión en responsabilidad empresarial	N.A*	68%	68%
Derechos humanos	Indicador Cumplimiento del plan táctico de derechos humanos	95%	96%	95%
Reputación	Monitor Empresarial de Reputación Corporativa (MERCOC)	Primeros tres lugares	Tercer lugar	Cinco primeros lugares

Fuente: Ecopetrol, Dirección de Asuntos Corporativos

*El año 2015 fue línea de base para la medición

ESTÁNDARES DE SOSTENIBILIDAD EN EL GRUPO ECOPETROL



En 2011 Ecopetrol hizo un proceso de valoración interna a la luz del estándar ISO26000, con el fin de encontrar y mejorar sus brechas, y fortalecer así su modelo de gestión sostenible.

Posteriormente, en 2013 decidió extender esta iniciativa a las empresas del Grupo:

Ecopetrol Brasil, Hocol, Equion, Ocesa, ODL, Oleoducto Bicentenario, Reficar, Esenttia, y Bioenergy. Fue así como se desarrolló un proyecto a tres años que comenzó por establecer una línea de base, para luego definir un plan de cierre de brechas y en el tercer año, realizar una

segunda medición con el objetivo de medir los avances de cada una de las empresas y un consolidado como Grupo Ecopetrol.

De acuerdo con la valoración realizada en 2015, se pudo concluir que todas

las empresas del Grupo Ecopetrol se encuentran alineadas al estándar ISO26000. En 2016 se continuará trabajando en esta iniciativa, con la meta de construir un estándar de sostenibilidad único y consolidado para todo el Grupo.

DIÁLOGO CON GRUPOS DE INTERÉS

| G4-27



Para la construcción de relaciones de confianza y mutuo beneficio con los grupos de interés, es necesario contar con mecanismos de diálogo permanente y garantizar el cumplimiento de los compromisos de la empresa con sus grupos.

Para ello, Ecopetrol cuenta con la Oficina de Participación Ciudadana (OPC), a través de la cual se promueven espacios

de participación y diálogo como son las Audiencias Públicas de Rendición de Cuentas, los conversatorios regionales, entre otros. Adicionalmente, la OPC realiza procesos de monitoreo del relacionamiento con los grupos de interés, para lo cual dispone de herramientas de seguimiento al cumplimiento de los compromisos adquiridos por Ecopetrol y canales para gestionar las peticiones, quejas, reclamos y sugerencias (PQRS).

Espacios de participación y diálogo:

G4-37 | ■ Audiencias Públicas de Rendición de Cuentas

Ecopetrol realiza todos los años las Audiencias Públicas de Rendición de Cuentas en las diferentes regiones del país donde opera. En los últimos 10 años ha realizado un total de 25 audiencias. Los distintos grupos de interés pueden participar de estos espacios de manera presencial o a través de la transmisión en multimedia por internet vía *streaming*.

Por reducción presupuestal, la rendición de cuentas de 2015 se llevó a cabo en la Asamblea General de Accionistas, que tuvo lugar en Bogotá el 26 de marzo de 2015, donde se contó con la participación de 18.450 asistentes.

■ Brigadas móviles y conversatorios

A partir de 2014 el modelo de mesas de diálogo sobre múltiples temas migró a un esquema de conversatorios en temas específicos, buscando una mayor profundidad en los debates y mayor efectividad en las soluciones a las problemáticas planteadas. Estos conversatorios se complementan con brigadas móviles de atención encaminadas a lograr una mayor cobertura en las áreas de operación.

En 2015 se realizaron 173 actividades de participación (entre brigadas y conversatorios), en 29 municipios, con asistencia de 2.726 personas. En la tabla 7 se detallan las actividades realizadas en los últimos tres años.

Tabla 7.
Brigadas móviles y conversatorios

OPC regional	2013		2014		2015	
	Asistentes	Actividades de participación	Asistentes	Actividades de participación	Asistentes	Actividades de participación
OPC - Bogotá	528	17	696	22	117	8
OPC - Caribe	1.970	27	1.179	31	214	6
OPC - Casanare	314	52	405	46	96	4
OPC - Magdalena Medio	978	33	494	21	108	10
OPC - Meta	229	62	2.534	64	512	14
OPC - Occidente	78	5	221	7	294	12
OPC - Bucaramanga	414	26	579	83	116	26
OPC - Cúcuta					818	72
OPC - Sur	1.050	27	713	18	451	21
Total	5.561	249	6.821	292	2.726	173

Fuente: Ecopetrol, Dirección de Asuntos Corporativos

■ Oficina Móvil de Participación Ciudadana

La Oficina Móvil de Participación Ciudadana es una estrategia de gestión con los grupos de interés y monitoreo anticipado a la entrada de la empresa en nuevos territorios.

Más allá de recoger y canalizar las PQRS de las comunidades que recorre, esta OPC se convierte incluso en un aula de clase para compartir conocimientos; en un cine para mostrar de manera sencilla la complejidad

de la industria; en una sala para dialogar de manera cordial sobre temas de interés común, o en un centro de información para canalizar y autogestionar consultas.

En 2015, la OPC Móvil atendió a 500 personas en cinco municipios en el Meta. Vale la pena destacar que esta oficina cuenta con tecnología ambiental limpia y facilidades de acceso para población con movilidad reducida.

Proceso de monitoreo de grupos de interés:

■ Procedimiento de gestión de compromisos

G4-49 | La OPC realiza seguimiento a los compromisos adquiridos por la empresa no sólo en las respuestas de las PQRS, sino en los diferentes espacios de diálogo con los grupos de interés. El registro, seguimiento y los soportes documentales de los compromisos se realizan en la herramienta *Salesforce*, garantizando que se den respuestas en condiciones de calidad y oportunidad por parte de las áreas responsables de cada temática.

Asimismo, la OPC reporta mensualmente el estado de cumplimiento de los compromisos a nivel corporativo y de cada una de las áreas de la organización, con el fin de hacer un seguimiento a la gestión oportuna de los mismos.

Durante 2015 se identificaron 1.408 compromisos, los cuales se atendieron oportunamente en un 98%. En la tabla 8 se presenta el resultado de la gestión de compromisos identificados, clasificado por los diferentes grupos de interés.

Tabla 8.
Gestión de compromisos

Grupo de interés	Cantidad de compromisos identificados	Indicador de oportunidad
Comunidad y sociedad	1.037	97,9%
Empleados, jubilados y sus beneficiarios	164	99,4%
Contratistas y sus empleados	163	100%
Estado	42	100%
Clientes	2	100%
Total	1.408	98,44%

Fuente: Ecopetrol, Dirección de Asuntos Corporativos

■ **Atención oportuna a la ciudadanía**

G4-DMA
G4-SO11

Mediante distintos canales de atención, la OPC recibe las diferentes PQRS que llegan a la empresa y asegura la oportuna y efectiva respuesta a los ciudadanos.

Los canales de atención que dispone la OPC son:



● **Oficinas de atención personalizada en:**

■ Bogotá	■ Meta: Villavicencio, Acacías, Guamal, Apiay y Castilla La Nueva.
■ Santander: Barrancabermeja, Bucaramanga, El Centro	■ Casanare: Yopal
■ Bolívar: Cartagena	■ Norte de Santander: Cúcuta, Tibú
■ Huila: Neiva	■ Putumayo: Orito
■ Risaralda: Dos Quebradas	■ Valle: Cali



- **Call Center:** la línea telefónica nacional gratuita 01-8000-918-418 y en Bogotá, 2345000.



- **Teleiguanas:** teléfonos gratuitos dispuestos en distintas regiones donde no hay centros de atención personalizada y que conectan directamente con el Call Center. Se cuenta con 29 teleiguanas en las regionales Caribe, Casanare, Central, Huila, Magdalena Medio, Meta, Occidente, Oriente, Nariño y Putumayo



- **Correos electrónicos:** participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co
quejasysoluciones@ecopetrol.com.co



- **Internet:** www.ecopetrol.com.co



- **OPC móvil**



- **Brigadas de atención** en varios municipios del país

En las tablas 9 y 10 se muestran los resultados del indicador de atención oportuna a la ciudadanía, por tipo de solicitud y por grupo de interés.

Tabla 9.

Indicador de atención oportuna a la ciudadanía por tipo de solicitud

Tipo de solicitud	2013		2014		2015	
	Total Gestionados	Indicador	Total Gestionados	Indicador	Total Gestionados	Indicador
Peticiones	12.454	99,98%	17.231	99,85%	14.365	99,99%
Quejas y reclamos	6.955	99,97%	9.778	99,96%	9.028	99,98%
Totales	19.409	99,97%	27.009	99,90%	23.393	99,99%

Fuente: Ecopetrol, Dirección de Asuntos Corporativos

Tabla 10.

Indicador de atención oportuna a la ciudadanía por grupo de interés - 2015



Fuente: Ecopetrol, Dirección de Asuntos Corporativos

Con el fin de controlar las temáticas de insatisfacción que pueden impactar negativamente el relacionamiento con los grupos de interés, en 2015 se continuó realizando la medición del Indicador de Riesgo Clave (KRI por sus siglas en inglés), con el propósito de alertar a la organización sobre el comportamiento de las temáticas que representan riesgos,

buscando que tales insatisfacciones tiendan a cero, mediante la solución de la causa raíz de las mismas.

En 2015 se implementaron acciones de mejora a nivel nacional y regional para atacar las causas asociadas a las quejas relacionadas con las temáticas que presentaron mayor cantidad de quejas:

■ Contratación de mano de obra local	■ Daños a terceros generados por Ecopetrol o contratistas
■ Inconformidad en productos por parte de los clientes	■ Insatisfacción con los servicios de salud
■ Insatisfacción e inoportunidad en la respuesta	■ Presunto incumplimiento de obligaciones civiles de los contratistas
■ Presunto incumplimiento de obligaciones laborales de los contratistas	■ Daños causados por Ecopetrol o contratistas
■ Atención, gestión y control de invasiones	

DURANTE EL AÑO SE EJECUTARON UN TOTAL DE 214 ACCIONES DE MEJORA CON UN INDICADOR DE OPORTUNIDAD ACUMULADO DEL 99,53%.

Informes de monitoreo G4-45 G4-49

Tomando como fuente de información las PQRS que ingresan a la empresa y los resultados de la medición del KRI, la OPC realiza informes de monitoreo del relacionamiento con los grupos de interés, con el fin de identificar oportunidades de mejora en los distintos procesos.

En 2015 se realizaron 12 informes mensuales de monitoreo a nivel nacional y 38 informes bimestrales correspondientes a

las siguientes regionales: Bogotá, Caribe, Central, Occidente, Orinoquía y Sur.

Los informes son difundidos a través del correo electrónico a la alta dirección de la empresa, al área de riesgos y a los diferentes líderes de las áreas relacionadas con las temáticas que han generado alertas. La información también se divulga a través de presentaciones en las reuniones del Comité Directivo y de los Equipos de Análisis Situacional y de Entorno (EASE) a nivel nacional y regional.

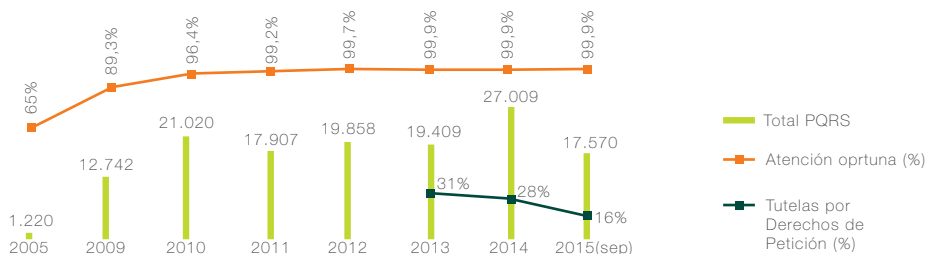


CASO DE NEGOCIO

Atención oportuna de los grupos de interés

La implementación de un sistema robusto de atención de peticiones, quejas, reclamos y sugerencias (PQRS) es un elemento clave para la construcción de relaciones de confianza con los grupos de interés. Al mismo tiempo, contribuye a reducir riesgos reputacionales y potenciales conflictos legales asociados con una atención inadecuada.

Para hacer seguimiento a la gestión de PQRS, Ecopetrol utiliza el indicador de Atención oportuna a la ciudadanía, que mide el porcentaje de solicitudes que son atendidas oportunamente por Ecopetrol sobre el total de solicitudes recibidas. Esto implica que la solicitud es respondida de forma clara al petionario, en un plazo máximo de 15 días. Los resultados de este indicador para el período 2005 – 2015 se presentan a continuación:



Fuente: Ecopetrol, Dirección de Asuntos Corporativos

Como puede observarse en el gráfico, el porcentaje de solicitudes atendidas oportunamente ha mejorado sistemáticamente desde 2005. Asimismo, se registra una tendencia creciente en la utilización de este mecanismo por parte de los grupos de interés, lo cual es un buen indicativo de su efectividad.

Esta buena gestión de Ecopetrol es un atributo clave desde la perspectiva reputacional. De acuerdo con los resultados del estudio de reputación corporativa realizado en 2014 por el Reputation Institute, de los 28 atributos que determinan la reputación de Ecopetrol, la Respuesta a quejas y reclamos está en los primeros lugares de importancia y explica entre el 4,2% y el 4,8% de la reputación global de la empresa.

Además de este impacto reputacional, la gestión oportuna de PQRS puede también contribuir a que las tutelas interpuestas por los grupos de interés asociadas con derechos de petición se reduzca. Como puede observarse en el gráfico anterior, la participación de dichas tutelas dentro del total, se redujo del 31% al 16% entre 2013 y 2015.

Beneficios económicos

De acuerdo con cifras suministradas por la Vicepresidencia Jurídica, en ese lapso (entre 2013 y 2015), los costos legales asociados a la atención de dichas tutelas ascendieron a \$6 mil millones. Si bien no se cuenta con datos suficientes para concluir que el indicador de atención oportuna explica suficientemente esta reducción, la cifra sí ilustra los ahorros potenciales que podrían generarse de continuar presentándose reducciones en la participación de este tipo de tutelas.

GOBIERNO CORPORATIVO



El Gobierno Corporativo hace parte de la estrategia empresarial de Ecopetrol y determina su marco de actuación. Consiste en un sistema para dirigir, manejar y controlar la empresa asegurando el buen funcionamiento de sus órganos de gobierno y el cumplimiento de los objetivos estratégicos, con el fin de generar confianza a los grupos de interés y asegurar la sostenibilidad del negocio.

Pilares del Gobierno Corporativo

El Gobierno Corporativo en Ecopetrol tiene tres pilares fundamentales:

GOBERNABILIDAD



Estructura de gobierno definida con reglas claras que aseguren buenos resultados a los grupos de interés.

TRANSPARENCIA



Comportamientos éticos, íntegros, honestos y coherentes, y apertura y flujo de información interna confiable, creíble, clara, completa y accesible a los grupos de interés.

CONTROL



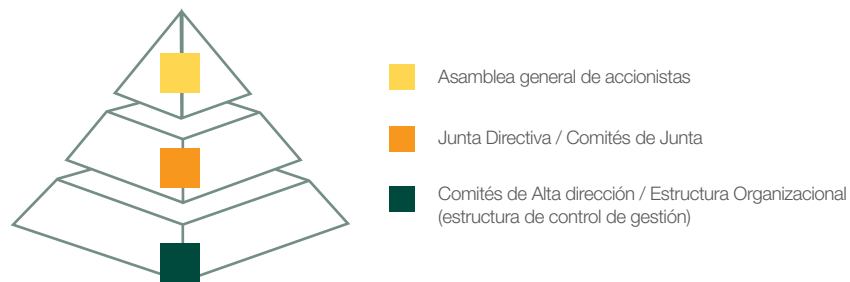
Se basa en una cultura de autocontrol que asegure un mejoramiento continuo en el desempeño de los trabajadores y contribuya al crecimiento de la empresa.



GOBERNABILIDAD

Estructura de gobierno | G4-34

Ecopetrol cuenta con una estructura de gobierno que asegura la adecuada toma de decisiones.



Asamblea General de Accionistas: es el máximo órgano social de dirección y lo integran los titulares y 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 que garantiza la adopción de mejores prácticas de gobierno corporativo que facilitan el debate y la toma de decisiones, en un marco de respeto y participación 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 periodos de un año, mediante el sistema de cuociente 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 periodos de un año, quienes deben presidir y dirigir las reuniones ordinarias y extraordinarias.

Adicionalmente, 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, designados por la propia Junta:

- 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.

G4-39 | **Presidente de Ecopetrol:** es el encargado de dirigir y administrar la empresa. Es quien ejecuta y hace ejecutar todas las operaciones y actividades comprendidas dentro del objeto social y le corresponde llevar la representación legal de Ecopetrol. El Presidente es elegido por la Junta Directiva para periodos 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.

G4-34 | **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:

Comité Directivo: revisa asuntos de interés institucional que puedan impactar a la empresa; recomienda y revisa políticas corporativas; direcciona la estrategia de la empresa, y revisa y gestiona asuntos clave para el desarrollo de la misión y visión empresarial.

Comité de Transformación Empresarial: realiza seguimiento al avance en la implementación del programa de Transformación empresarial, e individualmente a cada uno de los programas que lo componen; hace seguimiento a la meta de ahorros y otras metas orientadas a la generación de valor y sostenibilidad definidas por el programa, y evalúa y recomienda acciones frente a decisiones derivadas de su implementación.

Comité de Negocios: analiza, hace seguimiento y recomienda oportunidades de negocio que apalanquen la estrategia orgánica o inorgánicamente y garanticen el crecimiento y desarrollo de la empresa.

Comité de Operaciones: revisa el cumplimiento del plan de suministro de la cadena de valor.

Comité del Centro de Servicios Compartidos: asegura una visión integral de la gestión del Centro de Servicios Compartidos por parte de los negocios y áreas de gobierno con el fin de alinear la entrega y evolución de los servicios hacia el logro de los objetivos estratégicos de los negocios.

Comité de Gestión Empresarial: realiza seguimiento al avance de la estrategia y analiza el desempeño empresarial a través de un monitoreo integral a los objetivos e indicadores del Tablero Balanceado de Gestión (TBG) empresarial y los principales indicadores de la gestión financiera y de HSE; realiza seguimiento al avance e impacto de las iniciativas estratégicas y proyectos del portafolio de inversiones asociados a los objetivos y el seguimiento a la gestión de los riesgos relacionados con el fin de generar alertas y efectuar recomendaciones que apoyen el cumplimiento del marco estratégico, y efectúa seguimiento a los planes y programas de interés corporativo.

Comité de Proyectos: realiza seguimiento al estado de los principales proyectos y programas del portafolio de inversiones de Ecopetrol y su Grupo, y analiza su desempeño y genera las respectivas acciones correctivas, preventivas o de mejora para asegurar el uso efectivo del capital y el logro de la estrategia.

Comité de Compensación y Nominaciones: recomienda diseños organizacionales generados por necesidades de áreas o de la organización, así como las nominaciones en cargos de primer y segundo nivel en las filiales y subsidiarias de Ecopetrol, y analiza el modelo actual de compensación en la empresa y la propuesta de directriz de compensación, asegurando su aplicación y la puesta en marcha de acciones de atracción y retención de personal.

Comité de Auditoría Interna: establece las actividades requeridas para presentar las temáticas que la Dirección de Auditoría Interna considere de interés para la Alta Dirección de la empresa y el estado de las acciones derivadas de los planes de mejoramiento producto de las auditorías efectuadas por la Contraloría General de la República, la Dirección de Auditoría Interna y la Revisoría Fiscal.

Comité de Defensa Judicial y Conciliación: analiza y formula políticas sobre prevención del daño antijurídico y de defensa de los intereses de la empresa; decide sobre la procedencia de la conciliación o cualquier otro medio alternativo de solución de conflictos, y define la procedencia o no de iniciar acciones de repetición y llamamientos en garantía con fines de repetición.

Comité de Relaciones Laborales: orientado a la generación de sinergias y alineación entre las estrategias de relacionamiento laboral y la estrategia empresarial, así como a la minimización de los riesgos asociados al tema laboral por medio del manejo unificado de la información y el monitoreo permanente de alertas tempranas identificadas y calificadas como transversales para la empresa y su interacción con sus grupos de interés relacionados.

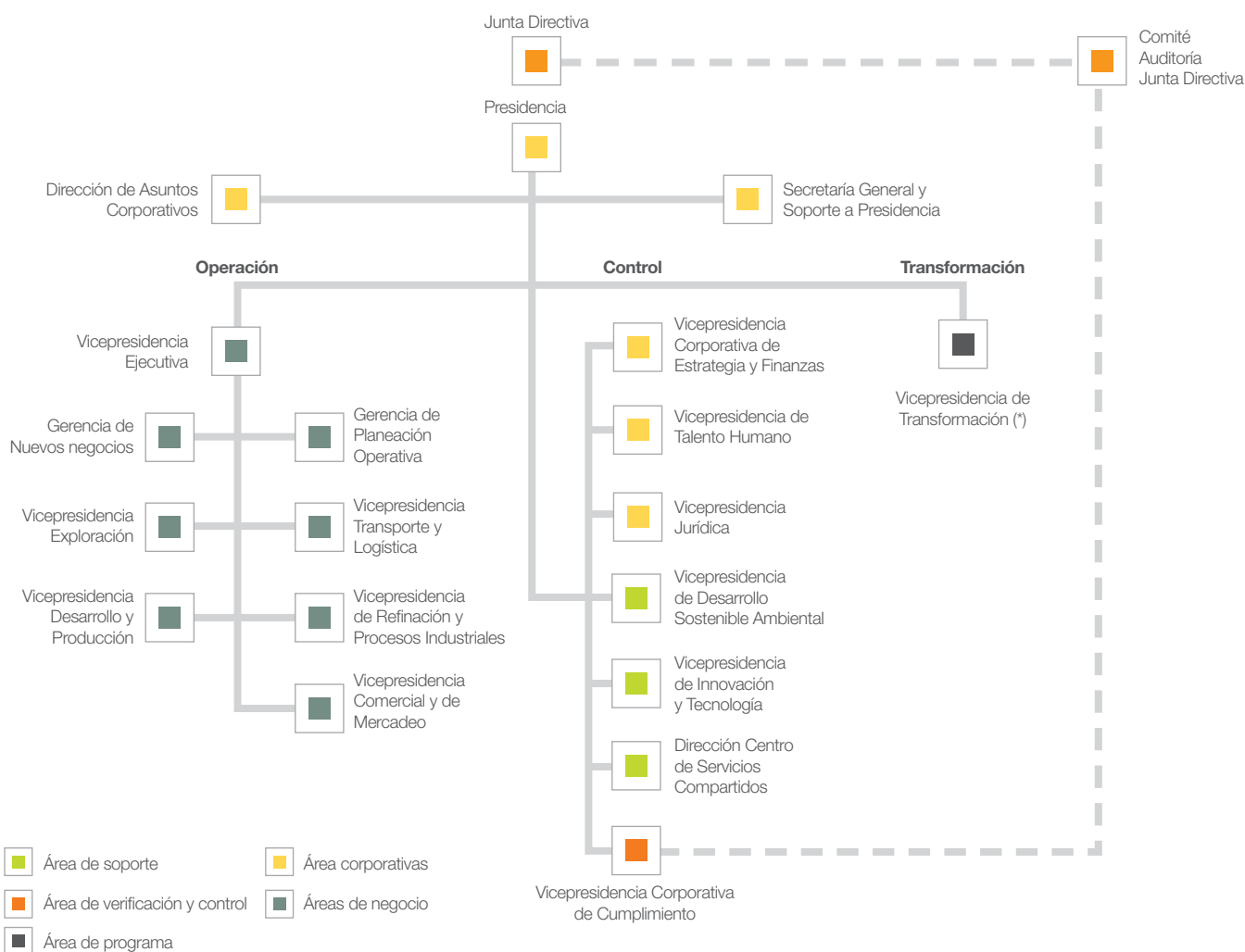
Comité de Ética: apoya el proceso ético y de cumplimiento, vela por el monitoreo y seguimiento del proceso, y efectúa recomendaciones al mismo.

Comité de Innovación e Integración Tecnológica: propone y articula la estrategia de tecnología de negocio, tecnología de información, la gestión de conocimiento y la gestión de innovación para soportar la estrategia de Ecopetrol. También realiza seguimiento periódico a la estrategia de tecnología recomendando acciones para asegurar el uso efectivo de la tecnología, el conocimiento, la información y la innovación en el logro de los resultados.⁹

G4-35 | **Estructura organizacional:** en el organigrama a continuación se presenta la estructura organizacional de primer nivel (cargos que le responden directamente al Presidente y al Vicepresidente Ejecutivo). La única área que tiene reporte directo a la Junta Directiva es la Vicepresidencia de Cumplimiento; las demás áreas, incluidas todas las Vicepresidencias, no tienen reporte hacia la Junta Directiva sino a través del Presidente.

Las áreas que tienen responsabilidades económicas, sociales y ambientales son las siguientes:

- Económicas: Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.
- Sociales y ambientales: Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental.



G4-56 | **Código de Buen Gobierno**

El Código de Buen Gobierno compila las mejores prácticas de gobierno corporativo que generan confianza a los grupos de interés y al mercado en general. Está enmarcado en los principios de gobernabilidad, transparencia y control en la gestión empresarial y tiene

como destinatarios a los administradores, empleados y demás grupos de interés.

Las prácticas de gobierno corporativo establecidas en el Código se encuentran desarrolladas en diez capítulos:

Derechos y trato equitativo a los accionistas

Reconoce la importancia de los accionistas e inversionistas y respeta el ejercicio de sus derechos con el fin de que reciban el mismo trato, independientemente del número de acciones que posean o del valor de su inversión

Junta Directiva

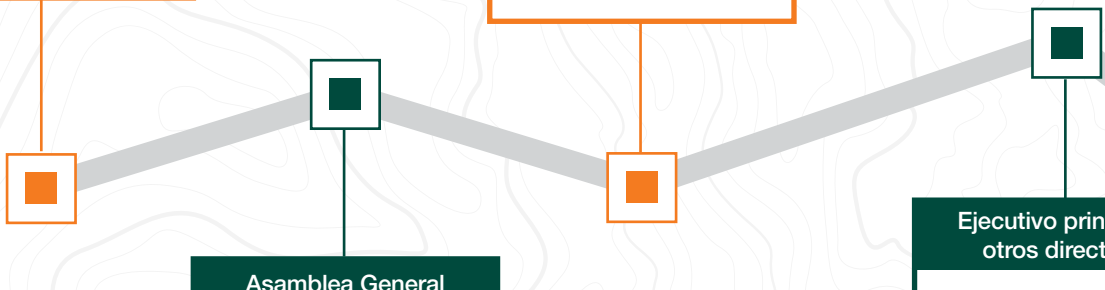
Promueve la profesionalización de los miembros de la Junta Directiva y garantiza la independencia de la mayoría de sus miembros.

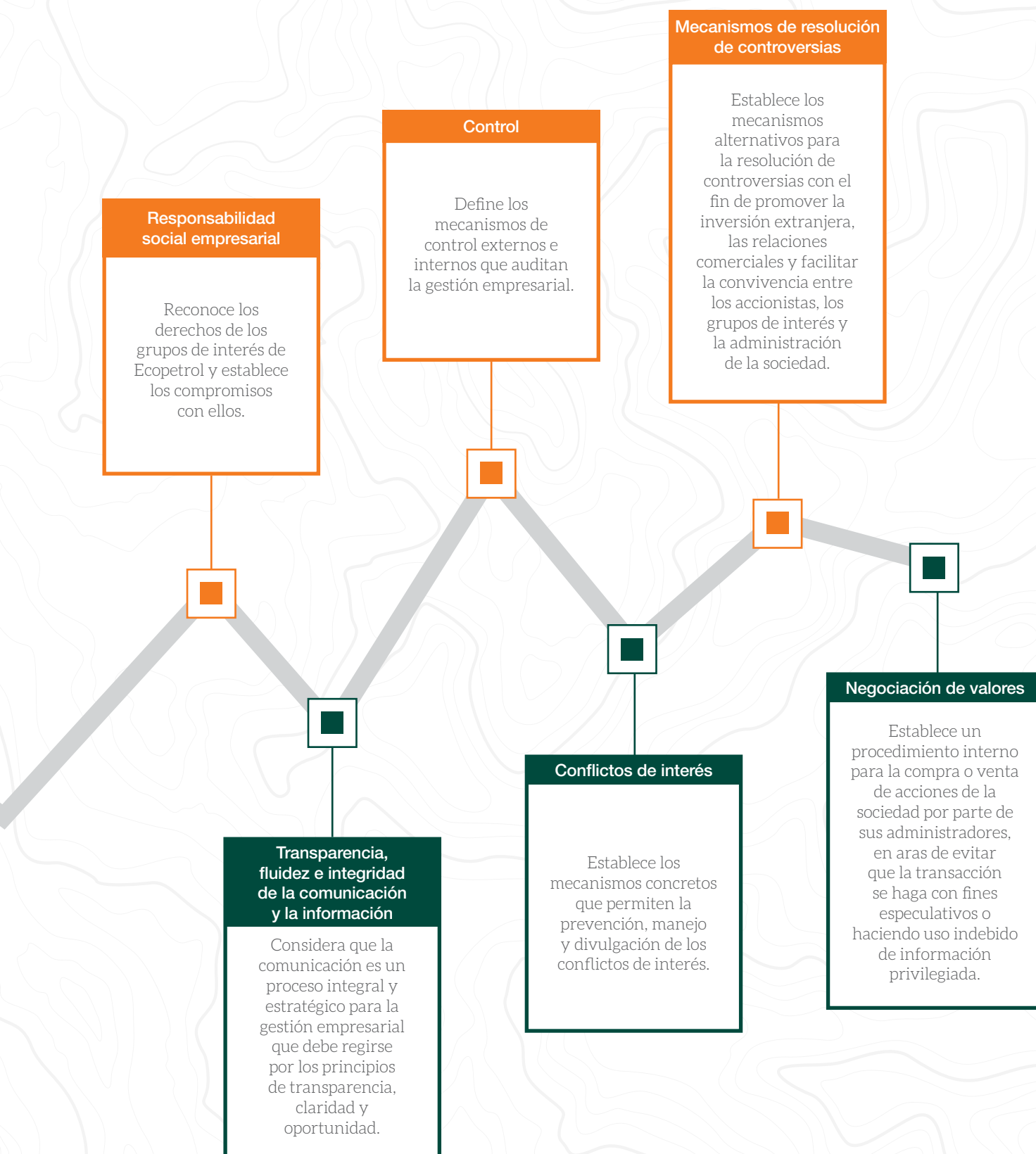
Asamblea General de Accionistas

Asegura y promueve la participación de los accionistas en las deliberaciones y decisiones que se toman en las reuniones de la Asamblea.

Ejecutivo principal y otros directivos

Establece reglas claras para la elección, remuneración y evaluación del Presidente y de los altos ejecutivos.







TRANSPARENCIA

G4-DMA
G4-56
G4-57

ESTRATEGIA ÉTICA Y DE CUMPLIMIENTO



Ecopetrol cuenta con una estrategia dirigida a garantizar el cumplimiento de la regulación nacional e internacional en materia de prevención de fraude, corrupción, lavado de activos y financiación del terrorismo, fundamentados en el Código de Ética de la compañía y otras normativas internas que establecen los principios y valores basados en comportamientos éticos, íntegros, honestos y coherentes.

El Código de Ética es el referente formal e institucional de la conducta personal y profesional que deben cumplir todos los trabajadores, miembros de la Junta Directiva y proveedores y contratistas, independientemente del cargo o la función que realizan. Este código es un patrón que regula el manejo de las relaciones internas con los grupos de interés.

De acuerdo con lo anterior, la estrategia de ética y cumplimiento tiene los siguientes objetivos:



> Lograr que Ecopetrol cuente con personas que actúan de acuerdo con valores.



> Lograr que las personas estén capacitadas en la prevención de riesgos de cumplimiento.



> Contar con controles de cumplimiento que se implementan en los procesos de negocio y en los procesos habilitadores.



> Contar con mecanismos de detección y equipos de análisis estructurados.



> Cumplir con los requisitos mínimos exigidos de acuerdo con la regulación local e internacional.



> Implementar mejores prácticas en materia de prevención del fraude, corrupción, lavado de activos y financiación del terrorismo.

GESTIÓN DE RIESGOS | G4-SO4

DE FRAUDE Y CORRUPCIÓN



Prevenición | G4-57

La mejor manera para administrar los riesgos de fraude y corrupción en Ecopetrol es previniendo; esto significa sensibilizar, capacitar y divulgar a los funcionarios directos e indirectos sobre la prevención de estos riesgos para que en el caso de identificar algún indicio, sea reportado y puedan tomarse las acciones pertinentes.

De acuerdo con lo anterior, el Programa de ética y cumplimiento cuenta con un frente de prevención, cuyo objetivo es mitigar la configuración de los riesgos de fraude, corrupción, lavado de activos y financiación del terrorismo, buscando despertar conciencia ética en la organización mediante una estrategia de capacitación y sensibilización, la cual se implementa a través de dos frentes:

01

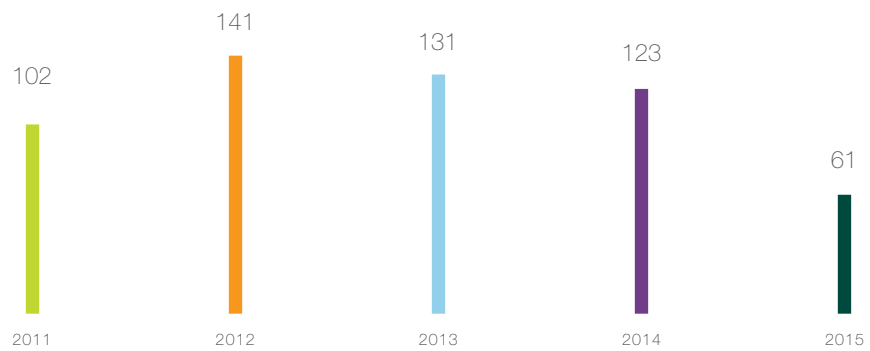
Un frente transversal, cuyo objetivo es llegar de manera masiva a la organización con temáticas como, por ejemplo, manejo de regalos y atenciones, conflicto de interés, incompatibilidades, malversación de activos, entre otros, apoyado en los medios internos de comunicación como la Intranet, comunicados, radionovelas y boletines.

02

Un frente focalizado que busca llegar al público objetivo de manera directa mediante talleres donde se tratan los temas de mayor riesgo identificados en cada área y donde se exponen las normas aplicables al caso, los comportamientos éticos y se hacen recomendaciones para no realizar actuaciones que contravengan el Código de Ética.

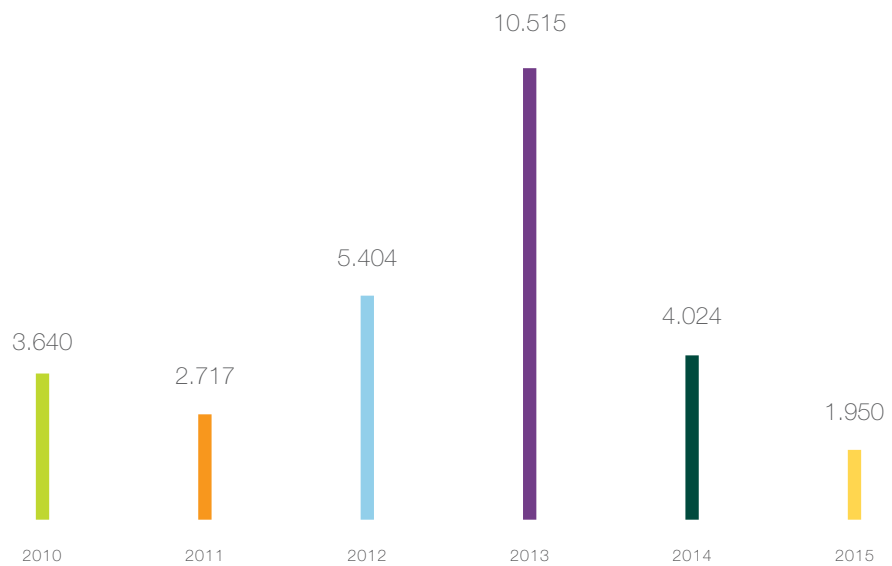
G4-SO4 | En los gráficos 2 y 3 se describen el número de capacitaciones realizadas y de personas sensibilizadas en los últimos cinco años.

Gráfico 2.
Número de capacitaciones



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

Gráfico 3.
Número de personas sensibilizadas



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

■ Detección

G4-57
G4-58

Este proceso permite identificar eventos de fraude y corrupción a través de dos frentes:

■ **Denuncias:** se presenta cuando una persona que sabe o sospecha sobre un evento que puede llegar a ser un fraude o un evento de corrupción o cualquier situación que vaya en contra del Código de Ética, lo reporta utilizando alguno de los canales receptores:



Página web (<http://lineaetica.ecopetrol.com.co>)



Intranet (Línea Ética)



Línea internacional (prefijo internacional sin costo) 018009121013



Línea nacional en Bogotá 2343900 extensión 43900 para los empleados de Ecopetrol.

Las denuncias son analizadas y verificadas por la Unidad Corporativa de Cumplimiento de la empresa, de acuerdo con el Procedimiento de gestión de asuntos éticos y con los principios y valores del Código de Ética, lo cual garantiza a los denunciantes que:



Su denuncia será analizada objetivamente por un equipo independiente.



Su identidad será confidencial garantizando el anonimato



No se admitirán represalias.



Obtendrá una respuesta sobre la gestión de su denuncia.



Dependiendo del nivel o cargo de la persona involucrada en la denuncia se tienen esquemas para evitar los conflictos de interés en la gestión de estos asuntos.

La línea de denuncias corporativa es operada por una compañía internacional desde el año 2013 que opera con personal idóneo y especializado en el manejo de este tipo de asuntos. Esta compañía es pionera en líneas de denuncias y hoy en día es la empresa más grande de su tipo con 25 millones de usuarios finales alrededor del mundo. Con este operador se reciben las denuncias para Ecopetrol S.A. y 13 empresas subordinadas del Grupo bajo un mismo canal de comunicación corporativo, con el fin de asegurar la gobernabilidad y el control en la casa matriz sobre las compañías del Grupo Ecopetrol.

Es importante resaltar que en la línea corporativa no solo se atienden denuncias, igualmente se reciben consultas y dilemas, las cuales son atendidos como un mecanismo de prevención ante la posible ocurrencia de hechos que van en contravía del código de ética o de las normas relacionadas con los riesgos de cumplimiento.

■ **Auditorías:** las auditorías son desarrolladas para identificar debilidades en los procesos, cuyas brechas permiten que se presenten fraudes o hechos asociados a temas de corrupción. Las auditorías en Ecopetrol son ejecutadas por la Dirección de Auditoría y en casos excepcionales, pueden ser desarrolladas por auditores externos contratados para revisar asuntos específicos como procesos de contratación o proyectos.

■ Monitoreo

El monitoreo se utiliza para determinar si todos los componentes del plan de prevención del fraude y de la corrupción operan efectivamente y si las debilidades identificadas son comunicadas oportunamente al personal con responsabilidad gerencial, esto es al oficial de cumplimiento y al Comité de Auditoría de la Junta Directiva.

ALIANZAS ESTRATÉGICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ESTRATEGIA

| G4-SO4



Convenio Ecopetrol – Fiscalía General de la Nación

Con el fin de aunar esfuerzos para proteger los recursos del Estado y fortalecer la transparencia y la ética, la Fiscalía General de la Nación y Ecopetrol firmaron en agosto de 2015 un convenio marco de cooperación que facilitará las labores de investigación y sanción de quienes violen el Código de Ética de la empresa.

El acuerdo, que tendrá una duración de tres años, fortalece las labores preventiva, correctiva y sancionatoria de aquellas conductas que afecten negativamente el erario y contravengan los principios de la función administrativa, en particular, los que hacen alusión a la transparencia y la ética pública.

El convenio establece que la Fiscalía otorga atribuciones transitorias a algunos funcionarios de Ecopetrol para que puedan cumplir funciones de Policía Judicial. Esta facultad permite desarrollar una acción inmediata cuando se detecte algún posible delito mediante la recolección de pruebas, evidencias y demás elementos que sirvan para iniciar las respectivas acciones penales.

Es así como se creó un grupo especializado en la detección e investigación de los hechos y conductas que se comporten como delitos contando con una estructura integrada por:

- **Cinco** fiscales especializados
- **Cinco** asistentes de fiscal
- Un esquema integral con funciones de policía judicial compuesto por **33 funcionarios** –de la Fiscalía y de Ecopetrol- que, bajo el liderazgo del ente de control, podrán identificar y adelantar investigaciones.

Convenio Ecopetrol – Unidad de Información y Análisis Financiero del Ministerio de Hacienda (UIAF)

Ecopetrol y la UIAF suscribieron un convenio en 2015 con el objetivo de transferir información relevante que permita la detección

individualizada de conductas sospechosas en temas relacionados con lavado de activos, financiación del terrorismo, corrupción y fraude.

PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIACIÓN DEL TERRORISMO



A partir de la emisión de acciones en la Bolsa de Valores de Colombia, las exigencias relacionadas con la administración de este riesgo se han venido fortaleciendo en Ecopetrol, a través de las siguientes gestiones:



Emisión de lineamientos relacionados con la prevención y el control del lavado de activos y de la financiación del terrorismo.



Monitoreo permanente a los terceros vinculados con Ecopetrol, con el fin de verificar que no se encuentren incluidos en listas restrictivas como OFAC (Office of Foreign Assets Control o Lista Clinton) y el listado de terroristas emitido por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.



Divulgación de los procedimientos de control que se encuentran vigentes y que son de obligatorio cumplimiento para todos los funcionarios.



Reporte a la Unidad de Información Análisis Financiero del Ministerio de Hacienda (UIAF) de las operaciones o perfiles sospechosos de las contrapartes relacionadas con Ecopetrol.



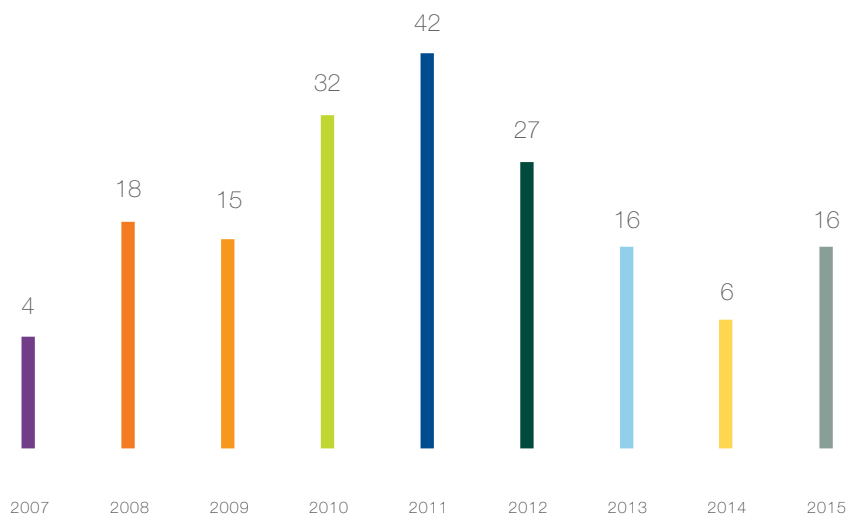
Respuesta a consultas y requerimientos de información relacionados con estos riesgos.

Para todo lo anterior, la empresa trabaja alineada con las directrices del gobierno nacional para combatir la corrupción, la Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero (FCPA por sus siglas en inglés) y el Pacto Mundial de Naciones Unidas en lo que respecta al principio 10.

En desarrollo de la debida diligencia en este tema, durante 2015 se hicieron 16 reportes de operaciones sospechosas ante la UIAF. Es importante mencionar que estos reportes están asociados a presuntos cobros irregulares, enriquecimiento ilícito e información pública relacionada con actividades delictivas (ver histórico de reportes en el gráfico 4).

Gráfico 4.

Reportes de operaciones sospechosas



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

DENUNCIAS RECIBIDAS, CORROBORADAS Y MEDIDAS ADOPTADAS | G4-SO5



En la tabla 11 se describen las 577 denuncias recibidas en 2015, clasificadas por tipologías.

Tabla 11.

Denuncias recibidas en 2015

Tipología	Denuncias recibidas	Asuntos corroborados
Asunto ético	225	27
Corrupción	247	18
Fraude	95	8
Lavado de activos - Financiación del terrorismo	10	
Total	577	53

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

Dentro de las medidas adoptadas por la empresa frente a estos casos, están:

- **Conversación individual con el denunciado:** son espacios de reflexión con el denunciado a fin de establecer mejora en los comportamientos identificados.
- **Traslado a Unidad de Control Disciplinario:** se realiza con el fin de establecer las acciones disciplinarias a que haya lugar de acuerdo con lo establecido en el reglamento interno de trabajo y en la legislación aplicable a funcionarios públicos.
- **Suscripción de actas de compromiso:** consiste en la firma de un acta por parte del denunciado en la cual se establecen compromisos dirigidos a reenfocar su conducta y a no recaer en comportamientos similares

De acuerdo con lo anterior, las medidas adoptadas para **18 casos** corroborados de corrupción fueron:

- 14 casos fueron trasladados a la Unidad de Control Disciplinario.
- 1 caso se cerró con la suscripción de un acta de compromiso.
- 3 casos se trasladaron al área dueña del proceso para tomar las medidas conducentes a garantizar la transparencia de los procesos de contratación involucrados.

Con respecto a los **35 casos** restantes corroborados en las otras temáticas, las medidas adoptadas fueron:

- 8 casos relacionados con fraude y 3 casos relacionados con asuntos éticos, se trasladaron a la Unidad de Control Disciplinario.
- 17 casos relacionados con asuntos éticos se cerraron a través de una conversación individual con los denunciados.
- 6 casos relacionados con asuntos éticos tuvieron conversación directa con los implicados y se suscribieron actas de compromiso.
- 1 caso se remitió al Comité de Auditoría de Junta Directiva para su conocimiento y resolución.

Incumplimientos al Código de Ética | G4-57 G4-58

Durante 2015 se corroboraron 53 incumplimientos al Código de Ética, los cuales se describen en la tabla 12.

Tabla 12.
Incumplimientos al Código de Ética por tipologías

Tipología	Casos
Conflictos de interés	10
Desvío de dinero destinado a inversión social y patrocinio	1
Direccionamiento de contratos	3
Malversación de activos	5
Reportes fraudulentos	2
Incumplimiento de normas y procedimientos	2
Irrespeto o maltrato	1
Falta de respeto de un funcionario de Ecopetrol	9
Incumplimiento de normas y procedimientos	5
Ambiente hostil	1
Incumplimiento de obligaciones civiles	2
Venta de acciones sin el cumplimiento de la normatividad interna	1
Irrespeto o maltrato de un funcionario de Ecopetrol	3
Incumplimiento de obligaciones civiles	1
Incumplimiento de normas y procedimientos	2
Conflicto de interés	4
Intimidación, retaliación o venganza	1

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento

Dentro de las medidas adoptadas por la empresa frente a estos casos, están:

- Conversación individual con el denunciado
- Traslado a Oficina de Control Disciplinario
- Suscripción de actas de compromiso
- Remisión a las áreas pertinentes para resolver los conflictos de interés identificados o para que se toman las medidas pertinentes, según cada caso.

Sanciones disciplinarias aplicadas

La Unidad de Control Disciplinario de Ecopetrol es la encargada de adelantar las investigaciones en contra de los servidores de la empresa cuando con su conducta incurre en faltas disciplinarias, de conformidad con la Ley 734 de 2002.

En los últimos cuatro años, los procesos adelantados apuntaron a esclarecer conductas relacionadas con: delitos contra la administración pública; daño o hurto de bienes de la empresa; daños ecológicos; incumplimiento de obligaciones civiles; incumplimiento del reglamento interno de trabajo; irregularidades en contratación, compras y omisión o extralimitación en el ejercicio de las funciones.

De los anteriores comportamientos, las irregularidades en contratación y compras, y la violación al reglamento interno de trabajo son las de mayor ocurrencia durante los últimos cuatro años.

En cuanto a las sanciones, lo que está previsto por la ley es: la suspensión en el ejercicio del cargo y la multa, siendo esta última la que en mayor número se ha impuesto después del trámite del correspondiente proceso disciplinario.

En 2015 se recibieron 555 quejas por asuntos disciplinarios y se aplicaron 60 sanciones. En la tabla 13 se detallan las quejas recibidas y las sanciones aplicadas en los últimos cuatro años.

Tabla 13.
Número de quejas y de sanciones disciplinarias



Unidades de negocio analizadas con respecto a riesgos de corrupción

I G4-S03

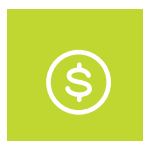
Ecopetrol ha identificado las siguientes áreas y procesos que cuentan con controles para mitigar los riesgos asociados a temas de cumplimiento:



▼
Gestión de proyectos



▼
Gestión de abastecimiento



▼
Gestión financiera



▼
Gestión de relacionamiento con grupos de interés



▼
Exploración



▼
Desarrollo de campos



▼
Producción



▼
Gestión de talento humano



▼
Nuevos negocios



▼
Gestión de tecnología de negocio



▼
Gestión de servicios jurídicos



▼
Gestión de territorios



▼
Gestión de tecnología de información



▼
Refinación



▼
Gestión de activos industriales



▼
Gestión de la cadena de suministro (planeación, programación, medición y contabilización)



▼
Transporte



▼
Compra y venta de materias primas, productos y servicios



▼
Implementación del desarrollo y alineación organizacional



▼
Gestión de infraestructura no industrial



▼
Verificación objetiva interna



▼
Gestión de servicios

G4-DMA
G4-PR7

TRANSPARENCIA EN EL PROCESO DE COMUNICACIONES



Las comunicaciones de marketing, la publicidad y los patrocinios son un componente de la estrategia corporativa de comunicaciones de Ecopetrol, cuyo objetivo es fortalecer la reputación de la empresa a través de un mejor posicionamiento de la marca, la generación de confianza entre sus grupos de interés y la entrega de información de forma transparente y oportuna.

Todas las solicitudes de patrocinio y de pauta publicitaria que recibe la empresa son analizadas, aprobadas o negadas por el Comité de patrocinios, y promocionales, con base en el Procedimiento de autorizaciones de suscripción de patrocinios, documento en el que se definen los requisitos que debe cumplir una actividad para ser patrocinada por la empresa.

Según los lineamientos de dicho procedimiento, las actividades o eventos deben cumplir una serie de requisitos para ser patrocinados, entre los que se destacan la relación con la estrategia de la empresa, iniciativas de responsabilidad empresarial y promoción de productos y servicios, los cuales deben demostrar además una amplia exposición de marca e involucrar grupos de interés de Ecopetrol. Desde 2010, el procedimiento también permite patrocinar algunas actividades culturales.

Es importante resaltar que dentro de las restricciones que contempla el procedimiento se encuentra la prohibición de patrocinar eventos o actividades de carácter político, religioso o que generen confrontación entre grupos de interés.

En 2015 se suscribieron 21 patrocinios, lo que corresponde a 60 patrocinios menos que en el año anterior; esto debido al lineamiento de austeridad de la empresa por las condiciones de la industria petrolera.

En materia publicitaria, en 2015 se adelantaron tres campañas publicitarias: una campaña nacional, cuyo objetivo era la divulgación de la nueva estrategia corporativa de la empresa; una campaña regional, que buscaba fomentar la libre y justa competencia entre proveedores regionales, y otra campaña nacional, que tenía como objetivo informar sobre la entrada en operación de la nueva Refinería de Cartagena y los beneficios principales que esto traerá para el país.

Finalmente, durante 2015 no se reportó ningún incidente fruto del incumplimiento de las regulaciones relativas a las comunicaciones de marketing, incluyendo la publicidad, la promoción y el patrocinio.

TRANSPARENCIA

EN EL RELACIONAMIENTO CON EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA

G4-DMA
G4-SO6



Ecopetrol, en su calidad de sociedad de economía mixta perteneciente al sector descentralizado por servicios del orden nacional y por mandato constitucional, tiene expresa prohibición de hacer donaciones o contribución alguna a los partidos, movimientos o candidatos políticos (artículos 110 y 355 de la Constitución Política de Colombia). En coherencia con lo anterior, Ecopetrol no realizó ningún tipo de donaciones a partidos políticos en 2015 ni en años anteriores.

Asimismo, por su naturaleza jurídica, Ecopetrol no puede realizar actividades de

cabildeo (*lobbying*), entendidas como acciones tendientes a influenciar decisiones de política pública ante instancias decisorias. Sin embargo, es importante precisar que la empresa sí puede formalizar, ante el Congreso de la República de Colombia y otras instancias gubernamentales, sus observaciones a las diferentes iniciativas legislativas y regulatorias que puedan afectar el sector de petróleo y gas en Colombia.

La empresa cuenta con un procedimiento de relacionamiento con el Congreso de la República en el cual se indica el trámite interno para:

1

Atender citas solicitadas por los congresistas y hacer seguimiento a los compromisos que surjan en las mismas.

2

Responder con oportunidad y calidad las solicitudes de información y los cuestionarios de citaciones a debates de control político presentados por los congresistas.

3

Atender las citaciones a debates de control político.

4

Hacer seguimiento y monitoreo a los proyectos de ley de interés para Ecopetrol.

G4-15 |

INICIATIVA PARA LA TRANSPARENCIA DE LAS INDUSTRIAS EXTRACTIVAS - EITI



La Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI, por sus siglas en Inglés), es un estándar global que promueve la transparencia de los ingresos y la rendición de cuentas en el sector extractivo. Cuenta con una metodología para el seguimiento y conciliación de los pagos efectuados por las empresas y los ingresos percibidos por los gobiernos, provenientes del petróleo, el gas y la minería.

Actualmente, 48 países en el mundo pertenecen al EITI. El 24 de mayo de 2013, en el marco de la 6ta Conferencia Global del EITI, en Sydney (Australia), el gobierno colombiano manifestó mediante declaración pública su intención de implementar el EITI.

El 23 de agosto de 2014, Colombia cumplió con los cuatro requisitos para presentar su candidatura al Comité de Evaluación del EITI Internacional, y el 15 de octubre del mismo año, el Consejo Internacional del EITI designó a Colombia como país candidato. La formalización de esta candidatura se realizó de manera oficial el 26 de octubre de 2015, mediante ceremonia en la cual el Ministro de Minas y Energía y los representantes legales de las empresas participantes suscribieron el acuerdo de adhesión a esta iniciativa.

En coherencia con el compromiso de Ecopetrol en la lucha contra la corrupción, la empresa ha venido participando activamente en todo este proceso, desde que el Gobierno Nacional mostró su interés de formar parte de la iniciativa. Ecopetrol ocupa el primer renglón

de los representantes del sector extractivo en el Comité Tripartita Nacional (CTN) y ha participado en todas las actividades y reuniones programadas para la formulación, validación y aprobación del Plan de Acción Nacional, tanto al interior del CTN como en las sesiones de los Grupos de Apoyo Técnico.

En cumplimiento del Plan de Acción Nacional, durante 2015 se trabajó en el primer reporte EITI - Colombia para la vigencia 2013, bajo el liderazgo del Viceministerio de Minas y Energía y el apoyo institucional de las empresas participantes. A través de la contratación por parte del Ministerio de Minas y Energía de Ernst & Young como administrador independiente, se logró conciliar el 96% de los pagos realizados por las empresas del sector y los ingresos recibidos por el Estado colombiano en el año fiscal 2013, por concepto de regalías, dividendos, impuestos del patrimonio, CREE, renta y derechos económicos.

Este informe, que saldrá al público en febrero de 2016, presentará dicha conciliación dando como resultado una brecha país inferior del 0,4%. Cualquier información referente a esta iniciativa puede ser consultada en la página <http://www.eiti.upme.gov.co>

Ecopetrol, como participante de esta iniciativa, busca en conjunto con el gobierno y las demás empresas, contribuir de manera significativa con la transparencia y el acceso público a la información del sector.



CONTROL

Ecopetrol promueve una cultura de autocontrol que asegura un mejoramiento continuo en el desempeño de los trabajadores y contribuye al crecimiento de la empresa.

Los controles en Ecopetrol son de dos clases, según su naturaleza:

■ Controles externos:

- 1 > Revisoría Fiscal
- 2 > Órganos de inspección, vigilancia y control
- 3 > Agencias Calificadoras de Riesgo

■ Controles internos:

- 1 > Dirección General de Auditoría Interna
- 2 > Sistema de Control Interno
- 3 > Sistema de Gestión de Riesgos

En el Informe Anual de Gobierno Corporativo (numeral 6 del Informe - Estructura de control), que se presenta a continuación en este mismo capítulo, se pueden evidenciar los aspectos más importantes relacionados con la estructura de control de Ecopetrol durante 2015.

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO



De acuerdo con lo establecido en el numeral 21 del Artículo 26 de los Estatutos Sociales y en la sección 5 del Capítulo III del Código de Buen Gobierno, la Junta Directiva de Ecopetrol, en nombre propio y representando al Presidente de la empresa, presenta a la Asamblea General de Accionistas el siguiente informe sobre el cumplimiento del Código de Buen Gobierno, correspondiente a la gestión 2015.

La estructura de este informe se encuentra alineada con las recomendaciones del Nuevo

Código de Mejores Prácticas Corporativas de Colombia.

En cumplimiento de lo establecido en la Circular Externa No. 028 de 2014, expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, Ecopetrol diligenció y remitió el Reporte de Implementación del Nuevo Código de Mejores Prácticas Corporativas de Colombia. El Reporte se puede consultar en la página web de la Superintendencia www.superfinanciera.gov.co y en la página web de **Ecopetrol** www.ecopetrol.com.co



MODIFICACIONES AL CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO

Durante 2015 no se realizaron modificaciones al Código de Buen Gobierno de Ecopetrol.



ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD DE ECOPETROL

| G4-17

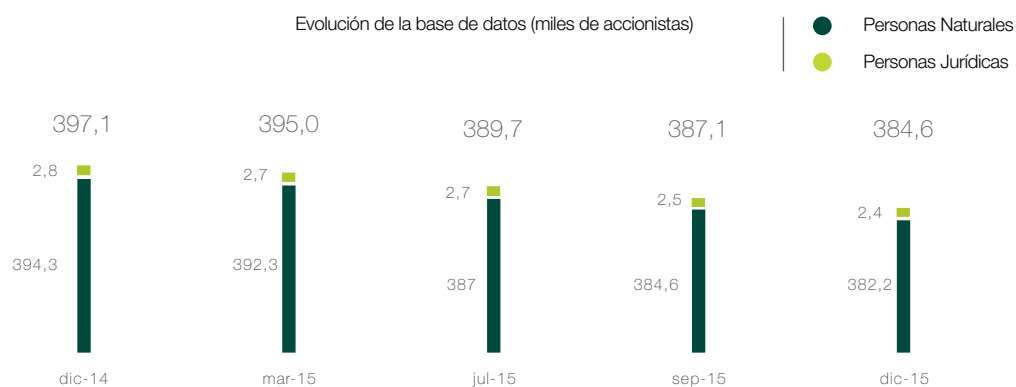
Capital y estructura de la propiedad

El número de accionistas de Ecopetrol, con corte al 31 de diciembre de 2015, fue de 384.642, de los cuales el 99,3% son personas naturales y el 0,7% personas jurídicas, lo cual

representó una disminución del 3,14% con respecto a diciembre de 2014. En el gráfico 5 se muestra la evolución en el número de accionistas.

Gráfico 5.

Evolución número de accionistas de Ecopetrol



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Composición accionaria de Ecopetrol | G4-17

En la composición accionaria de Ecopetrol a 31 de diciembre de 2015 se evidencia el incremento en la participación de los inversionistas extranjeros, fondos y compañías que adquieren acciones directamente en el mercado colombiano y a través de Recibos de Depósito Americano (ADR, por su sigla en

inglés) en las bolsas de Nueva York y Toronto. Por su parte, los inversionistas locales liquidaron posiciones (fondos de pensiones y cesantías, personas naturales y jurídicas colombianas). En la tabla 14 se detalla la composición accionaria de Ecopetrol.

Tabla 14.

Composición accionaria Ecopetrol

Fecha	31 diciembre de 2014		31 diciembre de 2015	
Accionistas	No. Acciones	% Participación	No. Acciones	% Participación
Nación y otras entidades estatales	36.384.788.817	88,49%	36.384.788.817	88,49%
Fondos de pensiones	1.737.242.961	4,23%	1.278.172.834	3,11%
Personas naturales	1.409.822.319	3,43%	1.384.288.306	3,37%
Fondos y compañías extranjeras	374.863.004	0,91%	500.216.416	1,22%
Personas jurídicas	763.243.237	1,86%	678.571.377	1,65%
Fondo Ecopetrol ADR Program	446.738.118	1,09%	890.656.940	2,17%
TOTAL	41.116.698.456	100%	41.116.694.690	100%

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Identificación de los principales accionistas

En cumplimiento de las prácticas de gobierno corporativo, se informó en la página web de Ecopetrol sobre la composición accionaria de la empresa, indicando los 20 accionistas con mayor número de acciones.

En la tabla 15 se encuentra el detalle de los 20 accionistas minoritarios con mayor participación accionaria en Ecopetrol con corte a 31 de diciembre de 2015.

Tabla 15.

Accionistas minoritarios con mayor participación accionaria

Inversionista	No, Acciones Dic-15	%
FONDO ECOPETROL ADR PROGRAM	890,656,940	2,17%
FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PORVENIR MODERADO	503,728,508	1,23%
FDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS PROTECCIÓN MODERADO	398,209,547	0,97%
FONDO DE PENSIONES OBLIGATORIAS COLFONDOS MODERADO	137,538,212	0,33%
FONDO BURSATIL ISHARES COLCAP	102,244,758	0,25%
OLD MUTUAL FONDO DE PENS. OBLIGATORIAS-MODERADO	53,788,622	0,13%
OLD MUTUAL FONDO DE PENSIONES VOLUNTARIAS	47,903,124	0,12%
ABU DHABI INVESTMENT AUTHORITY J.P, MORGAN	40,433,236	0,10%
VANGUARD EMERGING MARKETS STOCK INDEX FUND	39,691,902	0,10%
BLACKROCK INSTITUTIONAL TRUST COMPANY N.A,	35,202,588	0,09%
CSS CONSTRUCTORES S,A	34,880,987	0,08%
FONDO DE PENSIONES PROTECCIÓN - ECOPETROL	33,113,082	0,08%
VANGUARD TOTAL INTERNATIONAL STOCK INDEX FUND	32,727,922	0,08%
CALIFORNIA PUBLIC EMPLOYEES RETIREMENT SYSTEM CALP	30,366,576	0,07%
ISHARES MSCI EMERGING MARKETS ETF	29,839,746	0,07%
PERSONA NATURAL 1	24,300,000	0,06%
FDO PEN VOL PORV ALTERNATIVA 44 ACCIONES ECOPETROL	21,018,246	0,05%
PERSONA NATURAL 2	18,453,931	0,04%
PEOPLES BANK OF CHINA	16,297,544	0,04%
HSBC BANK PLC	14,949,933	0,04%

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

De acuerdo con la definición del Nuevo Código de Mejores Prácticas Corporativas de Colombia, ningún accionista, con excepción de la Nación,

posee de manera individual una participación significativa en Ecopetrol, es decir, equivalente al 10% o más de las acciones en circulación.

Negociación de acciones

De acuerdo con lo establecido en el Código de Comercio, en los Estatutos Sociales y en el Código de Buen Gobierno, en 2015 un administrador de Ecopetrol solicitó autorización a la Junta Directiva para adquirir acciones de la empresa, declarando que la respectiva negociación se hacía sin

ánimo especulativo y sin hacer uso de información privilegiada. Dicha operación fue revelada al mercado oportunamente y cumplió con el procedimiento establecido para la negociación de acciones por parte de los administradores.

Acuerdo de accionistas

El 3 de febrero de 2015, los representantes de los accionistas minoritarios con mayor participación accionaria en la empresa suscribieron un Acuerdo de Accionistas, firmado por los representantes de cinco fondos de pensiones y cesantías, en el que acordaron nominar al doctor Roberto Steiner Sampedro

como miembro independiente de la Junta Directiva. El doctor Steiner fue incluido como representante de los accionistas minoritarios en el renglón noveno de la plancha que fue sometida a consideración de la Asamblea General de Accionistas por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Capital social

Con corte a 31 de diciembre de 2015, el capital autorizado de Ecopetrol fue de \$36.540.000.000.000 (equivalente a US\$13.319.287.451*) dividido en 60.000.000.000 de acciones nominativas ordinarias, con valor nominal de \$609 (equivalente a US\$0,22) cada una, de las cuales se suscribieron 41.116.694.690 acciones, representadas en 11,5% en personas naturales y jurídicas no estatales, y 88,5% en accionistas entidades estatales.

El valor de las acciones en reserva asciende a \$14.499.932.933.671 (equivalente a US\$4.191.869.524), conformado por 18.883.305.310 acciones.

Esta información puede ser consultada por el público en la página web de la Superintendencia Financiera de Colombia.

(*) Información calculada con TRM promedio 2015: \$2.743,39



ASAMBLEA G4-49 G4-50 GENERAL DE ACCIONISTAS



Reunión extraordinaria

De acuerdo con lo establecido en los Estatutos Sociales, la convocatoria a las reuniones extraordinarias de la Asamblea General de Accionistas se efectúa con una antelación de quince días calendario a la fecha en que tendrá lugar la reunión; término superior al establecido en el Código de Comercio.

El 4 de septiembre de 2015 se realizó reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol con el fin de someter

a consideración de los accionistas la elección de la Junta Directiva, originada en la vacante ocasionada por la renuncia del doctor Gonzalo Restrepo López como miembro de este órgano de gobierno. A esta reunión asistieron 30 personas y estuvieron representados 259 accionistas.

La reunión extraordinaria de la Asamblea contó con el quórum deliberatorio y decisorio exigido en la ley y en el artículo 22 de los Estatutos Sociales.

Reunión ordinaria

De acuerdo con lo establecido en los Estatutos Sociales, la convocatoria a reuniones ordinarias de la Asamblea General de Accionistas se debe efectuar con una antelación de treinta días calendario a la fecha en que tendrá lugar la reunión; término superior al establecido en el Código de Comercio.


El aviso de convocatoria a la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas, celebrada el 26 de marzo de 2015, fue publicado en la página web y en los diarios El Tiempo y La República, periódicos de amplia circulación nacional. Adicionalmente y en desarrollo de las prácticas de gobierno corporativo adoptadas por la empresa, el domingo anterior a la reunión, la Administración recordó a los accionistas mediante publicación en la página web y en los diarios El Espectador y El Nuevo Siglo, la fecha de la reunión de la Asamblea y los mecanismos para hacerse representar en la misma.

Durante el término legal y estatutario de quince días hábiles anteriores a la reunión del máximo órgano social, los documentos y papeles pertinentes estuvieron a disposición de los accionistas para el ejercicio del derecho de inspección.

En aras de garantizar la transparencia debida, la empresa utilizó su página web para publicar todos los documentos soportes de la reunión de la Asamblea, tales como aviso de convocatoria, recordatorio de la reunión, orden del día, proposiciones de la administración y hojas de vida de los candidatos propuestos para ejercer los cargos de miembros de la Junta Directiva y Revisor Fiscal.

La reunión ordinaria de la Asamblea contó con el quórum deliberatorio y decisorio exigido en la ley y en el artículo 22 de los Estatutos Sociales. Los accionistas ejercieron su derecho al voto y los temas del orden del día sujetos a votación



 Reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas celebrada en Bogotá, el 26 de marzo de 2015

fueron aprobados. El desarrollo de la Asamblea fue transmitido en directo por televisión (canal institucional) y por la página web de Ecopetrol. Cinco de los nueve miembros de la Junta Directiva de la empresa asistieron a la reunión ordinaria. En total asistieron 5.799 personas y estuvieron representados 6.228 accionistas.

El Acta fue firmada por el Presidente de la Asamblea, por el Secretario y por los integrantes de la Comisión principal de revisión y aprobación del acta, designados por los accionistas. El detalle de los temas presentados, las aprobaciones y autorizaciones

otorgadas por la Asamblea y las observaciones formuladas por los accionistas se puede consultar en el texto completo del Acta que fue puesto a disposición de los accionistas en la página web de la empresa. Las decisiones contenidas en el Acta y sujetas a registro fueron debidamente registradas en la Cámara de Comercio de Bogotá.

En cumplimiento de las normas del mercado de valores aplicables a Ecopetrol, dentro de los quince días hábiles siguientes a la reunión de la Asamblea, se envió copia del Acta a la Superintendencia Financiera de Colombia.

Derechos políticos y económicos de los accionistas

Durante la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas celebrada el 26 de marzo de 2015, los accionistas presentes pudieron ejercer su derecho político de participar en las deliberaciones del máximo órgano social y aprobaron distribuir un dividendo ordinario por acción de \$133.

El dividendo de los accionistas minoritarios se pagó en una única cuota en junio de 2015 y el dividendo del accionista mayoritario se acordó pagar en cuatro cuotas. Actualmente se encuentra pendiente de pago la última cuota al accionista mayoritario.

Atención al accionista e inversionista

En 2015 se recibieron, a través de todos los canales de atención, un total de 139.784 solicitudes de accionistas. El 99,9% de los requerimientos fueron atendidos de manera oportuna. Se realizaron un total de 24.520 encuestas de satisfacción sobre el servicio recibido por parte de los accionistas e

inversionistas, las cuales arrojaron un resultado del 104,83% sobre una meta del 100%.

Adicionalmente, a través de las actividades de fidelización se atendieron 24.320 accionistas. Entre las actividades de fidelización realizadas con accionistas en 2015 se destacan las siguientes:



Bus del
accionista



Foros
educativos



Puesto
Corferias



Asamblea General
de Accionistas
(reuniones
ordinaria y
extraordinaria).



Boletín
Informativo
para
accionistas



Informe del
Representante de
los Accionistas
Minoritarios en la
Junta Directiva



FUNCIONAMIENTO DE LA JUNTA DIRECTIVA Y SUS COMITÉS

| G4-38



Composición de la Junta Directiva

De acuerdo con lo establecido en los Estatutos Sociales, la Junta Directiva de Ecopetrol está conformada por nueve miembros principales, sin suplentes, elegidos por la Asamblea General de Accionistas para periodos de un año, mediante el sistema de cuociente electoral. 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.

Con corte al 31 de diciembre de 2015, la Junta Directiva estuvo integrada por seis miembros independientes y tres miembros no independientes.

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 5 de la Ley 1118 de 2006 y la Declaración de la Nación en su calidad de Accionista Mayoritario, en los renglones octavo y noveno de la Junta Directiva, se eligió un representante de los Departamentos Productores de Hidrocarburos explotados por Ecopetrol y un Representante de los Accionistas Minoritarios.

Las hojas de vida de los miembros de la Junta Directiva se encuentran publicadas en la página web de Ecopetrol.

En las tablas 16 y 17 se detallan los cambios en la composición de la Junta Directiva de Ecopetrol durante 2015.

Tabla 16.

Junta Directiva elegida por la Asamblea General de Accionistas en reunión ordinaria del 26 de marzo de 2015

Miembro de Junta	Profesión	Calidad	Edad	Sexo
1. Ministro de Minas y Energía Tomás González Estrada	Economista	No independiente	44	M
2. Ministro de Hacienda y Crédito Público Mauricio Cárdenas Santamaría	Economista	No independiente	52	M
3. Director del Departamento Nacional de Planeación Simón Gaviria Muñoz	Economista	No independiente	34	M
4. Jorge Pinzón Sánchez	Abogado	Independiente	55	M
5. Luis Fernando Ramírez Acuña	Contador Público	Independiente	55	M
6. Joaquín Moreno Uribe	Ingeniero Civil	Independiente	65	M
7. Gonzalo Restrepo López	Administrador	Independiente	64	M
8. Horacio Ferreira Rueda Representante de los Departamentos Productores de Hidrocarburos	Ingeniero de Petróleos	Independiente	45	M
9. Roberto Steiner Sampedro Representante de los Accionistas Minoritarios	Economista	Independiente	55	M

Tabla 17.

Junta Directiva elegida por la Asamblea General de Accionistas en reunión extraordinaria del 4 de septiembre de 2015

Miembro de Junta	Profesión	Calidad	Edad	Sexo	Fecha primer nombramiento
1. Ministro de Minas y Energía Tomás González Estrada	Economista	No independiente	45	M	Agosto 29 de 2014
2. Ministro de Hacienda y Crédito Público Mauricio Cárdenas Santamaría	Economista	No independiente	53	M	Marzo 27 de 2008
3. Director del Departamento Nacional de Planeación Simón Gaviria Muñoz	Economista	No independiente	35	M	Agosto 29 de 2014
4. Jorge Pinzón Sánchez	Abogado	Independiente	56	M	Diciembre 6 de 2012
5. Luis Fernando Ramírez Acuña	Contador Público	Independiente	56	M	Enero 23 de 2014
6. Joaquín Moreno Uribe	Ingeniero Civil	Independiente	66	M	Marzo 27 de 2008
7. Carlos Alfredo Cure Cure (*)	Ingeniero Civil	Independiente	71	M	Septiembre 4 de 2015
8. Horacio Ferreira Rueda Representante de los Departamentos Productores de Hidrocarburos	Ingeniero de Petróleos	Independiente	46	M	Enero 23 de 2014
9. Roberto Steiner Sampedro Representante de los Accionistas Minoritarios	Economista	Independiente	56	M	Octubre 12 de 2011

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

(*) Con ocasión de la renuncia del doctor Gonzalo Restrepo López, el Presidente de Ecopetrol S.A. convocó a reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas que se llevó a cabo el 4 de septiembre de 2015, eligiendo en su reemplazo al doctor Carlos Alfredo Cure Cure..

G4-39 | Es importante precisar que ningún miembro de la Junta Directiva de Ecopetrol hace parte de las Juntas Directivas de las sociedades subordinadas ni ocupa puestos ejecutivos en las mismas.

Perfil de los miembros de la Junta | G4-40

Los candidatos a integrar la Junta Directiva deben cumplir con el perfil definido en el artículo 24 de los Estatutos Sociales de Ecopetrol:

“Los miembros de la Junta Directiva deben estar comprometidos con la visión corporativa de la sociedad y deben como mínimo cumplir con los siguientes requisitos: (i) tener conocimiento y experiencia en las actividades propias del objeto social de la sociedad y/o tener conocimiento y experiencia en el campo de la actividad industrial y/o comercial, financiera, bursátil, administrativa, jurídica o ciencias afines, (ii) gozar de buen nombre y reconocimiento por su idoneidad profesional e integridad, y (iii) no pertenecer simultáneamente a más de cinco (5) juntas directivas de sociedades por acciones, incluida la de Ecopetrol S.A.”

Elección de los miembros independientes de la Junta | G4-40

De conformidad con lo establecido en los Estatutos Sociales, la mayoría de los miembros de la Junta Directiva son independientes. En el párrafo segundo del artículo 44 de la Ley 964 de 2005, se establece que se entenderá como miembro independiente, aquella persona que en ningún caso sea:

1

Empleado o directivo de Ecopetrol o de alguna de sus filiales, subsidiarias o controlantes, incluyendo aquellas personas que hubieren tenido tal calidad durante el año inmediatamente anterior a la designación, salvo que se trate de la reelección de una persona independiente.

2

Accionista que directamente o en virtud de convenio dirija, oriente o controle la mayoría de los derechos de voto de la entidad o que determine la composición mayoritaria de los órganos de administración, de dirección o de control de la misma.

- 3**

Socio o empleado de asociaciones o sociedades que presten servicios de asesoría o consultoría al emisor o a las empresas que pertenezcan al mismo grupo económico del cual forme parte ésta, cuando los ingresos por dicho concepto representen para aquellos, el 20% o más de los gastos de funcionamiento de Ecopetrol o de los ingresos operacionales del asesor, consultor o proveedor.
- 4**

Empleado o directivo de una fundación, asociación o sociedad que reciba donativos importantes de Ecopetrol. Se consideran donativos importantes aquellos que representen más del 20% del total de donativos recibidos por la respectiva institución.
- 5**

Administrador de una entidad en cuya junta directiva participe un representante legal de Ecopetrol.
- 6**

Persona que reciba de Ecopetrol alguna remuneración diferente a los honorarios como miembro de la Junta Directiva, del Comité de Auditoría o cualquier otro comité de la Junta.

Los miembros de la Junta Directiva que sean elegidos como independientes se comprometerán por escrito, al aceptar el cargo, a mantener su condición de independientes durante el ejercicio de sus funciones. Si por algún motivo pierden esa calidad, deberán renunciar al cargo y el Presidente de la sociedad podrá convocar a reunión extraordinaria de Asamblea General de Accionistas para que sean reemplazados.

De acuerdo con el procedimiento establecido en el Decreto 3923 de 2006 (reglamentario de la ley 964 de 2005) la elección de los miembros independientes de la Junta Directiva se realiza mediante la votación por parte de la Asamblea General de Accionistas de una lista de candidatos que incluye como mínimo, el número de miembros independientes exigidos legal y estatutariamente.

Funciones y responsabilidades | G4-42

Las funciones y responsabilidades de la Junta Directiva se encuentran establecidas en los Estatutos Sociales de la empresa, que se encuentran publicados en la página web de Ecopetrol.

Las funciones del Presidente, Vicepresidente y Secretario de la Junta Directiva se establecen en el Reglamento Interno de la Junta que está publicado en la página web de la empresa. El Presidente de la Junta Directiva

determina, en conjunto con el Secretario, la agenda propuesta para cada sesión de la Junta, dando prioridad a aquellos asuntos que se consideran críticos y relevantes para la empresa; asimismo, ejerce un liderazgo permanente sobre la gestión y comunicación entre los miembros de la Junta.

Por su parte, el Secretario de la Junta Directiva se encarga de apoyar al Presidente en sus labores y vela por el buen funcionamiento de la Junta, ocupándose, muy especialmente, de efectuar la convocatoria a las reuniones de acuerdo con el cronograma anual; entrega en

forma oportuna y suficiente la información necesaria para la deliberación y toma de decisiones; presta a los miembros de la Junta Directiva el asesoramiento o colaboración requeridos para el cumplimiento de sus funciones; conserva la documentación social; refleja debidamente en los libros de actas el desarrollo de las sesiones; da fe de las decisiones del órgano social y vela por la legalidad formal de las actuaciones de la Junta Directiva y garantiza que sus procedimientos y reglas de gobierno sean respetados y regularmente revisados de acuerdo con lo previsto en las normas internas de Ecopetrol.

Remuneración de los miembros de la Junta

G4-51
G4-52
G4-53

Los honorarios de los miembros de la Junta Directiva son fijados anualmente por la Asamblea General de Accionistas por concepto de asistencia a las reuniones de la Junta y de los Comités. Dicha remuneración es fijada atendiendo el carácter de la empresa, la responsabilidad del cargo y las directrices del mercado.

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas, el valor de los honorarios de los miembros de la Junta Directiva de Ecopetrol corresponde a la suma de seis salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLMV), suma que para el año

2015 ascendió a \$3.866.100 por sesión presencial de Junta Directiva y/o Comité interno. Para las sesiones no presenciales, se pagó la mitad de los honorarios, es decir, tres SMLMV. Este pago a los miembros de la Junta Directiva es objeto de retención en la fuente y del impuesto de Industria y Comercio (ICA).

Los miembros de la Junta Directiva no tienen ninguna clase de remuneración variable.

En la tabla 18 se muestra la evolución del valor por concepto de honorarios totales cancelados a la Junta Directiva.

Tabla 18.

Honorarios Junta Directiva 2014-2015

Concepto	Con corte a diciembre 31 de 2014	Con corte a diciembre 31 de 2015
Honorarios por asistencia a reuniones de Junta Directiva y/o Comités de Junta	\$1.350.888.000	\$1.237.652.125

Operatividad de la Junta Directiva

La Junta Directiva de Ecopetrol cumplió con el cronograma de reuniones previsto para el año 2015. La convocatoria a estas reuniones fue ratificada por dicho órgano social en el Acta No. 221 de 2015 y comunicada por la Secretaría General mediante correo electrónico enviado a los miembros de la Junta con quince días de antelación a la fecha de la respectiva reunión.

En los términos del artículo 25 de los Estatutos Sociales, los doctores Gonzalo Restrepo López y Roberto Steiner Sampedro, actuaron como Presidente y Vicepresidente de la Junta Directiva, respectivamente. Con ocasión de la renuncia del doctor Restrepo, la Junta Directiva, en sesión del 17 de julio de 2015, eligió como Presidente de dicho órgano social al doctor Luis Fernando Ramírez Acuña. El doctor Steiner continuó ejerciendo como Vicepresidente.

El promedio de duración de las sesiones de la Junta fue de siete horas para el análisis de los temas establecidos en la agenda, tales como: asuntos de los miembros de la Junta y del Presidente de la empresa, temas objeto de aprobación y temas informativos. La Junta Directiva deliberó con un número igual o superior a cinco de sus miembros y las decisiones fueron tomadas por consenso.

En la sesión de la Junta Directiva llevada a cabo el 14 de agosto de 2015, se

aprobó la actualización del Reglamento Interno que rige a este órgano de administración. Dicho Reglamento se encuentra publicado en la página web de la empresa.

La Secretaría General remitió, con una antelación de quince días calendario, los documentos soportes de las reuniones de la Junta. Se verificó el cumplimiento del quórum establecido en los Estatutos Sociales, el orden del día se sometió a la respectiva aprobación y se aprobó el acta de la reunión anterior.

Las actas de la Junta Directiva fueron elaboradas y custodiadas por la Secretaría General en libro foliado en orden consecutivo, así como los libros que contienen los documentos soporte de los asuntos analizados por la Junta Directiva y que forman parte integral de las actas. Las actas y los documentos soporte se encuentran en un archivo electrónico bajo la custodia de la Secretaría General.

Durante el periodo objeto del presente informe y en los términos establecidos en el artículo 21 del Reglamento Interno de la Junta, los Directores impartieron instrucciones para contratar la asesoría de una firma internacional de cazatalentos, con el fin de adelantar el proceso de selección y la recomendación de candidatos a ocupar el cargo de Presidente de Ecopetrol.

Algunos de los asuntos más relevantes que fueron objeto de estudio y análisis por parte de la Junta Directiva durante el período para el cual fueron elegidos son los siguientes:

- Estrategia empresarial del Grupo Ecopetrol 2015-2030.
- Proceso de selección y nombramiento del Presidente de Ecopetrol.
- Nombramientos del equipo gerencial.
- Remoción del Director de Auditoría Interna.
- Seguimiento al programa de optimización de costos.
- Cambios en la estructura organizacional de Ecopetrol.
- Política de contabilidad de coberturas.
- Resultados de producción.
- Estrategia de exploración.
- Asuntos de entorno que impactaron la operación de la empresa (tales como ataques a la infraestructura, atentados, situaciones de orden público, precios bajos del crudo, variación de la TRM).
- Optimización del portafolio de inversiones y análisis de oportunidades de negocio.
- Seguimiento a los resultados del Grupo Empresarial y a la ejecución de sus principales proyectos (Reficar, Bioenergy, Savia).
- Plan de inversiones 2016, enfocado en la reducción de costos y el logro de eficiencias para afrontar la coyuntura internacional de precios.
- Asuntos relacionados con el proceso de ética y cumplimiento (resultados de las auditorías forenses).

De igual forma, se sometió a consideración de la Junta Directiva los temas relacionados con sus funciones establecidas en los Estatutos Sociales.

G4-41 | Los miembros de la Junta Directiva reportaron las siguientes situaciones que podrían dar lugar a un conflicto de interés:

- El Ministro de Minas y Energía, doctor Tomás González Estrada, presentó su solicitud de abstenerse de participar en temas relacionados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en razón a su impedimento por ser el Presidente del Consejo Directivo de dicha entidad.
- El doctor Simón Gaviria Muñoz, Director del Departamento Nacional de Planeación, solicitó dejar constancia que se abstendría de participar en temas relacionados con producción, transporte y distribución de gas natural y, con estaciones de servicio.
- El doctor Luis Fernando Ramírez Acuña solicitó dejar constancia que se abstendría de participar en decisiones o recomendaciones relacionadas con Bioenergy (subordinada de Ecopetrol S.A.) que pudieran incidir de manera directa o indirecta en los contratos que dicha subordinada tiene suscritos con Riopaila S.A.
- Asimismo, solicitó dejar constancia que, en su calidad de miembro de la Junta Directiva del Grupo Aval, se abstendría de participar en decisiones o recomendaciones que pudieran incidir de manera directa o indirecta en contratos que eventualmente Ecopetrol llegara a suscribir con el mencionado grupo.
- El doctor Roberto Steiner Sampedro solicitó dejar constancia que, en su calidad de miembro de la Junta Directiva del Grupo Bancolombia, se abstendría de participar en decisiones o recomendaciones que pudieran incidir de manera directa o indirecta en contratos que eventualmente Ecopetrol llegara a suscribir con dicho grupo financiero.

Finalmente, la Junta Directiva durante su periodo de gestión, recibió algunas sugerencias por parte de accionistas en relación con la buena marcha de la empresa, a las cuales se les dio el trámite respectivo.

Actualización en temas de interés

El doctor Carlos Alfredo Cure Cure, nuevo miembro de la Junta Directiva a partir del mes de septiembre de 2015, asistió al programa de inducción diseñado por la administración de Ecopetrol sobre los negocios de la empresa y sus procesos más significativos, y recibió la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones como miembro de la Junta Directiva. Los miembros de la Junta Directiva también asisten a sesiones de actualización programadas por la administración sobre

asuntos que enriquecen y fortalecen su rol de Directores.

Es importante resaltar que el 11 de junio de 2015, la Junta Directiva sesionó en las instalaciones de los campos Castilla - Chichimene y realizó una visita industrial con el fin de conocer los avances en materia de suministro de energía para los campos, perforación con taladros de última tecnología y producción de crudos pesados.

Promedio de asistencia a sesiones de los miembros de la Junta

Durante el 2015 se llevaron a cabo 16 sesiones de la Junta Directiva, 12 ordinarias y 4 extraordinarias. El promedio total de asistencia de los miembros de la Junta fue del 92%. En la tabla 19 se detalla la asistencia de los miembros de la Junta Directiva.

Tabla 19.
Asistencia a sesiones de Junta Directiva

Miembro de Junta Directiva	2014		2015	
	Sesiones a las que asistió	Promedio de asistencia	Sesiones a las que asistió	Promedio de asistencia
Ministro de Minas y Energía	19/21	90%	15/16	94%
Ministro de Hacienda y Crédito Público	19/21	90%	15/16	94%
Director Departamento Nacional de Planeación	18/21	73%	11/16	69%
Jorge Pinzón Sánchez	20/21	95%	15/16	94%
Luis Fernando Ramírez Acuña	21/21	100%	15/16	94%
Joaquín Moreno Uribe	21/21	100%	15/16	94%
Gonzalo Restrepo López	21/21	100%	7/8	88%
Carlos Alfredo Cure Cure	N.A.	N.A.	6/6	100%
Horacio Ferreira Rueda Representante de los Departamentos Productores de Hidrocarburos	21/21	100%	16/16	100%
Roberto Steiner Sampedro Representante de los Accionistas Minoritarios	21/21	100%	15/16	94%

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

Nota: todas las inasistencias fueron debidamente justificadas a la Secretaría General.

A las sesiones de la Junta Directiva asistieron en calidad de invitados, con voz pero sin voto, el Presidente de Ecopetrol, el Vicepresidente Ejecutivo, la Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas y la Secretaria General, en su calidad de Secretaria de la Junta Directiva, con el fin de conocer en primera

instancia las decisiones adoptadas por este órgano social. En la sesión del Comité Directivo, el Presidente y la Secretaria General informaron las decisiones y recomendaciones de la Junta Directiva para que fueran socializadas con los equipos de trabajo.

Participación accionaria de los miembros de la Junta

En la tabla 20 se relaciona la participación accionaria de los miembros de la Junta Directiva con corte a diciembre 31 de 2015.

Tabla 20.

Participación accionaria de los miembros de la Junta Directiva

Miembro de la Junta Directiva	Número acciones corte a 31 de diciembre de 2014	Número acciones corte a 31 de diciembre de 2015	% Participación	Valor promedio de las acciones en 2015
Gonzalo Restrepo López	847.664	N.A.	N.A.	N.A.
Joaquín Moreno Uribe	127.988	127.988	0,0003110%	\$149.106.020
Roberto Steiner Sampedro	50.000	50.000	0,0001220%	\$58.250.000
Mauricio Cárdenas Santamaría	2.000	2.000	0,0000050%	\$2.330.000
Tomás González Estrada	N.A.	0	0	0
Simón Gaviria Muñoz	N.A.	0	0	0
Jorge Pinzón Sánchez	0	0	0	0
Luis Fernando Ramírez Acuña	0	0	0	0
Horacio Ferreira Rueda	0	0	0	0
Carlos Alfredo Cure Cure	N.A.	0	0	0
TOTAL	1.027.652	179.988	0,000438%	\$209.686.020

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

En 2015, el valor de las acciones de la empresa que tenían los miembros de la Junta Directiva, ascendía a \$209.686.020, tomando un valor promedio por acción de \$1.165.

Comités de Junta Directiva

Para atender de manera directa sus responsabilidades, la Junta Directiva se apoyó en los siguientes Comités, integrados por miembros de la Junta:

- Comité de Auditoría y Riesgos
- Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad
- Comité de Negocios
- Comité de Compensación y Nominación

En sesión ordinaria del 17 de abril de 2015, los miembros de la Junta Directiva decidieron sobre la integración de los Comités de acuerdo con sus perfiles.

En la tabla 21 se detalla la integración y asistencia a las sesiones de los Comités de la Junta Directiva.

Tabla 21.

Asistencia a reuniones de Comités de Junta Directiva

Período: abril de 2015 a marzo de 2016				
Miembro de la Junta	Comité de Auditoría y Riesgos	Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad	Comité de Negocios	Comité de Compensación y Nominación
Ministro de Hacienda y Crédito Público	N.A.	75%	100%	60%
Ministro de Minas y Energía	N.A.	100%	100%	80%
Director del Departamento Nacional de Planeación	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Jorge Pinzón Sánchez	94%	75%	NA	N.A.
Luis Fernando Ramírez Acuña	94%	NA	NA	80%
Joaquín Moreno Uribe	N.A.	NA	100%	
Gonzalo Restrepo López	N.A.	NA	83%	100%
Carlos Alfredo Cure Cure	N.A.	NA	100%	100%
Horacio Ferreira Rueda Representante de los Departamentos Productores de Hidrocarburos	89%	100%	100%	N.A.
Roberto Steiner Sampedro Representante de los Accionistas Minoritarios	100%	100%	N.A.	N.A.

En la tabla 22 se evidencia la gestión de los Comités con corte al 31 de diciembre de 2015.

Tabla 22. | G4-50
Gestión Comités de Junta Directiva – 2015

Comité	Principales funciones	Integrantes y requisitos	Gestión 2015
Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad (4 sesiones)	<p>Apoya la gestión que realiza la Junta Directiva respecto del buen gobierno y la sostenibilidad de la empresa y recomienda a dicho órgano de administración, sistemas para la adopción, seguimiento y mejora de las prácticas de gobierno corporativo y sostenibilidad.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Jorge Pinzón Sánchez (Presidente) • Roberto Steiner Sampedro • Horacio Ferreira Rueda • Ministro de Hacienda y Crédito Público • Ministro de Minas y Energía <p>La mayoría de sus integrantes debe ser independiente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Seguimiento a la gestión del Presidente de la empresa. • Revisión de los temas propios de la Asamblea General de Accionistas (reuniones ordinaria y extraordinaria). • Revisión de las medidas del Nuevo Código País, expedido por la Superintendencia Financiera de Colombia. • Recomendación de los lineamientos generales para el proceso de nominación y remuneración de los candidatos a integrar la Junta Directiva.
Comité de Auditoría y Riesgos G4-47 (18 sesiones)	<p>Es el máximo órgano de control de Ecopetrol, encargado de la vigilancia de la gestión y la efectividad del sistema de control interno. Apoya a la Junta Directiva en la supervisión del sistema de control interno, cumplimiento del programa de auditoría interna, cumplimiento del proceso de auditoría del revisor fiscal y/o auditores externos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Roberto Steiner Sampedro (Presidente) • Luis Fernando Ramírez Acuña (Experto financiero) • Jorge Pinzón Sánchez • Horacio Ferreira Rueda <p>Todos los miembros del Comité deben ser independientes. Al menos uno de ellos debe ser experto en temas financieros y contables.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de los estados financieros. • Revisión de la aplicación de la política de contabilidad de coberturas. • Seguimiento a los resultados de las auditorías y al plan de mejoramiento correspondiente. • Revisión de la forma 20F con destino a la SEC (Securities and Exchange Commission). • Revisión y observaciones a las conclusiones de las auditorías forenses realizadas a los procesos de contratación y abastecimiento. • Seguimiento sistemático a los asuntos relacionados con faltas a la gestión ética, prevención de fraude y corrupción. • Revisión del mapa de riesgos empresariales. • Revisión del proceso de balance y certificación de reservas. • Seguimiento a los asuntos de la Dirección de Auditoría Interna y del Revisor Fiscal. • Seguimiento a las medidas de fortalecimiento del Sistema de Control Interno.

Comité	Principales funciones	Integrantes y requisitos	Gestión 2015
Comité de Compensación y Nominación (5 sesiones)	Revisa y recomienda a la Junta Directiva los sistemas de compensación y los criterios de selección de los altos directivos, así como de otros empleados clave de la organización.	<ul style="list-style-type: none"> • Luis Fernando Ramírez Acuña (Presidente) • Gonzalo Restrepo López / Carlos Alfredo Cure Cure • Ministro de Hacienda y Crédito Público • Ministro de Minas y Energía <p>La mayoría de sus integrantes debe ser independiente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Seguimiento al proceso de selección del Presidente de Ecopetrol. • Revisión de la nueva estructura organizacional. • Seguimiento a los procesos de selección de los candidatos a ocupar cargos directivos. • Recomendaciones sobre la política salarial. • Seguimiento al desempeño de los miembros del Comité Directivo. • Seguimiento a los procesos de selección de los altos ejecutivos del Grupo. • Análisis de la situación de entorno laboral y relacionamiento con el Sindicato.
Comité de Negocios (12 sesiones)	Apoya la gestión que realiza la Junta Directiva respecto de la definición de la estrategia de inversión, análisis del portafolio y proyectos de inversión que requieran de la aprobación de la Junta Directiva, y evaluación y seguimiento al portafolio de inversión y a los resultados de dichas inversiones.	<ul style="list-style-type: none"> • Horacio Ferreira Rueda (Presidente) • Ministro de Minas y Energía • Ministro de Hacienda y Crédito Público • Gonzalo Restrepo López / Carlos Alfredo Cure Cure • Joaquín Moreno Uribe <p>La mayoría de sus integrantes debe ser independiente.</p> <p>A este comité pueden asistir, en calidad de invitados, los demás miembros de la Junta Directiva.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Seguimiento a las actividades tendientes al recibo y operación futura del Campo Rubiales. • Revisión de la estrategia de exploración costa afuera. • Revisión de los procesos de desinversión. • Seguimiento periódico a los principales proyectos de la empresa. • Análisis de nuevas oportunidades de negocio. • Seguimiento a los negocios nacionales e internacionales en curso. • Seguimiento al manejo del presupuesto y portafolio de inversiones.

Fuente: Ecopetrol, Secretaría General

En la sesión de la Junta Directiva llevada a cabo el 14 de agosto de 2015, se aprobó la actualización de los Reglamentos Internos de los cuatro Comités.

G4-44 | **Evaluación de la Junta Directiva**

En cumplimiento de las mejores prácticas de gobierno corporativo, Ecopetrol ha implementado los siguientes mecanismos de evaluación de su Junta Directiva:

Evaluación cualitativa	>	Autoevaluación que tiene por objeto medir los comportamientos deseables para el buen funcionamiento de la Junta Directiva, tales como conocimiento, calidad de la información, resultados de la gestión, ejercicio de las funciones, liderazgo, relacionamiento. Con la autoevaluación se mide el comportamiento individual de los miembros de la Junta y el funcionamiento de la Junta como órgano colegiado. Se realiza anualmente.
Evaluación cuantitativa	>	Es una evaluación sobre la gestión de la Junta Directiva que consiste en el resultado de los indicadores definidos para este órgano de administración en el tablero balanceado de gestión de Ecopetrol. Se realiza anualmente.
Evaluación externa	>	Evaluación de la gestión de la Junta Directiva realizada por un tercero independiente. Se realiza cada dos años.
Evaluación entre pares	>	Corresponde a la evaluación que hace un miembro de la Junta Directiva sobre la gestión, conocimiento y liderazgo de sus pares con el fin de visualizar oportunidades de mejora entre los miembros de la Junta en cuanto al rol que ejercen. Este mecanismo fue aprobado por la Junta Directiva en noviembre de 2015 y se realizará anualmente.

De acuerdo con lo anterior, en la evaluación de carácter cualitativo, los miembros de la Junta Directiva manifestaron que durante el periodo 2015, los comportamientos evaluados fueron los deseables para el desarrollo de las funciones de este órgano social. De otra parte, en relación con los resultados de la evaluación cuantitativa, es preciso resaltar que aunque para la empresa el año 2015 estuvo determinado por la disminución de los precios del petróleo y por factores externos que afectaron el entorno, el desempeño de la Junta fue destacado en la medida que gestionó de manera integral, responsable y transparente el cumplimiento de los logros empresariales propuestos.



EJECUTIVO PRINCIPAL Y OTROS DIRECTIVOS



G4-40 | Política de selección de altos ejecutivos

La política de selección de altos ejecutivos en Ecopetrol comprende las mismas etapas de todos los procesos de selección de talento humano, estas son: búsqueda, preselección, evaluación, selección y vinculación o promoción de la persona más idónea que cumpla con el perfil del cargo establecido, es decir, con la formación, experiencia, competencias técnicas, organizacionales y de liderazgo asociados a las exigencias de los cargos, independiente de sexo, raza, origen nacional o familiar, lengua, religión, condición de discapacidad, opinión política o filosófica. Estos aspectos garantizan que el proceso se realice de acuerdo con las normas internas y los lineamientos derivados del marco estratégico. Para la selección del Presidente de Ecopetrol S.A. se adelantó un proceso

de selección externo a través de una firma cazatalentos de reconocimiento internacional, la cual presentó los resultados a la Junta Directiva, quien tomó la decisión de conformidad con lo establecido en los Estatutos Sociales.

Para las demás posiciones de altos ejecutivos, durante el 2015 se aplicaron los siguientes procesos de selección: i) procesos mixtos, con personal interno y externo, incluyendo los sucesores identificados para el cargo que cumplan con todos los requisitos establecidos en la Guía de Gestión de Talentos y cuente con la aprobación del Comité de Selección y, ii) procesos con candidatos externos, en casos de perfiles específicos, que no se encuentren al interior de la empresa.

G4-51
G4-52

Política de compensación de altos directivos

La política de compensación la define la Junta Directiva y se enmarca bajo los siguientes parámetros:



Se establece con base en estudios de mercado realizados por una firma especialista.



Se pretende estar en la mediana del mercado y se utilizan como referencia los sectores energético y ejecutivo. Anualmente se referencia con el propósito de monitorear la competitividad salarial y realizar los ajustes necesarios para asegurar la atracción, retención del personal y sostenibilidad de la empresa.



La compensación variable se define como un porcentaje (entre el 25% y el 30%) de la compensación fija.



La asignación al final de ejercicio se hace en función de los resultados empresariales y de área.

El objetivo de la compensación variable es motivar el cumplimiento de las metas empresariales que aseguran la sostenibilidad de la empresa. En 2015 los principales indicadores empresariales fueron: retorno de la inversión, utilidades, incorporación de reservas, cumplimiento del programa de eficiencia empresarial e impacto ambiental. Adicionalmente, también se tuvieron en cuenta los resultados de los tableros balanceados de gestión de cada área.

Cabe señalar que a 31 de diciembre de 2015, dentro de la política de compensación de Ecopetrol no se previeron mecanismos especiales de pago o remuneración en

acciones de la empresa a sus trabajadores y administradores.

La compensación fija anual del presidente es 8,9 veces la compensación fija promedio anual de los trabajadores. Esta información se calculó con información de compensación a diciembre de 2015. | G4-54

Para el 2015 se aplicó un aumento general de salarios para todos los trabajadores de 5,63 puntos, equivalentes a la inflación a junio 30, más 1,21 puntos adicionales acordados con la representación sindical. | G4-55

En la tabla 23 se presenta la remuneración de los altos ejecutivos de la empresa.

Tabla 23.
Remuneración altos ejecutivos

Cargo	Salario base de salario integral*	
	Mínimo	Máximo
Presidente		
Vicepresidente Ejecutivo	\$38.122.000	\$ 52.386.000
Vicepresidente de Desarrollo y Producción		
Vicepresidentes:		
- Estrategia y Finanzas		
- Jurídico		
- Transporte y Logística	\$25.345.000	\$38.122.000
- Transformación		
- Talento Humano		
- Desarrollo Sostenible y Ambiental		
- Cumplimiento		
Directores:		
- Servicios Compartidos	\$22.781.000	\$29.793.000
- Asuntos Corporativos		
- Secretaría General		

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

(*) Sobre este valor se reconoce un factor prestacional del 70%.

En el marco de las medidas de eficiencia y reducción de costos, Ecopetrol decidió reducir en un 30% para todos los trabajadores la compensación variable por resultados del 2015. Esta medida incluye al Presidente de la empresa, con un efecto estimado de disminución del 7% de sus pagos totales anuales.

Evaluación de los altos ejecutivos

I G4-44

El 2015 fue para Ecopetrol un año marcado por el impacto en la caída de los precios del petróleo, así como por la persistencia de las complejidades de entorno que se vieron reflejadas en los resultados empresariales.

Sin embargo, el desempeño del Presidente y los altos ejecutivos en 2015 evidencia la fortaleza de la empresa con una gestión integral, responsable y transparente, que permitió alcanzar los retos formulados. A pesar de las dificultades, el Presidente junto con su equipo de alta gerencia, contribuyeron al logro de los objetivos empresariales mediante el direccionamiento estratégico de sus respectivas áreas y el desarrollo de las diferentes actividades.

Por primera vez en su historia reciente, la empresa logra incorporar los recursos contingentes necesarios para reemplazar el 100% de su producción anual, con una incorporación de 289.48 MBPE (millones de barriles petróleo equivalente) de recursos contingentes que representaron el 111% de la producción anual de la empresa. Adicionalmente, la producción promedio equivalente de crudo y gas para el Grupo Ecopetrol alcanzó los 760 mil BPED (barriles equivalentes petróleo día) y el costo de levantamiento por barril producido disminuyó 44% con respecto al 2014. En refinación, se logran los mejores resultados en la historia apalancados en una estrategia de optimización de costos que se ha venido diseñando desde hace varios años y en la implementación de iniciativas innovadoras que se consolidaron

en el 2015. Estos resultados operacionales se lograron cumpliendo con la premisa de una operación sana, limpia y segura con cero fatalidades atribuibles a accidentes de trabajo y con el mejor desempeño en temas de accidentalidad e incidentes ambientales.

Así mismo, durante el 2015 se trabajó en equipo para obtener resultados asociados al plan de transformación empresarial, logrando eficiencias por \$2,1 billones de pesos con respecto a la línea base del 2014, con un componente importante de eficiencias operacionales que representan ahorros sostenibles. Además de la optimización de gastos e inversiones, se logró la simplificación de procesos de negocio y soporte y la alineación a mejores prácticas internacionales.

La estrategia de la empresa privilegia los retos de sostenibilidad y generación de valor, compromisos que se reflejan en los acuerdos de gestión para el Presidente y los demás miembros del equipo directivo, concordantes con los retos que exigen la industria y su entorno.



ESTRUCTURA DE CONTROL



Controles externos

■ Revisoría Fiscal:

La Asamblea General de Accionistas en su reunión del 26 de marzo de 2015, aprobó la elección de la firma PriceWaterhouseCoopers Ltda. como Revisor Fiscal de la empresa

para el periodo fiscal 2015, por un valor de \$4.100.000.000 más IVA, este valor corresponde a un 31% menos de la tarifa aprobada para el año 2014.

■ Órganos de inspección, vigilancia y control:

En Colombia las principales autoridades reguladoras de las actividades relacionadas con el objeto social de Ecopetrol son el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), el Ministerio del Interior, la Unidad Especial de Parques Nacionales y las Corporaciones Autónomas Regionales.

Además de los principales entes reguladores se encuentran seis diferentes superintendencias que supervisan actividades puntuales de Ecopetrol: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Superintendencia de Sociedades, Superintendencia Financiera, Superintendencia de Puertos y Transporte,

Superintendencia de Salud y Superintendencia de Industria y Comercio. Además de lo anterior, como emisor del mercado de valores, Ecopetrol es supervisado por el Autorregulador del Mercado de Valores (AMV).

Como toda entidad pública, Ecopetrol se encuentra sujeta al control disciplinario de la Procuraduría General de la Nación y al control fiscal de la Contraloría General de la República.

Por otra parte, debido a que Ecopetrol ha inscrito sus acciones en las bolsas de valores de Nueva York y Toronto, su actividad en dichos mercados está sujeta a la regulación de la Securities and Exchange Commission (SEC), Toronto Stock Exchange (TSX), la Alberta Exchange Commission, la Ontario Exchange Commission y la Investment Industry Regulatory Organization of Canada (IIROC).

■ Agencias Calificadoras de Riesgo:

Debido a la caída de los precios del petróleo, las compañías del sector han sido objeto de revisiones en su calificación y su perspectiva con mayor frecuencia. En medio de este entorno, durante 2015, la agencia calificadora de valores Fitch Ratings Colombia S.A. decidió mantener la calificación local de largo plazo de Ecopetrol y sus emisiones de deuda en moneda local en AAA (Col).

Por su parte, las agencias internacionales Fitch Ratings, Standard & Poor's mantuvieron las calificaciones de la deuda de Ecopetrol en moneda extranjera a BBB, lo cual es consistente con el nivel asignado por la agencia Moodys Investors Service (Baa2). Los reportes se encuentran disponibles en la página web <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/renta-fija/calificacion-de-riesgo>

Controles internos

La Junta Directiva de Ecopetrol supervisa y vigila el Sistema de Control Interno y revisa las políticas de la empresa relacionadas con el sistema de control interno y de riesgos.

■ Dirección General de Auditoría:

El cumplimiento del Plan General de Auditoría fue del 99,4%. Se realizaron trabajos de auditoría a procesos con una evaluación de riesgo importante para el cumplimiento de los objetivos estratégicos de la empresa y sobre proyectos de impacto alto por su nivel de inversión y representatividad sobre el cumplimiento de los objetivos estratégicos.

En 2015 el Plan General de Auditoría cubrió elementos de 8 de los 34 macroprocesos vigentes de Ecopetrol (exploración, producción de crudo y gas, refinación, transporte y logística de hidrocarburos, gobierno corporativo, gestión de salud integral, gestión de abastecimiento y gestión de tecnología de información). Las auditorías

incluyeron proyectos de aseguramiento, asesoramiento, evaluación de controles de procesos y de reporte financiero para el cumplimiento de la Ley Sarbanes Oxley (SOX); así como actividades de cumplimiento de normas externas e internas vigentes aplicables a la función.

Como resultado de la ejecución del Plan General de Auditoría, las áreas responsables diseñaron los planes de mejoramiento orientados a mitigar las observaciones de la Dirección de Auditoría Interna sobre los componentes del modelo de control interno, los cuales han sido objeto de seguimiento permanente por parte de la Junta Directiva para asegurar su aplicación y efectividad.

G4-47 |

Unificación del Sistema de Control Interno

En 2014 se adelantó la iniciativa de Unificación del Sistema de Control Interno con el propósito de tener una vista y gestión integral sobre todos los componentes que hacen parte del sistema. En julio de 2015 se aprobó la creación de la Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento.

Esta Vicepresidencia, a través de la Unidad Corporativa de Control Interno, tiene a su cargo la definición de lineamientos de control, y la definición y verificación de la ejecución del ciclo

de gestión de riesgos de la empresa, así como de su aseguramiento mediante la aplicación de esquemas de monitoreo preventivo en Ecopetrol, sus filiales y subsidiarias de acuerdo con la Directriz de Gobernabilidad Gerencial del Grupo Ecopetrol y enmarcado en el Sistema de Gestión y Control Integral.

Los cambios más significativos con ocasión de la creación de una estructura única, se pueden resumir así:



Confluencia en una misma Unidad del ejercicio de los controles SOX, COSO, COBIT, ERM, que antes se encontraban en forma dispersa y a cargo de diferentes dependencias. Hoy en día radican bajo una misma estructura y permiten el ejercicio integral del control interno a todos los procesos. La Unidad de Ética ya no depende de la Presidencia y de acuerdo con sus funciones, guarda relación directa con el Oficial de Cumplimiento.



De igual forma, la Unidad de Control Disciplinario se ha separado de la Presidencia, circunstancia que garantiza aún más, el ejercicio de la función con total independencia de quien detenta el control en segunda instancia.



La Vicepresidente Corporativa de Cumplimiento actúa como Oficial de Cumplimiento y es independiente del cargo que tiene asignados el seguimiento y monitoreo de los temas de gobierno corporativo, lo que permite asegurar mayor autonomía para verificar los hechos y el devenir de la empresa.

G4-45
G4-46
G4-47

Sistema de Gestión de Riesgos

Ecopetrol S.A. ha implementado un sistema de gestión de riesgos en el que interactúan, de manera sistemática e involucrando a todos los niveles de la organización, los tres pilares de la gestión de riesgos: la cultura, la estructura organizacional y la normativa, y las herramientas de gestión.

Ecopetrol cuenta con un mapa de riesgos entendido como una herramienta para la identificación y seguimiento de los riesgos financieros y no financieros a los que está

expuesta la empresa. En efecto, el Mapa de Riesgos Empresariales refleja los eventos que a juicio de la Junta Directiva y de la Alta Dirección de la empresa, podrían desviar en mayor medida a Ecopetrol del logro o cumplimiento de sus objetivos estratégicos.

El Mapa de Riesgos para la vigencia 2015 contiene 11 riesgos distribuidos en cuatro categorías: i) estratégicos, ii) entorno, iii) operacionales y iv) financieros.

Mapa de riesgos empresariales



- ▲ Riesgo nuevo
- ▲ Riesgo modificado
- ▲ Riesgo que se mantiene

Estratégicos

1. No encontrar los recursos contingentes que garanticen la sostenibilidad de Ecopetrol.
2. No aplicación exitosa de tecnologías de factor de recobro.

Entorno

3. Inviabilidad del entorno social, ambiental y de seguridad.
4. Anormalidad laboral con afectación a las operaciones de Ecopetrol.
5. Cambios en el entorno regulatorio de países en donde opere Ecopetrol.

Operacionales

6. Incidentes por causa operacional o eventos naturales.
7. Faltas a la ética y cumplimiento.
8. Ciber ataques y fuga o pérdida de información crítica de Ecopetrol.
9. Proyectos que no cumplan su promesa de valor.

Financieros

10. No disponer eficiente y oportunamente de los recursos financieros para apalancar el plan de inversiones.
11. Liquidez de la compañía.

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Los riesgos materializados son presentados al Comité Directivo y al Comité de Auditoría y Riesgos de la Junta Directiva. Son analizados desde la causa que los originó en conjunto con los responsables de los riesgos, con el fin de robustecer los mecanismos de mitigación que permitan disminuir el impacto y la ocurrencia de estas materializaciones en la empresa.

De los once riesgos empresariales identificados, ocho presentaron algún tipo de materialización durante 2015, asociada a las siguientes tipologías de eventos: atentados, paros, bloqueos, mítines, inundaciones, deslizamientos, accidentes con pérdida de tiempo, sobrecostos y mayores gastos

financieros; todos estos relacionados con los siguientes riesgos empresariales:

- Inviabilidad del entorno social, ambiental y de seguridad.
- Incidente por causa operacional.
- Anormalidad laboral con afectación a las operaciones.
- Proyectos que no cumplen su promesa de valor.

Los impactos de todas las materializaciones de riesgos a diciembre de 2015, no fueron en ninguno de los casos considerados catastróficos para Ecopetrol.

7

OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

De conformidad con lo establecido en los Estatutos Sociales, la Junta Directiva es responsable de velar que las relaciones económicas de Ecopetrol con sus accionistas, incluyendo el accionista mayoritario, y con sus subordinadas, se lleven a cabo dentro de las limitaciones y condiciones establecidas por la Ley y las regulaciones sobre prevención, manejo y resolución de conflictos de interés y en todo caso, en condiciones de mercado.

En la guía de precios de transferencia entre vinculados económicos de Ecopetrol se determinan los parámetros que se deben tener en cuenta al momento de determinar la remuneración a ser pactada en operaciones bien sea de bienes o servicios, llevadas a cabo con compañías que se encuentren bajo el control del Grupo Ecopetrol, de manera tal que las condiciones establecidas en las operaciones controladas sean consistentes con aquellas pactadas con o entre terceros independientes; evitando de esta manera la afectación de los estados de resultados por las relaciones de control o subordinación.

En ese sentido, las relaciones económicas con la Nación y las sociedades subordinadas, consolidadas

durante 2015 mediante convenios o contratos, se llevaron a cabo bajo los anteriores parámetros. Estas relaciones no pretenden beneficiar a la Nación ni a las sociedades subordinadas, ni van en detrimento de los intereses de los accionistas minoritarios. Con estas relaciones contractuales, Ecopetrol persigue el cumplimiento de sus objetivos empresariales de acuerdo con su modelo de responsabilidad corporativa.

El detalle de las operaciones con sociedades subordinadas pertenecientes al Grupo Ecopetrol se revela en las notas correspondientes a los estados financieros.

En principio, no deberían existir conflictos de interés entre las sociedades que conforman el Grupo Ecopetrol en la medida en que todas persiguen la misma unidad de propósito y dirección determinada por Ecopetrol en su calidad de matriz. Ahora bien, en caso de que se llegare a presentar un conflicto de interés, las personas involucradas tendrán que cumplir con el procedimiento establecido en la Estatutos Sociales y en el Instructivo de conflictos de interés, inhabilidades, incompatibilidades y prohibiciones de Ecopetrol.

8

CONFLICTOS DE INTERÉS | G4-41

Ecopetrol cuenta con mecanismos concretos que permiten la prevención, manejo y divulgación de los conflictos de interés que se puedan presentar entre los accionistas (mayoritarios y minoritarios), administradores y funcionarios en general, frente a sus propios intereses y los de la empresa.

Para evitar incurrir en un conflicto de interés, 49 personas en 2015 atendieron el procedimiento

establecido por la empresa y revelaron las situaciones que podían dar origen a los mismos y como consecuencia, se declararon impedidos de conocer o realizar determinada actuación.

La información sobre los conflictos de interés revelados en 2015 se puede consultar en el siguiente vínculo a la página web de la empresa: www.ecopetrol.com.co/documentos/Conflicto-interes-2015.pdf

9

MECANISMOS DE RESOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS



Ecopetrol cuenta con mecanismos alternativos para la resolución de controversias para promover la inversión extranjera, las relaciones comerciales y facilitar la convivencia entre los accionistas, grupos de interés y la administración de la empresa. Estos mecanismos, tales como el arreglo directo, los amigables componedores, los conciliadores y el tribunal de arbitramento, se convierten en una alternativa, diferente al conducto

regular de la justicia ordinaria, para resolver las controversias contractuales de manera más ágil, especializada y en ciertos casos, más económica.

La información sobre las controversias contractuales solucionadas en 2015 mediante mecanismos alternativos, se puede consultar en el siguiente vínculo a la página web de la empresa: www.ecopetrol.com.co/documentos/Controversias-contractuales-2015.pdf

10

TRANSPARENCIA, FLUIDEZ E INTEGRIDAD DE LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA AL PÚBLICO



Publicación de información en página web

Ecopetrol, comprometida con la divulgación de información transparente y oportuna a todos sus grupos de interés, continuó la estrategia de fortalecer su presencia en medios digitales durante 2015. Durante dicho periodo se avanzó en la consolidación de la página web de Ecopetrol y en incrementar su presencia en redes sociales.

En general, en estos canales se incrementó la publicación de contenidos sobre la riqueza ambiental del país, el avance de los proyectos de la empresa, iniciativas de gestión social y la atención a los internautas sobre temas de contratación, empleo, acciones, entre otros.

El sitio web de Ecopetrol en 2015 recibió, en promedio, 7.274 visitas diarias, es decir, un 34% menos que en el año anterior cuando se registraron 11.050 visitas. La tendencia se explica por la optimización de todo el portal que se realizó a finales de 2014 lo que permitió eliminar contenido que existía en la página pero no era consultado por los usuarios. Así, la cantidad de personas que entran al sitio y se van sin interactuar con él, disminuyó de 69% a 51%. Esto significa que ahora a la web de Ecopetrol llegan visitantes que efectivamente encuentran información que útil para ellos. Los contenidos

más consultados durante 2015 fueron: ofertas laborales, información sobre el comportamiento de la acción y detalles sobre procesos de contratación para nuevos proveedores.

Al cierre de 2015, la participación en Facebook y Twitter reportó un total de 293.911 y 176.982 seguidores, respectivamente. Esto significó, en cada caso, un crecimiento del 63% y 55%. Adicionalmente, en LinkedIn, la red social de conexiones de trabajo, se logró un acumulado de 119.027 seguidores, lo que representó un aumento del 7% con

respecto al 2014. Durante 2015 se apostó por una relación más cercana y abierta con los usuarios de estos medios, y se desarrollaron mensajes más ricos en contenido gráfico y audiovisual. Dichas acciones lograron incrementar el alcance de la empresa en medios, convirtiendo a Ecopetrol S.A. en una de las más seguidas en redes sociales en Colombia.

El 26 de marzo de 2015, 5.829 personas se conectaron para ver la transmisión en directo de la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas, un 33% menos que la cifra registrada en 2014.

Divulgación de información relevante

Durante 2015 se publicaron 89 comunicados de Información Relevante en la Superintendencia Financiera de Colombia. En Estados Unidos se publicaron 42 comunicados de prensa y 62 documentos bajo el formato 6-K que exige la Securities and Exchange Commission (SEC).

Adicionalmente, en Canadá se publicaron 60 documentos en la Bolsa de Valores de Toronto. Todos los comunicados se divulgaron de manera oportuna al mercado y se encuentran disponibles en la página de

la Superintendencia Financiera de Colombia www.superfinanciera.gov.co, sección Información Relevante; en la página de la SEC www.sec.gov, sección Filings - Search for Company Filings, Company or fund name, ticker symbol, CIK (Central Index Key), file number, state, country, or SIC (Standard Industrial Classification); en la página de TSX (Toronto Stock Exchange) www.tmx.com, sección Get quote, con el símbolo ECP, sección News Headlines for Ecopetrol S.A., así como en la página web de Ecopetrol www.ecopetrol.com.co.



RESPONSABILIDAD EMPRESARIAL

G4-42
G4-43



El Modelo de Responsabilidad Empresarial de Ecopetrol se construye a partir de la definición de una promesa de valor de Ecopetrol hacia cada uno de sus grupos de interés y unos

objetivos e indicadores que permiten dar cuenta de su cumplimiento y gestión. La promesa de valor y objetivos se construyen tomando en consideración las expectativas

de cada grupo de interés. En 2015 esta consulta se realizó a través de la aplicación de encuestas y entrevistas en diferentes regiones del país. Los resultados fueron analizados por las áreas líderes de cada grupo de interés y servirán de base para la actualización del modelo de responsabilidad empresarial vigente a partir de 2016.

Adicionalmente, se continuó realizando el ejercicio de caracterización y mapeo de

grupos y subgrupos de interés, a partir del cual se construyeron planes de gestión que orientaron la interacción de Ecopetrol con los mismos. Los planes fueron cargados en la herramienta corporativa Salesforce, con el fin de asegurar su formalización y facilitar su seguimiento. Los grupos de interés que Ecopetrol ha identificado en su Modelo de Responsabilidad Empresarial son:

| G4-24

	Accionistas e inversionistas
	Clientes
	Socios
	Contratistas y sus empleados
	Empleados, jubilados y sus beneficiarios
	Sociedad y Comunidad
	Estado

Rendición de cuentas

Durante 2015 se aseguró la adecuada atención de las peticiones, quejas, reclamos y solicitudes de los grupos de interés, y la existencia de espacios de diálogo y comunicación orientados a asegurar un adecuado relacionamiento. Los canales disponibles fueron los siguientes:

-  > Correo electrónico:
participacion.ciudadana@ecopetrol.com.co,
codigodeetica@ecopetrol.com.co y
quejasysoluciones@ecopetrol.com.co
-  > Call Center: Línea nacional telefónica gratuita:
01-8000 918-418
-  > Internet: **www.ecopetrol.com.co**
-  > Audiencias públicas de rendición de cuentas
-  > Mesas de diálogo con los grupos de interés
-  > Brigadas de atención en varios municipios del país.
-  > Teleiguanas: 29 en las regionales en Caribe, Casanare, Central, Huila, M. Medio, Meta, Occidente, Oriente y Nariño-Putumayo
-  > Oficina de Participación Ciudadana Móvil para brindar atención personalizada en municipios donde no hay atención permanente.
-  > Oficinas de atención personalizada en Acacias, Apiay, Barrancabermeja, Bogotá, Bucaramanga, Cali, Cartagena, Catilla la Nueva, Cúcuta, Tibú, Dosquebradas, El Centro, Guamal, Neiva, Orito, Villavicencio, Yopal.

En 2015 se recibieron 23.393 solicitudes ciudadanas entre derechos de petición, solicitudes de información y quejas y reclamos. El 99,9% de las solicitudes fueron atendidas dentro de los plazos establecidos.

Los asuntos relacionados con peticiones, quejas, reclamos y solicitudes de los grupos de interés son reportados al Comité Directivo de Ecopetrol a través de los siguientes mecanismos:



Informe de monitoreo del relacionamiento con grupos de interés (enfoque nacional con periodicidad mensual y enfoque regional con periodicidad bimestral).



Indicadores de riesgo clave (KRI) del relacionamiento con grupos de interés (periodicidad mensual).

12

RECLAMACIONES DE ACCIONISTAS E INVERSIONISTAS



Durante 2015 no se presentaron reclamaciones por parte de accionistas o inversionistas relacionadas con el cumplimiento del Código de Buen Gobierno.



LA JUNTA DIRECTIVA HACE UN RECONOCIMIENTO A ECOPETROL Y TODOS SUS TRABAJADORES POR SU COMPROMISO CONSTANTE EN LA APLICACIÓN DE BUENAS PRÁCTICAS DE GOBIERNO CORPORATIVO QUE ASEGUREN LA GOBERNABILIDAD, TRANSPARENCIA Y CONTROL DE LA EMPRESA.

02





NUESTRA CADENA DE VALOR



CADENA DE VALOR

G4-4
G4-12

Ecopetrol participa en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos desde la exploración y producción de petróleo y gas, hasta la transformación en productos de mayor valor agregado y, posteriormente, su comercialización en los mercados nacionales e internacionales.

Cada uno de los pasos que se emprenden en esta materia implica riesgos y oportunidades tanto para la empresa como para las regiones donde se desarrollan las actividades así como para el país que, gracias a la presencia de Ecopetrol, está en condiciones de emprender nuevas iniciativas de carácter social destinadas a mejorar la calidad de vida de los colombianos.

EXPLORACIÓN

El Grupo Ecopetrol cuenta hoy con **187 bloques** para buscar hidrocarburos tanto en Colombia como en el exterior.

Se perforaron **13 pozos**, de los cuales cinco se clasificaron como exploratorios **A3**, seis se clasificaron como delimitadores **A1-A2** y dos se clasificaron como estratigráficos. Se hicieron los descubrimientos en el Offshore Caribe en el bloque Fuerte Sur (**Pozo Kronos-1B**) y en el bloque SSJN-1 (**Pozo Bullerengue**) que estuvo a cargo de Hocol.

Asimismo, se incrementaron los recursos contingentes del descubrimiento **Nueva Esperanza-1 del Bloque CPO-9** con los pozos delimitadores **Nueva Esperanza 2 y 3, localizados en el departamento del Meta.**

Las inversiones en exploración de Ecopetrol y sus filiales, tanto directa como en participación de riesgo, ascendieron a los **US\$577,6 millones**, las cuales fueron inferiores a los **US\$1.160 millones** del 2014.

REFINACIÓN

Con la encendida oficial de la Unidad de Crudo, se puso en marcha la nueva **Refinería de Cartagena - Reficar**, la más moderna de América Latina, capaz de producir combustibles limpios que cumplen los más exigentes estándares ambientales de los mercados internacionales.

En la Refinería de Barrancabermeja se puso en servicio la unidad Turboexpand que permitió incrementar la producción de polietileno, así como la unidad de generación **U5100 como parte del Plan Maestro de Servicios Industriales**, que permitirá aumentar la eficiencia energética y ahorrar gas combustible.

En Barrancabermeja, el margen bruto de refinación aumentó de **US\$14,56/barril** en 2014 a **16,80 US\$/barril** en 2015, principalmente por la mayor disminución del costo del crudo procesados.

PRODUCCIÓN

La producción del Grupo Ecopetrol fue de 760,7 Kbped, lo que significó un aumento de 0,7% en comparación con 2014. La producción de crudo fue de 626,5 Kbped, con un incremento de 1,4% frente a 2014. La producción de gas fue de 134,2 Kbped con un descenso de 2,3% frente a 2014.

Se destacó el acuerdo con Occidental Andina para desarrollar un proyecto piloto de inyección de agua en el Campo La Cira-Infantas, el más antiguo del país, y aumentar su producción por encima de los 50 Kbped.

También se cerró una alianza con Parex Resources de Canadá para incrementar las reservas y la producción del campo Aguas Blancas, en el Magdalena Medio. El acuerdo permitiría recuperar 55 millones de barriles de crudo liviano e incrementar la producción de ese campo hasta 10 mil barriles por día en el año 2020.

GESTIÓN DEL ENTORNO

En 2015 se lanzó una nueva Estrategia de gestión del entorno cuyo objetivo es asegurar un relacionamiento con los actores regionales y locales que conduzca a la generación de valor económico compartido, y que permita la construcción de entornos seguros, prósperos y ambientalmente sostenibles.

SUMINISTRO Y MERCADEO

El **97% de los ingresos de Ecopetrol** estuvieron soportados en las ventas de crudos, gas y productos (incluye combustibles y petroquímicos). Los ingresos por ventas fueron de \$42 billones, lo que representó una **disminución del 25% en comparación con el 2014** debido al descenso en los precios internacionales del petróleo.

Se realizó el primer embarque de crudo a Japón, luego de cerrar una negociación con la compañía japonesa JX Nippon que adquirió dos millones de crudo Castilla para abastecer su sistema de refinación. **Asia es el principal destino de exportación (35%)**, seguido por las costas Este y Oeste de **EEUU (14%)**, el **Caribe y Centroamérica (13%)** y **Europa (11%)**.

TRANSPORTE

Cenit, compañía 100% propiedad de Ecopetrol, lidera el negocio de transporte de hidrocarburos. Las inversiones realizadas por Cenit y sus filiales ascendieron a **US\$885 millones**, lo que significó un aumento de **17% frente al 2014**.

Se avanzó en la construcción del proyecto San Fernando-Monterrey, que consiste en la construcción de una nueva línea de transporte de crudo de **360 Kbd**, con el fin de evacuar **los crudos de Castilla, Chichimene, Apiay y alrededores**. También se avanzó en la ampliación de la capacidad de transporte por el Oleoducto Ocesa entre **El Porvenir y Coveñas en 135 Kbd**.

Se registraron 80 atentados contra la infraestructura petrolera (oleoductos, poliductos, líneas de transferencia y pozos), lo que representó una **disminución de 38% frente al 2014**. Los sistemas más afectados fueron el Caño Limón Coveñas, con 22 atentados, y el Oleoducto Trasandino, con 16.

RESERVAS

Como consecuencia de la caída en los precios internacionales, las reservas probadas de petróleo, gas natural y condensado de propiedad de Ecopetrol (1P) totalizaron 1.849 Mbpe, **una reducción de 11% frente a 2014 cuando habían sido de 2.084 Mbpe**. El índice de reposición de reservas fue de 6%, y la vida media equivale a **7,4 años**.

En 2015, el precio SEC utilizado para la valoración fue de **US\$55,57** por barril Brent versus **US\$101,80** por barril en 2014.

Este efecto fue contrarrestado, en gran parte, por una adición de **275 Mbpe**, atribuibles a las optimizaciones de costo y mayores eficiencias alcanzadas por la empresa. Las mayores contribuciones al balance provienen de los campos Castilla y Chichimene, ambos operados directamente por Ecopetrol, y del campo Rubiales, que será manejado por Ecopetrol a partir de julio de 2016.



INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA


Producto de la aplicación de soluciones tecnológicas en la empresa, en 2015 se generaron beneficios económicos por valor de US\$456,5 millones, certificados por los negocios operativos.

En 2015 fueron otorgadas 10 nuevas patentes (nueve en Colombia y una en Perú), completando 69 patentes vigentes.

Se generó el primer secreto industrial de la empresa, relacionado con información palinológica y bioestratigrafía de pozos colombianos. Fueron certificados 58 registros de derechos de autor completando 167 en los últimos 10 años, a la vez que se declararon 22 nuevos productos tecnológicos y se mantuvieron 33 marcas registradas.

También se establecieron 34 nuevos convenios de cooperación tecnológica, para los cuales se desembolsaron recursos por valor de \$15.961 millones.



 Taladro de perforación

G4-4 |

EXPLORACIÓN



Es el primer eslabón de la cadena de hidrocarburos y comprende la realización de distintas actividades orientadas a la búsqueda de petróleo y gas, como la adquisición de sísmica, su interpretación y la perforación de pozos exploratorios.

La actividad exploratoria de Ecopetrol y sus filiales se realiza a través de cuatro modalidades: bloques exploratorios 100% operados por Ecopetrol o filial; bloques donde participa en riesgo operado por Ecopetrol o filial; bloques participación en riesgo operado por un tercero, y bloques a través de contratos de asociación.

Ecopetrol cubre un área total de 14.701.210 de hectáreas en Colombia, con una participación en 58 bloques. La filial Hocol cubre un área de 2.172.949 hectáreas en Colombia, con 17 bloques. En la filial Brasil se cubre un área de 128.593 hectáreas en ese país, con una participación en tres bloques. La filial Ecopetrol America Inc cubre un área total de 247.333 en el Golfo de México de los Estados Unidos, con una participación en 109 bloques. | G4-9

El año anterior se devolvió a la ANH el bloque RC-7 por terminación del contrato. En la actualidad, Ecopetrol tiene aún

vigentes tres contratos bajo la modalidad de asociación que son: Catleya, Mundo Nuevo y Quifa. Hocol tiene vigente el contrato de asociación San Jacinto Río Paez y ha renunciado a los contratos de Asociación Upar, Orquidea, Doima y Río Cabrera.

En 2015, Ecopetrol logró avanzar en la actividad exploratoria nacional, acercándose

al cumplimiento de las metas propuestas para la estrategia 2030, apoyados en las cuatro iniciativas o palancas definidas en el marco del nuevo programa de transformación de empresarial, específicamente del subprograma de Exploración.

Entre las actividades realizadas se resaltan los logros alcanzados en:



Descubrimientos en el Offshore Caribe, en el Bloque Fuerte Sur (Pozo Kronos-1B); en Onshore, en el Bloque Quifa (pozo QFN-CS-1), y en el Bloque SSJN-1 (Pozo Bullerengue). Asimismo, se incrementaron los recursos contingentes del descubrimiento Nueva Esperanza-1, del Bloque CPO09 con los delimitadores Nueva Esperanza 2 y 3. De esta manera, se incorporaron recursos contingentes del Grupo correspondientes a 289,48 Mbpe en la vigencia 2015.



Maduración y generación de prospectos técnica y económicamente viables que se adicionaron y cumplieron con el proceso exploratorio que contempla revisiones técnicas con el grupo de aseguramiento de control y calidad (Quality Control/ Quality Assurance), fortaleciendo el portafolio exploratorio con el fin de generar valor y sostenibilidad.



Adquisición de 10 nuevos bloques como fruto de las negociaciones en las rondas de licitación de 2015 en el Golfo de México de Estados Unidos, que robustecieron el portafolio exploratorio del Grupo Empresarial.



En 2015 se concretaron ofertas de cuatro compañías para ser socias de Ecopetrol en bloques de exploración (tres en Colombia y una en Brasil), las cuales se estima generarán US\$36,7 millones en valoración para el portafolio de exploración del Grupo Ecopetrol. La negociación en Brasil concluyó en junio de 2015 y se prevé que los contratos para las ofertas en Colombia se firmarán durante el primer trimestre de 2016.

PRINCIPALES RESULTADOS



Sísmica

Ecopetrol no ejecutó ningún programa de adquisición sísmica de manera directa en 2015, pues la empresa se concentró en los cierres de los contratos Avila 3D, Caño Sur 2D y VMM-32 3D, específicamente la ejecución de los pagos pendientes con trabajadores, proveedores y propietarios que dejó el contratista Vector en las áreas de los proyectos.

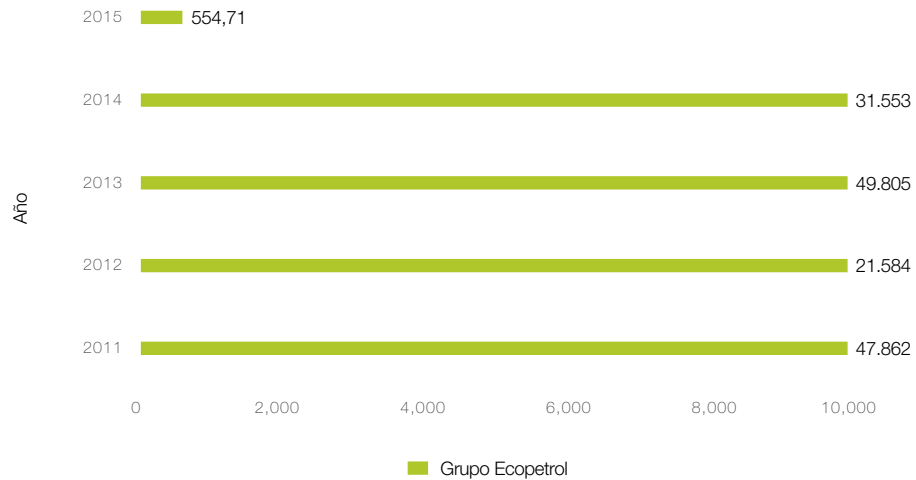
Sin embargo, durante el año Ecopetrol ejecutó un programa sísmico con participación en riesgo

del 50% en la filial Brasil, por 554,71 kilómetros equivalentes, en la cuenca Ceará en el bloque CE-M-715. El procesamiento de los datos se realizará en el 2016 (ver gráfico 6)

Asimismo, se realizaron actividades de pagos de los compromisos que incumplió el contratista Sismopetrol, durante la ejecución del programa Playón Toca 3D, el cual fue terminado unilateralmente por Ecopetrol, en octubre de 2015.

Gráfico 6.

Adquisición sísmica (kilómetros equivalentes)



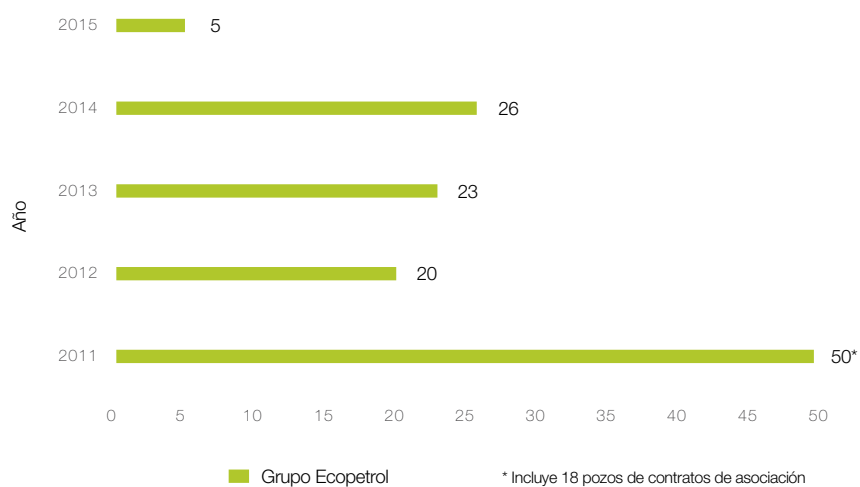
Pozos exploratorios ^{G4-9}

En 2015 el Grupo Ecopetrol perforó 13 pozos de los cuales, cinco se clasificaron como exploratorios A3, seis se clasificaron como delimitadores A1-A2 y dos se clasificaron como estratigráficos.

La perforación exploratoria A3 realizada durante 2015 en Colombia registró un decremento del 71% comparado con el 2014, debido a la menor actividad derivada de las implicaciones de la coyuntura internacional de precios del petróleo (ver gráfico 7).

Gráfico 7.

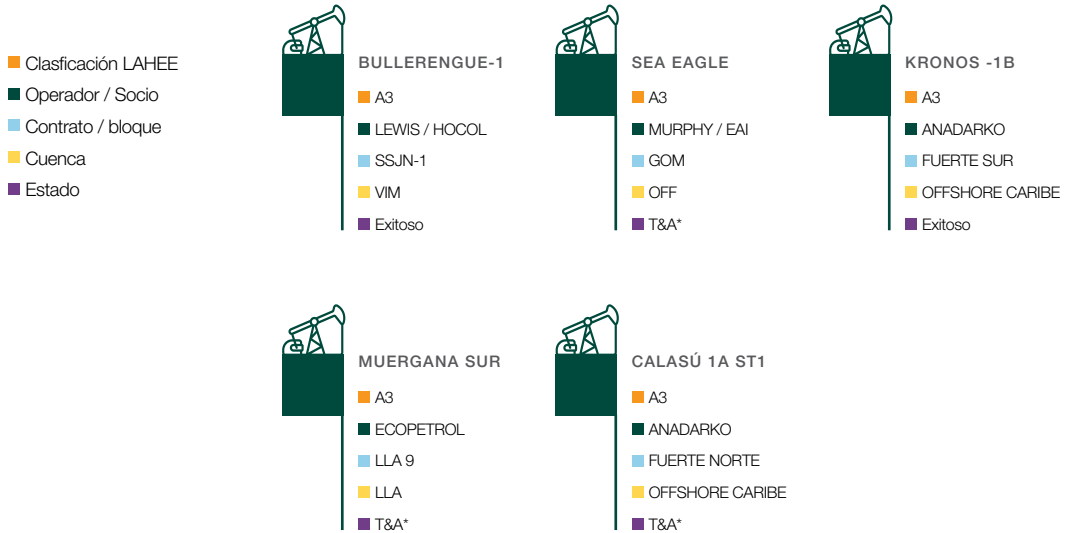
Pozos exploratorios A3 Grupo Ecopetrol – Últimos cinco años



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

De los cinco pozos exploratorios A3 en 2015, tres correspondieron a Ecopetrol S.A., uno a Hocol y otro a Ecopetrol America Inc. Los tres pozos de Ecopetrol S.A. son en participación en riesgo, así: uno Onshore, operado directamente por Ecopetrol, y los otros dos Offshore, operados por Anadarko (ver tabla 24).

Tabla 24.
Pozos exploratorios A3 perforados - Grupo Ecopetrol 2015

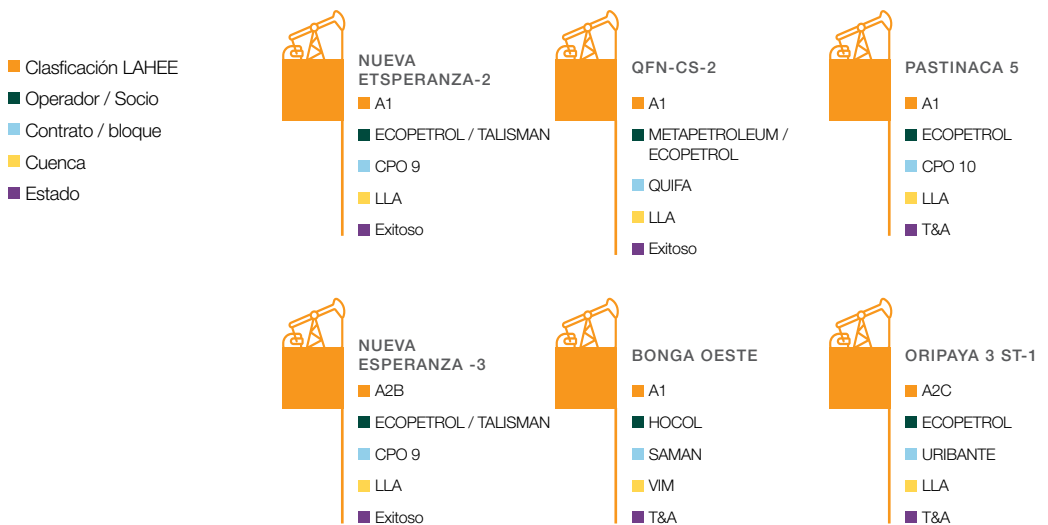


*T&A = Taponado y abandonado

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

De los seis pozos delimitadores A1 y A2, cinco correspondieron a Ecopetrol S.A. y uno a Hocol. De los cinco de Ecopetrol, dos fueron de operación directa y tres en participación en riesgo, de los cuales, dos fueron operados por Ecopetrol y uno operado por Metapetroleum (ver tabla 25).

Tabla 25.
Pozos exploratorios A1/A2 perforados - Grupo Ecopetrol 2015

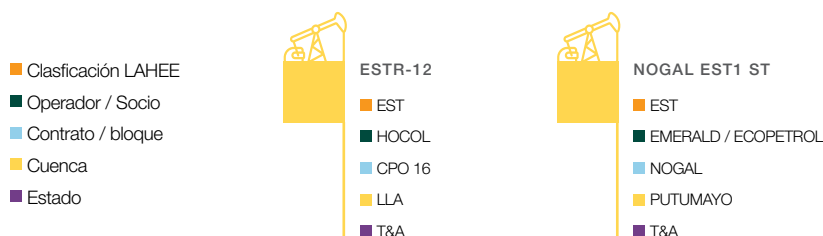


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

De los dos pozos estratigráficos, uno correspondió a Hocol y el otro a Ecopetrol, este último en participación en riesgo y perforado por Emerald (ver tabla 26).

Tabla 26.

Pozos estratigráficos - Grupo Ecopetrol 2015



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

Al finalizar el 2015, quedó en ejecución un pozo exploratorio A3 y un pozo delimitador A1:

■ Payero- 1 (A3), de la filial Hocol

■ León 2 BP 2 (A1, de la filial Ecopetrol América Inc).

De los cinco pozos perforados A3, dos arrojaron resultado exitoso. Este resultado evidencia una relación éxito-fracaso del 40%. Los nuevos descubrimientos incorporaron 289,48 Mbpe como recursos contingentes, los cuales representaron un incremento de 40% en comparación con el año anterior (ver tabla 27 y gráfico 8).

Tabla 27.

Nuevos descubrimientos e incorporación de recursos contingentes 2015

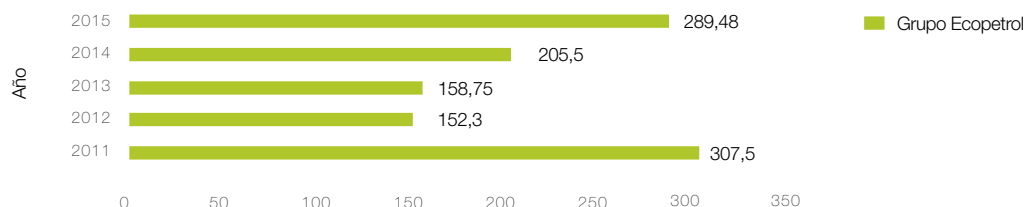


■ Bloque
■ MBPE

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

Gráfico 8.

Evolución de incorporación de recursos contingentes Grupo Ecopetrol (Mbpe)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

OG1 | **BALANCE
DE RESERVAS**



Como consecuencia de la caída en los precios internacionales, las reservas probadas de petróleo, gas natural y condensado (1P, de acuerdo a su denominación internacional estándar) de

propiedad de Ecopetrol durante 2015, totalizaron 1.849 Mbpe, lo que significó una reducción de 11% en comparación con el 2014 cuando habían sido de 2.084 Mbpe (ver tabla 28).

Tabla 28.
Reservas probadas de Ecopetrol a diciembre 31 de 2015

Reservas Probadas (1P)	Millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe)
Reservas probadas a diciembre 31 de 2014	2.084
Revisiones	-25
Compras de minerales	0
Recobro mejorado	16
Extensiones y descubrimientos	24
Ventas de minerales	0
Producción	-251
Reservas probadas a diciembre 31 de 2015	1.849

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Estrategia y Finanzas Corporativas

La reducción de las reservas probadas se dio principalmente como consecuencia de la pronunciada caída de los precios de los hidrocarburos. En 2015, el precio SEC utilizado para la valoración fue de US\$55,57 por barril Brent, versus US\$101,80 por barril en 2014.

Ecopetrol estima que el efecto en la reducción de los precios implicó una disminución sobre las reservas de 404 Mbpe frente a las que se tenían a finales de 2014.

Este efecto fue contrarrestado en gran parte por una adición de 275 Mbpe, atribuibles a las optimizaciones de costos y mayores eficiencias alcanzadas por la compañía, así como por +67 Mbpe correspondientes a las nuevas campañas de perforación en los campos Castilla y Rubiales, y las revisiones positivas en algunos campos, como Chichimene, debido al buen desempeño en producción.

Entre otros efectos favorables está la incorporación de los consumos internos de gas natural de la empresa como parte de las reservas probadas (+47 MBPE).

Las mayores contribuciones al balance de reservas provienen de los campos Castilla y Chichimene, ambos operados directamente por Ecopetrol, y del campo Rubiales, que será manejado por Ecopetrol a partir de julio de 2016.

El 95% de las reservas probadas son propiedad de Ecopetrol S.A., mientras que Hocol, Ecopetrol America y la participación en Equión y Savia Perú, contribuyen con el 5%.

El 99% de las reservas fueron auditadas por dos reconocidas firmas especializadas independientes (Ryder Scott Company y DeGolyer and MacNaughton).

INVERSIONES EXPLORATORIAS

| G4-EC1

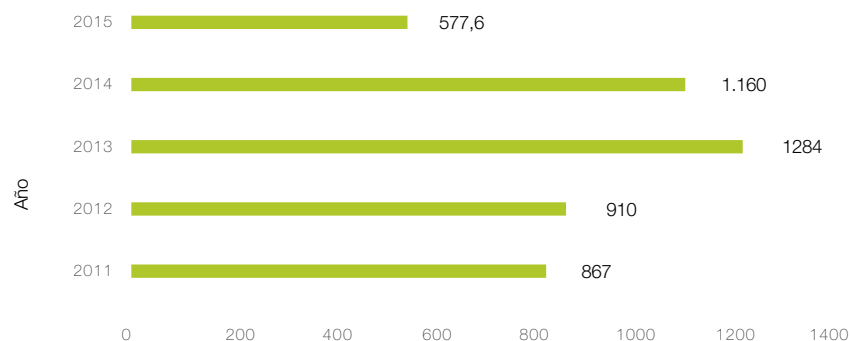


Las inversiones en exploración de Ecopetrol y sus filiales en 2015, tanto directa como en participación de riesgo, ascendieron a los US\$577,6 millones, las cuales fueron

inferiores a los US\$1.160 millones del año 2014. Lo anterior se explica debido a la contracción del presupuesto general de la empresa para esa vigencia (ver gráfico 9).

Gráfico 9.

Inversiones exploratorias de Ecopetrol (millones de dólares)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración

PROYECTOS



CRUDOS PESADOS



Cabe destacar que dentro de la actividad exploratoria realizada durante 2015, la estrategia de crudos pesados se focalizó en la perforación de pozos A3 y A1 y la búsqueda de información estratigráfica, en los bloques Llanos 9, CPO-9, CPO-10, Quifa, CPO-16 y Nogal. En los bloques mencionados se perforaron siete pozos (un pozo A3, cuatro pozos A1-A2 y dos estratigráficos).

GAS



En la estrategia de inversión para los proyectos exploratorios de gas, se destacó la perforación del pozo Kronos 1B, en el bloque Fuerte Sur, que incorpora 251,39 Mbpe; el pozo Bullerengue, en el bloque SSJN-1, el cual incorpora 4,72 Mbpe; los pozos Sea Eagle, en el GOM, y el pozo Calasú, en el bloque Fuerte Norte, que fueron taponados y abandonados. También se realizaron los pozos delimitadores Bonga Oeste y Oripaya 3 St 1.



 Buque Bollete Dolphin, de la empresa socia Anadarko, para exploración Offshore

GESTIÓN CON SOCIOS DE EXPLORACIÓN



En 2015, Ecopetrol y sus filiales mantuvieron la estrategia de fortalecer sus alianzas con compañías de talla mundial generando solidez en los negocios. Dentro de las compañías se destacan Anadarko, Talisman, Metapetroleum, Murphy, Lewis Energy y Repsol. Se ha buscado generar relaciones de largo plazo y de mutuo beneficio que apalancen el crecimiento y cumplimiento de las metas futuras.

Las relaciones con Anadarko en 2015 dejaron muchas enseñanzas, ya que por primera vez un operador internacional autorizó a la empresa estar de cerca en la operación Offshore, permitiendo estar dentro del buque Bollete Dolphin, capitalizando así el conocimiento y la experiencia de la operación en la perforación exploratoria de los pozos Kronos y Calasú, de la mano con ellos. Asimismo, finalizando el pozo Kronos, Anadarko autorizó el ingreso a otros funcionarios para que realizaran la toma de registros y muestras de presión.

A diciembre 31 de 2015, Ecopetrol y sus filiales contaban con 30 socios para realizar la actividad exploratoria, en el ámbito nivel nacional e internacional:

■ Anadarko	■ Nexen Energy
■ Apache	■ Noble Energy
■ BP	■ ONGC
■ Conoco Phillips	■ OOGC America
■ CPVN	■ Petrobras
■ Chevron	■ Repsol
■ Emerald	■ Samson
■ ENI	■ Shell
■ Exxon Mobil	■ SK Innovation
■ JX Nip Pon MCX	■ Statoil
■ Lewis Energy	■ Stone Energy
■ Marathon	■ Talisman
■ Maurel & Prom	■ Total
■ Metapetroleum	■ Vanari
■ Murphy	■ W&T

NUEVOS NEGOCIOS



Se incorporaron 10 bloques al portafolio exploratorio, de la filial Ecopetrol América Inc., en el Golfo de México:

JUN	En junio, cuatro bloques como resultado de Lease Sale 235: Atwater Valley 005, Atwater Valley 006, Atwater Valley 094 y Mississippi Canyon 977.
SEP	En septiembre, tres bloques como resultado de Lease Sale 246: Garden Banks 494, Garden Banks 495 y Garden Banks 539.
OCT	En octubre, dos bloques como resultado de Cross Assignment, acordado en el Lease Sale 235: Atwater Valley 009 y Mississippi Canyon 978.
NOV	En noviembre, un bloque como resultado de la negociación en la Fase 2 de la venta GOM Occidental 246.



 Campo Teca, en el Magdalena Medio

G4-4 | PRODUCCIÓN



El segundo eslabón de la cadena de valor es la producción de crudo y gas, que se realiza de manera directa o en asocio con otras compañías.

G4-46 | Debido a las nuevas condiciones del mercado, la empresa se enfocó hacia la generación de valor por encima del crecimiento volumétrico, en línea con la

nueva estrategia de la compañía. Esto obligó a un replanteamiento de las actividades de producción encaminadas hacia la excelencia en términos de eficacia y disciplina de capital.

Lo anterior impulsó el foco en términos de eficiencia, específicamente en las siguientes líneas:

-
- Optimización y reducción de costos: implementación de un programa de transformación en eficiencia con ocho líneas de trabajo (dilución, transporte, mantenimiento de subsuelo, mantenimiento de superficie, energía, tratamiento de fluidos, facilidades, y perforación y completamiento). Renegociación de contratos y tarifas. Replanteamiento de los planes de desarrollo de activos bajo las nuevas condiciones de mercado.

 - Enfoque en inversiones más rentables: énfasis en aquellas que generan el mayor valor, contrario a mayor volumen de producción.

 - Protección de la caja: se fortalecieron los esfuerzos para seguir reduciendo los precios de equilibrio de los campos.

 - Cambios en estructura y procesos: participación en la revisión y optimización de procesos operativos en toda la cadena.

 - Manejo de portafolio: análisis del portafolio actual para enfocarse en aquellos activos estratégicos para la empresa. Búsqueda de incorporación de socios para viabilizar técnicamente y financieramente algunos activos. Inicio de planes de desinversión de los demás activos buscando incorporar nuevos recursos y una mejor distribución de las capacidades operacionales.

 - Gestión del riesgo: direccionamiento de las inversiones hacia aquellos activos y tecnologías con menor riesgo técnico y de ejecución. Gestión proactiva de todos los grupos de interés para reducir riesgos y afectaciones a proyectos, principalmente con comunidades, gobierno y autoridades locales.

Como una manera de soportar la sostenibilidad futura, la empresa está concentrada en el aumento del factor de recobro, tanto primario como secundario y terciario, en sus campos actuales.

Para lograr lo anterior, se cuenta con un programa de recobro donde se han priorizado 27 proyectos los cuales incorporan, adicional a los planes de

desarrollo primario, la prueba a través de pilotos de las diferentes tecnologías de recobro aplicables a los campos. El objetivo es continuar aportando a la incorporación de reservas con un potencial estimado de 1,4 Bnbpe (billones de barriles de petróleo equivalentes), así como al volumen de producción de la empresa en el corto y mediano plazo. Durante 2015 se dio inicio a ocho pilotos.

OG1 | RESULTADOS
DE NEGOCIO

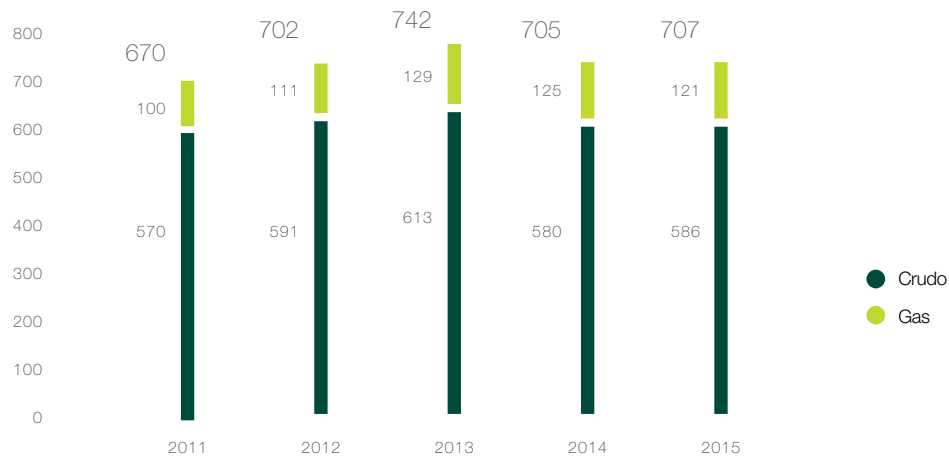


A pesar de los constantes ataques contra la infraestructura por cuenta de grupos al margen de la ley y los continuos cortes eléctricos en la región de la Orinoquía, la producción equivalente de crudo y gas

participación Ecopetrol del año 2015, fue de 707 Kbped (586 Kbped de crudo y 121 Kbped de gas comercial), lo que representó un aumento del 1% frente al resultado del 2014 (705 Kbped) (ver gráfico 10).

Gráfico 10.

Producción equivalente de crudo y gas – Participación Ecopetrol (Kbped)



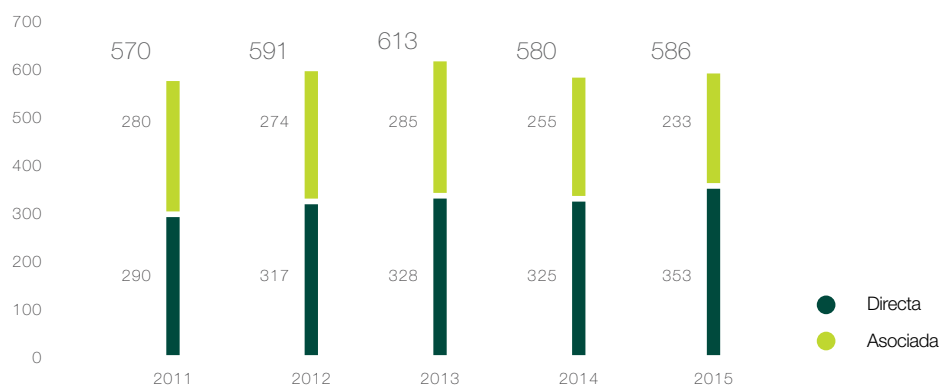
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

Al incluir el Grupo Empresarial, la producción ascendió a 760,7 Kbped, lo que significó un aumento de 0,7% en comparación con el 2014. La producción de crudo fue 626,5 Kbped, con un incremento de 1,4% frente a 2014. La producción de gas fue de 134,2 Kbped con un descenso de 2,3% en comparación con el 2014.

La producción de crudo participación Ecopetrol fue de 586,2 Kbped (353 Kbped de operación directa y 233 Kbped de operación asociada), lo que representó un aumento de 1,03% en comparación con el 2014 (ver gráfico 11).

Gráfico 11.

Producción de crudo - Participación Ecopetrol - Directa y asociada (Kbepd)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

NUEVOS NEGOCIOS Y PROYECTOS

En 2015 se destacaron las asociaciones logradas en La Cira Infantas y en Aguas Blancas. El acuerdo de La Cira Infantas, el campo más antiguo de Colombia, se firmó con Occidental Andina. Este proyecto piloto de inyección de agua selectiva busca incorporar aproximadamente 200 millones de reservas en el campo y aumentar su producción por encima de los 50 Kbped. En su primera fase, de máximo tres años, se estiman inversiones por US\$90 millones por parte de la asociada. De ser exitoso el piloto se podría llegar a invertir más de US\$2.000 millones en un periodo aproximado de 10 años.

La Cira Infantas se encuentra ubicado en la región del Magdalena Medio y es considerado uno de los casos más exitosos en recuperación secundaria en el país por medio de la cual ha logrado aumentar su producción desde los 5 Kbped al inicio de esta iniciativa, hasta más de 40 Kbped en el 2015.

En cuanto a Aguas Blancas, Ecopetrol logró un acuerdo con la compañía canadiense Parex Resources con miras a incrementar igualmente las reservas en una estimación de 55 millones de barriles de crudo liviano y aumentar la producción del campo hasta los 10 mil barriles por día en el año 2020.

Las inversiones estimadas para la primera fase que podría ser de máximo tres años, serían de US\$61 millones, las cuales serían asumidas por Parex y tendrían como destino la perforación de pozos y el desarrollo de un piloto de recobro secundario. De ser exitoso este piloto, las inversiones totales podrían ascender a US\$700 millones y serían asumidas en un 60% por Parex y en un 40% por Ecopetrol, mientras que la participación en la producción será distribuida por partes iguales entre las dos empresas luego de regalías.

Aguas Blancas, igualmente se encuentra localizado en el Magdalena Medio, al sur del campo La Cira Infantas.

G4-4 | PROYECTOS



> **Crudos pesados**

Parte fundamental de la estrategia de Ecopetrol corresponde al desarrollo de sus activos de crudos pesados, los cuales representan casi el 60% de la producción total de crudo de la empresa.

Los principales campos se encuentran en la región de la Orinoquía.

Se destacan los activos Castilla, Chichimene, Apiay y Suria. La totalidad de la producción de los activos mencionados superó en 2015 los 200 Kbpd. Estos activos cuentan con un importante potencial de crecimiento por lo que la empresa ha centrado sus actividades de perforación en ellos a la vez que ha planteado dentro de su programa de recobro el inicio de varios pilotos para comprobar la viabilidad de tecnologías de recobro secundario y terciario, alineadas con este tipo de hidrocarburos.

En términos de campos en asociación con otras compañías se resaltan Rubiales, Quifa, el área Nare y CPO09, los cuales se encuentran en las primeras fases de desarrollo y que en conjunto, superaron los 130 Kbpd en 2015. Dentro de estos es importante mencionar que el Campo Rubiales pasará a manos de Ecopetrol en el segundo semestre de 2016.

Es importante resaltar las complejidades asociadas a este tipo de proyectos, los cuales por sus mayores costos de desarrollo son más vulnerables a escenarios de precios bajos como los actuales. Por lo tanto, la empresa tiene que enfocar sus esfuerzos en una reducción estructural de los costos de desarrollo y de operación de sus crudos pesados de forma tal que puedan seguir siendo parte fundamental de la producción.

> **Gas**

En cuanto a los activos de gas, este hidrocarburo se mantiene cerca al 15% del total de la producción (sin incluir Blancos). Dentro de este volumen, los principales activos son los campos de la Guajira, Cusiana y Cupiagua, los dos primeros en operación asociada con Chevron y Equión, respectivamente, y el último operado por Ecopetrol.

La planta de gas Cupiagua inició ventas en diciembre de 2012. Durante el 2014 las ventas de gas aumentaron en promedio mes 114,9 MMSCFD; en 2015, esta cifra alcanzó 137,3 MMSCFD, lo que representó un aumento del 19,5%. En diciembre se obtuvo un record en ventas que alcanzó los 179,4 MMSCFD por el Fenómeno del Niño que redujo la producción

de energía de las hidroeléctricas, lo que obligó a las termoeléctricas a demandar más gas para suplir la oferta faltante.

La Planta de Gas Gibraltar entró en operación durante el 2011; en el 2014 se obtuvieron ventas de 28,2 MPCPD y para el 2015, se mantuvieron en 28 MPCPD. Durante 2015 se presentaron atentados que afectaron las ventas durante el tercer trimestre.

En 2015 se inauguró la planta de gas Oripaya, la cual entró en funcionamiento en abril, con ventas mensuales promedio de 2 MPCPD, lo que ayudará a suplir la demanda de la ciudad de Cúcuta.

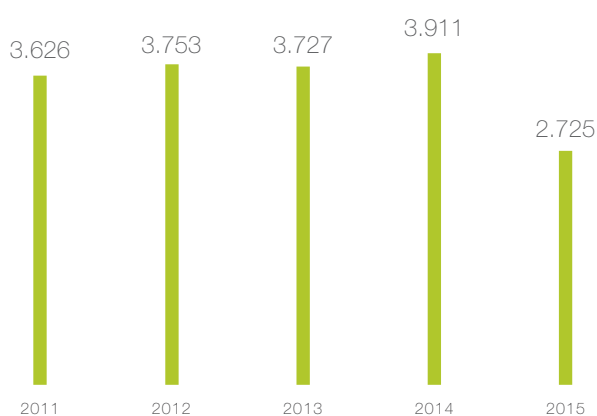
INVERSIONES | G4-EC1 EN PRODUCCIÓN



El 2015 las inversiones en producción fueron de 2.725, lo que representó una reducción de 30,3% en comparación con el año anterior, como consecuencia de las nuevas condiciones de precios del mercado. Pese a la disminución, las inversiones se enfocaron en la creación de valor por encima del crecimiento volumétrico (ver gráfico 12).

Gráfico 12.

Inversiones totales en producción (millones de dólares)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

Gestión de las relaciones | G4-26 de Ecopetrol con socios

La gestión del manejo de las relaciones de Ecopetrol con sus socios es un elemento clave de la estrategia corporativa, a través de la cual se busca asegurar la sostenibilidad de los negocios conjuntos, dentro de un marco de relaciones

transparentes, confiables, eficientes y de mutuo beneficio.

Teniendo en cuenta estas premisas, se lleva a cabo un trabajo deliberado para asegurar el logro de los siguientes objetivos:



Fortalecer las relaciones con los socios bajo los principios de ética y transparencia.



Asegurar el cumplimiento de la promesa de valor del negocio conjunto.



Contribuir conjuntamente a la sostenibilidad del negocio, al desarrollo del entorno y a un adecuado relacionamiento con los grupos de interés.

Actuando en esta dirección, en 2015 las áreas encargadas de gestionar la relación con este grupo de interés en Ecopetrol llevaron a cabo un ejercicio de caracterización y conocimiento de los socios, en el que se identificaron tres segmentos o subgrupos principales: socios potenciales, socios de exploración y socios de producción.

Para cada subgrupo se construyó un plan de gestión que incluyó diversas actividades, agrupadas alrededor de iniciativas como talleres de relacionamiento con socios y reuniones de seguimiento a la gestión de la relación.

G4-27 | En 2015 también se llevó a cabo la medición de la percepción y satisfacción de los socios, en relación a un conjunto de atributos clave para Ecopetrol en la gestión de la relación. Como fortalezas de Ecopetrol, los socios reconocieron la existencia de prácticas

éticas y transparentes (94%), la responsabilidad ambiental en el desarrollo de proyectos (88%) y el respeto de los derechos humanos (85%). Asimismo, reconocieron el alto nivel de conocimiento y experiencia de los funcionarios de la empresa (88%).

Los socios también identificaron oportunidades de mejora en la gestión de la relación, asociadas con aspectos como la innovación en el planteamiento de propuestas y el suministro de información sobre actividades y proyectos realizados.

Tanto las fortalezas como las oportunidades de mejora fueron tomadas en consideración por Ecopetrol en el proceso de definición de los planes de gestión con socios para la vigencia 2016.

A 31 de diciembre de 2015, la Ecopetrol contaba con 43 socios de producción, los cuales se relacionan en la tabla 29.

Tabla 29.
Socios de producción en 2015

■ Campos de Producción Consortium	■ Nexen Petroleum Colombia Ltd.
■ Canacol Energy Colombia S.A.	■ Nikoil Energy Corp.
■ Cepsa Colombia S.A.	■ Occidental Andina LLC
■ Chevron Petroleum Company	■ Occidental de Colombia LLC
■ Cimarrona Limited Liability Company	■ Pacific Stratus Energy Colombia Corp
■ Cinco Ranch Petroleum Colombia Inc.	■ Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal
■ Compañía Operadora Petrocolombia S.A.S COPP S.A.S	■ Perenco Colombia Limited
■ Consorcio Colombia Energy	■ Perenco Oil and Gas Colombia Limited
■ Doreal Energy Co.	■ Petrolco S.A.
■ Emerald Energy PLC	■ Petroleos del Norte S.A
■ Emerald Energy PLC Sucursal Colombia	■ Petrominerales
■ EMPESA -NTC Consortium	■ PetroSantander (Colombia Inc)
■ Equion Energia Limited	■ Platino Energy (Barbados) Corp Sucursal Colombia.

■ Gas, Petróleo y derivados de Colombia S.A.S	■ Ramshorn International Limited
■ GranTierra Energy Colombia Ltd.	■ Repsol Oil & Gas Canada Inc
■ Hocol S.A.	■ Santiago Oil Co.
■ Interoil Colombia E&P	■ Schlumberger Surencó S.A.
■ Lagosur Petroleum Colombia Inc.	■ Texican Oil Ltd.
■ Lewis Energy Colombia Inc.	■ Union Temporal Ismocol, Joshi- Parko (I.J.P)
■ Loon Energy	■ Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S.
■ Mansarovar Energy Colombia Ltd.	■ Vetra-Suroco Consortium
■ Meta Petroleum Corp.	

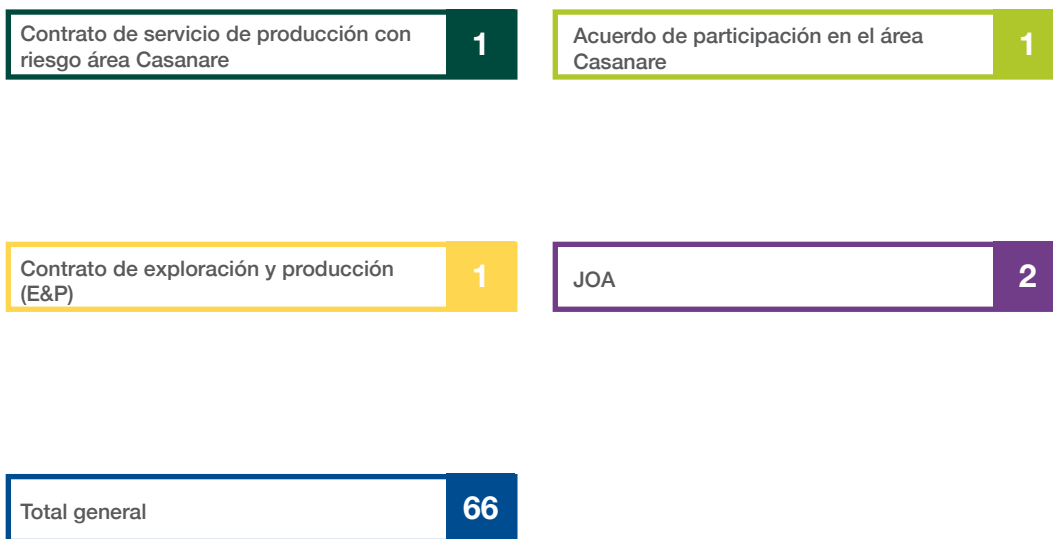
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Activos con Socios

A 31 de diciembre de 2015 se contaba con 66 contratos vigentes con socios de producción. En la tabla 30 se relacionan estos contratos y su modalidad.

Tabla 30.

Número de contratos vigentes con socios de producción por modalidad 2015

Contratos de asociación	46	Contratos con riesgo para campos descubiertos no desarrollados e inactivos	5
Contrato de producción incremental	5	Contrato de participación con riesgo	1
Contrato de riesgo compartido	1	Contrato de colaboración empresarial	2
Contrato de servicios y colaboración técnica	1	Convenio interadministrativo de colaboración empresarial	0



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Activos con Socios

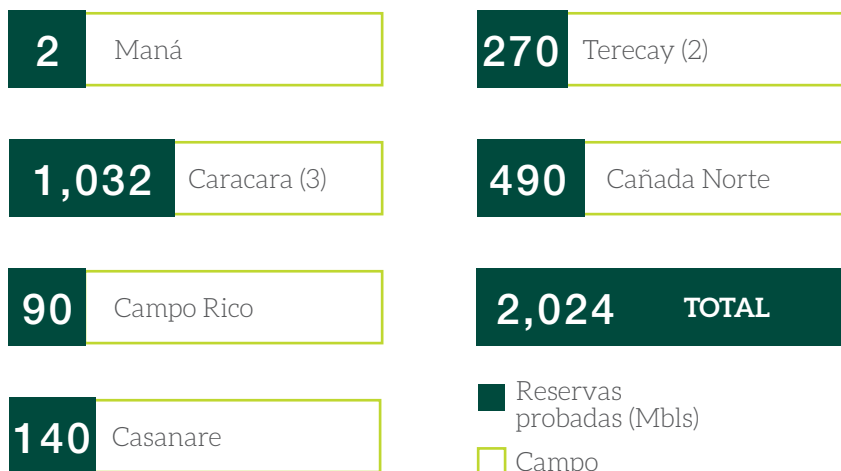
G4-EC1 |

NUEVOS NEGOCIOS



Durante 2015 se aprobaron nueve comercialidades que permitieron la incorporación de reservas probadas de 2,024 Mbbls (ver tabla 31).

Tabla 31.
Nuevas comercialidades



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Activos con Socios

De igual forma, durante 2015 se aprobaron los siguientes negocios:





G4-4 | TRANSPORTE



El tercer eslabón en la cadena de valor de Ecopetrol es el negocio de transporte, que se realiza a través de un sistema de oleoductos, poliductos y transporte alternativo (flota fluvial y carrotanques), para llevar los crudos desde los campos de producción hasta las refinерías o los puertos de exportación.

G4-9 | Desde 2013, el negocio de transporte del Grupo Ecopetrol es liderado por Cenit,

filial que es 100% de Ecopetrol S.A y que es operada por Ecopetrol por medio de su Vicepresidencia de Transporte y Logística.

Cenit cuenta con activos en oleoductos, poliductos, puertos y descargadero. Adicionalmente, tiene participaciones en las compañías OCENSA, Oleoducto de Colombia S.A., Oleoducto de los Llanos S.A. y Oleoducto Bicentenario S.A.S.

VOLÚMENES I G4-EC1 TRANSPORTADOS



En 2015, Cenit transportó un volumen de 1.231 Kbpd, lo que representó un incremento del 2% con respecto al año 2014. De este volumen, 964 Kbpd correspondieron a crudos y 267 Kbpd a productos refinados (ver tabla 32).

Tabla 32.

Volúmenes transportados en 2015 (kbpd)*

	2013	2014	2015
Oleoductos	950 Kbpd	954 Kbpd	976 Kbpd
Poliductos	237 Kbpd	251 Kbpd	267 Kbpd*
Total	1.187 Kbpd	1.205 Kbpd	1.243 Kbpd

Fuente: Cenit

*Desde 2015, se contabiliza dentro de los volúmenes transportados por Poliductos la entrega de producto en Sebastopol a Biomax (13 kbpd).

NUEVOS NEGOCIOS Y PROYECTOS DE CENIT



En 2015, Cenit focalizó su portafolio buscando la optimización y eficiencia de sus recursos. Los principales proyectos fueron:

San Fernando – Monterrey: se avanzó en este proyecto que entrará en operación en 2017 y que realizará la construcción de una nueva línea de transporte de crudo a 390 KBD, entre la Estación San Fernando y la estación de Monterrey, con el fin de evacuar los crudos de Castilla, Chichimene, Apiay y alrededores.

Pozos Colorados – Galán: este proyecto avanzó en su cronograma y consiste en la ampliación a 130 KBD de la capacidad de transporte de refinados entre Pozos Colorados y la refinería de Barrancabermeja, permitiéndole al país una mayor importación de refinados (combustibles y nafta), asegurando el abastecimiento local.

El principal proyecto de inversión en las filiales es Potencia 135 (P-135), liderado por Ocesa, que entrará en operación completa en el segundo semestre de 2016 y ampliará la capacidad de transporte de crudos entre El Porvenir y Coveñas en 135 Kbd.

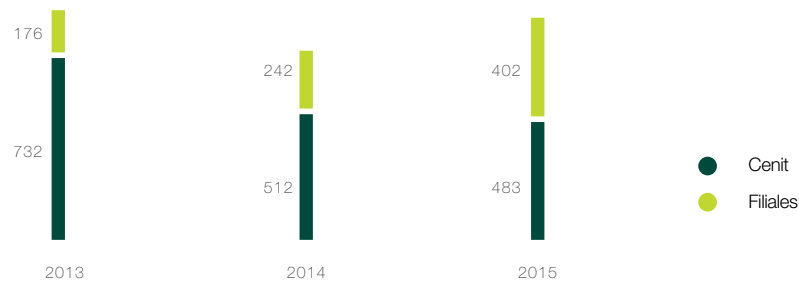
Respecto a nuevos negocios y teniendo en cuenta la situación actual de la industria, Cenit se centró en el transporte de crudos pesados, con el cual se propone

adecuar los sistemas de transporte para manejar crudos de mayor viscosidad, que conllevarían la disminución de los requerimientos de dilución y a su vez, podría generar economías para el productor.

Las inversiones totales realizadas por Cenit y sus filiales en 2015 fueron de US\$885 millones, lo que significó un aumento de 17% frente al 2014 (ver gráfico 13). | G4-EC1

Gráfico 13.

Inversiones totales en transporte (millones de dólares)



Fuente: Cenit

G4-EC8
G4-EN30
G4-EN33

APODERAMIENTO DE HIDROCARBUROS

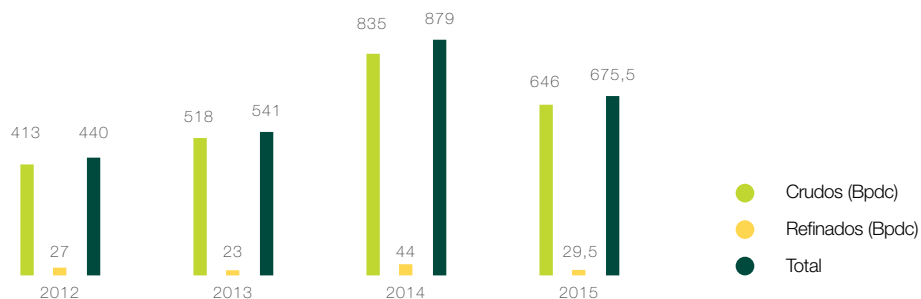


El apoderamiento de hidrocarburos es un delito que continúa afectando la infraestructura de transporte. La modalidad más utilizada es la conexión de válvulas ilícitas a los oleoductos, lo cual genera impactos económicos, sociales y ambientales. En 2015 se registraron 807 válvulas ilícitas, un 7% menos en comparación con el 2014.

Asimismo, la cantidad de hidrocarburos hurtados a los sistemas de transporte disminuyó un 23%, pasando de 879 BDPC hurtados en 2014 a 675,5 BPDC en 2015 (ver gráfico 14).

Gráfico 14.

Evolución del apoderamiento de hidrocarburos



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Dicha disminución se debe principalmente al trabajo que desarrolla Ecopetrol mancomunadamente con la Fuerza Pública y las entidades del Estado, lo que ha permitido que este delito sea judicializado. Esta mejora

también se ha podido lograr gracias a la aplicación de tecnologías que permiten la detección de válvulas ilícitas que conllevan a una rápida respuesta por parte de la empresa y la Fuerza Pública.

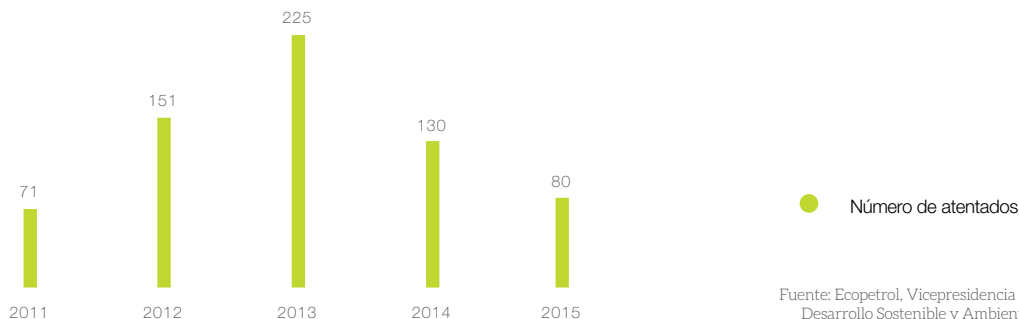
ATENTADOS CONTRA LA INFRAESTRUCTURA

G4-EC8
OG13

En 2015 se registraron 80 atentados contra la infraestructura petrolera (oleoductos, poliductos, líneas de transferencia y pozos), lo que representó una disminución de 38% frente al 2014 (ver gráfico 15). Los sistemas más afectados en 2015 fueron Caño Limón Coveñas, con 22 atentados, y el Oleoducto Trasandino, con 16.

Gráfico 15.

Número de atentados contra la infraestructura petrolera




Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

G4-EN24
G4-EN30
G4-EN33

Particularmente, entre el 27 de mayo y el 20 de julio de 2015, Colombia sufrió una de las peores tragedias ambientales en su historia derivada de una oleada de atentados terroristas contra la infraestructura de hidrocarburos principalmente en Nariño, Putumayo, Arauca y Norte de Santander. Fueron derramados más de 50 mil barriles

en la geografía colombiana, muchos de los cuales llegaron a los ríos Mira, Caunapí, Rosario, Tibú y Catatumbo. Para atender la emergencia y los afectados, Ecopetrol desplegó un contingente de 500 personas. En la siguiente infografía se detalla la forma como la empresa apoyó la emergencia.

 Mancha de crudo en ríos en el sur del país por los atentados terroristas contra la infraestructura de hidrocarburos en 2015



> Emergencia Tumaco

Océano
Pacífico

La fundación
Gente Ecopetrol
donó 475
mercados

Tumaco

Tabacal

Río Rosario

Río
Caunapi

Río Mira

La Guayacana

El Pinde

Vaquería

Río Guiza

■ Ecopetrol dispuso 14 carrotanques para suministrar agua potable a las comunidades afectadas: siete en el casco urbano de Tumaco y siete en la zona rural. Se entregaron tres millones de litros de agua.

■ Entrega de diez motobombas para las comunidades del río Rosario y Caunapi.

■ Ecopetrol perforó un pozo de 160 metros de profundidad, como fuente alterna de captación de agua para los habitantes de Tumaco.

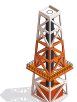
■ En alianza con la Alcaldía de Tumaco, Ecopetrol inició la construcción de 30 pozos someros. Se beneficiarán cerca de 10 mil habitantes de zonas rurales.

■ En total se instalaron 22 puntos de control para contener y recolectar el crudo.

■ Ecopetrol ha invertido \$13.200 millones en la atención de la emergencia.

— Oleoducto

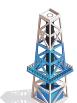
● 22 Puntos de control



1 Pozo profundo de agua



10 Motobombas



30 Pozos someros de agua



14 Suministro de agua potable



 Refinería de Cartagena

G4-4 |

REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA



El cuarto eslabón en la cadena de valor es la actividad de refinación y petroquímica, que tiene su origen en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Es allí donde se transforman en productos de valor agregado los crudos que llegan de los campos, lo cual contribuye a la generación de empleo y a la dinamización de las economías regionales.

En 2015, el segmento de refinación presentó un desempeño satisfactorio orientado al cumplimiento de sus metas, el cual se reflejó en los resultados obtenidos en términos financieros, de seguridad y operacionales. También se aseguró el abastecimiento de combustibles y productos petroquímicos del país de manera rentable.

En el frente operacional, se destacan los siguientes hitos en la Refinería de Barrancabermeja:

1

La puesta en marcha de la unidad Turboexpander que permitió incrementar la producción de polietileno.

2

La entrada en operación de la unidad de generación U5100 como parte del Plan Maestro de Servicios Industriales, que permitirá incrementar la eficiencia energética y ahorrar gas combustible.

3

La operación de la unidad Viscorreductora II como unidad de destilación de crudo durante el mantenimiento general de la unidad de destilación Topping U-200, para incrementar carga y producción de combustibles.

ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA

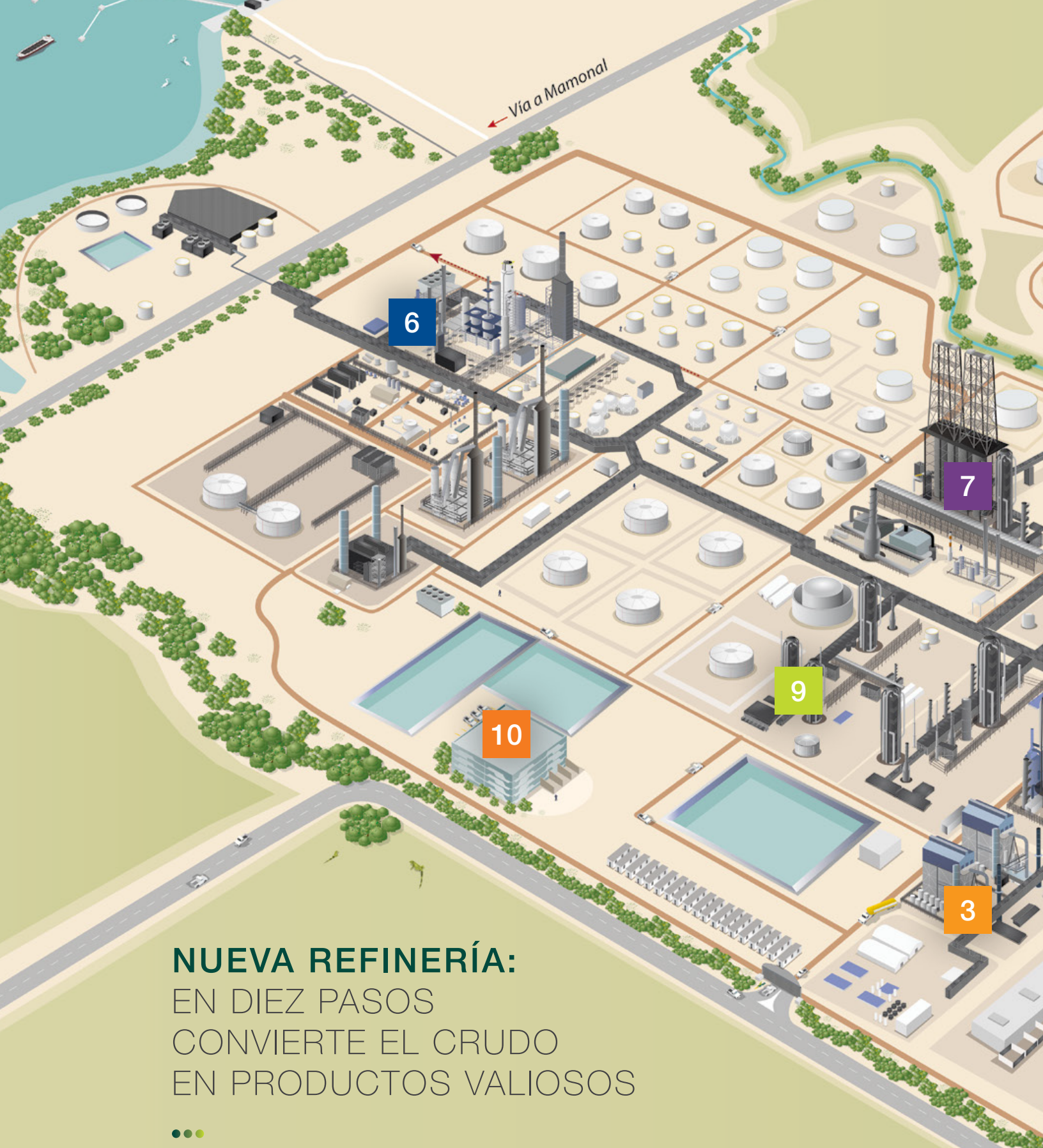
La Refinería de Cartagena inició el proceso de precomisionamiento, comisionamiento y arranque a partir del mes de mayo de 2015. En octubre prendieron motores las unidades de servicios industriales, las cuales proveen de energía eléctrica, vapor, gas y tratamiento de agua para su funcionamiento. Posteriormente, el 24 de octubre, arrancó la Unidad de Crudo, punto de partida del proceso de refinación y de la producción de diesel, gasolina y combustible para aviación (jet).

Tras la puesta en operación de la Unidad de Crudo, se inició el proceso para la entrada secuencial de las 31 plantas que componen la nueva refinería de Cartagena, considerada la más moderna de América Latina, capaz de producir combustibles limpios que cumplen los más exigentes estándares ambientales

de los mercados internacionales (ver Infografía de la Refinería y su funcionamiento a continuación).

En noviembre de 2015, la refinería produjo el primer cargamento de productos derivados del petróleo como diesel, nafta, GLP y gasolina para avión.

Una vez en servicio, la nueva refinería operará con una capacidad de 165 Kbdc y una conversión a productos valiosos superior al 95%. Vale la pena resaltar que todos los combustibles producidos tendrán los más altos estándares de calidad en función del cumplimiento de la regulación ambiental, lo que permitirá no solamente abastecer el mercado local, sino también incursionar en mercados internacionales.



NUEVA REFINERÍA: EN DIEZ PASOS CONVIERTE EL CRUDO EN PRODUCTOS VALIOSOS



La preparación de combustibles comienza con el cargue de crudo en la Refinería. En un delicado proceso, paso a paso y por distintas plantas se van generando gases combustibles, GLP, naftas, jet, diésel, gasóleos y productos pesados como arotar y coque.

El valor de los barriles

El costo de cada barril de crudo sin refinar es de US\$43 en promedio.

- Cada barril de jet que se produce tiene un valor de US\$64,8/barril; naftas de exportación, US\$53,3/barril, y gasolinas US\$56,4/barril.
- Cada barril de diésel que sale tiene un costo de US\$65,4.
- Cada barril de arotar producido cuesta US\$38/barril; en el caso del propileno son US\$25/barril y el GLP vale US\$23/barril.

*Cifras de Ecopetrol a septiembre de 2015

Tea

Tratamiento de emisiones ambientales U-141

1

1

Desde el puerto de Coveñas y del terminal Néstor Pineda llega el crudo a la U-146 o Patio de Tanques, donde están los tanques de almacenamiento.

2

2

La columna vertebral de la refinación es la Unidad de Crudo (U-100) donde se inicia todo el proceso. También llamada topping, produce gas combustible, GLP, nafta, jet, diésel, gasóleo y fondos.

5

3

Las unidades generadoras de hidrógeno (U-115 y U-116) producen el insumo que requieren las plantas hidrotradoras en el proceso de generación de combustibles limpios.

4

4

Hay dos unidades de hidrotratamiento de diésel (U-108 y U-109), en donde se prepara el combustible para que salga en calidad inferior a diez partes por millón de azufre (ppm).

8

5

La Unidad de Hidrocrqueo (U-110) convierte una mezcla de gasóleos y aceite liviano de ciclo en productos livianos y con la mínima cantidad de azufre, como GLP, nafta, jet y diésel.

6

La Unidad de Craqueo Catalítico (U-002) convierte los gasóleos que salen de la topping en Propileno Grado Refinería (PGR) —indispensable en la industria del plástico—, GLP, naftas, aceite liviano de ciclo y arotar.

7

La Unidad de Coquización Retardada (U-111), única en el país, transforma los fondos de la U-100 en productos de mayor valor. Además de gas combustible para el consumo de la refinería, genera coque, un nuevo producto en Colombia óptimo para la siderurgia.

8

En la Unidad de Alquilarción (U-044), la adecuada mezcla de gas licuado del petróleo se procesa para convertirlo en alquilato, un componente necesario en la preparación de la gasolina de alto octanaje. Allí se usa el ácido fluorhídrico como catalizador.

9

Hay dos unidades recuperadoras de azufre (U-123 y U-124), cuyo producto se almacena líquido en tanques, para ser despachado en carrotanques.

10

El Centro de Optimización Remota de la Refinería (COR o U-140) es el cerebro del complejo industrial. Desde allí, 14 supervisores conducen de manera remota todas las operaciones para que nada se salga de control.



PLAN DE MODERNIZACIÓN DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA



El 14 de agosto de 2015, ante el cambio drástico en las condiciones del entorno de la industria, se presentó a la Junta Directiva de Ecopetrol un análisis en relación con los escenarios de cancelar o suspender el proyecto, teniendo en cuenta la afectación del flujo de caja de Ecopetrol.

El 11 de septiembre, la Junta Directiva aprobó por unanimidad la suspensión de los gastos corrientes del proyecto y solicitó el inicio de un estudio pertinente a buscar alternativas de modernización de la refinería.

Dicho estudio fue asignado a la empresa Boston Consulting Group (BCG), el cual se encuentra en desarrollo. Una vez finalizado el estudio se definirán, por parte de la Junta Directiva, los pasos a seguir.

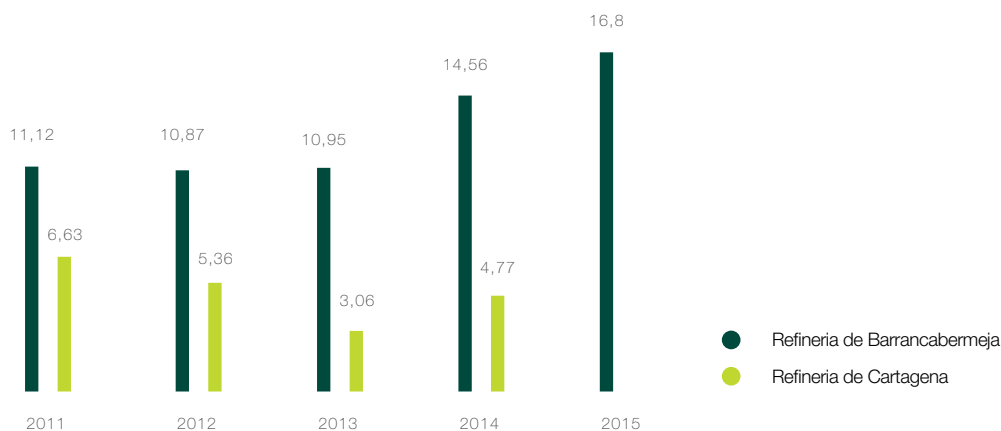
MARGEN DE REFINACIÓN



En la refinería de Barrancabermeja el margen bruto de refinación aumentó de US\$14,56/barril en 2014 a US\$16,80/barril en 2015 (ver gráfico 16).

Gráfico 16.

Margen de refinación (dólares por barril)



Fuente: Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales

Este resultado positivo es consecuencia de la consolidación de iniciativas de mejora operacional implementadas, algunas de ellas hacen parte del Programa de transformación empresarial que adelanta

la compañía. Estos buenos resultados también han sido posibles gracias a los bajos precios del crudo _insumo para el proceso de refinación_ lo que ha permitido alcanzar unos mejores márgenes.

CARGAS EN REFINERÍAS

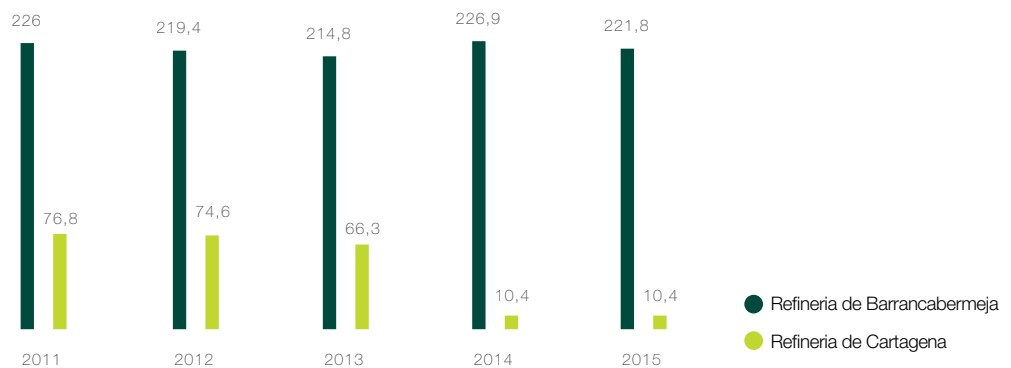


La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja fue de 221,8 Kbdc, menor en 2,2% que el resultado de 2014, como consecuencia de la ejecución del mantenimiento programado de la unidad de destilación Topping U-200, la unidad de crudo más grande de la refinería. Durante el año se registró una operación estable y eficiente de las plantas, garantizando el cumplimiento

en entregas de jet y diesel, y mejorando el rendimiento de destilados medios en más de 1,2% respecto a 2014.

La carga de crudo en la refinería de Cartagena fue de 10,4 Kbdc, como resultado del inicio de operaciones en el mes de octubre y carga en la unidad de destilación combinada U-100 desde noviembre (ver gráfico 17).

Gráfico 17.
Carga de crudo de las refinerías (Kbdc)



FACTOR DE UTILIZACIÓN

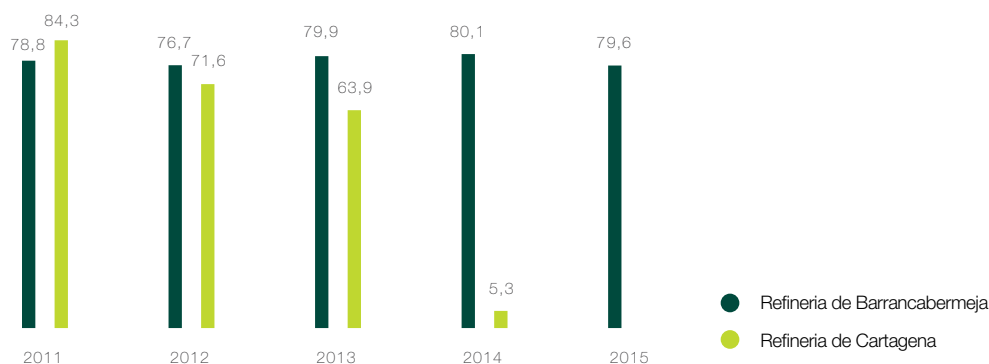


El factor de utilización de la Refinería de Barrancabermeja durante 2015 fue de 79,6%, cifra menor a la de años anteriores debido a la parada programada en agosto de la planta para reparación general de la Topping U-200 que, al ser la unidad más grande de la refinería, afectó la carga total de crudo, tren de fondos y cracking. A pesar de ello, se destacó una mejora sostenida en la disponibilidad operacional en los últimos años, siendo el resultado del 2015 superior a los años anteriores.

En el caso de Cartagena, la nueva refinería inició operaciones en el mes de octubre de acuerdo con el programa de arranque definido, luego de haber estado fuera de servicio completamente desde marzo de 2014 para adelantar los trabajos de modernización. Según la metodología de Solomon® que define no medir este indicador en operaciones de puesta en servicio, no se cuenta con resultado para 2015 (ver gráfico 18).


Gráfico 18.

Factor de utilización de las refinerías (%)



Fuente: Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales



 Buque petrolero de carga para exportación

G4-4 |

SUMINISTRO Y MERCADEO



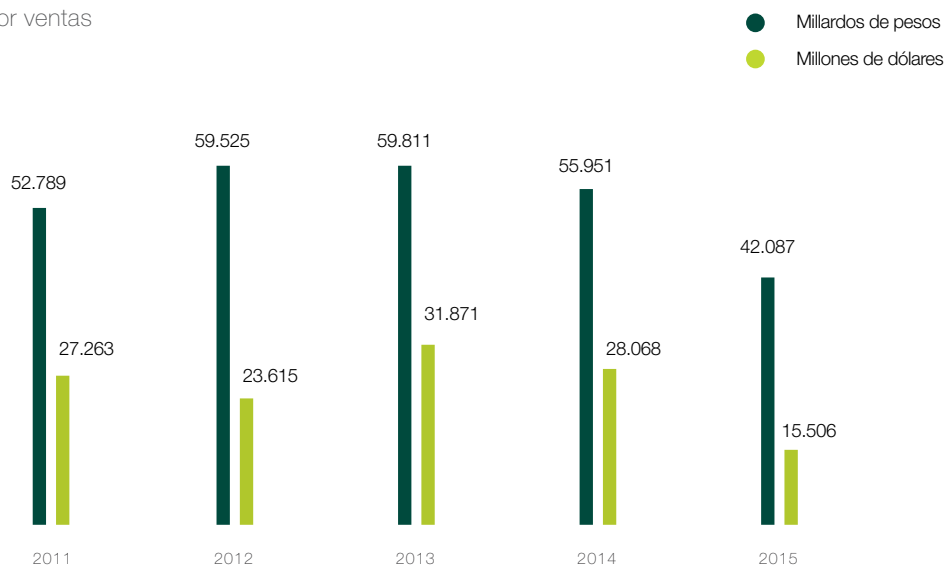
En el último eslabón de la cadena de valor se lleva a cabo la venta de los crudos y gas que se producen en los campos, así como los productos entregados por las refinerías en el mercado nacional y en el ámbito internacional. Adicionalmente, se realizan las compras de crudo, gas y productos requeridos para asegurar los compromisos comerciales y la operación, como por ejemplo, el diluyente para garantizar la evacuación de los crudos pesados.

En 2015, el 97% de los ingresos de Ecopetrol estuvieron soportados en las ventas de crudos, gas y productos (incluyendo combustibles y petroquímicos). Durante el año, los ingresos por ventas ascendieron a \$42 billones, lo que representó una disminución del 25% en comparación con el 2014, debido al descenso en los precios internacionales del petróleo (ver gráfico 19).

| G4-EC1

Gráfico 19.

Ingresos por ventas



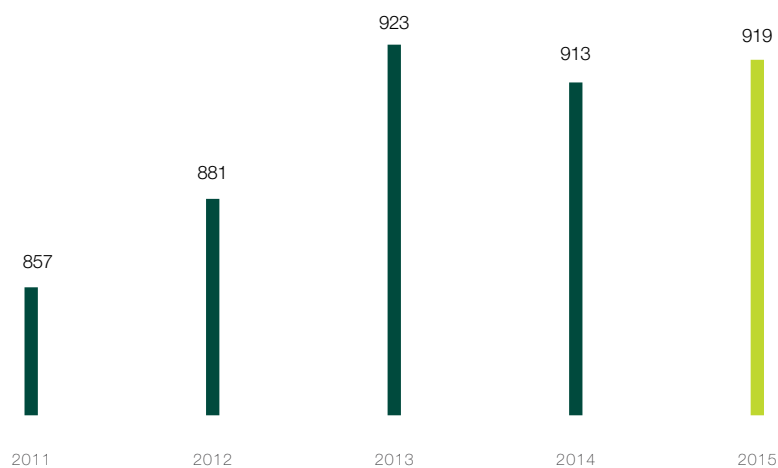
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

*No se incluyen ingresos por concepto de servicios ni operaciones de cobertura

En 2015 se vendieron 919 Kbde, así: 525 Kbde de crudo, 301 Kbde de productos y los restantes 93 Kbde de gas. En comparación con 2014, se observó un crecimiento apalancado, principalmente, por las ventas de combustibles (ver gráfico 20).

Gráfico 20.

Volumen de ventas (Kbde)*



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

*Sólo considera ventas de Ecopetrol (no incluye Reficar)

Del total de ventas, las exportaciones representaron el 58% y las ventas nacionales el 40%, mientras que las ventas en zona franca ascendieron al 2%.

Las ventas de crudo crecieron en 1% (4 Kbde) 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 Kbde), principalmente por el mayor consumo de combustibles en el ámbito nacional y al crecimiento de la demanda en zonas de frontera. Las ventas de gas presentaron una disminución del 8% (8 kbde) por la finalización del contrato de exportación de gas a Venezuela.

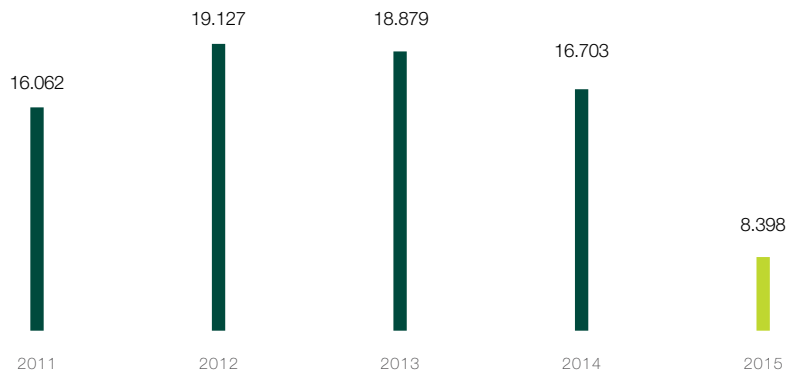
EXPORTACIONES



En 2015 el valor total de las exportaciones fue de US\$8.398 millones, lo que representó una disminución del 50,2% con respecto al 2014 (ver gráfico 21).

Gráfico 21.

Valor de las exportaciones (millones de dólares)*



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

* Solo considera ventas de Ecopetrol (no incluye Reficar)

Con respecto a las exportaciones de crudos, la mezcla Castilla mantuvo su posición como el principal crudo de exportación con 348 Kbd, lo que equivale a un incremento del 3% con respecto al año anterior. En segundo lugar estuvo el crudo Vasconia Norte, con 67 Kbd el cual tuvo una disminución del 3% frente al 2014.

Los incrementos en las mezclas Castilla (+11 Kbd) y Magdalena (+4 Kbd) compensaron las menores exportaciones de los crudos Rubiales (-3 Kbd) y South Blend (-8 Kbd) en 2015.

En lo referente a productos, el Fuel Oil con 55 Kbd se mantuvo como el principal producto de exportación.

El precio de la canasta de crudos exportados se redujo a US\$43,77 por barril, lo que representó una disminución del 50% frente al 2014.

Dicha declinación refleja el comportamiento general de los indicadores internacionales de crudo como resultado de los siguientes factores:



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, generaron una presión adicional sobre los diferenciales de crudos pesados.

G4-8 | **Estrategia de diversificación**

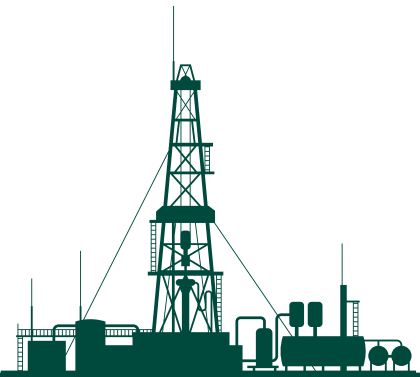
Ecopetrol ha diversificado sus destinos de exportación e indicadores de referencia en las negociaciones con el fin de mitigar el riesgo de volatilidad en los precios y capturar el mejor valor posible de cada mercado. Los resultados obtenidos en 2015 se describen a continuación:



En diversificación de mercados, la participación de destinos en 2015 fue la siguiente: Asia, como el principal destino de exportación (35%), seguido por las Costas Este y Oeste de EEUU (14%), el Caribe y Centroamérica (13%) y Europa (11%).

La incorporación de nuevos clientes en Japón y Corea del Sur, ha permitido mantener a Asia como el principal destino de exportación. El Caribe y Centroamérica son puntos transitorios en los que algunos clientes almacenan temporalmente el crudo para su posterior envío al mercado asiático.

La diversificación de destinos ha sido fundamental para lograr la colocación de los barriles de Ecopetrol en mercados objetivo de manera sostenible y rentable.



Con respecto a la diversificación de indicadores de referencia para las negociaciones de crudo, el Brent fue el principal marcador dentro de la canasta de indicadores con un 66% de participación, el cual se mantuvo estable frente a 2014. El balance corresponde a los indicadores de Maya en Asia, Europa y Costa del Golfo, reflejando el comportamiento de los fundamentales de cada mercado a los que Ecopetrol exporta.

EXPORTACIONES AL JAPÓN



En línea con su estrategia de diversificar el destino para sus productos y aumentar su presencia en el mercado asiático, Ecopetrol realizó su primer embarque de crudo a Japón, luego de cerrar una negociación con la compañía japonesa JX Nippon que adquirió dos millones de crudo Castilla para abastecer su sistema de refinación.

Llegar al mercado japonés es una gran oportunidad para Ecopetrol ya que esta exportación puede abrir la puerta a un futuro acuerdo para proveer crudo de manera directa a un grupo tan importante como lo es el JX HOLDINGS, que cuenta con una alta capacidad de refinación e históricamente ha comprado crudo a los mercados de Medio Oriente y Rusia.

De esta manera, Ecopetrol se constituye en uno de los primeros productores de la región en vender su crudo a JX Nippon y avanza en su objetivo de diversificar el destino de los crudos y maximizar su valor en desarrollo de su nueva estrategia corporativa.

Los ingresos para Ecopetrol por concepto de este negocio fueron de US\$76,5 millones. Adicional a los ingresos obtenidos, la entrada al mercado japonés tiene un alto valor para las ventas a largo plazo del crudo Castilla, pues significa conquistar un mercado estratégico.

JX Nippon es un cliente estratégico pues pertenece al grupo JX HOLDINGS, que se dedica a la refinación y comercialización de petróleo y productos petroquímicos, entre otros. Tiene una capacidad de refinación de 1,25 millones de barriles por día, en siete refinerías ubicadas en ese país asiático.

IMPORTACIONES



En 2015 las importaciones crecieron 20% en volumen en comparación con el 2014, al registrar 146 Kbd frente a 122 Kbd del año anterior, debido a mayores volúmenes de compra de nafta diluyente (6 Kbd), lo que representó el 44% de las compras, y de gasolina (25 Kbd), lo que representó el 17% de las importaciones.

Lo anterior se originó en la mayor producción de crudo pesado y a la mayor demanda de gasolina en zonas de frontera, respectivamente. Las importaciones de ULSD (Ultra Low Sulfur Diesel, por sus siglas en inglés) se mantuvieron relativamente estables.

G4-9 |

VENTAS NACIONALES



Las ventas de gasolina comercializadas por Ecopetrol durante 2015 subieron 13% en 2015 frente a 2014. Al igual que en años anteriores, donde el crecimiento era del orden del 7%, las mayores ventas presentaron una tendencia positiva por el efecto de los nuevos vehículos que ingresaron al mercado (en el 2014 se vendieron en Colombia más de 326.023 unidades y en 2015, se matricularon en el país 283.267 automotores).

Adicional a lo anterior, el cierre de la frontera con Venezuela incrementó el consumo de gasolina para atender los requerimientos de la zona, del orden de 10 Kbd adicionales.

En el caso del diesel, las ventas también subieron por el cierre de la frontera con Venezuela. El crecimiento registrado en el volumen de ventas en 2015 fue de 2%, con tendencia al alza.

Combustibles marinos y GLP

Ecopetrol continuó ofreciendo al mercado de combustibles marinos los productos requeridos para la producción de IFOS (Intermediate Fuel Oil) en las costas colombianas. Las ventas de corrientes residuales de la Refinería de Barrancabermeja (base pesada para IFO y Fuel Oil pesado), presentaron un incremento del 106%.

Se continuó con la comercialización de GLP (Gas Licuado de Petróleo) en el mercado no regulado, tanto para autoconsumos de Ecopetrol como para demanda de terceros, en proyectos de generación de energía eléctrica, para producción de hidrocarburos principalmente. Dicho consumo representó entre el 8 y el 10% de toda la demanda nacional de GLP.

Petroquímicos

Las ventas de productos petroquímicos e industriales se mantuvieron estables con respecto a 2014 (17 Kbd en 2014 vs. 18 Kbd en 2015), debido principalmente al aumento en las ventas de asfalto y disolventes aromáticos, y a la disminución de las ventas de bases lubricantes, parafinas y propileno.

Estos menores volúmenes se registraron como consecuencia de los cambios en la dieta de crudos de la Refinería de Barrancabermeja y el balance de gas. Se realizaron importaciones para atender los compromisos de suministro de bases lubricantes.

Gas natural

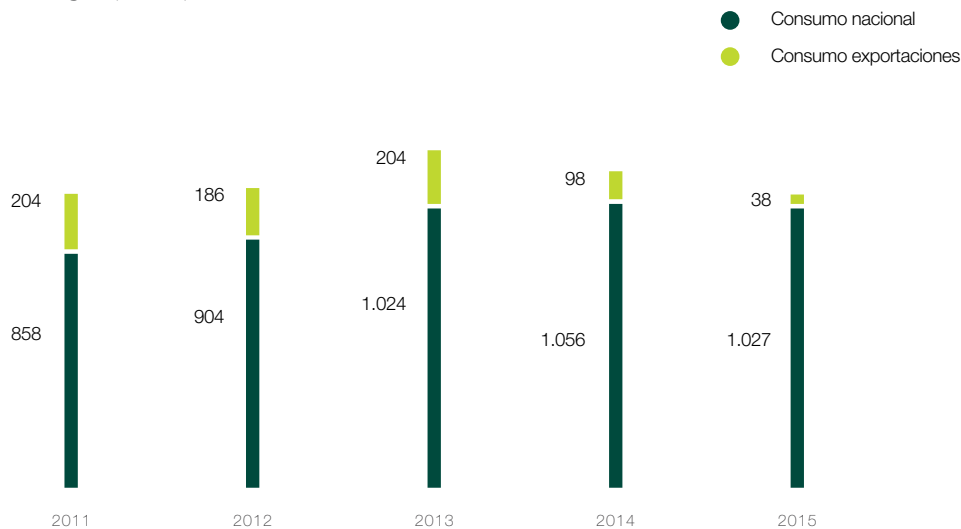
La demanda de gas natural nacional y de exportación fue de 1.065 Gbtud promedio año, niveles similares del 2011, pero 88 Gbtud por debajo de lo reportado en 2014 (8%). Ecopetrol atendió el 62,8% Gbtud de dicha demanda, incluyendo autoconsumos y exportaciones.

Durante 2015, el mercado nacional requirió 1.027 Gbtud de gas natural lo que significó

una disminución de 28 Gbtud, 3% con respecto a 2014, principalmente por la declinación de los campos mayores, las restricciones de transporte para despachar el gas de los campos del interior del país, los atentados durante el primer semestre del año y el cierre del campo Riohacha en abril (ver gráfico 22).

Gráfico 22.

Consumo de gas (Gbtud)



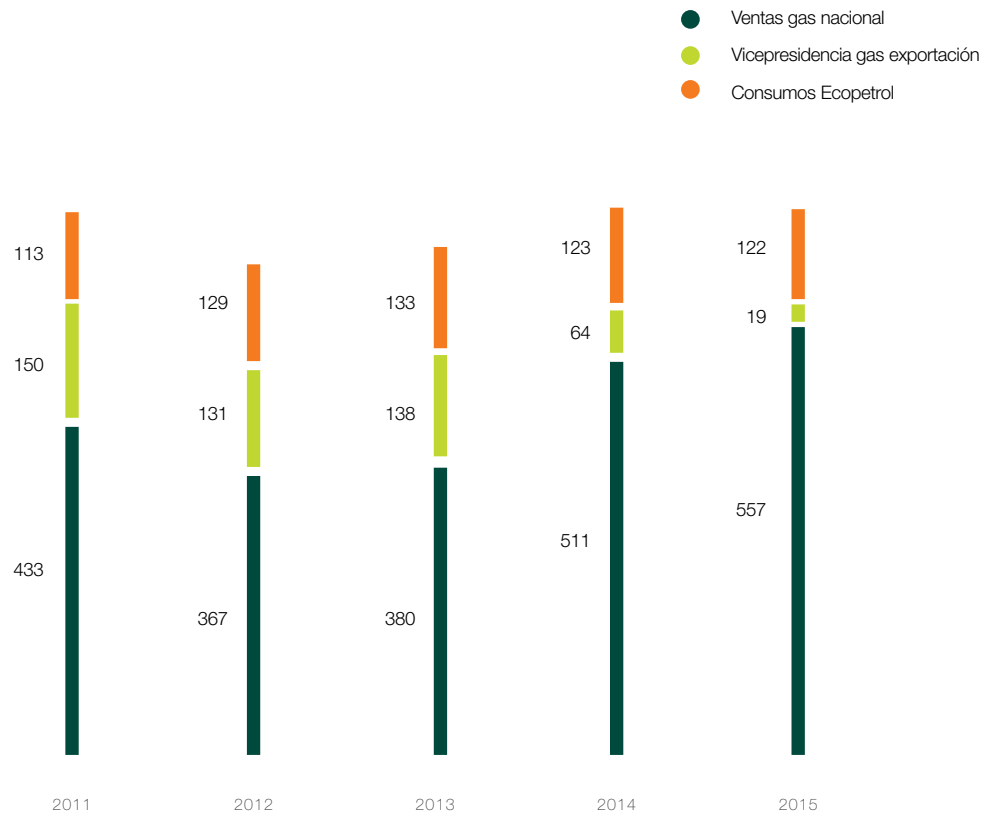
Por su parte, las exportaciones de gas estuvieron alrededor de 38 Gbtud (Ecopetrol + Chevron), lo que representó un descenso de 60 Gbtud, -61,5% con relación a lo reportado en 2014 para este mercado, causado principalmente por la terminación del contrato de exportación a Venezuela el 30 de junio de 2015 y la no renovación del mismo durante el segundo semestre de ese año.

Durante 2015, Ecopetrol vendió a terceros (nacional + exportaciones) un total de 575 Gbtud de gas natural (sin consumos de Ecopetrol), lo que representó una reducción en

ventas volumétricas en el mercado nacional del 7% frente al 2014. Este comportamiento se explica principalmente por la menor demanda del sector industrial tanto en la Costa Caribe como en el interior del país y en menor medida, por la caída en la demanda del sector petroquímico y vehicular.

En cuanto a las exportaciones vendidas por Ecopetrol, que estuvieron alrededor de 19 Gbtud, lo que significó una caída de 45 Gbtud frente al 2014 (-70%), causada -como se explicó- principalmente por la terminación del contrato de exportación a Venezuela (ver gráfico 23).

Gráfico 23.
Ventas de gas (Gbtud)



RESPONSABILIDAD I G4-DMA

CON LOS CLIENTES



Ecopetrol está comprometido con agregar valor a sus 258 clientes a través de relaciones fiables, cercanas y transparentes, que lo convierten en un aliado.

Clientes nacionales

Combustibles líquidos

Ecopetrol cuenta con 57 clientes que compran gasolina, diesel, jet, diesel marino, GLP, fuel oil, crudos en boca de pozo, querosene y avigas. Son empresas nacionales, multinacionales y comercializadoras internacionales, las cuales atienden los segmentos de transporte terrestre, aéreo, marítimo, residencial e industrial.

Petroquímicos e industriales

Son 118 clientes, los cuales en su mayoría corresponden a transformadores y, en menor proporción, intermediarios comercializadores. Entre los productos que compra este grupo de clientes se encuentran: disolventes, bases lubricantes, parafinas, polietileno, asfalto, azufre y propileno, entre otros, que se constituyen en materias primas para generar productos al consumidor final como pegantes, pinturas, plásticos, velas y lubricantes.

Gas natural

Hay 45 clientes en este segmento, al cual pertenecen los distribuidores que atienden el sector residencial, vehicular e industrial así como empresas de generación eléctrica e industriales.

Clientes internacionales

El portafolio de clientes internacionales de Ecopetrol asciende a 38 compañías, en su gran mayoría refinadores que utilizan el crudo como materia prima para convertirlo en productos refinados para diferentes usos. En menor

proporción se cuenta con comercializadores, cuyo rol es la intermediación comercial para acceder a nuevos clientes y mercados. El principal producto de exportación en 2015 fue crudo pesado.

G4-26 |

Canales de atención

El modelo de relacionamiento con clientes de Ecopetrol está basado en la atención personalizada, mediante ejecutivos comerciales y operativos, quienes están encargados de atender los requerimientos e inquietudes de los clientes y son el

principal canal de contacto con la empresa.

Adicionalmente, se han habilitado los siguientes canales de comunicación para atender las solicitudes de los clientes:



Entre las actividades de relacionamiento desarrolladas en 2015, se resaltan:

Visitas a clientes en sus instalaciones, se destacan visitas a industriales en Colombia y refinadores en Asia.

Emisión trimestral del boletín Nuestros clientes nuestros aliados.

Cierre oportuno de las quejas y reclamos recibidos a través de un seguimiento permanente a las solicitudes ingresadas. Periódicamente esta información es analizada a fin de establecer planes de acción.

Participación en eventos para fortalecer las relaciones e identificar clientes potenciales. Entre los principales eventos a los cuales asistió el equipo comercial en 2015 se pueden mencionar: APPEC 2015 - Conferencia Anual de Petróleo Asia - Pacífico, Congreso de Naturgas, Evento de la Cámara Colombiana de Infraestructura, Foro de Retos y Perspectivas del Mercado de Combustibles Líquidos, GLP para Latinoamérica de IHS 2015, y Maritime Week de las Américas.

Satisfacción a clientes | G4-PR5

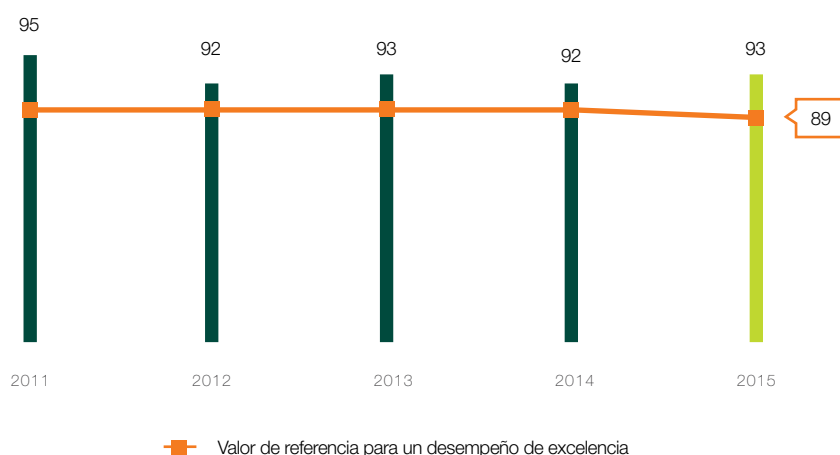
En los últimos cinco años Ecopetrol ha mantenido su nivel de excelencia en la encuesta de percepción sobre la calidad del servicio prestado a sus clientes. Dicha encuesta es realizada anualmente y es aplicada por una empresa externa especializada en la materia.

En la evaluación de 2015, realizada por el Centro Nacional de Consultoría, el 93% de los

clientes calificaron la calidad general del servicio ofrecido por Ecopetrol en un rango de muy bueno y excelente, quedando cuatro puntos porcentuales por encima del valor de referencia de 89%, según la metodología Top Two Boxes, y mejorando en un punto porcentual el desempeño frente a 2014 (ver gráfico 24).

Gráfico 24.

Índice de satisfacción de clientes (%)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Comercial y de Mercadeo

La encuesta evalúa todos los momentos de verdad del ciclo de servicio, como son: negociación, contacto comercial, nominaciones, calidad de productos,

entregas, emergencias operacionales, canales de comunicación, asesoría, atención a quejas y reclamos, cartera y facturación, y eventos.

Entregas a clientes

Ecopetrol monitorea mensualmente el indicador de cumplimiento de entregas a clientes en términos de calidad, oportunidad y cantidad. Para 2015 este indicador alcanzó un resultado de 98,40%, disminuyendo en un

0,92% con relación al 2014, debido a un ajuste en la metodología de cálculo del indicador, en el cual se incluyeron los eventos eximentes no considerados en 2014.

G4-4 |

PRODUCTOS



Ecopetrol ofrece las siguientes categorías de productos a sus clientes: petroquímicos, industriales, GLP, gas natural, combustibles y crudos, cuyas descripciones y características, usos, precauciones de manejo, logística de venta y puntos de venta puede ser consultada a través de la página web:

➤ http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Catalogo_de_Productos/index.html

Fases del ciclo de vida de los productos

Petróleo

El petróleo se extrae mediante la perforación de un pozo sobre el yacimiento. Si la presión de los fluidos es suficiente, forzará la salida natural del petróleo a través del pozo que se conecta mediante una red de oleoductos hacia su tratamiento primario, donde se deshidrata y estabiliza eliminando los compuestos más volátiles.

Posteriormente, se transporta a refinerías o plantas de mejoramiento. Durante la vida del yacimiento, la presión descenderá y será necesario usar otras técnicas para la extracción del petróleo. Esas técnicas incluyen la extracción mediante bombas, la inyección de agua o la inyección de gas, entre otras.

Los componentes químicos del petróleo se separan y obtienen por destilación mediante un proceso de refinamiento. De él se extraen diferentes productos, entre otros: propano, butano, gasolina, queroseno, gasóleo, aceites lubricantes, asfalto, carbón de coque, etc. Todos estos productos, de baja solubilidad, se obtienen en torres de fraccionamiento.





Gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos conformada principalmente por metano, y que también incluye etano, propano y otros hidrocarburos más pesados. Algunos gases inertes tales como nitrógeno y dióxido de carbono, pueden estar presentes al igual que pequeñas cantidades de sulfuro de hidrógeno y oxígeno. Se obtiene mediante la explotación de los yacimientos o depósitos subterráneos, en los cuales se encuentra en forma libre o asociado al petróleo.

Una vez extraído, se separa del crudo y se somete a un tratamiento para retirarle hidrocarburos (GLP y gasolina natural) e impurezas tales como vapor de agua, sólidos y productos corrosivos. El gas natural es más ligero que el aire y en caso de fuga, a menos que se atrape, se elevará y disipará rápidamente en la atmósfera.

El transporte de crudos, gas y petroquímicos se realiza a través de gasoductos, poliductos y carrotanques.



Impactos en la salud de los clientes

Los diversos productos provenientes del petróleo: gas natural, combustibles líquidos y petroquímicos, pueden causar impactos en la salud y la seguridad de las personas si no son manipulados y utilizados de acuerdo con las estrictas normas vigentes.

Permanentemente la empresa está realizando capacitaciones y entregando elementos de divulgación para usuarios de todos los niveles.

Combustibles líquidos (diesel, gasolina y Jet A-1)

Los combustibles líquidos tienen un riesgo inherente asociado tanto a la inhalación de vapores pre y post-combustión, como a la ingestión de los mismos.

Por inhalación, los combustibles líquidos pueden causar irritación del aparato respiratorio, siendo el principal efecto la depresión del sistema nervioso central. Dentro de los síntomas producidos por la inhalación de combustibles se incluyen la euforia, el dolor de cabeza, el desvanecimiento, la somnolencia llegando incluso a un desenlace fatal.

Por su parte, la ingestión de combustibles puede causar disturbios gastrointestinales y los síntomas incluyen náuseas, vómito y

diarrea. El contacto repetido o prolongado con la piel puede resultar en pérdida de las grasas naturales, enrojecimiento, inflamación, comezón, agrietamiento y posible infección secundaria. En tanto que la exposición a sus vapores, humos o nieblas puede causar irritación en los ojos.

Existe evidencia suficiente de carcinogenicidad en experimentos con animales. Estas sustancias contienen productos aromáticos los que a su vez, poseen compuestos aromáticos policíclicos, algunos de los cuales se ha demostrado que, bajo condiciones pobres de higiene personal y por contacto repetido y prolongado, causan cáncer en la piel de los seres humanos.

Por ningún motivo se debe almacenar combustibles en una casa, apartamento o en cualquier recinto cerrado. Los combustibles se evaporan continuamente y, además de generar una atmósfera de vapores tóxicos, puede causar un incendio o una explosión. Para su manejo seguro se debe utilizar ropa impermeable adecuada, gafas y guantes de seguridad.

En tanto que respirar gases de combustible de motor puede ser nocivo y causar varios

efectos los cuales pueden ir desde dolor de cabeza, hasta mareo, inconsciencia o fallecimiento. En el 2012 la Organización Mundial de la Salud (OMS) publicó un estudio que encontró que el humo de combustión del diesel merecía ser catalogado como Cancerígeno Tipo 1 (nivel más alto).

Ecopetrol reconoce los riesgos y actúa proactivamente para la prevención y mitigación de los mismos gracias a:

Estándares fundamentados en disciplina operativa.

Publicación en la página web de los riesgos asociados con el manejo de cada uno de sus productos.

Inversiones permanentes en la producción de combustibles más limpios.

■ Gas natural

En su estado natural, antes de ser sometido a proceso de combustión, el gas natural actúa como asfixiante y si su contenido de sulfuro de hidrógeno es superior a 70 ppm y el de monóxido de carbono a 50 ppm, puede tener efectos perjudiciales para la salud.

El sulfuro de hidrógeno es un gas incoloro, con olor desagradable, altamente venenoso, que a concentraciones de 70 ppm puede ocasionar mareos y problemas respiratorios, y a concentraciones en el aire superiores a 300 ppm, puede ser fatal.

El monóxido de carbono es un gas incoloro, inodoro e inflamable, que

produce una acción tóxica sobre la sangre y que en concentraciones en el aire superiores a 50 ppm, puede ser fatal.

En caso de fuga se debe retirar al personal innecesario del área y proveer una ventilación a prueba de explosión; remover o eliminar la fuente de ignición; cortar el suministro de gas, prohibir fumar y asegurar que los interruptores eléctricos no operen. Las fugas o escapes pueden ser detectadas con suspensión de jabón aplicada al punto, nunca se debe usar una llama para detectar fugas.

El gas natural es altamente inflamable; si bien es estable en condiciones normales de almacenamiento y manejo, se debe

evitar el calor excesivo, así como la presencia de llamas u otras fuentes de ignición.

Reacciona violentamente con agentes oxidantes como tetrafluoruro de bromo, cloro, trifluoruro de nitrógeno y oxígeno líquido, y explota espontáneamente cuando se mezcla con dióxido de cloro. La combustión incompleta del gas natural genera monóxido de carbono, que es altamente perjudicial y tóxico.

En caso de incendio, la llama se debe extinguir con CO₂, químico seco o gas

halocarbonado. Una vez concluido el primer ataque a un incendio a causa de gas natural, se debe enfriar el área adyacente y eliminar la fuente de ignición, ya que existe peligro de sufrir una nueva explosión o una reignición si la llama es extinguida sin cortar el suministro de gas.

Los riesgos de ingestión son extremadamente raros. Puede causar irritación en los ojos, visión borrosa, lloriqueo, enrojecimiento y turbiedad superficial.



Responsabilidad en el manejo de los productos

I G4-PR1

En su labor de minimizar los riesgos e impactos asociados a la manufactura, uso y disposición de los productos, y de sus efectos en las personas y el ambiente, Ecopetrol cuenta con procesos y procedimientos específicos, cumple con las regulaciones nacionales y aplica las mejores prácticas de la industria petrolera internacional.

Es así como para el manejo de combustibles líquidos Ecopetrol aplica la Norma 321 de la Nfpa (National Fire Protection Association), que establece estándares para el diseño de los tanques de almacenamiento y tuberías de llenadero, al igual que las reglamentaciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

En lo relativo a la protección contra incendios, aplica las normas Nfpa y API (American Petroleum Institute), así como las reglamentaciones expedidas por las autoridades gubernamentales de control nacional, regional y local.

En el caso de petroquímicos e industriales, Ecopetrol tiene especial precaución por

tratarse de productos volátiles que pueden causar explosiones bajo ciertas condiciones de presión y temperatura; por ello se almacenan, manejan y disponen de acuerdo con la ficha técnica de cada producto y de acuerdo con la reglamentación nacional para manejo y disposición de residuos peligrosos.

Para el diseño, construcción y operación de las instalaciones para el transporte y manejo de hidrocarburos se aplican las normas API, Ansi, Asme, Nfpa, DOT e Icontec, y las reglamentaciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y las demás autoridades competentes.

Merecen especial atención y fuerte vigilancia las válvulas, conexiones y accesorios de tanques, cisternas y cilindros que se utilizan para almacenar estos productos, dada la magnitud de las consecuencias que puede generar la materialización de alguno de los riesgos propios de estos implementos.

G4-PR3 | Cada producto de la empresa está identificado con una hoja de seguridad que contiene información relevante como composición, identificación de los riesgos, medidas de primeros auxilios, medidas para control y extinción de incendios, medidas para el manejo y almacenamiento, medidas en el caso de escapes o fugas del producto, controles de explosión y protección personal, propiedades físicas y químicas, información toxicológica y ecológica,

consideraciones sobre desechos, información sobre transporte e información reglamentaria y datos de contacto en caso de emergencia.

Es importante mencionar que todas las instalaciones y operaciones de Ecopetrol cuentan con planes de contingencia que permiten reaccionar, controlar y mitigar las consecuencias de la materialización de los riesgos potenciales.

Venta de productos controlados

De acuerdo con la información de la Subdirección de Control y Fiscalización de Sustancias Químicas y Estupefacientes del Ministerio de Justicia, no corresponde al rol de Ecopetrol llevar un control de los certificados de carencia para la venta de productos controlados.

A pesar de lo anterior, al interior en el área comercial se han implementado las siguientes acciones frente a los productos controlados:

Solicitar el certificado de carencia al momento de registro en que un cliente manifiesta el interés en comprar un producto que es controlado por la Subdirección.

Control periódico de los certificados de carencia, los cuales deben ser enviados por los clientes compradores de productos controlados.

Normatividad del etiquetado y entrega del producto

G4-DMA
G4-PR3

En línea con el Plan de Acción Nacional para la Gestión de Sustancias Químicas en Colombia (2013-2020), establecido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), durante 2015 Ecopetrol continuó con la implementación del Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos (SGA), con la participación en la prueba piloto cuyo propósito es aplicar las Guías informativas para clasificación y para comunicación de peligros, que serán publicadas

en el marco del proyecto Apoyo para la implementación del SGA en Colombia.

También se desarrolló la Guía técnica para definición de requerimientos específicos para la adquisición de productos químicos en Ecopetrol, en la cual se estableció un período de transición de un año para que los proveedores entreguen los productos químicos con las hojas de seguridad y etiquetados basados en el SGA.

Seguimiento a la calidad de los productos

Para el seguimiento de la calidad, Ecopetrol realiza monitoreo e inspecciones permanentes a sus productos en diferentes puntos de sus facilidades. Es de resaltar que Ecopetrol comercializa sus productos siempre y cuando cumplan con la calidad exigida por la regulación o por los estándares que haya establecido.

Ecopetrol cumple irrestrictamente con la regulación y aseguramiento de la calidad de los productos que ofrece al mercado y participa proactivamente en las discusiones en torno a la regulación de la calidad de los productos.





G4-DMA |

SEGURIDAD DE PROCESOS



El principal objetivo de la administración de seguridad de procesos en Ecopetrol es minimizar los riesgos por pérdida de contención de hidrocarburos o sustancias peligrosas trabajando desde el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las unidades de proceso para evitar accidentes catastróficos de alto costo que puedan generar daños a las personas, a la infraestructura, al medio ambiente e incluso, a la comunidad.

RESULTADOS DE LOG13 SEGURIDAD DE PROCESOS



Para Ecopetrol la diferencia entre incidente y accidente en seguridad de procesos es:

Un incidente es un evento o cadena de eventos no planeados, no deseados y todos previsible que generaron un accidente o que, bajo circunstancias ligeramente diferentes, pudieron haber generado un accidente (casi-accidente): lesiones, enfermedades o muerte a las personas, daño a los bienes, al medio ambiente, a la imagen de la empresa o a la satisfacción del cliente.

Un accidente es incidente con consecuencias reales.

En 2015 se presentaron 906 incidentes de seguridad de procesos, disminuyendo en un 26% con respecto al 2014 de los cuales, 861 fueron escapes (71 fueron pérdidas de contención de sustancias no tóxicas, no inflamables y no combustibles), 44 incendios y una explosión.

De los 906 incidentes, 12 fueron de seguridad de procesos nivel I (según API-754), 9 fueron

de nivel II (API-754), y los 885 restantes, fueron incidentes menores.

Los incidentes de seguridad de procesos nivel I ocurrieron en los negocios del Upstream (Exploración y Producción), Downstream (Refinación) y Transporte de hidrocarburos (ver distribución en gráfico 25).

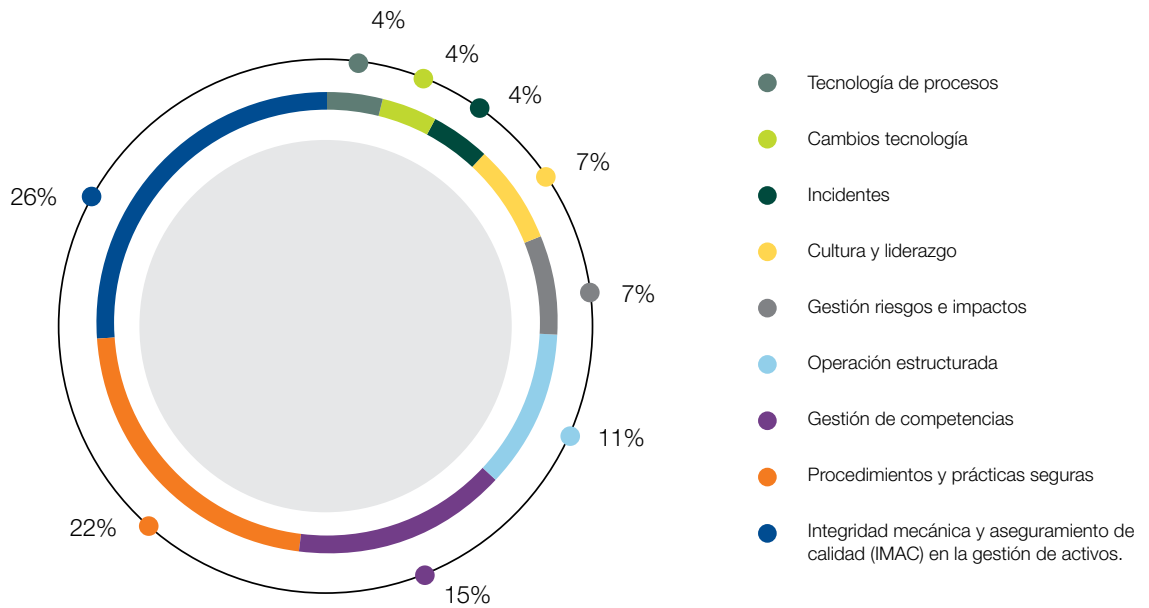
Gráfico 25.

Número de incidentes de seguridad de proceso por tipo de negocio - 2015



En el gráfico 26 se describen las principales causas de los incidentes de seguridad de procesos durante 2015.

Gráfico 26.
Causalidad de los incidentes de seguridad de procesos - 2015



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Con base en la tendencia anterior, el énfasis de las acciones en 2015 se ha orientó en:

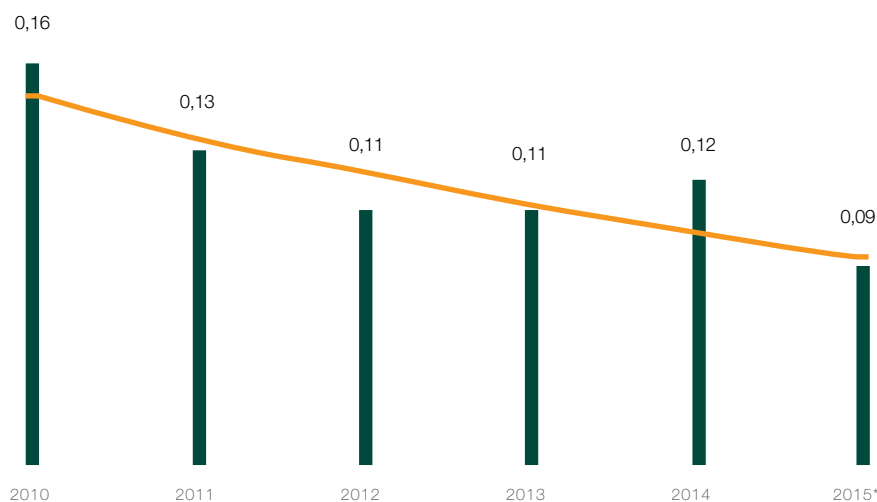
- Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad (IMAC): cumplimiento de los programas de confiabilidad de activos críticos.
- Gestión de competencias: control del desempeño del personal durante la ejecución de las actividades.
- Procedimientos y prácticas seguras: aseguramiento del proceso, fortaleciendo la calidad de los procedimientos y el cumplimiento de los mismos.

Por otro lado, en el 2015 el Índice de Frecuencia de Seguridad de Procesos fue de 0,09, lo que representó una reducción del 25% respecto

al 2014 y convirtiéndose además en el mejor resultado de este indicador en los últimos seis años (ver gráfico 27).

Gráfico 27.

Índice de Frecuencia de Seguridad de Procesos (IFSP)*



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

*IFSP = número de accidentes de seguridad de procesos que supera el umbral de nivel 1- API754/Total Horas Hombre Trabajadas Ecopetrol x 1'000.000

Con base en la causalidad de los accidentes de seguridad de procesos y de los resultados del IFSP, durante 2015 el foco del trabajo en seguridad de procesos estuvo en alcanzar la sostenibilidad de las siguientes temáticas:

<p>Aseguramiento en la ejecución de procedimientos críticos de mantenimiento a cargo de los contratistas.</p>	<p>Cumplimiento del programa de inspecciones, pruebas y mantenimiento, orientados a los equipos críticos por seguridad de procesos.</p>	<p>Información y entendimiento por parte los operadores y mantenedores de la tecnología de cada proceso operativo e integridad mecánica de los activos.</p>	<p>Desarrollo de análisis de riesgos de procesos e intervención de los mayores riesgos identificados.</p>	<p>Implementación de la práctica de la seguridad pre-arranque en mantenimientos mayores y proyectos nuevos.</p>
---	---	---	---	---

Es de destacar que durante 2015 no se presentó ningún evento de seguridad de procesos en el cual se haya requerido activar las coberturas de las pólizas de seguro contratadas por la compañía y que producto de estos eventos, no se presentó ninguna fatalidad.



G4-12 |

CADENA DE ABASTECIMIENTO



La promesa de valor de la gestión de abastecimiento en Ecopetrol consiste en proveer bienes y servicios con calidad, oportunidad y precios competitivos, a través de una cadena de abastecimiento confiable y sostenible, apalancada en proveedores competitivos, que permita generar valor compartido y contribuir al aseguramiento del plan de negocio.

Es así como la estrategia de abastecimiento de bienes y servicios de Ecopetrol tiene como punto de partida el plan estratégico de la empresa, con el fin de garantizar la alineación con las megas y metas planteadas para la organización.

Desde la estrategia de abastecimiento se incorpora una visión integral de la sostenibilidad en los frentes económico, social y ambiental, a través de: | G4-DMA

Negocios que impliquen ahorros y beneficios directos.

Políticas claras en cuanto a temas de contratación local en las áreas de operación.

Lineamientos de contratación verde.

Análisis del ciclo de vida de algunos bienes y servicios que se requieren, promoviendo la integración de aspectos como: competitividad, innovación y seguridad de procesos, que mitiguen los riesgos ambientales y que garanticen la operación continua.

Promoción de encadenamientos productivos.

Programas de desarrollo de proveedores.

Programa de Logística inversa

Chemical Leasing

Proceso de contratación en Ecopetrol

Ecopetrol selecciona a sus contratistas a través de los siguientes procesos de contratación:

Contratación directa	<p>></p> <p>Proceso mediante el cual se contrata de manera directa con una persona natural o jurídica, capaz e idónea, y con fundamento en una propuesta favorable que puede resultar de una negociación integral.</p>
Concurso cerrado	<p>></p> <p>Proceso competitivo en el que pueden presentar propuesta varias personas, naturales o jurídicas, previamente invitadas, y se selecciona la más favorable con base en factores objetivos.</p>
Concurso abierto	<p>></p> <p>Proceso competitivo en el que pueden presentar propuesta varias personas, naturales o jurídicas, que cumplan las condiciones de la respectiva convocatoria pública y se selecciona la más favorable, con base en factores objetivos.</p>
Concurso cerrado plurinegocial	<p>></p> <p>Proceso en el que se negocia con varias personas naturales o jurídicas, previamente invitadas, y se identifica el ofrecimiento más favorable con base en factores objetivos.</p>
Proceso combinado	<p>></p> <p>Proceso que se surte en dos etapas, siendo la primera de naturaleza pública, dirigida a identificar las personas que cumplan las condiciones de la respectiva convocatoria, y la segunda de naturaleza privada, dirigida a asignar el contrato de manera directa, mediante la aplicación de criterios objetivos previamente determinados.</p>

Ecopetrol utiliza diferentes mecanismos para identificar a los invitados a participar en los procesos de selección.

Para concursos abiertos y procesos combinados hay libertad de concurrencia, por lo tanto, cualquier interesado puede concursar o participar, la condición es que cumpla con los

requisitos de participación que son condiciones establecidas por Ecopetrol para asegurar la capacidad e idoneidad del Proponente y del Contratista.

En concursos cerrados, los invitados, que son determinados, se identifican a través de los siguientes instrumentos:

Precalificación



Este mecanismo es utilizado para establecer una lista corta de preseleccionados, que a través de la metodología pasa - no pasa o cumple - no cumple, acreditan ciertas y determinadas condiciones de capacidad e idoneidad y que, por consiguiente, los hace aptos para participar en futuros procesos de selección en los que no se repetirá la calificación o verificación de las condiciones mencionadas.

Generalmente este trámite es de naturaleza pública, lo que implica una invitación general a participar, dirigida a personas indeterminadas. Excepcionalmente, procede la precalificación privada para la identificación de invitados a participar en procesos de contratación que tienen por objeto categorías de bienes y servicios calificadas por Ecopetrol como líneas de contratación local.

Sistema de Información de Proveedores de Ecopetrol (SIPROE):



Todas las empresas interesadas en ser proveedores de Ecopetrol pueden registrarse e ingresar su información en el SIPROE. Conforme a lo establecido en el Manual de contratación, Ecopetrol puede usar el SIPROE para identificar y determinar los invitados a participar en procesos precedidos de invitaciones privadas (contratación directa, concurso cerrado y procesos plurinegociales). El registro realizado por los empresarios, permite obtener a Ecopetrol información verificada y en línea de la capacidad técnica, condiciones de calidad, información legal y financiera de los proveedores.

Al cierre de 2015 se contaba con **4.733 proveedores** con registro vigente en SIPROE

Consulta al mercado



Actividad de indagación de información en el mercado realizada por cualquier dependencia de Ecopetrol, necesaria para la planeación operativa de contratos, para la elaboración de presupuestos oficiales, para revisar la estructura, las características y las tendencias del mercado de bienes y servicios; para identificar proveedores de bienes y servicios; para conocer nuevos productos, servicios o tecnologías, y para comprender condiciones y limitaciones relacionadas con la provisión de ciertos bienes y servicios.

Inteligencia de mercado



Es el trámite de indagación pública, obtención y análisis de información del mercado, realizado por funcionarios autorizados, que sirve de sustento a actos contractuales (listas de precios, acuerdos de bases económicas, listas cortas de invitados a procesos de selección, entre otros), o para identificar los segmentos que representan la mejor oportunidad o el menor riesgo, o para identificar a los eventuales proveedores de determinado bien o servicio.

G4-EC9 |

CONTRATACIÓN TOTAL EN ECOPETROL



En 2015, la contratación total en Ecopetrol fue de \$12.201 miles de millones, lo que representó una disminución del 35,6% respecto al 2014, año en el que la contratación fue de \$18.966

miles de millones. En la tabla 33 se detalla el total de las contrataciones en los últimos cuatro años, según su origen.

Tabla 33.

Contratación total en Ecopetrol en los últimos cuatro años (cifras en pesos)

Origen	2012	2013	2014	2015
Extranjero	893.057.788.968	1.384.884.753.376	1.343.726.293.635	617.797.701.045
Nacional	14.322.476.906.481	19.164.727.812.210	17.623.046.334.919	11.583.395.097.365
Total general	15.215.534.695.448	20.549.612.565.586	18.966.772.628.554	12.201.192.798.410

La disminución en el monto de la contratación en los dos últimos años obedeció a las restricciones y optimizaciones que la empresa viene implementando, debido a la compleja situación en la baja de precios del barril. Entre las medidas adoptadas por Ecopetrol en este contexto, estuvo la congelación del

presupuesto, lo que condujo a una priorización de los proyectos y a que se trabajara con los mínimos necesarios de operación.

En la tabla 34 se relaciona la contratación total de Ecopetrol en los últimos cuatro años, clasificada por línea de abastecimiento.

Tabla 34.

Contratación total por línea de abastecimiento (cifras en pesos)

CADENA	2012	2013	2014	2015
Críticos	5.334.353.786.116	11.739.957.828.897	11.010.088.774.996	7.612.612.403.638
Habilitadores	7.269.089.518.064	5.984.166.165.150	5.115.649.003.518	2.937.115.080.050
Necesarios	1.894.487.297.825	1.983.381.142.574	1.908.407.764.704	1.115.771.845.010
Consumibles	717.604.093.443	842.107.428.965	932.627.085.335	535.693.469.712
Total	15.215.534.695.448	20.549.612.565.586	18.966.772.628.553	12.201.192.798.410

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

CONTRATACIÓN LOCAL Y REGIONAL | G4-EC9



Ecopetrol cuenta con una estrategia que tiene como principio dar prelación a la contratación local en condiciones competitivas de calidad, oportunidad y precio. En caso de no existir

capacidad a nivel local, se le dará prelación a la oferta regional, seguida por la oferta nacional buscado siempre:

Equilibrar la relación entre oferta y demanda en las localidades donde se opera, para alcanzar la sostenibilidad empresarial, teniendo en cuenta las expectativas de los grupos de interés.

Promover el crecimiento sostenible y la competitividad de los proveedores locales en el mercado.

Obtener del mercado local productos y servicios con altos estándares de calidad.

Reducir el tiempo de abastecimiento de entrega de bienes y servicios.

Armonizar las relaciones con las comunidades, que faciliten el desarrollo de las operaciones de la empresa.

En 2015, debido a la coyuntura por la que atraviesa el sector petrolero a nivel mundial y a la baja en los precios internacionales del crudo, se obtuvo un resultado del 18% de contratación local sobre una meta que se había establecido del 20% sobre el total del Plan de compras y contratación del año. Es preciso destacar que las compras locales se focalizaron en el segundo eslabón de la cadena (compras realizadas por los contratistas de Ecopetrol).

La contratación local en 2015 fue de \$1.235 mil millones, lo que representó un 44,17% menos que en 2014, cuando se tuvo una contratación local por valor de \$2.796 mil millones.

En la tabla 35 se describe la contratación regional de Ecopetrol en 2015, distribuida por los lugares donde se ejecutaron los contratos.

Tabla 35.

Valor de la contratación por regional de ejecución – 2015 (cifras en pesos)

Regional	Servicios	Bienes	Convenio	Patrocinio	Total general
Caribe	606.510.448.926	14.181.944.935	1.312.110.131	185.587.900	622.190.091.891
Central	5.859.583.588.831	361.724.150.061	55.304.715.575	2.033.734.944	6.278.646.189.410
Centro Oriente	320.444.953.476	25.887.221.768	1.155.000.000		347.487.175.244
Extranjero*	2.935.207.674	15.534.321.536			18.469.529.210
Magdalena Medio	1.545.217.833.773	215.656.469.318	17.757.299.507		1.778.631.602.597
No aplica	320.066.991	251.696.303.443			252.016.370.434
Orinoquia	2.229.695.600.882	265.018.861.908	21.994.010.904	649.252.000	2.517.357.725.695
Sur	334.298.243.647	48.633.854.156	3.252.796.125	209.220.000	386.394.113.928
Total general	10.899.005.944.200	1.198.333.127.125	100.775.932.242	3.077.794.844	12.201.192.798.411

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

* Montos asignados a proveedores nacionales que ejecutaron el servicio fuera de Colombia

MECANISMOS | G4-56

DE TRANSPARENCIA EN LA CONTRATACIÓN



Ecopetrol cuenta con diferentes mecanismos que aseguran la transparencia en el proceso de contratación, entre los cuales se encuentran:

Publicación de procesos

Ecopetrol realiza la publicación de sus procesos de selección a través de diferentes canales de comunicación, teniendo en cuenta el tipo de proceso. Entre los principales canales de publicación, están: página web, cartelera locales, cartelera de las Cámaras de Comercio.

Página Web

A través de su página web, Ecopetrol publica, de manera oportuna, toda la información de interés para sus contratistas como lo relacionado los procesos de compras y contratación (<http://contratos.ecopetrol.com.co/default.aspx>), plan de compras y contratación, vehículos comerciales, facturación, etc.

Encuesta de transparencia

Desde 2013, Ecopetrol viene realizando una encuesta que mide la percepción de la transparencia y de satisfacción de los proveedores con el proceso de abastecimiento de bienes y servicios. En 2014, la percepción de transparencia fue de 93% y en 2015, fue de 94%. La última medición fue realizada por el Centro Nacional de Consultoría.

Auditorías a los contratos

Ecopetrol realiza anualmente un monitoreo de los contratos en aspectos de tipo documental, contractual, jurídico y financiero. En 2015 se revisaron 27 convenios y 87 contratos en las regionales de Bogotá, Magdalena Medio y Llanos, en las siguientes temáticas:

- > Sobre-ejecuciones y mayores cantidades.
- > Evaluaciones de desempeño.
- > Subcontratación.
- > No conformidades.
- > Gastos reembolsables.
- > Adiciones presupuestales.

Evaluación de desempeño de contratistas

El desempeño de los contratistas se evalúa bajo los siguientes criterios:

G4-HR10
G4-HR11
G4-SO9
G4-SO10
G4-EN32
G4-EN33

Especificaciones técnicas: mide el cumplimiento del objeto del contrato conforme a las condiciones técnicas predefinidas.

Cumplimiento de plazos: evalúa el cumplimiento en tiempos establecidos en el contrato.

Aspectos administrativos: mide el cumplimiento de obligaciones laborales, comerciales y documentales.

HSE: mide el cumplimiento en aspectos de salud ocupacional, medio ambiente y seguridad.

RSE: evalúa criterios de responsabilidad social empresarial y de relacionamiento con el entorno.

En 2015 se evaluaron 6.196 proveedores cuyo promedio de evaluación fue de 92,61%. De los proveedores evaluados, 1.173 tuvieron un criterio por debajo de 80 puntos y 104 cuentan actualmente con planes de mejora.



RESPONSABILIDAD **CON NUESTROS CONTRATISTAS**



Transparencia, reglas claras y una relación de mutuo beneficio, es la promesa de valor que Ecopetrol ha declarado con su grupo de interés Contratistas y sus empleados.

En 2015 Ecopetrol contó con 3.832 empresas contratistas, de las cuales 3.643 fueron nacionales y 189 extranjeras. En la tabla 36 se detalla la distribución del número de contratistas, según su origen, en los últimos cuatro años.

Tabla 36.

Número de empresas contratistas en los últimos cuatro años

Origen	2012	2013	2014	2015
Nacionales	4.188	3.613	3.965	3.643
Extranjeros	356	282	230	189
TOTAL	4.544	3.895	4.195	3.832

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

G4-EC9 | Por otro lado, el número de empleados de contratistas disminuyó un 69,2%, pasando de 48.536 personas en 2014 a 33.600 en 2015. En la tabla 37 se relaciona el número de empleados de contratistas, distribuidos por región,

en los últimos cuatro años. Esta reducción está relacionada de manera directa con la disminución en la contratación total de Ecopetrol, debido a las restricciones presupuestales de la empresa por la crisis del sector petrolero.

Tabla 37.

Número de empleados de contratistas por región

Región	2011	2012	2013	2014	2015
Caribe	1.315	4.597	2.088	3.644	2.564
Casanare - Arauca	1.154	2.279	1.302	2.262	1.887
Centro Oriente	5.467	8.313	9.192	11.912	6.343
Magdalena Medio	7.577	9.728	8.321	13.639	10.296
Meta - Vichada	6.116	8.194	5.512	11.246	8.009
Sur Occidente	2.641	5.294	2.635	5.833	4.501
Total	24.270	38.405	29.050	48.536	33.600

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

RELACIONAMIENTO CON LOS CONTRATISTAS



Ecopetrol basa su estrategia de relacionamiento con este grupo de interés, en construir relaciones de mutuo beneficio y de largo plazo, respondiendo a las expectativas de ambas partes, generando confianza y credibilidad. Para lograrlo, promueve una serie de acciones y espacios de encuentro, entre ellos:

Ruedas de contacto

En 2015 se realizó un relacionamiento directo con 600 empresarios, con expectativas de negocios por \$15.000 millones, en el marco de eventos como el Expoencadenamiento 2015 en Barrancabermeja y ruedas de contacto en Castilla, Apiay, Villavicencio y Putumayo.

Reuniones sistemáticas

En 2015 se continuaron realizando las reuniones sistemáticas donde Ecopetrol presenta información en temas de interés para los proveedores. Durante el año se contó con la asistencia de 10.600 proveedores potenciales y activos.

Entre las temáticas tratadas en estos espacios, se encuentran: pasos para ser proveedor en Ecopetrol; cómo presentar propuestas; obligaciones contractuales y planeación de contratos; ingreso al SIRPOE; requisitos HSE en la contratación; canales de atención; derechos humanos; ética y cumplimiento; seguridad de la información; contratación verde; Universidad de proveedores; procedimiento de evaluación de desempeño.

Bus de atención a proveedores

En 2015 se continuó trabajando la estrategia conjunta con la Oficina Móvil de Atención al Inversionista, para atender también a los proveedores a través de este canal. En el bus se atendieron 167 proveedores entre potenciales y activos, lo que representó una disminución frente al 2014 cuando se atendieron 1.050 proveedores; esta reducción obedeció a la disminución de las frecuencias y lugares visitados, debido a las restricciones presupuestales.



Misiones empresariales

- **Misión empresarial a Houston:** se realizó del 4 al 8 de septiembre de 2015, con participación de 40 empresas nacionales y 120 extranjeras. Se realizaron 9 visitas industriales y 260 reuniones one to one entre empresas nacionales e internacionales.
- **Misión empresarial al Reino Unido:** se realizó del 7 al 10 de septiembre de 2015, con el objetivo de generar espacios para la transferencia de conocimiento frente a un eventual desarrollo Offshore en Colombia.

Encuesta anual de satisfacción de proveedores

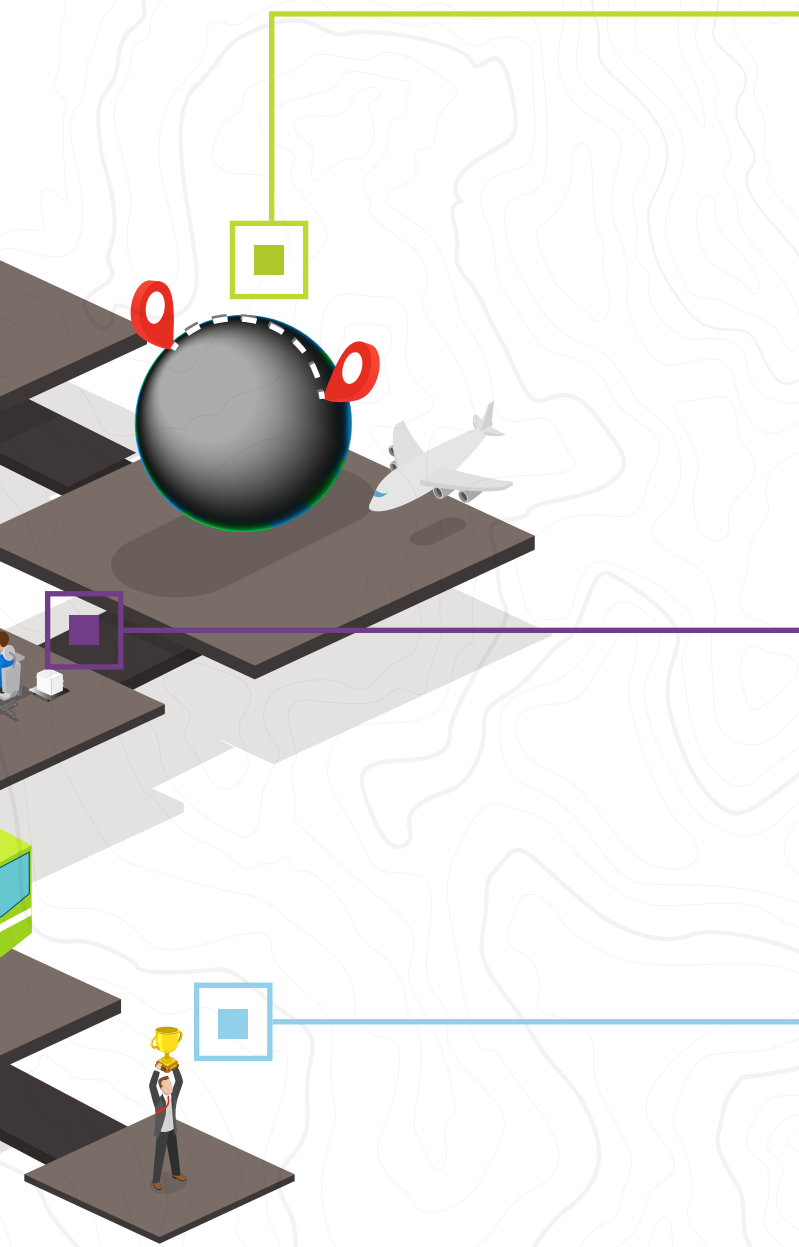
Mide el nivel de satisfacción de los proveedores de Ecopetrol con la forma en que se desarrolla el proceso de abastecimiento. La encuesta de 2015, realizada por el Centro Nacional de Consultoría, tuvo un resultado de 93% lo que representó un incremento de cuatro puntos porcentuales respecto al año anterior.

Premio RSE a contratistas

| G4-EC8

Desde el año 2012 Ecopetrol entrega el Premio de Responsabilidad Social para Contratistas, cuyo objetivo es aportar a la construcción de una cadena de abastecimiento sostenible, acorde con lo establecido en el marco estratégico del Grupo Ecopetrol.

El concurso se enfoca en identificar y promover las buenas prácticas de Responsabilidad Social Empresarial (RSE) entre los empresarios, que puedan llegar a ser un ejemplo para que otros las repliquen.



En la tabla 38 se relacionan las empresas que han sido premiadas con las prácticas más destacadas en los cuatro años del concurso.

Tabla 38.
Ganadores mejores prácticas RSE en contratistas

Empresa	Práctica RSE	Año de reconocimiento
Tipiel S.A.	Asociación de Desarrollo Comunitario Merquemos Juntos	2012
Morelco S.A	Escuela de paz para los jóvenes de la Comuna Siete de Barrancabermeja.	2013
Falck Services	Buenas prácticas de manufactura para los vendedores ambulantes	2014
Tenaris	Ten Futuro	2015

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

La elección de la práctica destacada en 2015 se realizó en Bogotá, el 22 de septiembre, durante el cierre del evento del Grupo Procura (empresas petroleras de Latinoamérica). El público asistente al evento seleccionó como

experiencia ganadora a la presentada por la empresa Tenaris, por medio de una votación en vivo. Las otras empresas finalistas fueron: O-tek Internacional S.A, Morelco S.A y Clariant Colombia S.A.

G4-EC9 | VALOR COMPARTIDO



La creación de valor compartido busca generar impactos positivos en las comunidades donde opera Ecopetrol, a través de la identificación de oportunidades en la cadena de abastecimiento.

Para la creación de valor compartido, Ecopetrol se basa principalmente en la promoción de la contratación de bienes y servicios, nacionales, regionales y locales. Para ello, la empresa cuenta con metas anuales de contratación local, vinculadas al Plan de compras y contratación en las regiones.

Adicionalmente, se viene implementando un Plan de creación de valor, que tiene como

propósito involucrar a diferentes actores e instituciones en procesos sociales, que conduzcan al mejoramiento productivo en las regiones.

Con los actores comprometidos en el plan de valor compartido, en 2015 se promovieron seis espacios de encuentro empresarial para generar oportunidades de negocios, en Castilla la Nueva, Villavicencio, Barrancabermeja, Orito, Yopal y Cartagena. A estos espacios asistieron 500 empresarios y se generaron potenciales vínculos comerciales entre ellos por valor de \$12.000 millones.

A continuación se destacan las principales iniciativas dentro del Plan de creación de valor, desarrollados en 2015:

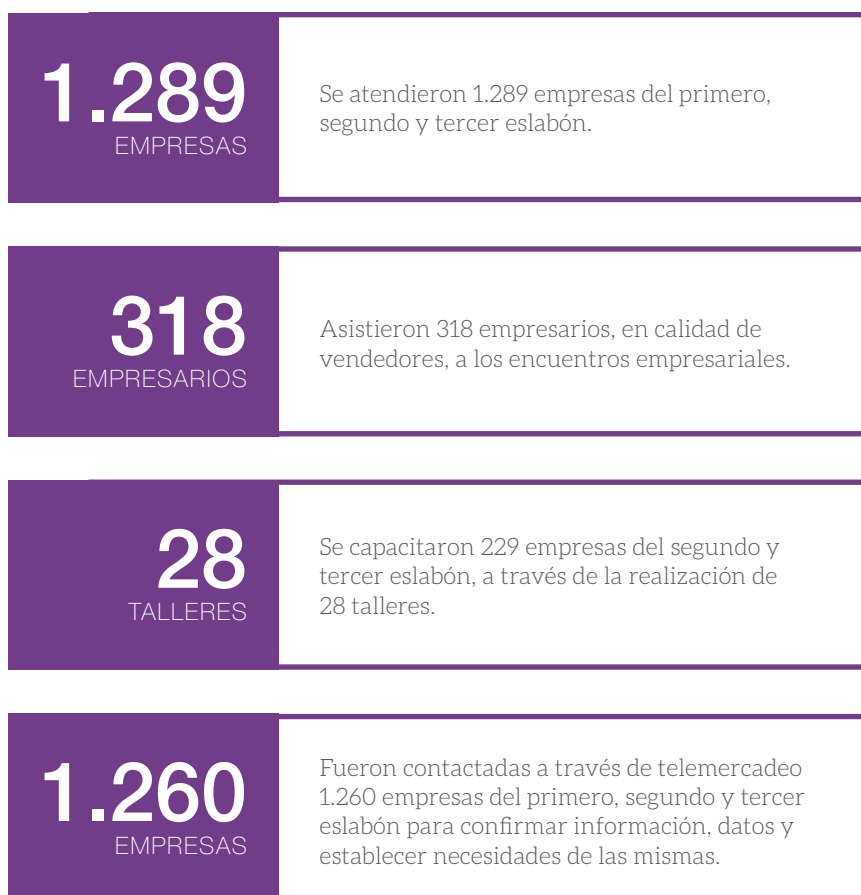
■ Conexión Región

Es una estrategia desarrollada en colaboración con Propaís, entidad adscrita al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, que busca enlazar a Ecopetrol, las instituciones en el ámbito local y los empresarios, fomentando el desarrollo y la competitividad de la región, mediante acciones que permitan que los empresarios conozcan la demanda y la oferta

de bienes y servicios, impulsando la adquisición local, regional y nacional.

Lo anterior se ha logrado gracias al fortalecimiento de las empresas mediante acompañamiento, capacitación, asesoría institucional y la creación de espacios de encuentro entre oferentes y demandantes.

Entre los resultados obtenidos con la estrategia en 2015 se destacan:



■ Sistema de Información de la Cadena de Abastecimiento (SICA)

En 2015 se realizó la actualización y mejora de la herramienta SICA, lo que permitió identificar un tope máximo de 19.330 proveedores de

segundo eslabón y se establecieron las líneas de contratación de Ecopetrol más relevantes para dicho eslabón.

■ Encadenamientos productivos

Ecopetrol continuó avanzando en la identificación de encadenamientos productivos derivados de su operación, con el ánimo de mejorar la productividad y competitividad de las empresas nacionales y de esta forma, acelerar el desarrollo socioeconómico del país, partiendo del principio de emprendimiento e innovación.

En 2015 se identificaron 19.330 proveedores de segundo eslabón con un valor de proveeduría de

\$3.312 miles de millones, que correspondieron a 26.831 negocios por parte de los contratistas de Ecopetrol, superando el número de proveedores de segundo eslabón reportados en 2014 que fue de 17.913.

El modelo de operación de los encadenamientos productivos fue revisado y actualizado en 2015, de acuerdo con los cambios evidenciados en el sector de hidrocarburos en Colombia y en el mundo.

■ Clusters

Ecopetrol apoya el desarrollo de clústeres en las zonas de operación, como una estrategia para aumentar la capacidad de la oferta, la competitividad y la asociatividad de las empresas en las regiones, así como mejorar sus oportunidades de crecimiento, su participación en el mercado y optimizar la calidad, el precio y la oportunidad de

los bienes ofertados y demandados por la industria de petróleo y gas.

En los clústeres no sólo se incluyen empresas sino también instituciones educativas, gubernamentales, Cámaras de Comercio y gremios. Durante 2015 se avanzó en el desarrollo de los siguientes clústeres:

Cluster Mantenimiento Industrial (Caribe): este cluster es apoyado por la Cámara de Comercio de Cartagena. En 2015 se logró la vinculación de 8 empresas ancla, 11 instituciones de apoyo y 71 empresas proveedoras.

Cluster Oil&Gas (Orinoquía): en convenio con la seccional de los Llanos Orientales de la Federación Nacional de Comerciantes (FENALCO), en este clúster participan actores en los sectores de mantenimiento de tanques, servicios ambientales y bienes y servicios en general de la industria petrolera en el Casanare. En 2015 se logró la vinculación de 6 empresas ancla, 12 instituciones de apoyo y 34 empresas proveedoras.

DESARROLLO | G4-EC9

DE PROVEEDORES



Ecopetrol ha invertido \$25.000 millones desde el año 2006 en el Programa Desarrollo de Proveedores en sus zonas de operación, con el objetivo de apoyar a las empresas que suministran bienes y servicios para que se vuelvan cada vez más competitivas y puedan abastecer no sólo a Ecopetrol, sino otras demandas del mercado, incrementando así el empleo y la subcontratación local.

Para implementar estas acciones de fortalecimiento y desarrollo empresarial, Ecopetrol ha realizado convenios con entidades como las Cámaras de Comercio, Confecámaras, Corporación CYGA, Universidad Jorge Tadeo Lozano, Universidad de los Llanos, SENA y Corporación CREO, fortaleciendo a 4.000 proveedores en distintas regiones del país.

Con este programa se pretende generar un modelo Universidad-Empresa (Universidad de Proveedores) que comprende tres ciclos: formación básica, formación especializada y formación en comercio internacional y electrónico. Estos ciclos se desarrollan mediante clases presenciales y virtuales, con un valor agregado (conocimiento aplicado), que consiste en el acompañamiento

de consultores universitarios a los proveedores, para la aplicación de los conocimientos en su propia empresa.

Durante el 2014, el programa dio inicio con dos grupos integrados por 238 proveedores, los cuales desarrollaron diplomados correspondientes al ciclo básico, en temas de gestión financiera, estrategia organizacional y mercado y ventas, en todas las regionales.

En 2015, considerando la situación actual del sector Oil&Gas y de Ecopetrol, la Universidad de Proveedores generó una nueva estrategia dirigida únicamente a proveedores que tengan contrato vigente con Ecopetrol, con el objetivo de contribuir al cierre de brechas identificadas en los resultados del Índice de Sostenibilidad, Legislación y Ambiente (SLA) y de las evaluaciones de desempeño de proveedores.

Durante el año, 43 proveedores tomaron un diplomado, correspondiente al segundo ciclo, en gestión eficiente de la cadena de abastecimiento (logística e innovación). En total se capacitaron 90 personas de Orito, Cartagena, Yopal y Bogotá.

G4-16 |

ALIANZAS CON GREMIOS E INSTITUCIONES



En 2015 se avanzó en el plan de trabajo con los gremios empresariales e instituciones que tienen mayor interacción con el sector Oil&Gas, como una estrategia para posibilitar espacios

de conocimiento y conversación abierta con los principales proveedores del sector petrolero y visualizar acciones conjuntas que permitan el logro de los objetivos empresariales.

Las principales acciones realizadas en 2015 fueron:



Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (CAMPETROL)

El plan de trabajo con este gremio estuvo enfocado en la consolidación de dos mesas de trabajo: una técnica (sísmica, perforación, servicios y mantenimiento a pozo), cuyo objetivo es optimizar el costo de adquisición de bienes y servicios, garantizando los mejores estándares técnicos, por medio del conocimiento técnico, tecnológico y de mercado de los participantes; y otra mesa de aspectos jurídicos, gestión del entorno, HSE y evaluación de desempeño, cuyo propósito es proponer acciones para garantizar la sostenibilidad, la eficiencia y la rentabilidad del abastecimiento.



Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI)

El plan de trabajo con la ANDI estuvo enfocado en la creación de mesas técnicas de aspectos ambientales y legales, para el trabajo conjunto de políticas y acciones de impacto nacional e internacional y la promoción de la estrategia de encadenamientos productivos y clústeres, que aporten al desarrollo empresarial.



Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, Propais y Procolombia

A través del trabajo en equipo con estas entidades se desarrollaron estrategias dirigidas a fortalecer el desarrollo de los encadenamientos productivos, los clústeres, la competitividad y la productividad de las empresas en las regiones.

ASEGURAMIENTO DE OBLIGACIONES LABORALES DE TRABAJADORES DE CONTRATISTAS

G4-DMA
G4-LA15



Con el fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones y condiciones laborales de los trabajadores de los contratistas, Ecopetrol desarrolló en 2015 las siguientes estrategias:

■ Implementación de las directrices laborales emitidas por Ecopetrol, contenidas en la Guía de aspectos y condiciones laborales en actividades contratadas. Durante el año se actualizó y optimizó la normativa, de acuerdo con los nuevos esquemas y necesidades de la empresa.

La normativa para trabajadores de contratistas desarrolla los principales aspectos y condiciones laborales que se deben tener en cuenta en la planeación, celebración, ejecución y cierre de los contratos que requieran para su desarrollo, la vinculación de personal por parte del contratista, mediante un contrato de trabajo.

■ Desarrollo de planes de aseguramiento regionales, de acuerdo con el análisis de información resultante de los siguientes instrumentos:

Bitácora de alarmas y eventos.

Matriz de incumplimientos de condiciones laborales.

Información de contratos y reporte de mano de obra.

Desempeño de proveedores y contratos con novedades.

Hallazgos en auditorias laborales.

Esquema de atención al trabajador del contratista.

G4-LA16 |



Aplicación del Esquema de atención al trabajador del contratista cuyo objetivo es el monitoreo de peticiones, quejas, reclamos y sugerencias (PQRS), presentados por los trabajadores de los contratistas. Asimismo, es la fuente primaria para el reporte de alarmas laborales que permitan gestionar los riesgos de entorno.

En 2015 fueron atendidas 5.740 personas y se impactaron 686 contratos.



Desarrollo de capacitaciones en materia laboral a los distintos actores que intervienen en la cadena de abastecimiento para actividades contratadas. En 2015 se capacitaron 596 personas, en las regiones Central, Caribe, Orinoquía y Sur-Occidente. En la tabla 39 se detalla el número de personas capacitadas de acuerdo con el rol en la cadena de abastecimiento

Tabla 39.

Número de personas capacitadas en materia laboral

Tipo de rol en la cadena de abastecimiento	Número de personas
Planeadores de contratos	62
Administradores de contratos	232
Gestores administrativos de contratos	217
Gestores sociales	18
Funcionarios autorizados	17
Funcionarios del área de relaciones laborales	9
Funcionarios de la Dirección Estratégica de Abastecimiento	11
Funcionarios del Servicio Público de Empleo	14
Funcionarios de la Vicepresidencia Jurídica	16
Total	596

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

G4-LA14 |



Realización de auditorías laborales que permitan detectar desviaciones, con el fin de implementar acciones preventivas y correctivas, así como identificar situaciones de riesgo.

Las auditorías incluyen revisión documental de los contratos y visitas de campo en la etapa de ejecución, lo que implica un contacto directo con los trabajadores para verificar las condiciones en las que desarrollan su labor.

En 2015 se realizaron 208 auditorías que impactaron a 13.500 trabajadores de contratistas.



G4-DMA |

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA



En Ecopetrol la tecnología tiene el objetivo de direccionar e impulsar la empresa para agregar valor a la cadena de valor del negocio mediante la innovación, el conocimiento y el desarrollo de ventajas competitivas. Para ello cuenta con una entidad propia, el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), centro nacional de investigación focalizado en el desarrollo de la industria petrolera.

OG2 | SOLUCIONES
**TECNOLÓGICAS
APLICADAS**



Producto de la aplicación de soluciones tecnológicas en Ecopetrol, durante el 2015 se generaron beneficios económicos por valor de US\$456,5 millones, certificados por los negocios operativos.

En la tabla 40 se presenta la distribución por temática de estos beneficios económicos.

Tabla 40.
Distribución de beneficios económicos certificados por innovación, conocimiento y tecnología

Temática	Monto (millones de dólares)
Soluciones de tecnología de negocio	329,8
Soluciones de tecnología de información	40,1
Estandarización técnica	29,9
Gestión de conocimiento e innovación	28,7
Beneficios tributarios por proyectos de ciencia y tecnología	28
TOTAL	456,5

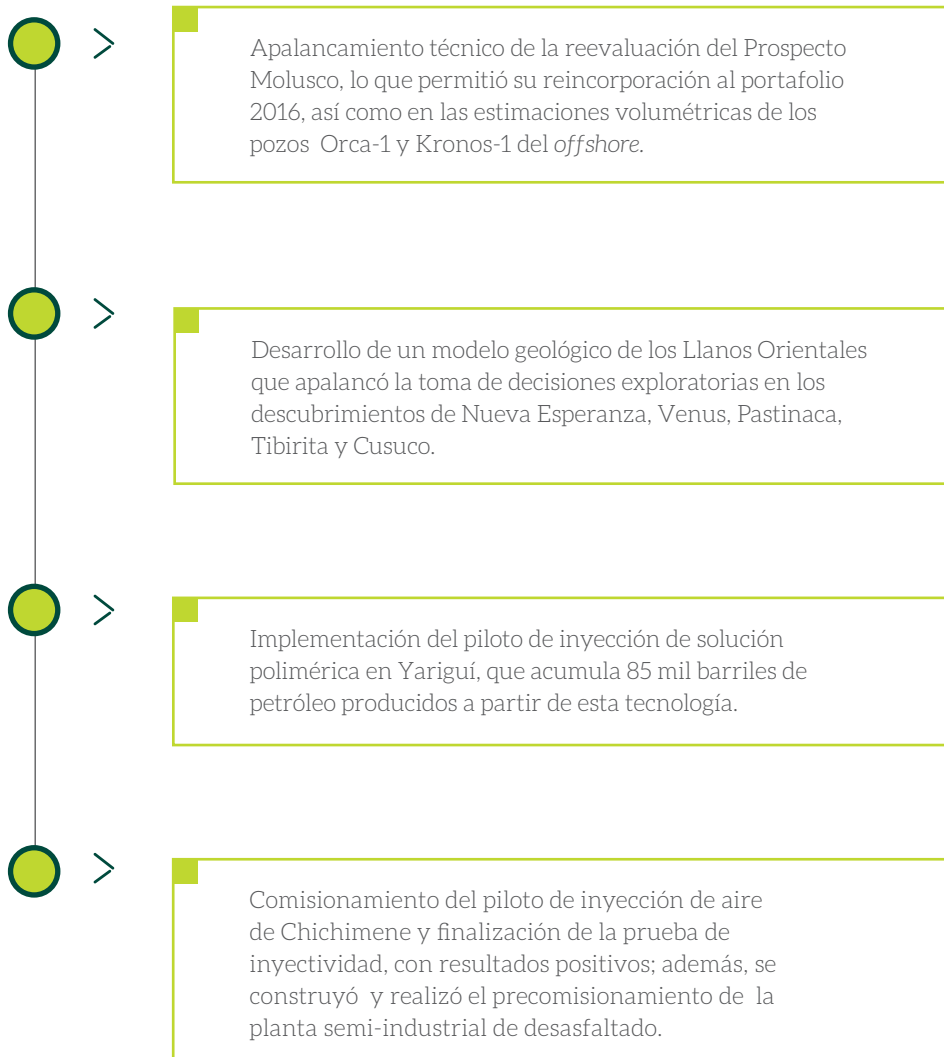
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Innovación y Tecnología

Entre los beneficios económicos certificados se destacan: soporte tecnológico especializado para exploración y producción; incremento del factor de recobro y productividad de pozos; estrategias de dilución para transporte de crudos; optimizaciones a procesos y control avanzado

en plantas de refinación; implementación de mapas de ruta de tecnologías de información; aplicación de estándares técnicos en refinerías, e implementación de mejores prácticas de conocimiento y soluciones a desafíos de innovación.

Proyectos de investigación y desarrollo

Durante 2015 Ecopetrol avanzó en proyectos de investigación y desarrollo que contribuyen al cumplimiento de las metas de la compañía, en los negocios de producción y exploración, entre lo que sobresalen:



Adicionalmente, se demostró la viabilidad de diluir mezcla Magdalena Blend con butanos de la refinería de Barrancabermeja, para reducir el consumo de diluyente y valorizar corrientes no comerciales.

Proyectos de tecnología de información

Dentro de las acciones en tecnología de información adelantadas en 2015, se encuentran:

- Sistemas de información listos y a tiempo para arrancada de plantas de Reficar.
- Sistemas informáticos efectivos para el cumplimiento de la normatividad financiera internacional - International Financial Reporting Standards (IFRS).
- Primera versión del Hub de información confiable, segura y oportuna en Presidencia.
- Plataforma tecnológica para la activación de la Iniciativa de factor multiplicador como modelo de optimización de costos en la empresa.
- Desarrollo o mejoras a 25 aplicaciones de los negocios operativos y áreas corporativas que significaron mejoras en información de: perforación, reservas, producción, líneas de transporte, tanques, calidad de productos, mantenimiento de refinerías, planeación energética, gestión de residuos, cierre contable, subsidios, salud y seguridad informática.

Gestión del conocimiento e innovación

En Ecopetrol, la gestión del conocimiento tiene objetivo asegurar las actividades necesarias para la identificación, incorporación, aseguramiento, transferencia y mejora del conocimiento que apalancan la sostenibilidad de la operación y el crecimiento de la organización.

En la línea de gestión de conocimiento en 2015 se destacó la realización de 17 charlas de conocimiento, el primer Seminario Internacional Innova, el Foro Mundial de Recobro Mejorado, y se publicaron tres libros especializados y relacionados con la cadena de valor: Peces del Pamplonita, Atlas de datos oceanográficos de Colombia, y Guía técnica: Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción.

17 CHARLAS

DE CONOCIMIENTO, EL PRIMER SEMINARIO INTERNACIONAL INNOVA, EL FORO MUNDIAL DE RECOBRO MEJORADO, Y SE PUBLICARON TRES LIBROS ESPECIALIZADOS Y RELACIONADOS CON LA CADENA DE VALOR

En cuanto a gestión de la innovación, en 2015 se implementaron 46 iniciativas provenientes de las más de 4.000 ideas provenientes de los diferentes mecanismos de gestión de innovación activados entre el 2012 y el 2015, que tuvieron como objetivo recibir propuestas de colaboradores en diferentes temas. Trece de estas iniciativas han comprobado beneficios económicos por US\$33 millones.

Propiedad intelectual

En 2015 fueron otorgadas diez nuevas patentes (nueve en Colombia y una en Perú), completando 69 patentes vigentes y manteniendo el liderazgo de las instituciones nacionales en cuanto a producción intelectual.

También se generó el primer secreto industrial de la empresa, relacionado con información palinológica y bioestratigrafía de pozos colombianos, que convierte a Ecopetrol en un socio atractivo al contar con información exclusiva.

Otros productos protegidos en el Upstream se relacionan con el desarrollo de modelos 3D de sistemas petrolíferos en fajas plegadas, modelos geoquímicos inversos y un software para modelamiento termocinémático.

También fueron certificados 58 registros de derechos de autor completando 167 en los últimos 10 años, a la vez que se declararon 22 nuevos productos tecnológicos y se mantuvieron 33 marcas registradas.

Licenciamiento y comercialización de tecnologías

Los desarrollos tecnológicos de Ecopetrol responden a la solución de problemas de la operación, que en algunos casos son transferidos a terceros para que los desarrolle o produzcan a escala industrial, generando beneficios para ambas partes, al tercero por su producción y a Ecopetrol por su inclusión dentro de la operación.

En otros casos, se ha identificado que las tecnologías pueden ser transferidas para

que el tercero asuma su producción y comercialización, generando regalías para Ecopetrol. En este contexto, durante el 2015 cinco tecnologías desarrolladas por Ecopetrol fueron transferidas a terceros, completando veinticinco tecnologías transferidas a empresas nacionales e internacionales, mientras que otros seis productos tecnológicos en un paquete de utilidades metalmecánicas están listas para licenciar a comienzos de 2016.

Inversión en energías alternativas | OG2

En 2015 no se realizaron inversiones en investigación y desarrollo de energías renovables, dado que el programa de energía del Instituto Colombiano de Petróleo de Ecopetrol está enfocado actualmente hacia programas de eficiencia energética en sistemas de levantamiento de crudos.

Incorporación de tecnologías clave

El indicador de incorporación de tecnología se definió en 2014 con el objetivo de medir el nivel de incorporación de las tecnologías clave definidas en cada uno de los segmentos de la cadena de valor de Ecopetrol, de acuerdo con la estrategia tecnológica planteada en su momento para la organización.

Se consideran tecnologías clave, aquellas que son críticas para el éxito competitivo, porque ofrecen la oportunidad de cerrar una brecha o

conseguir una diferenciación significativa del producto o proceso.

En 2014 se alcanzaron niveles de incorporación de tecnologías clave alrededor de 28% (promedio de todas las tecnologías) y para 2015 la meta propuesta fue de 40%, alcanzando un resultado de 46% lo que significa que en promedio todas las tecnologías identificadas se encuentran en fase de pilotos.




Apoyo a la ciencia y tecnología

Ecopetrol trabaja de la mano con instituciones nacionales e internacionales con el fin de ampliar su horizonte de investigación para lo cual le apuesta a la construcción de alianzas estratégicas de largo plazo.

En 2015 se establecieron 34 nuevos convenios de cooperación tecnológica, para los cuales

se desembolsaron recursos por un valor de \$15.961 millones. Se destacan los convenios para identificar y gestionar nuevos productos tecnológicos en temas de exploración, optimización de costos de producción y eficiencia energética, tanto en Onshore como en *Offshore*, con las compañías Baker, Halliburton, Weatherford, Siemens y General Electric.

También se destacaron las alianzas realizadas por el ICP con:

-  Universidad Industrial de Santander (UIS), que vinculó a 132 coinvestigadores y a siete grupos de investigación.
-  Universidad de los Llanos, para fortalecer las capacidades institucionales y promover un entorno de crecimiento sostenible en la región de la Orinoquia.
-  Empresa JPT, socio desarrollador de tecnología, con el fin de lograr capacidades tecnológicas, compartir costos y riesgos, impulsar, desarrollar y fortalecer empresas locales de tecnología y obtención de resultados en menor tiempo. La alianza con JPT permitirá desarrollar siete nuevos productos tecnológicos, seis prototipos y un producto licenciado para su masificación.

 Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), en Piedecuesta, Santander



03





DIMENSIÓN ECONÓMICA



G4-DMA |

El 2015 fue uno de los años más retadores para la industria del petróleo. Ecopetrol, al igual que muchas otras compañías del sector, llevó a cabo profundos ajustes en su forma de operar para ser más eficiente y sobrellevar los menores precios del crudo; además, intensificó la interacción entre la excelencia operativa y financiera para generar y proteger la caja, asegurar la sostenibilidad y prepararse para crecer, una vez el escenario de precios lo permita.

A este reto se sumaron los desafíos impuestos por los ataques a la infraestructura petrolera, el Fenómeno del Niño, el cierre de la frontera con Venezuela, la terminación de proyectos clave del Midstream y el Downstream, y la devaluación de la tasa de cambio.

En medio de este entorno, la disminución de los precios del crudo impulsó a la baja los ingresos del Grupo Ecopetrol, que pasaron de \$66 billones en el 2014 a \$52,1 billones en el 2015, lo que representó una reducción del 21%.

Como parte del proceso de adopción a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de conformidad con lo previsto en la Ley 1314 de 2009, el Decreto Reglamentario

2784 de diciembre de 2012, los Decretos 3023 y 3024 de 2013 y Decretos 2420 y 2496 del 2015 en Colombia, Ecopetrol y sus compañías subsidiarias pertenecen al Grupo 1 de preparadores de la información financiera. De acuerdo con lo anterior, en este Reporte se incluyen los primeros estados financieros bajo las NIIF al 31 de diciembre de 2015 y el balance de apertura al 1° de enero de 2014, con periodo de transición del año 2014.

En la elaboración de estos estados financieros, la compañía ajustó las cifras reportadas en sus anteriores Estados Financieros (vigencia 2014), los cuales habían sido preparados de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA).

CRECIMIENTO Y APOORTE DEL SECTOR PETROLERO AL PIB NACIONAL



De acuerdo con las cifras preliminares* de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) País 2015 (3,2%), se estima que el aporte de Ecopetrol al PIB petrolero en 2015 fue 3,1%, que es la misma cifra del año 2014 y menor frente al año 2013, cuando dicho aporte llegó a 3,4%.

En los dos últimos años el PIB petrolero ha descendido por efecto de la caída del precio en la producción (ver tabla 41 y gráfico 28).

Tabla 41.

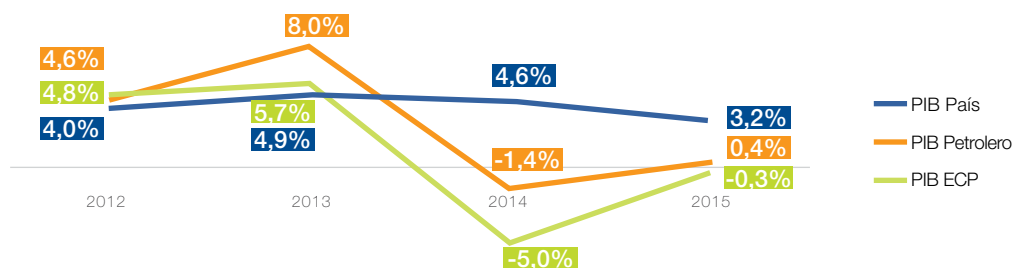
Crecimiento y aporte del sector petrolero al PIB nacional

Miles de millones de pesos	2013	2014	2015
PIB Nacional	494.124	516.619	397.691
PIB Petrolero	27.476	27.096	20.622
PIB Ecopetrol	16.759	16.134	12.189
Aporte PIB Petrolero	5,6%	5,2%	5,2%
Aporte PIB ECP	3,4%	3,1%	3,1%

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

*Al cierre de esta edición, sólo se contaba con cifras oficiales del crecimiento del PIB País hasta el tercer trimestre de 2015.

Gráfico 28.
Variación PIB



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

ESTRATEGIA FINANCIERA DE ECOPETROL

| G4-DMA



Ecopetrol está enfocada en la ejecución de inversiones rentables para proyectos de alto valor, que contribuyan a la obtención de los resultados de la estrategia: generación de valor y sostenibilidad.

La regla principal es la aplicación rigurosa de criterios de capital, de forma tal que los recursos requeridos para la operación y el plan de inversiones provendrán de la generación interna de caja, la desinversión en activos no estratégicos y la financiación.

Sobre la financiación, ésta podrá incluir recursos provenientes de los mercados de capitales locales e internacionales.

El nivel de endeudamiento buscará mantener el atractivo financiero de la compañía para sus accionistas con una calificación crediticia

de grado de inversión, y garantizar la sostenibilidad financiera con decisiones que permitan mantener niveles óptimos en la relación Deuda/Patrimonio de 20% a 30%.

Pese a no estar aún contemplada, la emisión de acciones también puede ser una opción para obtener recursos, teniendo en cuenta el marco jurídico que la posibilita. Esto, siempre y cuando las condiciones sean favorables para Ecopetrol y el accionista mayoritario.

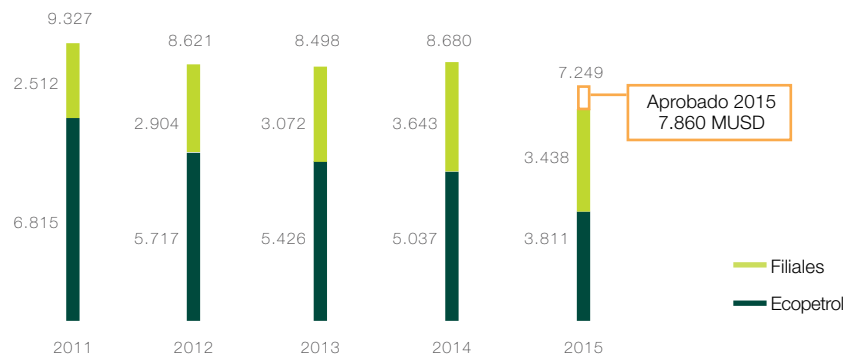
Asimismo, se planteará con el accionista principal de la compañía una política de dividendos alineada con el promedio de la industria, lo cual permitirá equilibrar la inversión anual para mantener los niveles de producción y maximizar el valor de la inversión de los accionistas vía dividendos y valorización.

■ Análisis de inversiones

La inversión para el 2015 llegó a US\$7.249 millones, lo cual representó una disminución del 17% frente a los US\$8.680 millones del 2014 (ver gráfico 29) debido a la caída del precio del crudo que impactó la ejecución de los principales proyectos, especialmente en el segmento de exploración y producción.

Gráfico 29.

Inversiones en los últimos cinco años (cifras en millones de dólares)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

* Nota: La proyección de inversiones 2015 corresponde al estimado de causación a noviembre 11. El capex restante (611 MUSD) corresponde a una menor causación de los proyectos que ya se encuentran contemplado en el proyectado de caja.

G4-9
G4-EC1

RESULTADOS FINANCIEROS



En 2015, los ingresos del Grupo Ecopetrol registraron una disminución de \$13,8 billones, lo que significó un descenso de 21% en comparación con el año anterior, situación que se explica por la caída de los precios internacionales del crudo.

El costo de ventas tuvo una disminución de 14% (\$6 billones) explicado por la reducción del 16% en los costos variables (-\$5,4 billones) y 6% en los costos fijos (-\$608.000 millones).

La disminución de los costos variables obedeció a menores costos de compras

nacionales e importadas de crudos, productos y gas (incluye compras de regalías a la Agencia Nacional de Hidrocarburos), en línea con el comportamiento de los precios internacionales de referencia, compensado parcialmente por el efecto de la devaluación del peso frente al dólar sobre los costos denominados en dólares.

La disminución de los costos fijos correspondió principalmente a menores costos operativos de mantenimientos, servicios contratados, materiales y suministros, resultado de las estrategias de

optimización adelantadas por las compañías del Grupo.

Los gastos operacionales crecieron \$5,1 billones principalmente por el reconocimiento de *impairment* (neto de impuestos) de activos a largo plazo. Con la adopción de las NIIF, la compañía debe evaluar al menos una vez al año si existen indicios de *impairment* en sus activos o unidades generadoras de efectivo utilizando, a diferencia de la normativa US GAAP y COL GAAP, flujos futuros de caja que generan los activos descontados a valor presente.

Cuando se genera un *impairment*, se reconoce un gasto que afecta el resultado del periodo de una compañía, el cual no implica desembolsos de efectivo y es susceptible de reversión cuando la valoración del activo sea superior a su valor en libros, excepto aquel que se haya reconocido por crédito mercantil.

Con estos resultados, el margen operacional de 2015 fue de 3%, comparado con el 22% de 2014.

La empresa finalizó el año con una pérdida de \$3,9 billones, debido principalmente a efectos contables o *impairments* introducidos por la presentación de los estados financieros bajo NIIF. Sin esos impactos, la compañía habría arrojado una utilidad neta de \$2,4 billones.

La pérdida neta por acción fue -\$97 comparada con una utilidad neta por acción de \$139,2 del año 2014. El margen neto fue de -6% frente a 10% del año anterior.

El Ebitda se ubicó en \$18,08 billones, con una disminución del 26,2%. A pesar de ello, el margen del Ebitda fue del 35%, nivel competitivo frente a otras compañías del sector.

■ Balance general

A diciembre 31 de 2015, los activos en el balance general del Grupo Ecopetrol presentaron un incremento del 11%, llegando a \$122,9 billones.

Este aumento se dio principalmente por las mayores inversiones en activos asociados a las compañías de los segmentos de refinación y transporte, que se incrementaron en \$8,5 billones con relación al año anterior.

Asimismo, se presentó un incremento en el rubro de activos por impuestos diferidos teniendo en cuenta las diferencias en la depuración de la provisión de renta entre los conceptos fiscales y contables.

Los pasivos representaron el 63% de los activos. Con relación al año anterior, se presentó un incremento de \$16,5 billones, principalmente por efectos de la valoración cambiaria de la deuda en moneda extranjera y aumento de endeudamiento.

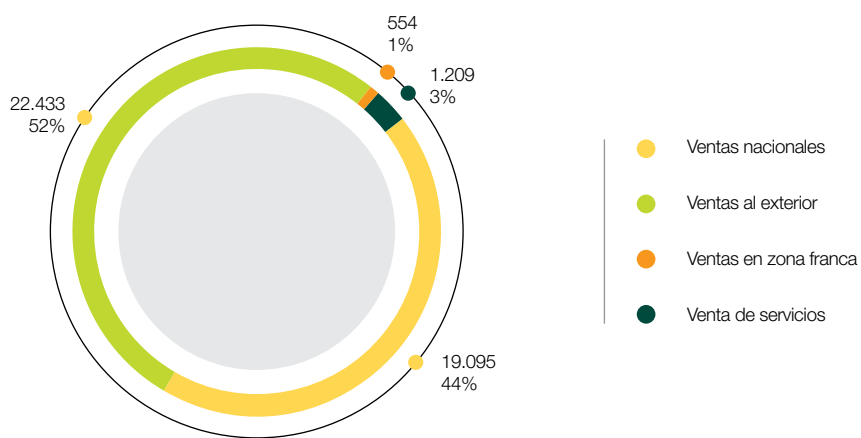
El nivel de deuda del Grupo ascendió a \$53,2 billones, de los cuales el 87% es en dólares y el 13%, en moneda nacional. Durante 2015, la deuda en dólares aumentó en US\$3.425 millones debido a una adquisición de crédito internacional por US\$1.925 millones y emisión de bonos internacionales por US\$1.500 millones, en febrero y junio, respectivamente. Del total de la deuda en moneda extranjera, US\$5.376 millones es instrumento financiero de cobertura para futuras exportaciones.

El patrimonio total ascendió a \$45,2 billones, de los cuales \$43,4 billones son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol, disminuyendo \$4,6 billones con respecto al cierre de diciembre de 2014, principalmente por los menores resultados del Grupo respecto al año anterior.

En el gráfico 30 se puede observar la composición de los ingresos operacionales en 2015 y en el gráfico 31, se presenta la distribución de los costos y gastos operacionales.

Gráfico 30.

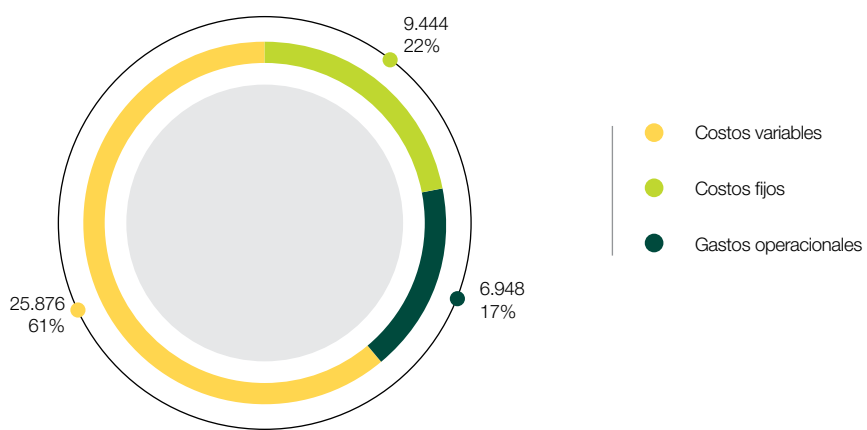
Ingresos operacionales 2015 (millardos de pesos)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gráfico 31.

Costos y gastos operacionales 2015 (millardos de pesos)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

■ Indicadores financieros | G4-EC1

Los resultados de los indicadores financieros en 2015 fueron:

■ Indicadores de liquidez

Corresponden a los recursos requeridos por la compañía para operar en el corto plazo manteniendo un margen para cubrir las fluctuaciones de efectivo como resultado de las operaciones del activo y pasivo corriente.

A 31 de diciembre de 2015, los activos corrientes mostraron una disminución del 3% con respecto al año anterior principalmente por efectivo y equivalentes, cuentas comerciales y otros documentos por cobrar, y activos financieros disponibles para la

venta. Esta disminución estuvo compensada parcialmente por un incremento en activos por impuestos diferidos, como consecuencia del impacto por la caída de los precios internacionales del petróleo.

Los pasivos corrientes presentaron un incremento del 4% por el aumento de préstamos a corto plazo y pasivos por impuestos corrientes, lo cual fue compensado parcialmente por una disminución en cuentas comerciales y otros documentos por pagar.

■ Indicadores de endeudamiento

Representa la proporción de la inversión de la empresa que ha sido financiada con deuda, es decir, con recursos de terceros.

En 2015, el total de los pasivos se incrementó \$16.459.005 millones, que equivale a un 27% más con respecto a 2014, mientras que el incremento del activo fue de \$12.158.105 millones, para una variación positiva del 11%.

Las cuentas por pagar disminuyeron en \$1.072.121 millones con relación al 2014, principalmente por el pago de dividendos.

Los pasivos por impuestos corrientes y diferidos aumentaron en \$1.125.927 millones con relación al año anterior, debido a una mayor provisión del impuesto a las ganancias.

Los préstamos de largo plazo aumentaron en \$17.125.612 millones por la valoración cambiaria de la deuda denominada en dólares y el aumento en el endeudamiento. Durante 2015 la deuda en dólares subió US\$3.425 millones debido a una adquisición de crédito internacional por US\$1.925 millones y a la emisión de bonos internacionales por US\$1.500 millones, en febrero y junio, respectivamente.

■ Indicador de rentabilidad

Los márgenes de rentabilidad del 2015 disminuyeron con relación al año anterior debido a la caída de los precios promedio de venta por barril y el reconocimiento del gasto por *impairment* de los activos no corrientes, como resultado de la implementación de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

El resultado financiero aumentó en \$456.680 millones frente al 2014 debido a un mayor nivel de gastos por intereses de deuda provenientes del mayor nivel de endeudamiento.

La rentabilidad sobre los activos de la compañía mostró una reducción del 9%, debido a la pérdida del 2015 con relación a la utilidad del 2014.

■ Indicador de actividad

El índice de actividad de la empresa bajó en 0,2 puntos comparado con el 2014, debido a la disminución de los ingresos como consecuencia de la caída de los precios promedio de venta.

En la tabla 42 se observa el comportamiento de los indicadores financieros en los últimos cuatro años.

Tabla 42.

Indicadores financieros consolidados (Cifras en millones de pesos)

	2012	2013	2014*	2015*
Indicadores de liquidez				
Capital de trabajo en millones de pesos (Activo corriente - Pasivo corriente)	-384.462	7.082.076	3.796.909	2.669.731
Razón corriente (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,0	1,3	1,2	1,2
Prueba ácida (Activo corriente - Inventarios) / Pasivo corriente	0,9	1,2	1,1	1,0
Indicador de endeudamiento				
Nivel de endeudamiento (Total pasivo / Total activo)	41%	43%	55%	63%
Apalancamiento financiero total (Total pasivo / Patrimonio)	0,7	0,8	1,2	1,7
Concentración a corto plazo (Pasivo corriente / Total pasivo)	50%	39%	27%	22%
Concentración a largo plazo (Pasivo no corriente / Total pasivo)	50%	61%	73%	78%
Indicador de rentabilidad				
Margen operacional (Utilidad operacional / Ventas)	34%	31%	22%	3%
Margen neto (Utilidad neta / Ventas)	21%	19%	10%	-6%

	2012	2013	2014*	2015*
Rendimiento sobre activos - ROA (Utilidad neta / Activos totales)	13%	10%	6%	-3%
Rendimiento sobre patrimonio - ROE (Utilidad neta / Patrimonio)	23%	18%	13%	-7%
EBITDA	28.506.985	28.013.732	24.509.451	18.086.514
Margen EBITDA	41%	40%	37%	35%
Indicador de actividad				
Rotación del activo total: Ventas netas / Activo total	0,6	0,5	0,6	0,4

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

* Ecopetrol adoptó las NIIF desde el 1° de enero del 2015, con fecha de transición del 1° de enero de 2014 y como tal, estos son sus primeros estados financieros separados emitidos bajo las NIIF. Los años 2010 - 2013 se encuentran preparados bajo el Régimen de Contabilidad Pública vigente para esos años

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL



La Junta Directiva en sesión del 12 de diciembre de 2014 aprobó el presupuesto para el año 2015, que fue elaborado con un Brent de referencia de US\$60 por barril y una tasa de cambio promedio año estimada de \$2.300.

Al cierre del año 2015 las variables mencionadas presentaron la siguiente ejecución promedio año: Brent de referencia US\$53,5 por barril, y tasa de cambio representativa promedio del mercado \$2.743.

Finalmente, la meta de producción de crudo propiedad Ecopetrol establecida para el 2015 presentó un nivel de cumplimiento del 99,6%. El desfase frente al plan fue ocasionado principalmente por problemas de orden social en algunas comunidades y atentados a la infraestructura petrolera.

Con respecto al año 2014 la producción presentó un crecimiento del 0,3%. Sin

embargo, debido a la caída del precio del crudo en el mercado internacional, la empresa obtuvo menores ingresos.

Para amortiguar dicho impacto, evitar una reducción ostensible de la utilidad operacional, proteger la generación de caja y hacer sostenible la operación en el corto y mediano plazo, la compañía logró optimizaciones y ahorros por valor de \$2,2 billones.

Lo anterior implicó esfuerzos adicionales en renegociación de contratos, congelación de recursos presupuestales de costos y gastos, y ejecución de actividades prioritarias y necesarias para la operación.

La empresa inició operaciones con recursos disponibles por valor de \$2,7 billones y recibió ingresos en caja durante el año por valor de \$58,2 billones para un total de \$60,9 billones.

El recaudo de los ingresos corrientes, ventas nacionales y exportaciones principalmente, fue de \$45 billones, que es inferior en 24% con respecto al año 2014.

Esta variación se explica por la caída del precio del crudo, que fue compensado parcialmente por la mayor tasa de cambio y volumen de producción. Por efecto de la baja del precio del crudo, los ingresos disminuyeron en \$26 billones con respecto al año 2014, mientras que por tasa de cambio y volumen, mejoraron en \$11,2 billones y \$0,9 billones, respectivamente. Las ventas nacionales representaron el 46% del total de los ingresos corrientes.

En ingresos de capital se recaudaron \$12,4 billones que corresponden principalmente a dos emisiones de bonos en el exterior por un valor total de US\$3.400 millones, equivalente en pesos a \$8,5 billones. Los \$3,9 billones restantes se obtuvieron por desinversión de algunos activos, dividendos de filiales y rendimientos financieros de empresas en las que Ecopetrol tiene participación accionaria.

En el gasto, en cuanto a la ejecución de compromisos que incluye funcionamiento, operación comercial, servicio de la deuda e inversión, se comprometieron \$64,3 billones, monto que equivale al 93% del presupuesto total asignado para gastos e inversiones, con un nivel total de obligaciones del 96% frente a dichos compromisos.

Los gastos de funcionamiento tuvieron una ejecución de \$13 billones, con un cumplimiento del 97% respecto al valor presupuestado.

Del total mencionado se transfirió al Gobierno nacional \$9,2 billones entre impuesto de renta y patrimonio, y dividendos a la Nación y particulares. Este valor es equivalente al 70% de los gastos de funcionamiento de la empresa, y con respecto a los gastos e inversiones estas transferencias representan el 14%.

Los servicios del personal, que corresponden a gastos de nómina, prestaciones, parafiscales y beneficios, alcanzaron el 19%, y los gastos generales, el 7% con respecto a la ejecución total.

En otras palabras, la ejecución de gastos de funcionamiento directos y propios de la empresa fue de \$3,8 billones.

En relación con la operación comercial, la ejecución contractual alcanzó los \$32,2 billones, equivalente al 89% del presupuesto asignado, con una causación derivada de dichos contratos cercana al 95%.

Se ejecutaron principalmente compromisos relacionados con la compra e importación de crudo y productos (incluye crudo de regalías) y la compra y transporte de gas, los cuales suman \$17,7 billones y representan el 55% de toda la operación comercial.

También se incluyen los gastos de transporte fluvial y crudo por carrotanque, operaciones con Ocesa, Cenit, por valor de \$7,7 billones; igualmente, se incluyen los cash call de gastos de los contratos de asociación en los que participa Ecopetrol, gastos directos y contratos de compra de materiales y servicios de mantenimiento de la operación, por valor de \$6,7 billones.

La ejecución presupuestal de compromisos en inversiones ascendió a \$16,8 billones, equivalente al 96% del monto total presupuestado entre inversiones, aportes a subordinadas y cuentas por pagar. Con respecto a causación de bienes y servicios se logró un nivel del 96%.

En cuanto a los recursos ejecutados en inversión, el 59%, que equivale a \$9,9 billones, se dedicó al Upstream para el aumento de la producción incremental y básica, y la búsqueda de reservas; el 3%, que equivale a \$0,6 billones, al Midstream y al Downstream para la recuperación de factores de disponibilidad y mejoramiento de sistemas de transporte propios; el 2% restante al Corporativo, y se entregaron \$6,1 billones como aportes a subordinadas del Grupo Ecopetrol.

El saldo final disponible en el flujo de caja como capital de trabajo para atender las operaciones de inicio del año 2016, fue de \$2,5 billones.


 Trabajadores Planta Apiaiy

GASTOS LABORALES | G4-EC3



La planta de personal para el 2015 ascendió a 8.731 trabajadores correspondiente a una disminución del 4%; se realizaron 411 desvinculaciones.

El incremento salarial para los trabajadores de Ecopetrol acogidos al Acuerdo 01 se hizo

efectivo a partir de julio de 2015 y fue del 5,63%, correspondiente al IPC de 4,42% más 1,21% adicional. A partir de la misma fecha fueron ajustadas al IPC y a lo estipulado en el régimen convencional vigente, las demás partidas y beneficios pactados en la Convención Colectiva de Trabajo.

La variación de los gastos laborales entre los años 2015 y 2014, fue del 12% (ver tabla 43).

Tabla 43.

Gastos laborales (millones de pesos)

	2014	2015
Sueldos y salarios	729.370	779.137
Beneficios	377.149	456.491
Educación	41.090	99.672
Otros	91.006	73.370
Prestaciones sociales	215.689	225.244
Salud	207.182	231.618
Aportes parafiscales	151.102	170.612
Total	1.812.587	2.036.143

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS

| G4-EC3.A



En la tabla 44 se presentan los saldos de las provisiones por beneficios a empleados

Tabla 44.

Provisiones beneficios empleados (cifras en millones de pesos)

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Beneficios post-empleo			
Salud	3.593.428	4.787.793	5.127.275
Educación	535.356	679.890	512.800
Pensión	(262.182)	154.383	730.865
Bonos	(483.876)	(252.994)	13.183
Otros planes	41.263	48.126	34.537
	3.423.989	5.417.198	6.418.660
Prestaciones sociales y salarios por pagar	353.285	308.512	266.420
Otros beneficios	74.841	73.983	66.544
Total	3.852.115	5.799.693	6.751.624
Corriente	1.392.266	1.379.706	1.337.616
No corriente	2.459.849	4.419.987	5.414.008
	3.852.115	5.799.693	6.751.624

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

IMPUESTOS Y TRANSFERENCIAS A LA NACIÓN

| G4-EC4

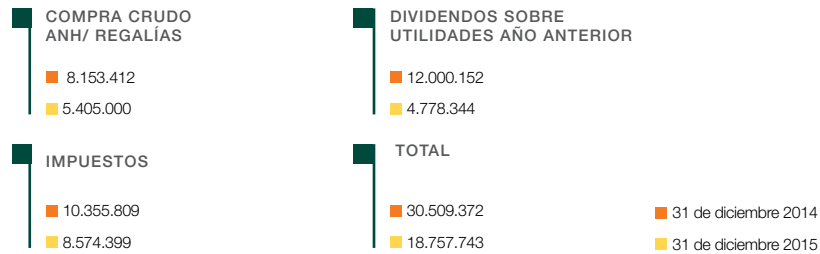


El total de las transferencias que realizó Ecopetrol a la Nación en 2015, representadas en compras de crudo a la ANH, regalías, dividendos e impuestos ascendió a \$18,7 billones (ver tabla 45).

El valor incluye los impuestos asumidos por la compañía y las retenciones o recaudos de impuestos que realiza a terceros y gira a las diferentes autoridades tributarias en su calidad de agente de retención.

Tabla 45.

Provisiones beneficios empleados (cifras en millones de pesos)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

En la tabla 46 se presentan todos los pagos realizados por concepto de impuestos tanto nacionales como departamentales y municipales, durante los últimos cuatro años.

Tabla 46.

Impuestos pagados por Ecopetrol (cifras en millones de pesos)

Tipo de impuesto	2012	2013	2014	2015	Destino
Impuestos propios					
Impuesto de Renta	7.913.516	6.835.239	2.972.253	1.493.191	Nación
Impuesto de Renta para la Equidad CREE	-	-	1.219.524	1.145.108	Nación
Autorretención de Retención para la Equidad - CREE	-	563.320	963.120	719.575	Nación
Autorretenciones por Renta	663.851	837.628	902.634	651.671	Nación
Impuesto al Patrimonio/Riqueza	476.494	476.494	476.494	417.115	Nación
Impuesto Global (vigente hasta 2013)	14.506	1.209	-	-	Nación
Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM	-	228.491	250.349	282.643	Nación
Sobretasa Nacional al ACPM	4.124	3.599	4.292	2.042	Nación
Impuesto a las Ventas	127.998	-	-	-	Nación
Impuesto de Industria y Comercio	171.479	175.622	199.418	162.106	Municipios
Impuesto Predial	10.879	20.541	17.541	18.390	Municipios
Impuesto de Transporte	14.880	54.759	45.854	103.089	Municipios
Gravamen a los movimientos financieros	184.130	225.941	207.260	139.769	Nación

Tipo de impuesto	2012	2013	2014	2015	Destino
Impuesto de Vehículos	361	295	328	299	Municipios
Impuesto de Alumbrado	13.591	10.627	13.548	15.000	Municipios
Sobretasa a la Gasolina	3	-	-	-	Departamentos/ Municipios
Subtotal impuestos propios	9.595.810	9.433.765	7.272.615	5.149.998	
Recaudo de terceros					
Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM	-	2.056.422	2.253.142	2.543.783	Nación
Retención en la Fuente por Renta/ IVA/Timbre	717.704	837.628	902.634	766.895	Nación
Retención de Terceros Impuesto CREE	-	35.542	-	-	Nación
Impuesto Global (vigente hasta 2012)	1.436.054	119.725	-	-	Nación
Sobretasa Nacional al ACPM	37.118	32.394	38.628	38.332	Nación
Retención en la Fuente de Industria y Comercio	62.540	70.044	67.634	75.392	Municipios
Subtotal impuestos recaudo de terceros	2.253.415	3.151.754	3.262.038	3.424.401	
Totales	11.849.226	12.585.519	10.534.653	8.574.399	

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

EVOLUCIÓN DE LA ACCIÓN EN COLOMBIA



La Bolsa de Valores de Colombia (BVC), así como las de otros mercados emergentes, experimentó desvalorizaciones debido a las expectativas de recuperación económica de Estados Unidos, el aumento en las tasas de interés por parte de la Reserva Federal de ese país, la incertidumbre frente a una desaceleración económica de China y la caída en los precios de las materias primas, especialmente el petróleo, que pasó de niveles superiores a US\$100 dólares en el 2014 a valores cercanos a US\$35 por barril en 2015.

El índice COLCAP, principal referencia de la Bolsa de Valores de Colombia, tuvo una desvalorización del -22% durante el año 2015.

El precio de la acción de Ecopetrol cerró el año en \$1.110, con una desvalorización del 43%. La acción alcanzó en 2015 un máximo de \$2.305 el 3 de febrero, y un mínimo de \$1.090 el 14 de diciembre.

En la tabla 47 y en el gráfico 32 se observa el comportamiento de la acción de Ecopetrol en 2015.

Tabla 47.

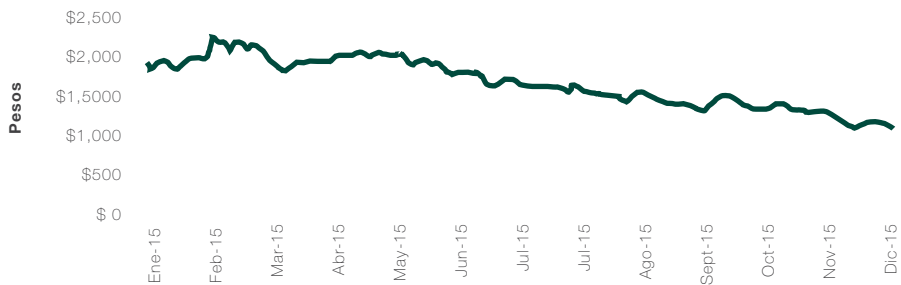
Comportamiento de la acción de Ecopetrol en la BVC

1.955	Precio enero 02/2015 (Col\$)	1.678,29	Precio promedio (Col\$)
1.110	Precio diciembre 31/2015 (Col\$)	2.305	Precio máximo (Col\$)
1.090	Precio mínimo (Col\$)	-43%	Valorización Ecopetrol
		-22%	Valorización COLCAP

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gráfico 32.

Precio de la acción de Ecopetrol en la BVC

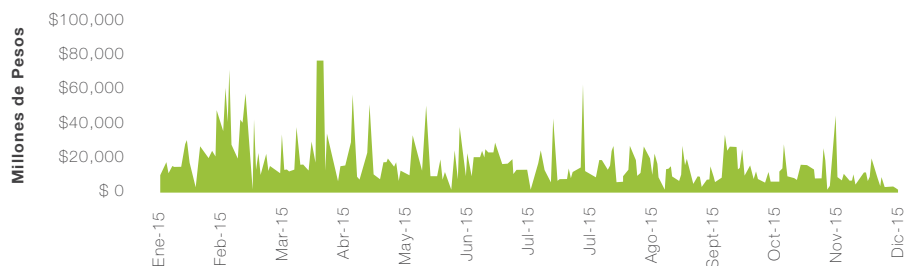


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

En el gráfico 33 se presenta el volumen negociado de Ecopetrol en la Bolsa de Valores de Colombia en 2015.

Gráfico 33.

Volumen negociado de Ecopetrol en la BVC 2015 (millones de pesos)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

EVOLUCIÓN DEL ADR EN LA BOLSA DE NEW YORK



El ADR de Ecopetrol cerró el 2015 con un precio de US\$7,01, lo que equivale a una desvalorización de 59% frente al cierre del 2014. El comportamiento del ADR estuvo en línea con la desvalorización de las compañías de petróleo y gas, que se han visto afectadas por la caída del precio del petróleo y la devaluación del peso.

El ADR alcanzó un máximo de US\$19,80 el 03 de febrero y un mínimo de US\$6,50 el 14 de diciembre.

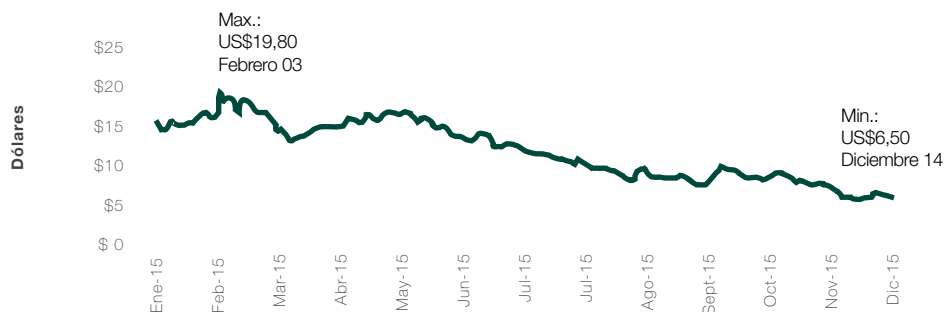
En la tabla 48 y los gráficos 34, 35, 36 y 37 se observa el comportamiento de los ADR en 2015.

Tabla 48.
Comportamiento del ADR de Ecopetrol en la NYSE

US\$16,50	Precio enero 2/2015	US\$12,59	Precio promedio
US\$7,01	Precio diciembre 31/2015	US\$6,50	Precio mínimo
US\$19,80	Precio máximo	-57%	Valorización ADR
-17%	Valorización S&P 500 Oil & Gas		

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

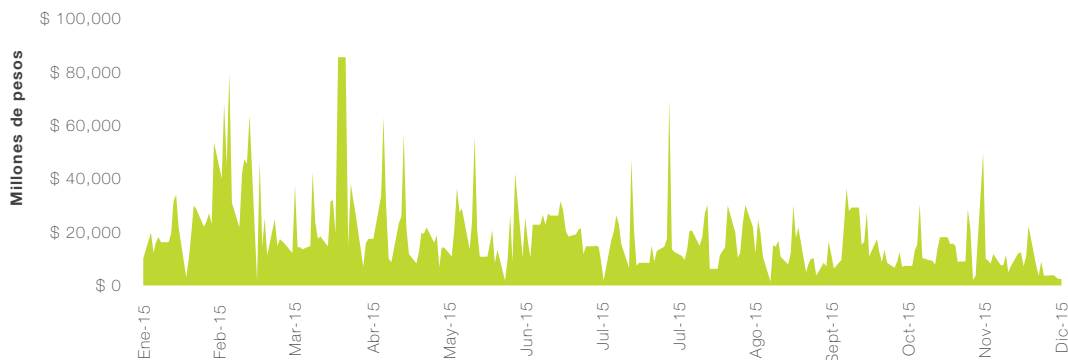
Gráfico 34.
Precio del ADR de Ecopetrol en la New York Stock Exchange (NYSE)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gráfico 35.

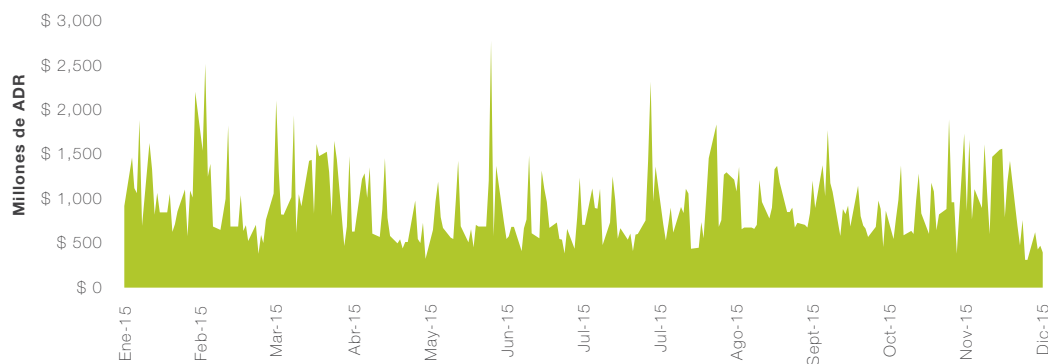
Volumen negociado de Ecopetrol en la BVC (millones de pesos)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gráfico 36.

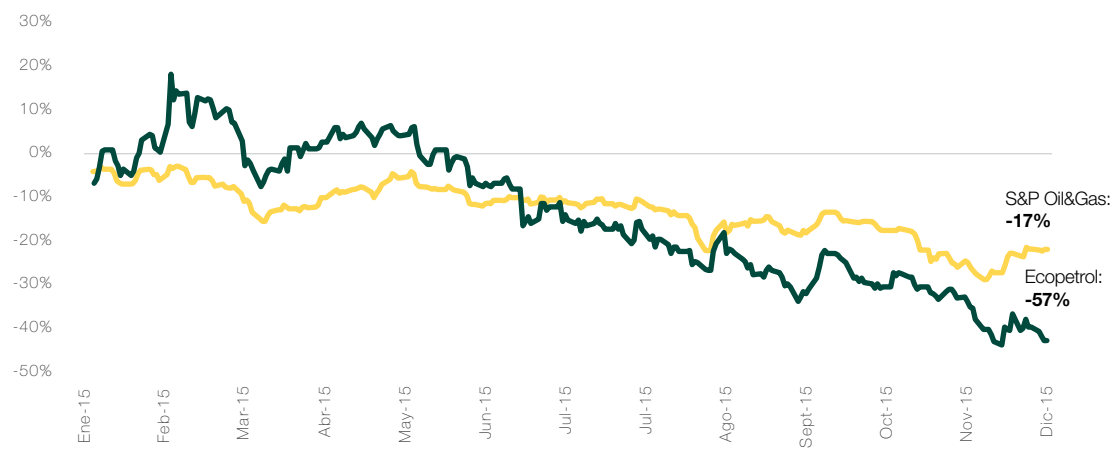
Volumen de ADR negociados en la New York Stock Exchange (NYSE)
(miles de ADR)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gráfico 37.

Valorización del ADR de Ecopetrol vs Índice Standard & Poor's (S&P) Oil&Gas



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

G4-DMA
G4-SO8

CUMPLIMIENTO DE NORMAS



Durante 2015, Ecopetrol cumplió con todas sus obligaciones de publicación de información relevante, de la Ley Sarbanes-Oxley (SOX) como emisor de valores ante la Bolsa de Valores de Colombia (BVC), la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) y la Bolsa de Valores de Toronto (TSX).

■ Información relevante

En 2015 se cumplieron todas las obligaciones de revelación de información relevante en Colombia y en el exterior. El resumen de la gestión es la siguiente:

- En Colombia: se publicaron 89 comunicados de información relevante ante la Superintendencia Financiera de Colombia.
- En Estados Unidos: se publicaron 42 comunicados de prensa y 62 documentos bajo el formato 6-K que exige la Securities and Exchange Commission (SEC, por sus siglas en inglés).
- En Canadá: se publicaron 60 documentos en la Bolsa de Valores de Toronto.

Todos los comunicados se divulgaron de manera oportuna al mercado y se encuentran disponibles en la página de la Superintendencia Financiera de Colombia www.superfinanciera.gov.co, sección Información Relevante; en la página de la SEC www.sec.gov, sección Filings, Search for Company Filings, Company or fund name,

ticker symbol, CIK (Central Index Key), file number, state, country, or SIC (Standard Industrial Classification); en la página de TSX (Toronto Stock Exchange) www.tmx.com, sección Get quote, con el símbolo ECP, sección News Headlines for Ecopetrol S.A., así como en la página electrónica de Ecopetrol www.ecopetrol.com.co.

■ Cumplimiento de la Ley Sarbanes-Oxley (SOX)

En relación con la Ley SOX, Ecopetrol S.A. tiene un proceso estructurado que le permite a emitir su opinión respecto de la efectividad de los procedimientos y controles sobre revelaciones en los estados financieros y el control interno del reporte financiero, dando cumplimiento a los requerimientos de dicha Ley. Con fundamento en ello, el Presidente (CEO) y Vicepresidente Financiero (CFO), han cumplido anualmente con su responsabilidad de establecer, mantener y evaluar la efectividad del sistema de control interno (modelo tipo COSO - Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway

Commission) y procedimientos de reporte financiero.

Durante 2015 se desarrollaron las pruebas de auditoría sobre los controles ejecutados por cada uno de los responsables en los procesos de Ecopetrol y que aseguran el control interno sobre el reporte financiero - SOX, que le permitirá a Ecopetrol soportar y emitir oportunamente su opinión a la Securities and Exchange Commission (SEC, por sus siglas en inglés), la cual será confirmada previamente por el auditor externo PricewaterhouseCoopers.

■ Evaluación del desempeño de los sistemas de revelación y control

La alta dirección a través de la Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento evalúa la efectividad del control interno sobre el reporte financiero. Estas evaluaciones incluyen el análisis del diseño y la efectividad operativa de los procedimientos, controles y actividades definidas para mitigar los riesgos asociados a la generación de información financiera, considerando los cinco componentes básicos del modelo de control interno que se

enmarcan en las prácticas recomendadas por el marco de referencia internacional COSO.

A la fecha de este informe, la evaluación efectuada no indica la existencia de asuntos relacionados con los procedimientos de control y revelaciones que deban ser calificados como debilidades materiales, por lo cual se concluye que dichos procedimientos operan de forma efectiva.

ESTRATEGIA TRIBUTARIA

| G4-EC4



Los principales aspectos de la planeación tributaria de la compañía están relacionados con:



Aprovechamiento de los beneficios tributarios contemplados en la legislación vigente.



Participación activa en la estructuración y definiciones tributarias de los nuevos negocios de la compañía.



Comunicación a las áreas de la compañía de los cambios en la normatividad tributaria.



Participación en mesas de trabajo con el Ministerio de Hacienda y la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN).



Realización de los Comités Tributarios del Grupo Ecopetrol.

■ Riesgos tributarios

La compañía ha identificado posibles riesgos tributarios que en caso de materializarse pueden originar la inviabilidad del negocio, así como el pago de sanciones e intereses a las autoridades tributarias.

Si bien cualquier materialización de un riesgo origina costos financieros para la compañía, se han identificado los siguientes como los más importantes:



Cambios en la legislación tributaria de los países en los cuales la empresa tiene operaciones.



Toma de posiciones riesgosas que puedan originar controversias con la autoridad tributaria.




Falta de conocimiento de los aspectos tributarios relacionados con las operaciones del exterior de la empresa.

RELACIONAMIENTO CON ACCIONISTAS

G4-26
G4-27

El compromiso de Ecopetrol con sus accionistas es asegurarles la sostenibilidad del negocio a través de una gestión ética, transparente y responsable. Para esto, además de maximizar el valor de las acciones, debe mantener una

relación que permita a sus 384.642 accionistas (cifra con corte a 31 de diciembre de 2015), conocer la gestión económica, social y ambiental que desarrolla la empresa, pues de ello depende su éxito en el largo plazo.

 Accionistas de Ecopetrol durante la Asamblea General ordinaria, en Bogotá, en marzo de 2015.



■ Solicitudes recibidas y oportunidad en la respuesta

En 2015 se recibieron 139.784 solicitudes de accionistas, de las cuales el 99,9% fueron atendidas de manera oportuna, sobre una meta del 98% para un cumplimiento del indicador de 102%. En la tabla 49 se detalla el indicador.

Tabla 49.

Solicitudes de accionistas y oportunidad en respuesta

Tipología	Número de solicitudes	Oportunidad en respuesta
Consulta primer nivel	119.220	100%
Consulta segundo nivel	20.425	99,75%
Quejas y reclamos	75	100%
Derechos de petición	64	100%
TOTAL	139.784	99,9%

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

■ Nivel de satisfacción de accionistas e inversionistas

Para conocer la satisfacción sobre el servicio recibido, en 2015 se realizaron 24.520 encuestas entre los accionistas y 63 entre los inversionistas. El nivel de

satisfacción alcanzó el 104,83% sobre una meta del 100%. Este resultado es superior al obtenido en 2014, cuando la cifra llegó a 99,62%.

■ Actividades de fidelización e información a accionistas

Durante 2015 se atendieron 24.320 accionistas a través de distintas actividades de fidelización que se resumen así:

Bus del accionista: se atendieron 13.482 accionistas en un recorrido por 55 ciudades y municipios de Colombia.

Stand en Corferias: se atendieron 2.978 accionistas con stand de atención en la Feria del Libro, la Feria del Hogar, Agroexpo y Expoartesánias.

Foros educativos: se realizaron 43 foros en 17 ciudades, que permitieron entregar información a 5.481 personas en temas relacionados con la estrategia de la compañía y el actual entorno internacional. Dos de los eventos masivos -uno en Bogotá y otro en Medellín- contaron con la participación del presidente de Ecopetrol, Juan Carlos Echeverry.

Además, se llevó a cabo un evento masivo en Tunja, con conexión virtual vía *streaming*, el cual contó con participación presencial de Roberto Steiner, miembro de la Junta Directiva de la empresa.

Stand móvil: como complemento al bus del accionista se dispuso de un stand móvil de atención en 16 ciudades, atendiendo a 1.592 accionistas.

Asamblea de Accionistas: en el pabellón de Atención al Accionista durante la Asamblea General Ordinaria de 2015, se atendieron 787 accionistas.

Boletín informativo para accionistas: se enviaron tres boletines con los temas más relevantes de cada trimestre e información de interés para los accionistas.

Informe del representante de los accionistas minoritarios en la Junta Directiva: se enviaron cuatro informes en los que se destacaron los resultados de la empresa, el comportamiento del precio de la acción, el precio del petróleo y las perspectivas de Ecopetrol.

ASUNTOS LEGALES

G4-DMA
G4-PR9



Es importante resaltar lo sucedido en los siguientes procesos legales durante 2015:

- El Consejo de Estado le da la razón a los argumentos de Ecopetrol en el proceso contra Gran Tierra Energy Colombia,** y en un fallo del 22 de octubre de 2015 le ordena a Gran Tierra pagar a Ecopetrol 44.025 barriles con ocasión de la producción percibida en periodo de pruebas extensas. El valor de estos barriles suma \$6.277.140.026,97.
- Fallo favorable a Ecopetrol del Brasil en el laudo arbitral en el proceso instaurado por ONGC para el pozo Agua Viva,** desestimando las pretensiones de ONGC contra Ecopetrol Brasil y Petrobras, y ordenando a ONGC a reembolsar a dichas empresas la suma de BR\$2.269.665 y BR\$8.236.621, respectivamente.
- Laudo arbitral que dirimió las controversias entre Ecopetrol y KNOC (compradores de OIG-Savia), vs Offshore Exploration and Production,** por virtud del cual Ecopetrol recibirá US\$4.005.774,94.

G4-LA16 | **En el tema laboral**, la Vicepresidencia Jurídica manejó un inventario de 1.454 procesos ordinarios y tutelas, 236 procesos ordinarios de carácter laboral en los que Ecopetrol actuó como demandante y 255 procesos ejecutivos; atendió, además, 143 actuaciones administrativas y apoderó a la empresa en alrededor de 900 reclamaciones ante los Comités de Reclamos que existen al interior de la misma. En el mismo periodo de tiempo quedaron ejecutoriadas 94 sentencias, de las cuales, 71 fueron favorables a Ecopetrol.

Principales contingencias

De los 310 procesos que cuentan con provisión contable, el 47,7% del valor provisionado se encuentra distribuido en los siguientes cinco procesos:

- Demanda administrativa del Consorcio Sincco por los trabajos de modernización del llenadero de ventas y productos en el Complejo Industrial de Barrancabermeja. La provisión contable en caso de pérdida es de \$5.347.372.230. Actualmente el proceso se encuentra para fallo en segunda instancia en el Consejo de Estado, a fin de resolver recurso de apelación interpuesto por las partes.
- G4-LA16 | ■ Proceso ordinario laboral de primera instancia de Mario Enrique Díaz Hernández y otros. El valor de las pretensiones asciende a \$10.000.000 por proceso y el valor provisionado a cargo de Ecopetrol es de \$9.338.000.000. Se profirió nueva sentencia de segunda instancia el 4 de diciembre de 2015, debido a la acción de tutela interpuesta por Ecopetrol ante la Corte Suprema de Justicia frente a los fallos de primera y segunda instancia proferidos por el Juzgado 3 Laboral del Circuito de Cúcuta y Tribunal Superior de Cúcuta, Sala Laboral respectivamente. El 9 de diciembre Ecopetrol interpuso recurso de casación contra la sentencia proferida en segunda instancia.
- Reparación directa de Inversiones Cospique Limitada y otro por una servidumbre petrolera. Las pretensiones ascienden a \$154.629.617.746 y el valor provisionado es de \$11.018.993.666. Se encuentra actualmente en trámite ante el Consejo de Estado el recurso de apelación contra la sentencia del Tribunal Administrativo de Cundinamarca desfavorable a Ecopetrol.
- Proceso ejecutivo singular de Jorge Humberto Rojas contra Geoenergy S.A.S. y Ecopetrol por el cobro de una factura con los intereses correspondientes. La pretensión asciende a \$8.186.158.249 y el valor provisionado es igual a la cuantía. El proceso se encuentra al Despacho para resolver el recurso de apelación, ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá –Sala Civil.
- Reparación directa de José Luis Romero Barreto contra Ecopetrol por daños como consecuencia del derrame de producto a raíz de un accidente de tránsito. Las pretensiones llegan a \$34.996.138.968 y el valor provisionado es de \$3.499.613.897. El proceso se encuentra en segunda instancia ante el Consejo de Estado.

G4-DMA | Durante 2015 no se presentaron ni se fallaron en contra de Ecopetrol acciones relacionadas con G4-SO7 | prácticas contra la libre y leal competencia económica o por prácticas comerciales restrictivas.

En asuntos relacionados con el mercado de valores, no se reportó incumplimiento alguno.

Sanciones y multas significativas

G4-PR2
G4-PR4
G4-PR8

En 2015 no se reportaron multas o sanciones derivadas del incumplimiento de la normativa en relación con el suministro, uso de productos, etiquetado y servicios de la organización. De igual forma, no se recibieron reclamaciones en relación con el respeto a la privacidad y fuga de datos personales de sus clientes.

Para la vigencia 2015, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) impuso dos multas a la Vicepresidencia de Transporte y Logística cuyo valor monetario no fue significativo.

En la tabla 50 se relacionan las reclamaciones ambientales que se han presentado, abordado y resuelto mediante mecanismos formales de reclamación.

Tabla 50. Tabla 50. Reclamaciones ambientales en 2015

G4-EN29
G4-EN34

Reclamante	Descripción de los hechos	Mecanismo de reclamación	Cuantía
Holman Lelio Barrera Bohórquez	Solicitud relacionada con que se tomen las medidas de restauración ambiental, de mitigación y un plan de manejo ambiental que recupere los daños y perjuicios causados respecto de la estrella hídrica del cerro Zamaricote, los acuíferos continuos de extensión local, manantiales, nacederos y aguas subterráneas de la vereda Brito Alto del Municipio de Paz de Ariporo, y la ronda hídrica de los ríos y caños de la zona, presuntamente afectados por las actividades de perforación exploratoria en el Bloque Llanos 9	<ul style="list-style-type: none"> ■ Agotamiento requisito de procedibilidad para Acciones Populares (Art 144 de la Ley 1437 de 2011)	No aplica
Adán Alberto Galvis	Solicitud de indemnización por afectación al predio La Esperanza de la vereda Llana Alta del municipio de Teorama, como consecuencia de atentado terrorista contra el oleoducto Caño Limón Coveñas ocurrido el 13 de agosto de 2015	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reclamación directa ■ Seguimiento de la Defensoría del Pueblo y representante de Naciones Unidas 	\$400.000.000

Reclamante	Descripción de los hechos	Mecanismo de reclamación	Cuantía
		Se han atendido:	
Pablo Alfonso Sánchez Ramírez	Solicitud de indemnización por afectación al establecimiento del cultivo de arroz en el predio Santa Rosa de la vereda La Pesquera del municipio de Arauquita, como consecuencia de atentado terrorista contra el oleoducto Caño Limón Coveñas, ocurrido el día 22 de abril de 2014 a la altura del Km 7,6	<ul style="list-style-type: none"> ■ Derechos de petición ■ Trámite de prueba anticipada ■ Solicitud de la Procuraduría Ambiental ■ Conciliación Extrajudicial (trámite en curso) 	\$ 45.048.790.000
Defensoría Del Pueblo de Ocaña	<p>Requerimiento con el fin de hacer verificación a afectaciones ambientales y presencia de abolladuras en el tramo del oleoducto Caño Limón Coveñas en los municipios de Teorama, El Carmen y Convención.</p> <p>Preocupación de las comunidades de la vereda El Loro, municipio del Carmen y de la vereda Carrizal, municipio de Convención por vertimiento de crudo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Atención del requerimiento ■ Reunión conjunta con Defensoría para seguimiento del caso 	No aplica

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Jurídica

04





DIMENSIÓN AMBIENTAL



En este capítulo se reporta la información referente a los temas de viabilidad ambiental, gestión integral del recurso hídrico, cambio climático y biodiversidad, correspondientes a los activos de Ecopetrol S.A y de Cenit, que son operados por la Vicepresidencia de Transporte y Logística de Ecopetrol.



G4-DMA
G4-45

ESTRATEGIA AMBIENTAL PARA LA GESTIÓN DEL ENTORNO



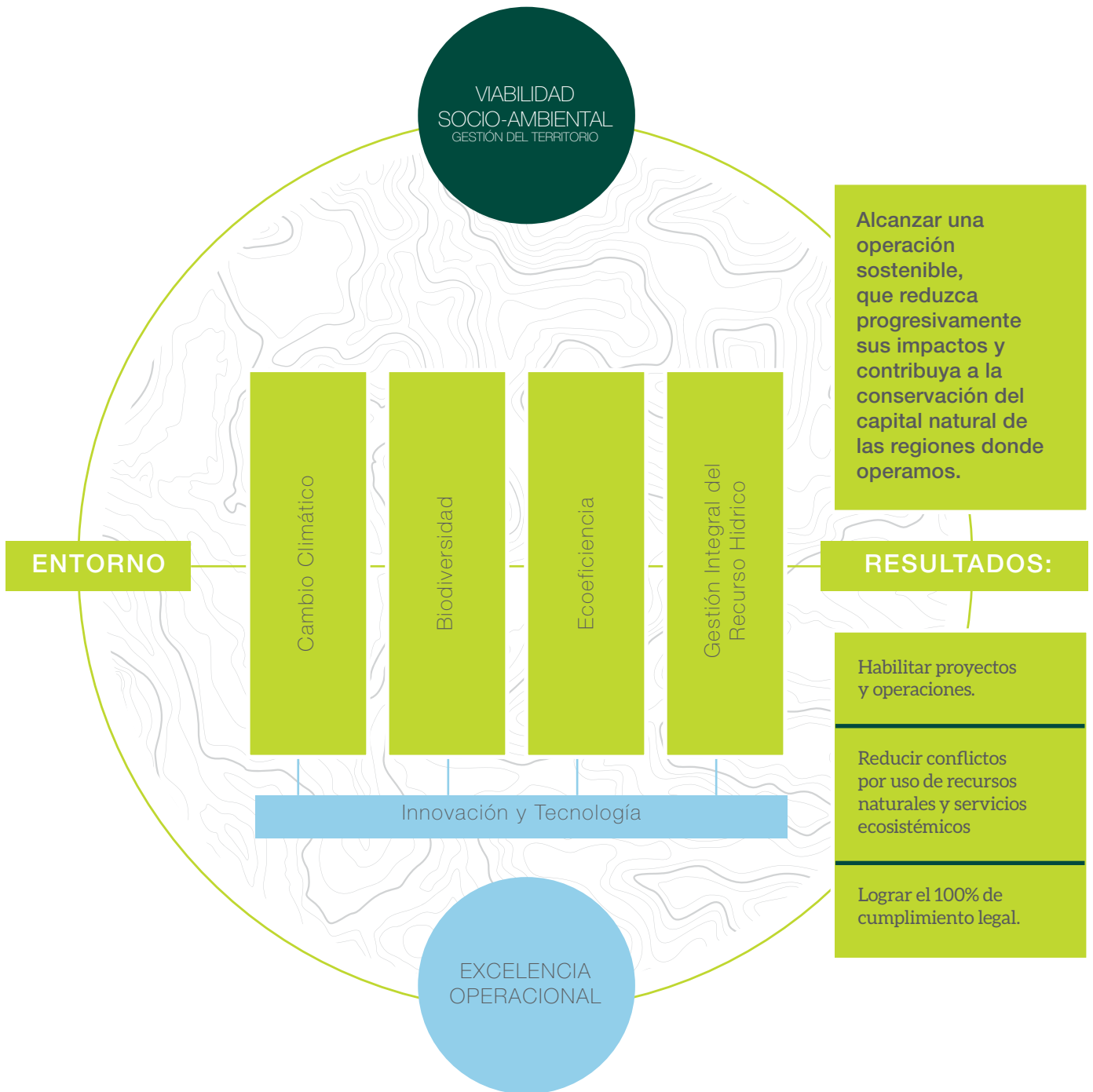
En el segundo semestre del 2015 Ecopetrol replanteó la Estrategia de gestión del entorno, en donde la dimensión ambiental es una variable fundamental. Dicha estrategia tiene como objetivo esencial asegurar la **viabilidad de sus operaciones** en el largo plazo, mediante el fortalecimiento de las capacidades de la empresa y de las entidades y organizaciones locales, para crear y mantener en el tiempo condiciones de prosperidad compartida en las áreas donde opera, y para construir entornos seguros, prósperos y ambientalmente sostenibles.

Teniendo en cuenta la nueva estrategia de entorno, en el 2015 la gestión ambiental

se orientó hacia la búsqueda de **la excelencia operacional**, no sólo enfocada al cumplimiento legal, sino también al mejoramiento del desempeño ambiental de las operaciones de Ecopetrol. Asimismo, se concentró en los siguientes focos estratégicos: Gestión integral del recurso hídrico, Ecoeficiencia, Cambio climático y Biodiversidad.

Dentro de esta estrategia juega un papel muy importante la contribución ambiental que la empresa hace al país a través del mejoramiento de la calidad de sus combustibles.

ESTRATEGIA DE GESTIÓN AMBIENTAL



VIABILIDAD SOCIOAMBIENTAL



La viabilidad socioambiental es un proceso que apalanca el desarrollo de proyectos de exploración, producción, transporte y refinación, y que permite dar continuidad a las operaciones de la empresa a través del trámite de autorizaciones y licencias ambientales.

Los resultados obtenidos en 2015 fueron los siguientes:

31

autorizaciones ambientales entre licencias y establecimiento de Planes de Manejo Ambiental (PMA), otorgadas por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

247

autorizaciones ambientales para permisos de uso y aprovechamiento de recursos otorgados por las Corporaciones Autónomas Regionales.

175

estudios requeridos para la viabilidad ambiental de proyectos, asegurados en calidad, lo que disminuyó las devoluciones por parte de las autoridades ambientales y los tiempos en la consecución de los permisos y licencias.

2

audiencias públicas, una de ellas dentro del marco del proceso de licenciamiento ambiental para el Campo Cubarral, y otra para el área de perforación exploratoria Taray, las dos ubicadas en el Meta.

Por otro lado, se continuó con la implementación del convenio con la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), cuyo objetivo es fortalecer las competencias técnicas especializadas en materia ambiental del sector de hidrocarburos y preparar al sector ante la nueva normatividad ambiental.

En el marco de este convenio, durante 2015 se desarrollaron unos instrumentos para

el licenciamiento ambiental, de acuerdo con lo establecido en el decreto 2041 de 2014; unos procedimientos para optimizar los programas de arqueología preventiva aplicados para el sector hidrocarburos, y se apoyaron procesos externos en cuanto a normatividad ambiental para el sector, como la revisión de proyectos de ley, decretos y resoluciones ambientales.

EXCELENCIA OPERACIONAL | G4-DMA



A través de la excelencia operacional, Ecopetrol adopta procesos industriales de alto desempeño que evitan la afectación ambiental y aseguran la seguridad y la integridad de sus trabajadores y de las comunidades.

Estos procesos industriales aseguran una operación limpia que previene, minimiza y controla la producción de residuos, emisiones y vertimientos, de acuerdo con lo establecido

en los instrumentos de manejo ambiental (licencias ambientales – PMA). Asimismo, la gestión ambiental de Ecopetrol se enfoca prioritariamente hacia la prevención y mitigación de impactos, y contribuye al mejoramiento de la calidad ambiental tanto de las áreas donde opera como de las ciudades lo cual se realiza, principalmente, a través del mejoramiento de la calidad de los combustibles que produce.

Para el logro de la excelencia operacional, la gestión ambiental se concentra en cuatro orientadores estratégicos:



G4-DMA |

Gestión integral del recurso hídrico: tiene como objetivo asegurar el cumplimiento legal en materia del recurso hídrico y reducir los conflictos por uso de agua en las áreas cercanas a las operaciones y proyectos de la empresa. Los ejes de este orientador concuerdan con los objetivos definidos en la Política Nacional para la Gestión del Recurso Hídrico en Colombia 2010:

Ejes



Demanda



Riesgo



Oferta



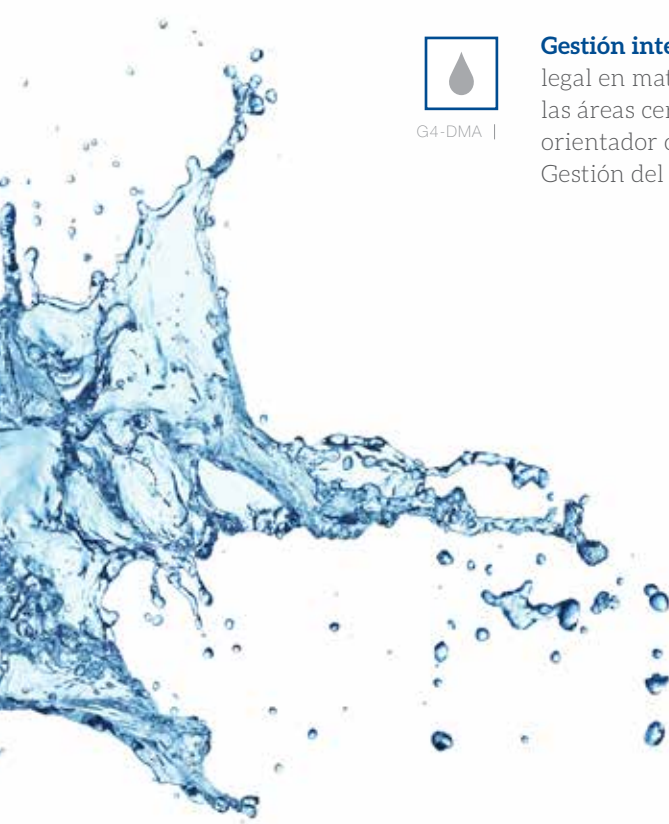
Fortalecimiento Institucional



Calidad



Gobernabilidad





G4-DMA |

Ecoeficiencia: tiene como objetivo la implementación de acciones para minimizar el uso de recursos, mitigar impactos ambientales y agregar valor a la organización. Los ejes definidos para este orientador son:

Ejes



Uso eficiente
de recursos



Reducción
progresiva de
impactos



Reducción de
impactos en
la cadena de
abastecimiento



G4-DMA |

Biodiversidad: tiene como objetivos principales conocer el entorno en términos de biodiversidad y reducir conflictos en ecosistemas intervenidos por las operaciones y proyectos de la empresa. Los ejes temáticos establecidos para este orientador estratégico son:

Ejes



Conocimiento
de la biodiversidad



Conservación
de la biodiversidad



G4-DMA
G4-EC2

Cambio climático: tiene como objetivos principales lograr una operación baja en emisiones de carbono y reducir la vulnerabilidad de las operaciones e instalaciones a los efectos del cambio climático, a través de la implementación de cuatro ejes temáticos: mitigación, adaptación y vulnerabilidad, tecnología e investigación y participación en la construcción de documentos de política, contribuyendo con esto al reto empresarial de seguir creciendo de forma sostenible.

Ejes



Mitigación



Vulnerabilidad y adaptación



Tecnología e investigación



Participación en construcción de documentos de política

LOGRAR OPERACIONES BAJAS EN EMISION DE CARBONO Y **REDUCIR LA VULNERABILIDAD DE LAS OPERACIONES E INSTALACIONES.**

G4-DMA |

RETOS ESTRATÉGICOS AMBIENTALES



La estrategia ambiental se mide a través de tres indicadores que se reportan al Tablero Balanceado de Gestión (TBG) de la empresa. Los resultados de los retos estratégicos definidos para 2015, así como las metas planteadas para 2016, se presentan en la tabla 51.

Tabla 51.
Indicadores ambientales

G4-EN30
OG13 |

Indicador	Incidentes ambientales por causa operacional		
Unidad	Meta/Límite máximo* 2015	Valor real 2015	Meta/Límite máximo 2016
Número	28	11*	21**

G4-EN24 |

Indicador	Barriles derramados por incidentes ambientales por causa operacional		
Unidad	Meta/Límite máximo* 2015	Valor real 2015	Meta/Límite máximo 2016
Barriles	1.028	207*	410**

G4-EN19 |

Indicador	Reducción de emisiones de gases efecto invernadero (GEI), respecto al escenario <i>business as usual</i>		
Unidad	Meta/Límite máximo* 2015	Valor real 2015	Meta/Límite máximo 2016
Toneladas reducidas	172.053	590.211	143.131

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

* Los resultados de los indicadores ambientales 2015 involucran los datos de Ecopetrol S.A. y los datos de la Vicepresidencia de Transporte y Logística como operadora de CENIT, que fueron monitoreados por el Comité Directivo durante el 2015.

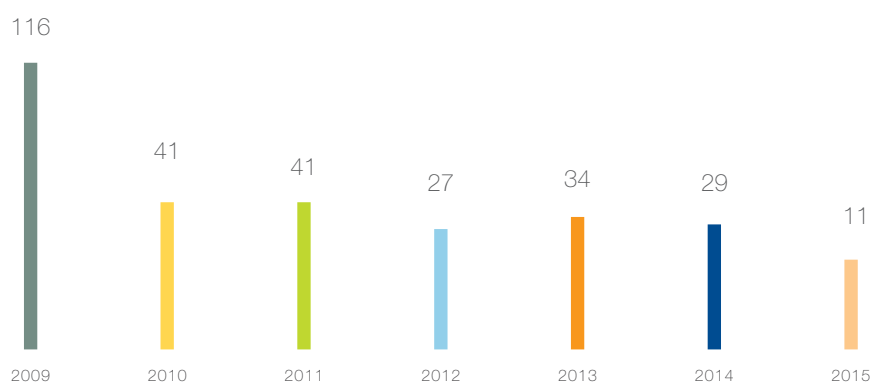
** Las metas y límites máximos de 2016 sólo tienen en cuenta las operaciones de Ecopetrol S.A.

Frente al indicador de incidentes ambientales por causa operacional, se evidenció una mejora con respecto al 2014 en términos de la frecuencia, lo que representó una reducción del 62%. En el gráfico 38 se presenta la evolución del indicador en los últimos siete años.

G4-EN30
OG13

Gráfico 38.

Incidentes ambientales por causa operacional



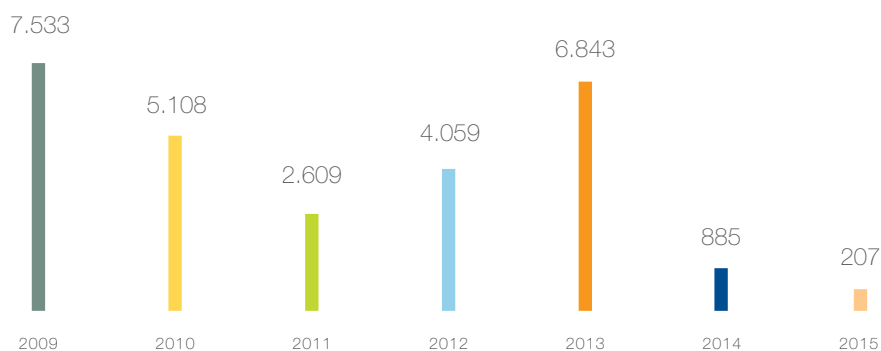
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En cuanto al indicador de barriles derramados, el 2015 fue el mejor año en términos de volúmenes, cumpliendo con el límite máximo establecido. La reducción con respecto al 2014 fue del 77% y frente al promedio de los últimos cinco años, fue del 95% (ver gráfico 39).

G4-EN24

Gráfico 39.

Barriles derramados por incidentes por causa operacional



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Las mejoras en los resultados de los dos indicadores anteriormente descritos son consecuencia de los programas que ha venido implementando la empresa en términos de integridad de activos, de los procesos de identificación de equipos críticos (principalmente ductos) que han sido intervenidos por encontrarse en valoración de riesgo muy alto o alto, y del aseguramiento de la aplicación de procedimientos operativos que han reducido la probabilidad de la generación de incidentes ambientales.

G4-EN19 | Con respecto al indicador de Reducción de emisiones de GEI, es importante mencionar que la empresa tuvo una reducción de 590.211 toneladas equivalentes de CO₂, lo

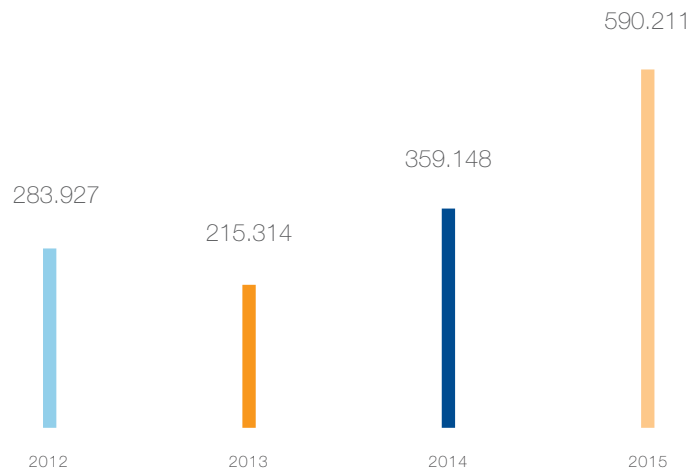
que representó un 243% por encima de la meta fijada para el 2015. Esta mejora en la reducción de emisiones de GEI se dio gracias a:

- La estrategia de optimización energética de la Refinería de Barrancabermeja, a través de iniciativas para obtener un despacho técnico económico de consumo de vapor y energía eléctrica.
- La implementación de proyectos de reducción de emisiones, enfocados en procesos de recuperación de gases y su aprovechamiento, en la Vicepresidencia Regional Central – Gerencias de Desarrollo y Operaciones De Mares y La Cira Infantas – Teca.

En el gráfico 40 se presenta la evolución de este indicador en los últimos cuatro años.

Gráfico 40.

Reducción de emisiones de gases efecto invernadero – Toneladas CO₂eq



INVERSIONES I G4-DMA

AMBIENTALES

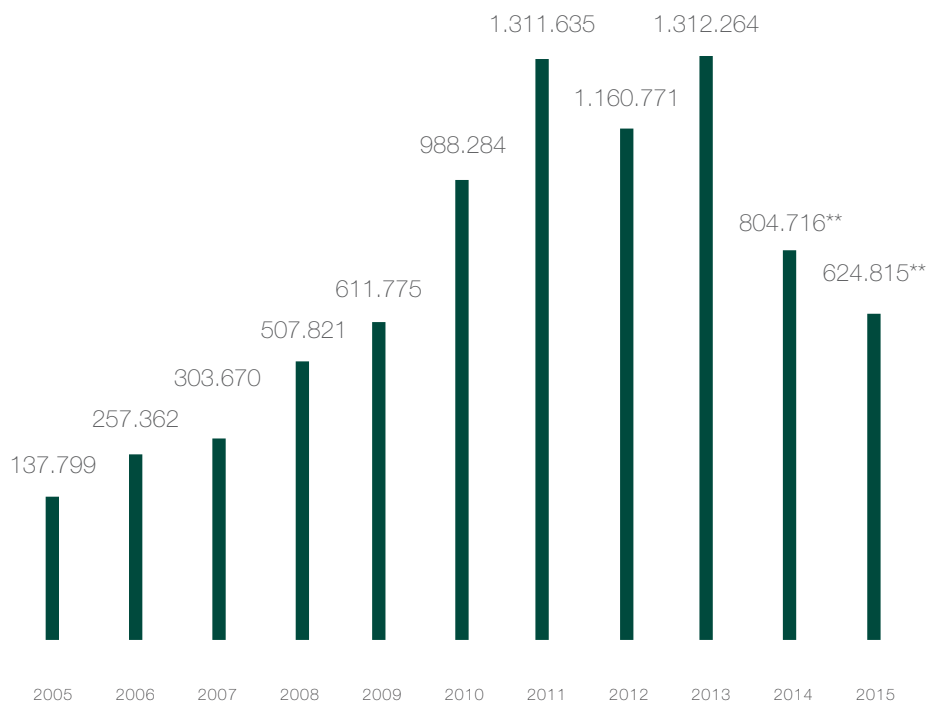


En 2015 Ecopetrol S.A invirtió \$624.815 millones en programas ambientales, lo que representó una disminución de 22% con respecto al 2014. Lo anterior obedeció a un esfuerzo de optimización de la inversión ambiental en las áreas operativas siguiendo las directrices de la nueva estrategia de gestión del entorno, y a la disminución de los procesos de viabilidad ambiental en proyectos y operaciones, lo que trajo como consecuencia una reducción de estudios ambientales debido a la suspensión de proyectos por la coyuntura de los bajos precios del petróleo.

Ver evolución de la inversión ambiental en el gráfico 41.

Gráfico 41.

Inversiones y gastos ambientales de Ecopetrol S.A (millones de pesos)*



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

*Estas cifras corresponden a la información que se remite a la Contraloría General de la República, de inversiones y gastos ambientales de acuerdo con los reportes de cada una de las vicepresidencias.

**Este valor no incluye las inversiones y gastos de CENIT.

G4-EN31 | **La inversión ambiental de Ecopetrol en 2015 se distribuyó de la siguiente manera:**

\$112.541

>

millones en inversiones ambientales operativas, dirigidos a la ejecución de estudios ambientales, diagnósticos, trámites legales, interventorías, operación y mantenimiento de equipos y redes de monitoreo, y otros aspectos asociados a la gestión ambiental, tales como inversiones en educación, fomento y temas administrativos.

\$34.994

>

millones para programas relacionados con el agua en temas como recuperación y protección del recurso natural, compra y montaje de equipos para control y seguimiento de la cantidad y calidad del recurso hídrico superficial o subterráneo.

\$12.893

>

millones dirigidos a programas de recuperación y protección de bosques.

\$44.866

>

millones para programas de recuperación y protección del aire, representados en adquisición de equipos o desarrollo de tecnologías productivas para reducción de emisiones atmosféricas.

\$95.457

>

millones para programas de recuperación y protección del suelo (programas de protección geotécnica).

\$4.734

>

millones en programas de preservación, conservación y uso racional de la biodiversidad.

\$225.258

>

millones en programas de agua potable y saneamiento básico, tratamientos de aguas residuales, construcción e implementación de obras de abastecimiento de agua potable, y manejo y disposición de residuos sólidos y peligrosos.

\$93.887

>

millones en programas y actividades de gestión del riesgo tales como la prevención y atención de desastres.

\$185

>

millones en programas de gestión ambiental urbana.

Por otro lado, las inversiones y gastos ambientales de CENIT, que se ejecutaron a través de la Vicepresidencia de Transporte y Logística de Ecopetrol como operador de los activos de CENIT durante 2015, fueron de \$165.487 millones. En la tabla 52 se presenta la distribución de dicha inversión.

Tabla 52.

Gastos e inversiones ambientales CENIT 2015

Total de gastos e inversiones en medio ambiente	
Descripción	Millones de pesos
Inversiones ambientales operativas relacionadas con la operación de la empresas (estudios ambientales, trámites legales, interventorías, mantenimiento de equipos, monitoreos, actividades de educación y fomento)	46.808
Inversión en programas de protección y recuperación de recursos naturales renovables agua - aire - suelos - bosques - biodiversidad	17.557
Inversión en agua potable y saneamiento básico	9.141
Inversión ambiental en gestión del riesgo	91.981
TOTAL	165.487

G4-EN13
G4-EN31

INVERSIÓN AMBIENTAL REGIONAL ESTRATÉGICA



En 2014 Ecopetrol estructuró la iniciativa Inversión Ambiental Regional Estratégica (IARE), cuyo objetivo es aportar a la reducción de conflictos asociados al uso y aprovechamiento de recursos naturales y a la viabilidad ambiental de proyectos y operaciones de Ecopetrol, en las regiones donde tiene presencia.

En el marco de esta iniciativa se aprobó la cofinanciación de 19 proyectos para la vigencia 2015 - 2017, en diferentes regiones del país, por un monto de \$24 mil millones.

Actualmente se encuentran 18 proyectos en ejecución que permitirán generar la reducción

y captura de 440.000 toneladas de CO₂ eq; la degradación evitada de 7.516 hectáreas; la recuperación y reforestación de 1.100 hectáreas; la recuperación de 120 hectáreas de humedales; el manejo de suelos de 1.000 hectáreas en zonas de pie de monte y de 10.000 hectáreas de sabana inundable, y el monitoreo de 718 puntos de calidad del agua.

Para el desarrollo de estas iniciativas, Ecopetrol cuenta con los siguientes aliados regionales: Cormacarena, Corporinoquia, Fundación Natura Colombia, Asprodi, Patrimonio Natural, Ideam, Corantioquia, Cornare, Masbosques, Unisangil, Corpochivor, Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena y Corponariño.

COMPENSACIONES AMBIENTALES E INVERSIÓN DEL 1%



Como resultado de una licencia ambiental o de los permisos de uso de recursos naturales renovables, se pueden llegar a generar hasta 17 tipos de compensación ambiental e inversión del 1% (de la que trata el artículo 23 de la Ley 99 de 1993), los cuales son impuestos por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, las Corporaciones Autónomas Regionales o las autoridades de los grandes centros urbanos. Cada obligación puede tener requerimientos, actividades diferentes y tiempos distintos, según

sea la política de cada una de las diferentes autoridades ambientales.

Ecopetrol, de acuerdo con su nueva estrategia de gestión del entorno, ha definido que las inversiones ambientales impuestas por los instrumentos de control ambiental deben generar beneficios sociales cuantificables, contribuir a la generación de ingresos para las comunidades y a la diversificación de las economías locales.

En 2015 la gestión de las obligaciones de compensación ambiental e inversión del 1% se enfocó en cuatro ejes estratégicos:

Cumplimiento de las obligaciones ambientales:

en 2015 se gestionaron 763 obligaciones de compensación ambiental e inversión del 1%. El mayor volumen de obligaciones se derivó de los permisos de aprovechamiento forestal ante las autoridades ambientales regionales, seguido de la inversión del 1% y en tercer lugar, las originadas por cambio del uso del suelo en los procesos de licenciamiento ambiental y los permisos de tala y poda. Estas obligaciones se concentraron en los procesos de exploración y producción.

Las acciones que históricamente se han adelantado para cumplir las obligaciones han estado orientadas a reforestación protectora y compra de predios, acciones que se están replanteando por medidas más costoefectivas, en el marco de la jerarquía de la mitigación, la conservación de la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos, y la agenda de construcción de paz social.

Fortalecimiento de capacidades: en 2015 se actualizó la guía interna para la gestión de las compensaciones ambientales e inversiones del 1% que incluyó un modelo de gobierno de la información ambiental que se genera en la empresa de forma única, estandarizada

y usable para los diferentes negocios. Los beneficios del modelo consisten en tener información confiable y eficiente para la toma de decisiones relacionadas con estudios ambientales en los diferentes procesos de Ecopetrol.

G4-EN11 | Definición de las áreas prioritarias de

intervención: se elaboró una guía interna que contienen la metodología para la construcción del portafolio de áreas prioritarias para la inversión ambiental y conservación de la biodiversidad (preservación, restauración, uso sostenible y generación de conocimiento) en

áreas de interés de proyectos y operaciones de Ecopetrol. El portafolio fue desarrollado entre Ecopetrol y el Instituto Alexander von Humboldt y se tomaron como base para el mismo, los lineamientos para la gestión de la biodiversidad y los servicios ecosistémicos.

Se tomaron como variables de priorización:

- Las áreas de operaciones de la cadena de valor de Ecopetrol: exploración, explotación, transporte y refinación, de interés actual y futuro.
- Los municipios que presentan conflictos por uso de recursos naturales.
- El análisis de información de riesgo como amenazas naturales, zonas inestables geológicamente, zonas susceptibles a deslizamientos y salinización, zonas susceptibles a la deforestación, mapa de vulnerabilidad al cambio climático, índice de uso de agua, índice de vulnerabilidad hídrica e índice de calidad del agua.



G4-DMA |

GESTIÓN INTEGRAL DEL RECURSO HÍDRICO



La Gestión integral del recurso hídrico en Ecopetrol busca establecer los lineamientos para garantizar el manejo responsable de este recurso en todos los procesos. Esta gestión no es solo indispensable para garantizar la protección y conservación del medio ambiente, también es un recurso vital para la continuidad operativa de las diferentes áreas del negocio.

Dado lo anterior, Ecopetrol actualiza continuamente los balances de agua para las diferentes áreas operativas, lo cual permite identificar los volúmenes asociados a los distintos usos y oportunidades de reutilización y recirculación de aguas industriales y aguas de producción, con el objetivo de conocer, controlar y hacer un uso eficiente de este recurso.

Confiabilidad de la información

El aseguramiento y la confiabilidad de la información reportada son aspectos en los cuales Ecopetrol trabaja continuamente. Durante 2014, en el Visor Geográfico de Ecopetrol se integraron los mapas de los diferentes puntos de captación y vertimiento, al igual que los atributos que permiten identificar la vigencia de los mismos, el volumen captado o vertido y los volúmenes autorizados.

En 2015 esta información fue actualizada con la implementación del sistema de información de aguas SIGAR-AGUAS, el cual consolida, verifica y reporta toda la información ambiental asociada al uso y aprovechamiento del recurso hídrico en las instalaciones y proyectos de Ecopetrol.

Avances y resultados de la gestión del recurso hídrico

A continuación se relacionan los avances y resultados específicos de cada uno de los ejes estratégicos de la Gestión integral del recurso hídrico, en 2015.

Aseguramiento en la cadena de abastecimiento

A lo largo del año se adelantó una campaña de sensibilización a proveedores con el objetivo de informar la situación del país en lo relacionado con el recurso hídrico, de las consecuencias de la variabilidad climática en los últimos años, de los avances que en el tema ha alcanzado nuestra empresa y sobre todo, enfatizando en que se requiere no sólo el compromiso de los trabajadores directos, sino el concurso de todos los

proveedores que hacen posible el desarrollo de las operaciones y proyectos, para hacer una realidad el propósito de una operación limpia, social y ambientalmente responsable.

En total se publicaron tres boletines, se realizó un conversatorio con las empresas contratistas y se incluyó un criterio de prácticas ecoeficientes (ej. ahorros de agua) en la evaluación de los postulados al Premio RSE a proveedores de Ecopetrol y su Grupo.



DEMANDA



En este eje estratégico se incluyen todas las actividades que le permiten a Ecopetrol desarrollar las acciones necesarias para caracterizar, cuantificar y optimizar la demanda de agua en las áreas operativas y proyectos de la empresa.

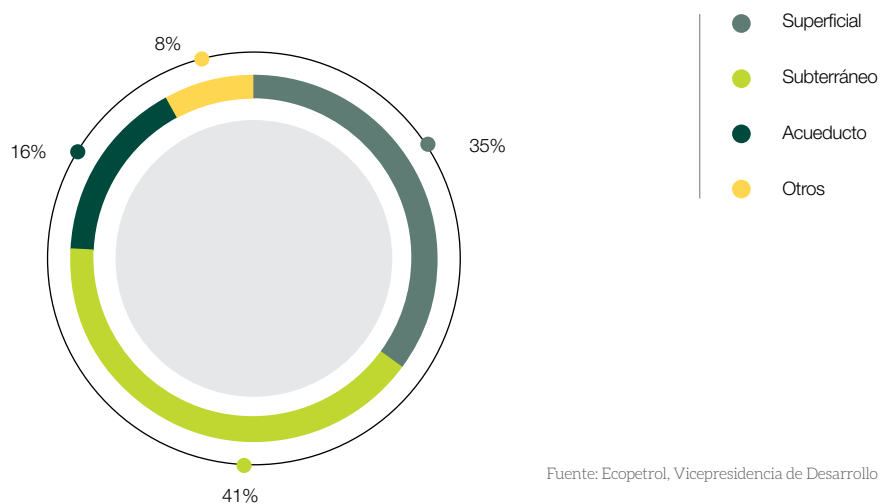
Captación de aguas | G4-EN8

En 2015 se utilizaron en total 184 puntos de captación, lo que representó una disminución del 10% con respecto al 2014. En el gráfico 42 se muestra la distribución por tipo de fuente del total de puntos de captación activos. La categoría "otros", utilizada por primera vez en este Reporte, hace referencia a empresas

de suministro de agua diferentes a los acueductos municipales; anteriormente, estos se reportaban conjuntamente en la categoría acueductos. Los volúmenes de aguas lluvias se presentan más adelante en este Reporte en la sección de reutilización.

Gráfico 42.

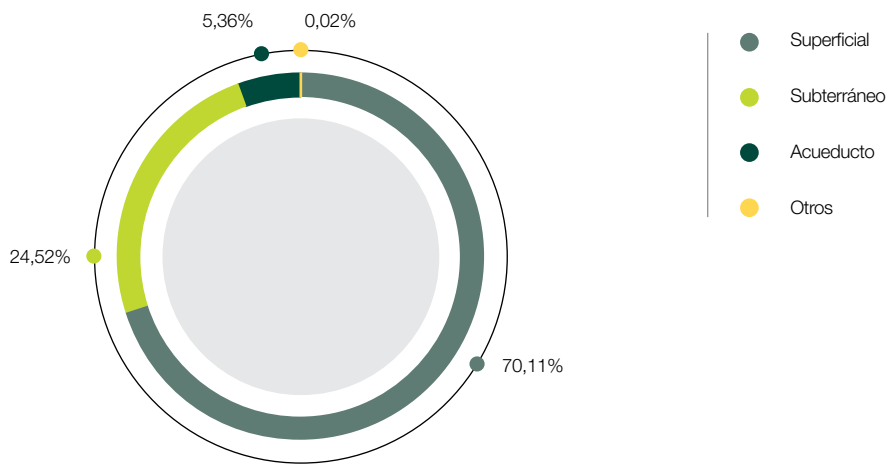
Distribución de puntos de captación por tipo de fuente



En total se capturaron 53,77 millones de m³ de agua lo que representó una disminución del 3% con respecto al 2014, debido a la reducción en el volumen captado en la Refinería de Barrancabermeja, en el proceso de Transporte y en las actividades de Exploración.

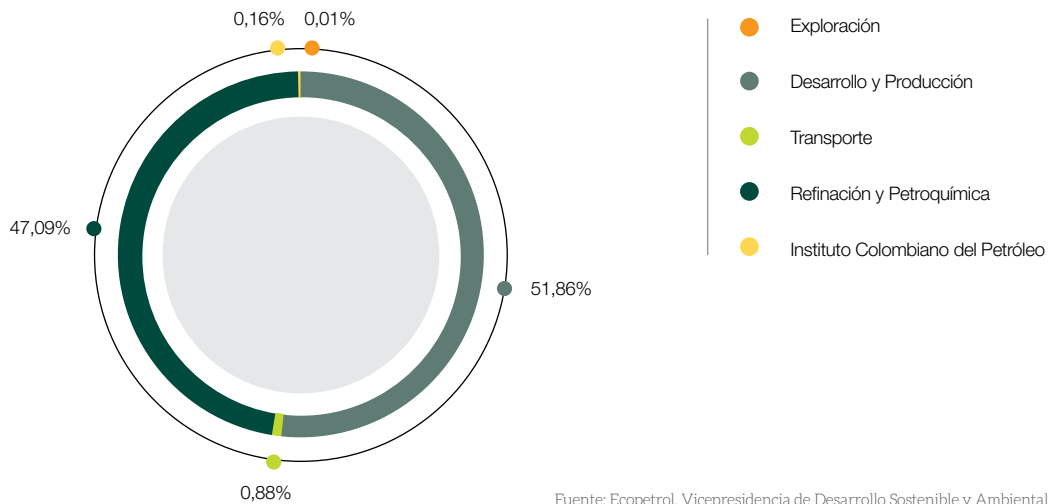
En los gráficos 43 y 44 se observa la distribución de este volumen por tipo de fuente y por procesos en Ecopetrol, respectivamente. Al igual que el año anterior, los mayores consumos se registraron en los procesos de Producción y de Refinación y Petroquímica.

Gráfico 43.
Volumen captado por tipo de fuente



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Gráfico 44.
Distribución del volumen captado por proceso operativo

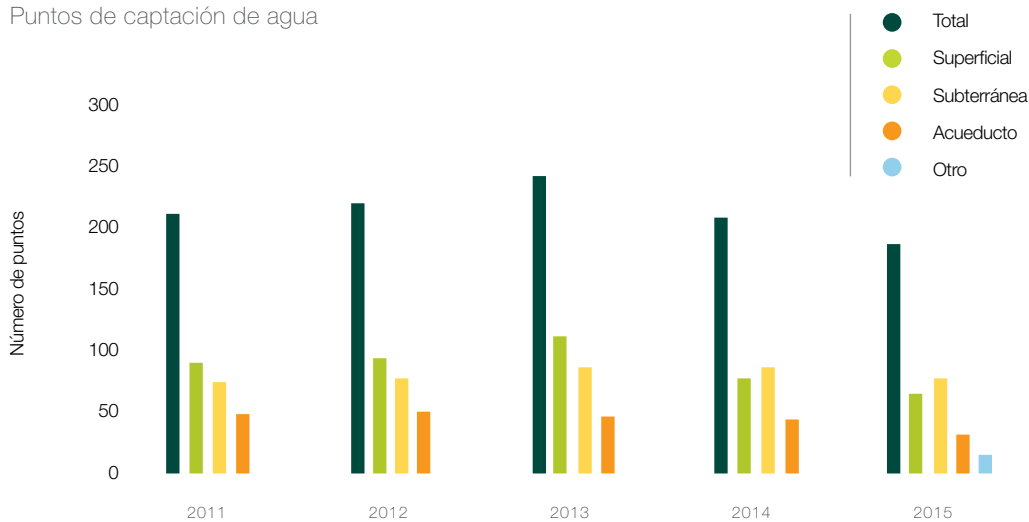


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En el gráfico 45 se observa la trazabilidad de los puntos de captación en los últimos cinco años.

Gráfico 45.

Puntos de captación de agua

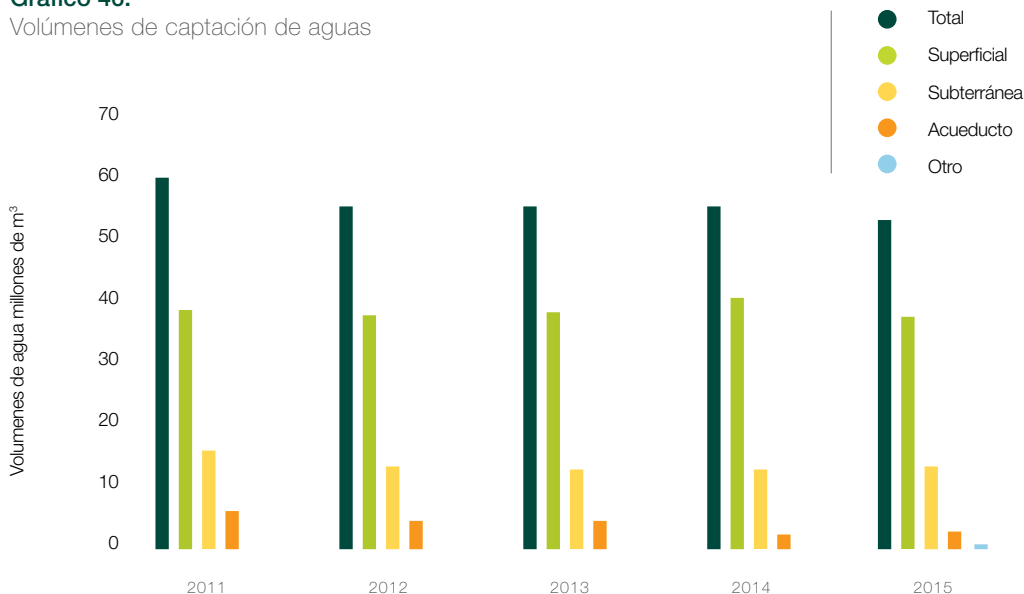


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En el gráfico 46 se puede evidenciar un comportamiento decreciente en el volumen total captado a lo largo de los últimos cinco años, ocasionado en gran parte, por el aumento en la reutilización de aguas de producción en las actividades de recobro mejorado, con lo que se reduce el consumo de agua cruda para esta actividad en los campos de producción.

Gráfico 46.

Volúmenes de captación de aguas



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental



OFERTA



G4-14 | Este eje estratégico está relacionado con la responsabilidad de la empresa frente a la protección de los recursos hídricos de los cuales depende la operación y su entorno. Es por eso que, en alianza estratégica con el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), en los últimos dos años Ecopetrol ha venido realizando el Estudio Nacional del Agua (ENA), documento que el IDEAM entrega al país de manera periódica y que da cuenta del estado y dinámica del agua y los recursos hídricos.

El ENA 2014, que fue publicado en agosto de 2015, es un insumo técnico para la planificación y la gestión integrada del recurso hídrico, en el marco de la Política Nacional. Por las anteriores premisas, el ENA se convierte en un instrumento indispensable para la gestión del agua dentro de la empresa.

G4-EN9 | Para Ecopetrol los cuerpos de agua superficial se constituyen en su principal fuente de abastecimiento de agua. Durante

2015, de los 53,77 millones de m³ que captó la empresa, 37,7 millones de m³ de agua provinieron de fuentes superficiales que se traducen en el 70% del total captado.

Casi la totalidad del recurso captado por Ecopetrol (36,91 millones de m³), proviene de la macrocuenca Magdalena-Cauca. El 99% del total captado de fuentes superficiales proviene de cuatro zonas hidrográficas (ZH): Medio Magdalena (85,97%), Sogamoso (11,50%), Meta (1,24%) y Alto Magdalena (0,65%) en las cuales, la demanda de Ecopetrol es muy baja, de acuerdo con el escenario más crítico de disponibilidad de agua presentado en el ENA 2014.

Con respecto a subzonas hidrográficas, que son las subdivisiones de las zonas hidrográficas, Ecopetrol se abasteció de cuerpos superficiales ubicados en 35 de las 316 subzonas existentes en el país. En la tabla 53 se muestra el análisis oferta - demanda para las subzonas con mayor volumen captado de las principales zonas hidrográficas.



Tabla 53.

Oferta – demanda por subzona hídrica versus captaciones de Ecopetrol (año seco)

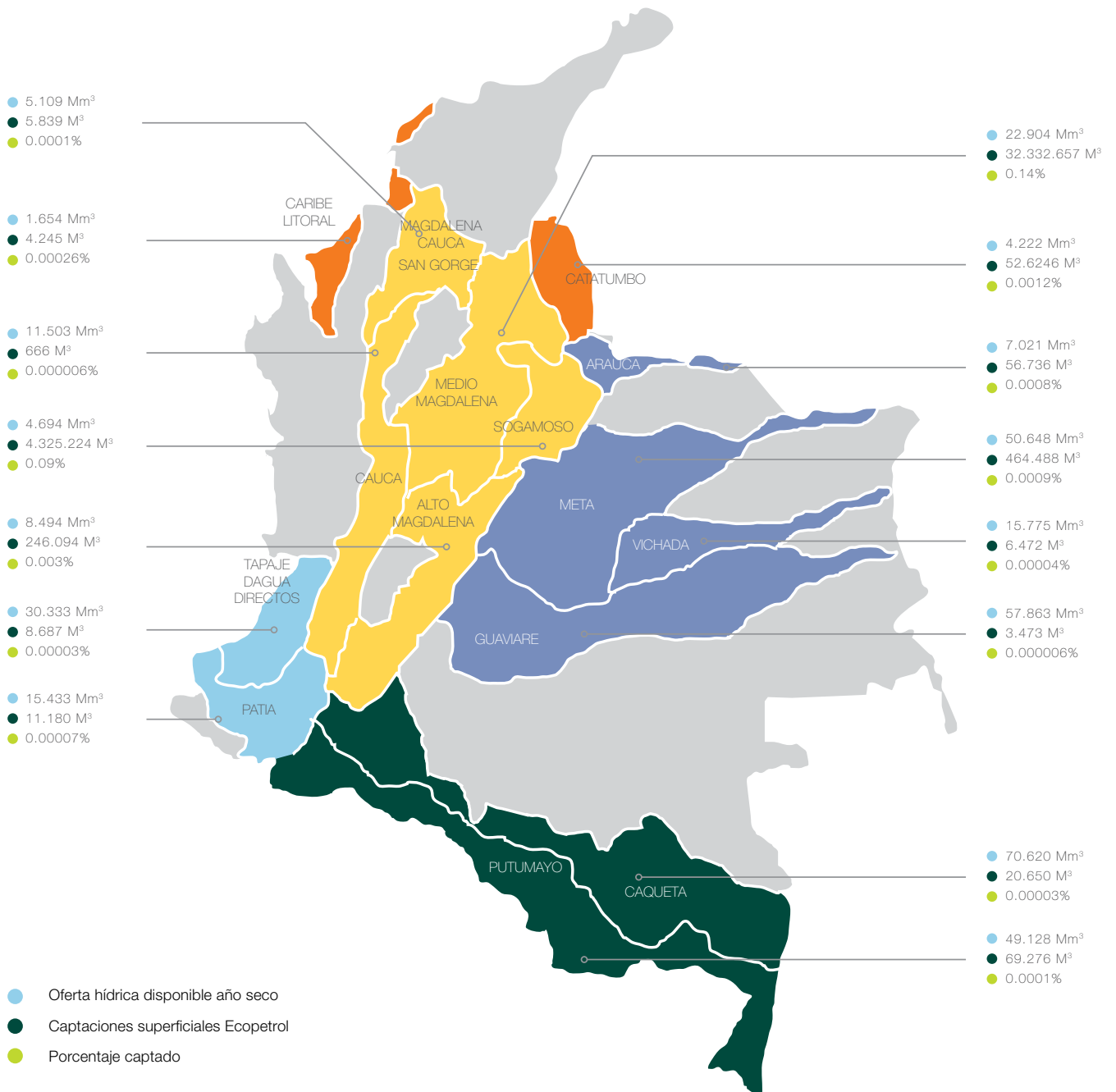
CÓDIGO	SUBZONA HIDROGRÁFICA	CAPTACIÓN ECOPETROL 2015 (m ³)	OFERTA DISPONIBLE (Millones de m ³)	% CAPTADO
ZH Alto Magdalena				
2108	Río Yaguará y Río Íquira	246.094	321	0,08
ZH Medio Magdalena				
2314	Río Opón	32.187.440	1.588	2,03
2319	Río Lebrija y otros directos al Magdalena	122.550	2.110	0,01
ZH Sogamoso				
2405	Río Sogamoso	4.325.224	1.054	0,41
ZH Meta				
3501	Río Metica (Guamal – Humadea)	77.652	2.243	0,003
3503	Río Guatiquía	238.697	1.223	0,02
3519	Río Cusiana	65.264	4.345	0,002

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Con base en los resultados mostrados en la tabla 53 y en general para todas las captaciones superficiales de la compañía que se muestra en el mapa a continuación, se puede concluir que durante 2015 no se presentaron afectaciones significativas a cuerpos de agua superficiales

por captaciones en las instalaciones operativas, ya que en ningún caso se superó la relación del 5% entre el volumen captado y la oferta disponible de determinada subzona hidrográfica, incluso en el escenario más crítico (año seco).

Oferta hídrica disponible año seco por zona hidrográfica frente a captaciones de Ecopetrol durante 2015



Por otro lado, en 2015 se avanzó en la ejecución de iniciativas dirigidas a mejorar el conocimiento y la protección del recurso hídrico:

| G4-EN26

Implementación de estrategias de adaptación al cambio climático, a través del manejo de los recursos hídrico y suelo, con productores de la estrella hídrica del cerro Zamaricote, y en la cuenca alta y media de los ríos Ariporo y Guachiria, en el Casanare.

Realización de línea base para el ordenamiento del recurso hídrico de la subcuenca hidrográfica de las quebradas La Gómez, Santos Gutiérrez, Pescado, Islitas, Caño Peruetano y Ciénaga Paredes, ubicada en los municipios de Sabana de Torres y Puerto Wilches, en Santander.

Implementación de unidades productivas sostenibles como incentivo a la conservación de la biodiversidad y protección del recurso hídrico, en los municipios de influencia del Oleoducto Trasandino, cuencas de los ríos Guaitara, Guisa y Mira Mataje, en Nariño.

Caracterización de usuarios, demanda y calidad de agua en la subzona hidrográfica de los ríos Cravo Sur, Cusiana y Tua, como fomento a la gestión integral en los principales sectores usuarios del recurso hídrico.

Implementación de acciones para la recuperación de humedales en la cuenca baja del río Cimitarra y cuenca baja del río Claro Cocorná Sur, y formulación de un estudio técnico jurídico que oriente la estrategia de conservación de la cuenca baja del río Claro Cocorná Sur, en la territorial Zenufaná de Corantioquia y en la regional Bosques de Cornare.





CALIDAD | G4-DMA



El propósito de este eje estratégico es asegurar actividades que permitan mejorar la calidad y disminuir el impacto sobre el recurso hídrico asociado a la operación de Ecopetrol.

G4-EN22 |

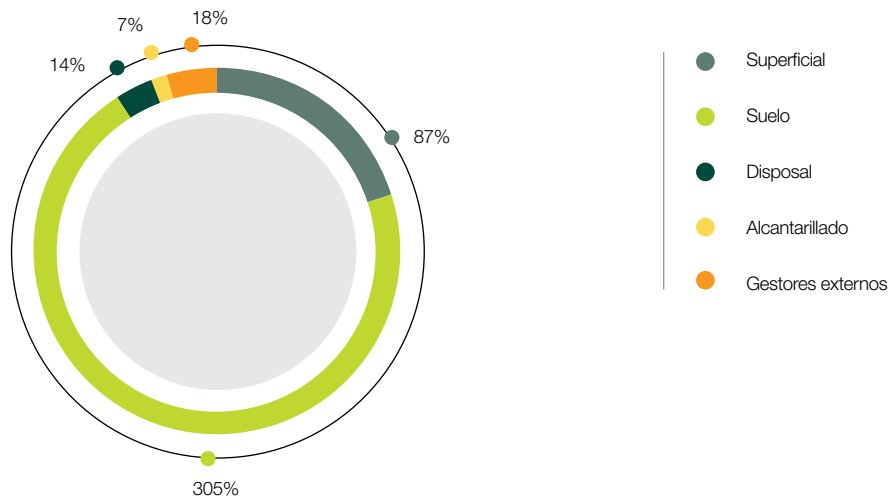
Disposición final de aguas residuales

En 2015 se utilizaron 431 puntos para realizar la disposición final de aguas residuales domésticas e industriales generadas en las diferentes áreas operativas de la empresa, lo que representó una disminución del 3% frente al valor reportado en 2014.

Como se puede observar en el gráfico 47, la mayoría de puntos para disposición final de agua residuales son al suelo; es importante mencionar que el 93% de estas aguas corresponden a aguas residuales domésticas tratadas, mientras que el 7% restante, corresponde a aguas residuales industriales dispuestas en campos de aspersión.

Gráfico 47.

Puntos de disposición final de aguas residuales por destino



Por otro lado, el número de puntos *disposal* aumentó con respecto al año anterior, pasando de 8 a 14, debido a la entrada en operación de nuevos pozos de inyección en Castilla y Caño Sur. En las demás categorías se presentaron disminuciones debido al cierre de algunos puntos de disposición de aguas en cuerpos superficiales,

actualización del inventario de unidades sépticas asociadas a campos de infiltración e inclusión de la categoría gestores externos.

En materia de volumen, el total de aguas residuales dispuestas durante el 2015 fue de 93,75 millones de m³, distribuidos así:

72,54 MILLONES DE M³



correspondieron al volumen de vertimiento a cuerpos de agua superficial, a suelo, a alcantarillado y el enviado a gestores internos.

21,21 MILLONES DE M³



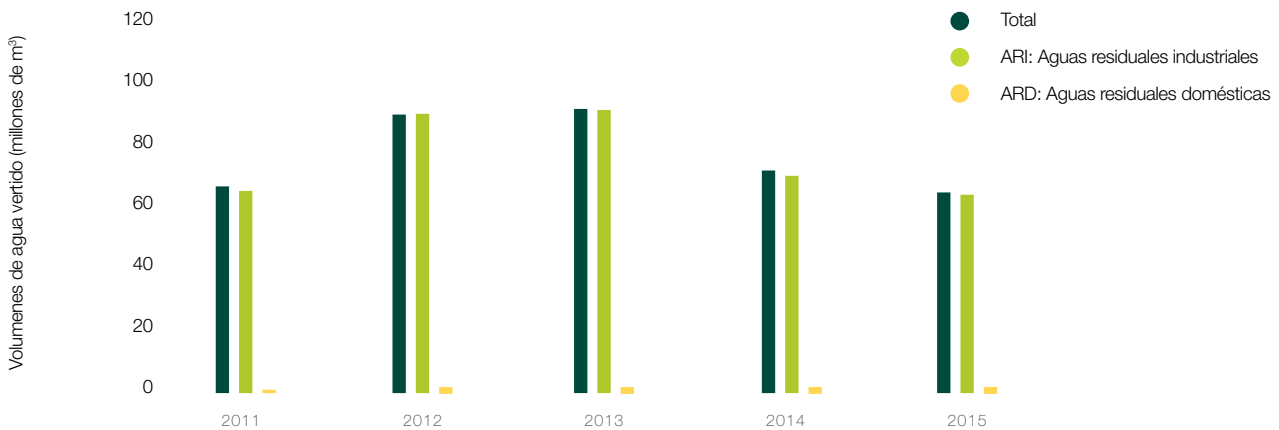
correspondieron al volumen enviado a *disposal*.

Los 72,54 millones de m³ de aguas residuales vertidas en 2015 representaron una disminución con respecto a 2014, año en que se reportaron vertimientos de 79,8 millones de m³. Esta situación se explica por la entrada en operación de nuevos pozos *disposal*.

En el gráfico 48 se observa el comportamiento del volumen vertido de aguas residuales por Ecopetrol en los últimos cinco años. Los vertimientos de agua residual industrial correspondieron al 99% del total del volumen vertido por Ecopetrol, aguas residuales que, en su mayoría, son aguas de producción.

Gráfico 48.

Volumen vertido de aguas residuales en los últimos 5 años

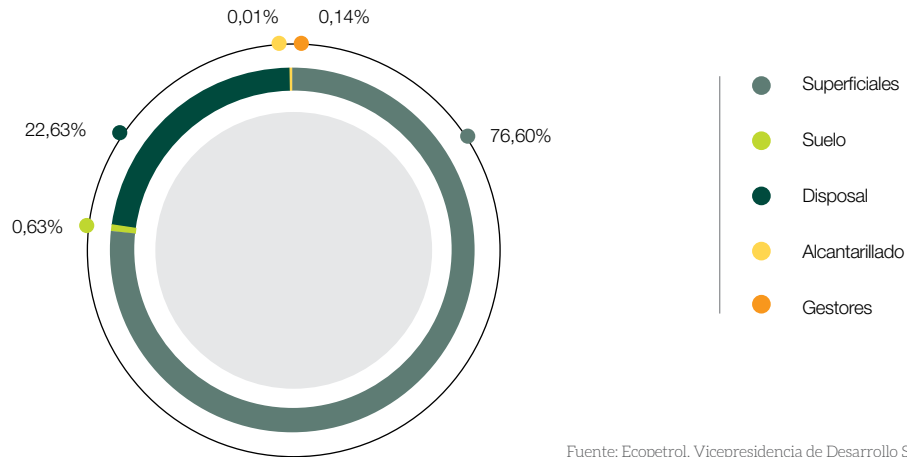


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En el gráfico 49 se puede evidenciar la distribución del volumen de aguas residuales dispuestas por tipo de fuente receptora.

Gráfico 49.

Volumen de aguas residuales dispuestas por destino



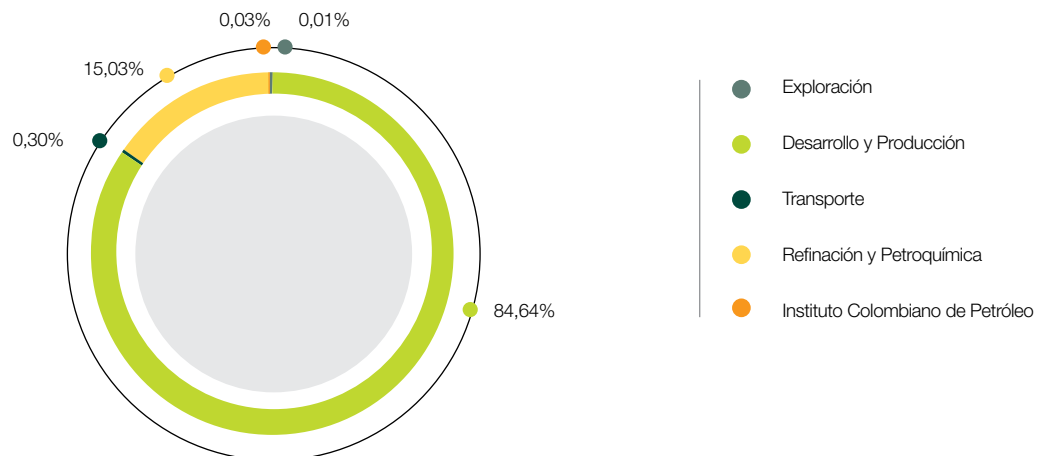
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Como se puede observar en el gráfico 50, la mayor cantidad de aguas residuales dispuestas se presentaron en el proceso de producción, con un 84,64% (en su gran mayoría son aguas resultantes del proceso de extracción de

hidrocarburos); seguido de refinación y petroquímica, con 15,03%; transporte, con 0,3%, y el restante 0,03%, de exploración y el Instituto Colombiano del Petróleo.

Gráfico 50.

Volúmenes de aguas residuales dispuestas por procesos



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Cargas de sustancias aportadas a cuerpos superficiales | G4-EN26

Para 2015, la estimación de la carga orgánica biodegradable (DBO5) vertida a cuerpos de agua superficial después de tratamiento, fue de 5.560 toneladas, mientras que la carga de sólidos suspendidos totales (SST) fue de 4.935 toneladas.

Inyección de aguas de producción | OG5

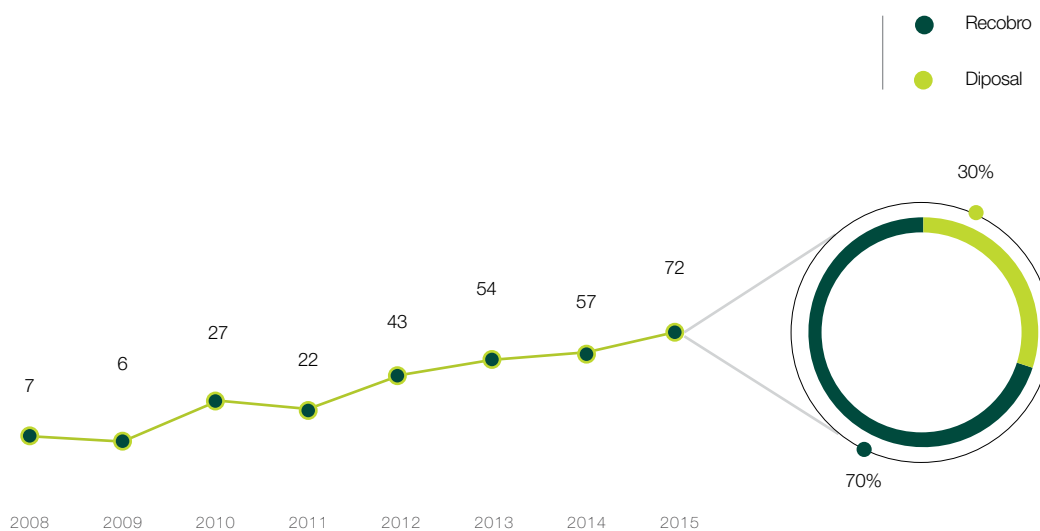
Con el propósito de disminuir el volumen vertido a cuerpos de agua superficiales, Ecopetrol viene adelantando actividades encaminadas a inyectar las aguas de producción, ya sea como *disposal* o como recobro secundario, destacándose que este último genera, además, una reducción en las captaciones de agua cruda y en los vertimientos.

El volumen de aguas de producción inyectado en *disposal* en 2015 fue de 21,21 millones de m³ y el volumen de aguas de producción inyectado para recobro secundario, fue de 50,65 millones de m³.

En el gráfico 51 se observa el histórico del volumen de aguas de producción inyectadas y el porcentaje específico para cada uno de los destinos.

Gráfico 51.

Inyección de aguas de producción – Millones de m³





■ DE ACUERDO CON LOS DATOS ANTERIORES Y TENIENDO EN CUENTA QUE LAS INICIATIVAS DE REUTILIZACIÓN GENERAN UNA REDUCCIÓN EN EL VOLUMEN DE AGUA CAPTADA, SE PUEDE CONCLUIR QUE DURANTE 2015 ECOPEPETROL DEJÓ DE CAPTAR 65,56 MILLONES M³ Y DEJÓ VERTER EL MISMO VOLUMEN.

Volumen total de agua recirculada o reutilizada

| G4-EN10

Reutilización de aguas provenientes de captaciones

Durante 2015 se reutilizaron o recircularon 13,63 millones de m³ de agua provenientes de fuentes de captación, lo que representó el 25% del agua total captada en este periodo; el 99,7% de este volumen fue reportado por actividades realizadas en los procesos de Refinación y petroquímica, lo que representó un reúso del 54% del agua total captada en dicho proceso.

El 99,1% correspondió a reutilizaciones (agua efluente de un proceso que se utiliza nuevamente en otro) realizadas en los procesos de Transporte, Exploración y Refinación y petroquímica, mientras que el restante 0,9% correspondió a recirculación (agua efluente de un proceso que se utiliza nuevamente en el mismo proceso) reportada en la Refinería de Cartagena.

Reutilización de aguas de producción

En 2015 se reutilizaron un total de 51,933 millones de m³ de aguas de producción que correspondieron al 39% del total de aguas producidas a través de las siguientes iniciativas:

■ Recobro secundario

Con el propósito de disminuir el volumen de agua cruda captada y de aguas de producción descargadas a cuerpos de agua superficiales en las instalaciones de producción, Ecopetrol ha venido adelantando estrategias encaminadas a aumentar la reinyección de aguas de producción en las formaciones productoras para mejorar la producción de crudo; durante 2015 se reinyectaron 50,647 millones de m³ lo que correspondió a un aumento del 7% frente al 2014.

Por otro lado, el 74% del agua utilizada para recobro secundario en Ecopetrol proviene de aguas de producción y el restante 26%, proviene de fuentes naturales.

■ Área de Sostenibilidad Agroindustrial (ASA)

Se reusaron 1,075 millones de m³ de aguas de producción en actividades de riego, a través del proyecto ASA, en el Campo Castilla.

■ Otros

Se reutilizaron 0,210 millones de m³ de aguas de producción en otras actividades como preparación de lodos de perforación, mantenimiento de pozos y sistemas contraincendios.

RIESGO



Alrededor del recurso hídrico, Ecopetrol ha identificado tres tipos de riesgos:

1

Riesgos físicos

2

Riesgos regulatorios y jurídicos

3

Riesgos reputacionales

1 Riesgos físicos | G4-EC2

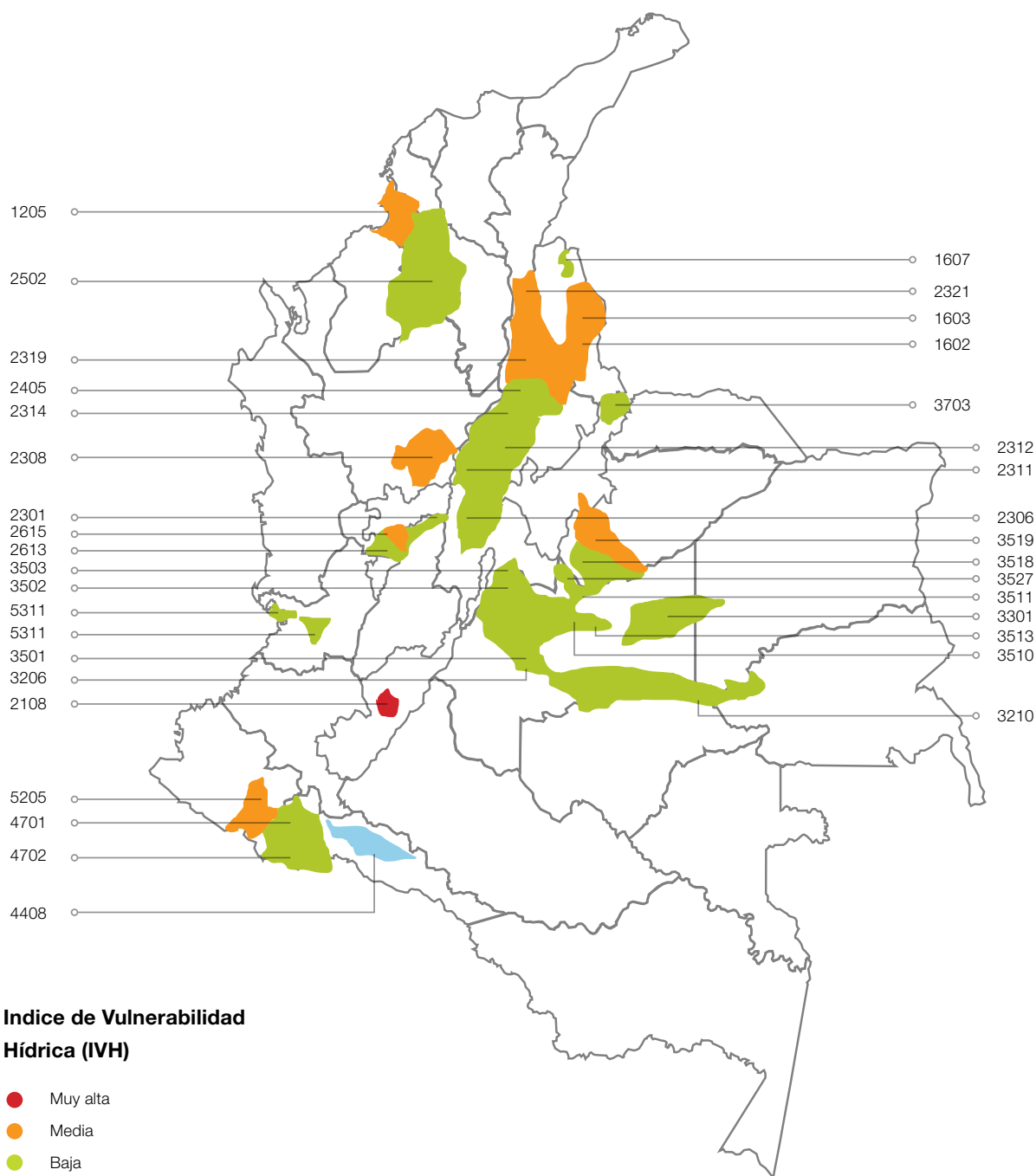
El Estudio Nacional del Agua (ENA) es un insumo técnico para la planificación y la gestión integrada del recurso hídrico en el marco de la Política Nacional. Con este insumo y con la información consolidada con la entrada en funcionamiento de la plataforma SIGAR - AGUAS, se actualizó el estudio Análisis de conflictos y zonas de criticidad en áreas de operación de Ecopetrol, como insumo para la gestión de riesgos asociados al agua.

Por otro lado, el IDEAM, en el Estudio nacional del agua 2010, determinó el Índice de Vulnerabilidad Hídrica (IVH) que indica

el grado de fragilidad del sistema hídrico para mantener una oferta de abastecimiento de agua que, ante eventos de variabilidad climática como periodos largos de estiaje o eventos como el Fenómeno del niño, podrían generar riesgos de desabastecimiento. El IVH se determina a través de una matriz de relación de rangos del Índice de regulación hídrica (IRH) y el Índice de uso de agua (IUA).

En el siguiente mapa se muestran las subzonas hidrográficas en las cuales Ecopetrol captó agua de cuerpos superficiales con su respectivo IVH, de acuerdo con la información publicada en el ENA 2014.

Índice de Vulnerabilidad Hídrica (IVH) para las subzonas hidrográficas con captaciones superficiales durante 2015



En la tabla 54 se identifican las subzonas hidrográficas con un IVH medio o muy alto incluyendo el volumen captado.

Tabla 54.
Subzonas hidrográficas con IVH medio o muy alto

CÓDIGO IVH	SUBZONA HIDROGRÁFICA	VOLUMEN CAPTADO 2015 (m ³)
2108	Río Yaguará y Río Íquira	246.094
1205	Directos Caribe Golfo de Morrosquillo	4.245
1602	Río Zulia	4.694
1603	Río Nuevo Presidente - Tres Bocas (Sardinata, Tibú)	873
2308	Río Nare	1.460
2319	Río Lebrija y otros directos al Magdalena	122.550
2321	Quebrada El Carmen y otros directos al Magdalena Medio	163
2615	Río Chinchiná	181
3519	Río Cusiana	65.264
5205	Río Guáitara	121

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Si bien la subzona hidrográfica del Río Yaguará y Río Íquira está calificada con índice de vulnerabilidad muy alto, la captación realizada por Ecopetrol representa únicamente el 0,04% en año medio y 0,07% en año seco del total de la oferta hídrica disponible.

Adicional a lo anterior, los escenarios de variabilidad climática que afectan al país se han vinculado a la información para la gestión del recurso hídrico. Durante 2015, el IDEAM continuó emitiendo alertas sobre el fortalecimiento del Fenómeno del niño, información con la cual Ecopetrol actualizó la identificación y el análisis de zonas críticas para la operación.

La disminución de las precipitaciones en los últimos meses del 2015 como consecuencia del fortalecimiento del Fenómeno del Niño, generó un descenso significativo en los

niveles del río Magdalena, principalmente en las cuencas media y baja, en donde se observaron niveles por debajo de los valores mínimos históricos promedio reportados por las estaciones Barrancabermeja, Gamarra y El Banco. Esta situación ocasionó problemas de abastecimiento en acueductos municipales, afectación a sistemas de riego, restricción de navegación para grandes embarcaciones y disminución de niveles de embalses. Esto generó para Ecopetrol inconvenientes en el transporte fluvial de los productos refinados.

Como resultado de análisis de los riesgos físicos anteriormente descritos, se concluye que Ecopetrol cuenta con la disponibilidad hídrica suficiente para el desarrollo de los diferentes proyectos; no obstante, es un análisis que deberá realizarse todos los años con el fin de visualizar cualquier cambio en la demanda o en la oferta del recurso.

G4-DMA
G4-EN29

2 Riesgos regulatorios y jurídicos

Durante 2015, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible emitió una normativa de vertimientos a cuerpos de agua, la cual establece los parámetros y valores límites máximos permisibles que deben cumplir, entre otros, las actividades industriales que realicen vertimientos a cuerpos de agua superficiales o alcantarillado público. La Resolución 0631 de 2015 es una norma sectorial; para el caso de hidrocarburos, existen límites específicos

por actividad: exploración producción, refinación, venta, distribución, transporte y almacenamiento.

Durante el segundo semestre de 2015 Ecopetrol realizó la evaluación de sus vertimientos para establecer el plan de acción para el cumplimiento de esta norma, a través de las siguientes actividades:

Verificación del cumplimiento ambiental de la empresa frente a la normativa existente (Decreto 1594) y la nueva norma de vertimientos (Resolución 0631 de 2015, que entró en vigencia el 1° de enero de 2015).

Identificación de la necesidad de la elaboración de planes de reconversión de instalaciones.

G4-DMA
G4-EN34

3 Riesgos reputacionales

Para identificar los riesgos asociados al recurso hídrico que pueden impactar la reputación corporativa de Ecopetrol y su relacionamiento con los grupos de interés en las áreas de operación de la empresa, se realizó un análisis de las PQR (peticiones, quejas y reclamos) recibidas durante 2015, relacionadas con posibles afectaciones al recurso hídrico.

En total se recibieron 168 PQR, es decir, 6% menos que las reportadas en 2014. El 91% de las PQR estuvieron asociadas a los procesos de producción y transporte.

En cuanto al proceso de producción, las temáticas se relacionaron con posibles afectaciones en calidad o disponibilidad del agua en cuerpos superficiales, afectaciones a servicios públicos e inundaciones.

En lo relativo a transporte, las temáticas tuvieron que ver con posibles afectaciones a fuentes de agua superficiales debido a derrames ocasionados por conexiones ilegales y atentados a los oleoductos Transandino y Caño Limón Coveñas.

FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL



De acuerdo con la nueva Estrategia de gestión del entorno, Ecopetrol desarrolla su relacionamiento a la luz de las políticas del Gobierno Nacional dirigidas al fortalecimiento de la institucionalidad. En coherencia con lo anterior, la empresa ha venido participando en iniciativas del ámbito local, regional y nacional para el fortalecimiento en la gestión integral del recurso hídrico, promoviendo las acciones de las autoridades ambientales en la planificación, administración, monitoreo y control del recurso.

De acuerdo con lo anterior, Ecopetrol trabajó durante 2014 y 2015 en alianza estratégica con el IDEAM para la publicación del Estudio Nacional del Agua (ENA), documento que representó un insumo técnico para la planificación y la

gestión integrada del recurso hídrico en el marco de la Política Nacional.

Asimismo, en 2015 Ecopetrol, el IDEAM y Patrimonio Natural, continuaron desarrollando la alianza para dar continuidad a la operación del Sistema de monitoreo de bosques y carbono para Colombia. El monitoreo de bosques naturales del país favorece su preservación, aportando de esta manera a la regulación hídrica necesaria para la disponibilidad de este recurso en el país. Esta alianza generó durante 2015 el Reporte de alertas tempranas de deforestación, correspondiente al segundo semestre de 2014, y el Mapa anual de bosque/no bosque y cambios para el periodo 2013-2014. Los anteriores documentos fueron vinculados a las siguientes iniciativas internas en Ecopetrol:

Guía metodológica para la construcción del portafolio de áreas prioritarias para la inversión ambiental en áreas de interés de proyectos y operaciones de Ecopetrol.

Insumo para la priorización de acciones a implementar en el marco de las compensaciones obligatorias.

Por otro lado, Ecopetrol continuó participando en la Mesa Interinstitucional de la Orinoquía, con el objetivo de promover una adecuada articulación institucional en el marco de la

gestión de las aguas superficiales y subterráneas en la Orinoquía, y la toma de decisiones que asegure la sostenibilidad del recurso.



GOBERNABILIDAD



Este eje estratégico busca participar activamente en el fortalecimiento de la gobernabilidad en la gestión integral del recurso hídrico en el ámbito local y regional.

implementarán planes dirigidos a disminuir la probabilidad de la materialización de los riesgos identificados y a determinar las causas de los eventos.

G4-EN26 |

En 2015 se identificaron seis municipios pareto de riesgos asociados al recurso hídrico, (El Centro, Acacias, Toledo, Albán, Tumaco y Orito), los cuales serán objeto de monitoreo y seguimiento en 2016. En estos municipios se

Por otro lado, en el marco de la iniciativa Inversión Ambiental Regional Estratégica (IARE), se cofinanciaron proyectos relacionados con recurso hídrico, los cuales iniciaron su ejecución en 2015 (ver detalles en la tabla 55).

Tabla 55.

Proyectos con recurso hídrico en el marco de la iniciativa IARE

OBJETIVO DEL PROYECTO	ALIADOS	AVANCE EN RESULTADOS
Caracterizar usuarios, demanda y calidad de agua en la subzona hidrográfica de los ríos Cravo Sur, Cusiana y Tua como fomento a la gestión integral en los principales usuarios del recurso hídrico	Corporinoquía	Identificación de usuarios del recurso Ejecución de la primera campaña de calidad y cantidad del recurso hídrico.
Realizar acciones para la recuperación de humedales en la cuenca baja del río Cimitarra y cuenca baja del río Claro Corconá Sur y formulación del estudio técnico jurídico que oriente la estrategia de conservación de la cuenca baja del río Claro Cocorná Sur, en la territorial Zenufaná de Corantioquia y en la regional bosques de Cornare.	Cornare - Corantioquia	Documento inicial del estudio técnico jurídico para la propuesta de declaratoria de área protegida. Recuperación de 60 hectáreas de humedales, a través de la limpieza de márgenes, el enriquecimiento vegetal, el repoblamiento ictico y la liberación de tortuga de río. Estudio de capacidad de captura/emisión de carbono de los humedales en la cuenca baja del río Claro Cocorná Sur.
Realizar línea base para el ordenamiento del recurso hídrico de la subcuenca hidrográfica de las quebradas La Gómez, Santos Gutiérrez, Pescado, Islitas, Caño Peruetano y Ciénaga Paredes, ubicada en los municipios de Sabana de Torres y Puerto Wilches (Santander).	Unisangil	Análisis de uso de recurso hídrico versus ocupación territorial. Campañas de monitoreo de calidad y cantidad. Inventario de material de arrastre de cuerpos de agua. Análisis de coberturas.
Implementar unidades productivas sostenibles como incentivo a la conservación de la biodiversidad y protección del recurso hídrico, en los municipios de influencia del Oleoducto Trasandino, cuencas de los Ríos Guaitara, Guisa y Mira Mataje (Nariño).	Corponariño	Base de datos de posibles beneficiarios de estufas y parcelas dendroenergéticas.



ECOPETROL ADHIRIÓ AL MANDATO POR EL **AGUA, INICIATIVA DE NACIONES UNIDAS**

| G4-15

En agosto de 2014 Ecopetrol se comprometió públicamente con la gestión sostenible del agua a través de su adhesión a la iniciativa Mandato por el agua (CEO Water Mandate), impulsada por el Pacto Global de Naciones Unidas.

Las empresas que suscriben esta iniciativa se comprometen y reconocen que el sector privado tiene un papel importante en los retos de la gestión del agua.

Esta iniciativa exige que las empresas adherentes trabajen en seis áreas clave, diseñadas para ayudarlas en el desarrollo de un enfoque integral para la gestión del agua:

- Operaciones directas
- Cadena de suministro y gestión de cuencas
- Acción colectiva
- Políticas públicas
- Participación de la comunidad
- Transparencia

La estrategia de Ecopetrol en gestión integral del recurso hídrico involucra acciones en oferta, demanda, calidad, riesgo, fortalecimiento institucional y gobernabilidad, las cuales cubren las seis áreas incluidas en el Mandato.





 Foto panorámica Campo Cusiana, Casanare.

G4-DMA |

ECOEficiencia



Este orientador estratégico incorpora acciones que permitan producir más, consumiendo menos recursos y generando una reducción progresiva de riesgos e impactos ambientales en las operaciones y proyectos. Esto a su vez permite a Ecopetrol aumentar la eficiencia operacional, la confiabilidad, la competitividad de los procesos y la diversificación de las fuentes energéticas.

Con la aplicación de buenas prácticas ecoeficientes, Ecopetrol contribuye al compromiso internacional firmado por Colombia el 1° de febrero de 2013, fecha en la cual el país se convirtió en miembro de la Plataforma para una industria ecológica, un mecanismo de Naciones Unidas para promover el desarrollo sostenible en los gobiernos e industrias.

| G4-15

EJE

USO EFICIENTE DE RECURSOS

El eje busca minimizar el consumo de energía, materiales y, en general, todos los recursos naturales en las operaciones y proyectos de la empresa, contribuyendo así al mejoramiento ambiental operacional.

GESTIÓN AMBIENTAL | G4-DMA DE ENERGÍA

Con el fin de enfrentar de una mejor forma los retos que propone este nuevo escenario energético mundial, Ecopetrol decidió enfocar su estrategia energética en la gestión de la eficiencia y la rentabilidad.

La eficiencia se desarrolla en el marco del programa de Transformación empresarial que durante el 2015, realizó planes de trabajo con los negocios enfocados en la optimización del Capex (inversiones) y el Opex (costos operativos). En este sentido, desde la gestión

energética se logró superar la meta de reducción del costo de energía por valor de \$63 mil millones, a través de la renegociación de condiciones y disminución del consumo de los contratos de energía no regulada.

Por otro lado se continuó con la capitalización de sinergias empresariales con las filiales del Grupo Ecopetrol, superando la meta de ventas de energía en 144%, es decir, \$19,08 mil millones, y beneficios superiores a los \$6,7 mil millones en el costo de la energía.

Consumo de energía | G4-EN3

En la tabla 56 se relaciona el consumo energético global de Ecopetrol en 2015, comparado con los últimos cuatro años.

Tabla 56.
Consumo energético global

	2011	2012	2013	2014*	2015**
Total consumo de energía (MWh*** /año)	5.479.222	5.832.424	6.056.222	5.861.125	6.740.512
Variación	8,4%	6,4%	3,8%	-3,2%	15,3%

Fuente: Ecopetrol, Gerencia de Planeación Operativa

* Los valores se ajustaron de acuerdo con el cierre del balance volumétrico del año.

** Valores estimados debido que a la fecha no se tiene el cierre volumétrico 2015

*** MWh = Mega vatios-hora

G4-EN3 | El consumo directo de energía de Ecopetrol en 2015, desglosado por fuentes primarias, se presenta en la tabla 57.

Tabla 57.
Consumo directo de energía

Matriz	2011 Bped**	2012 Bped	2013 Bped	2014 Bped	2015* Bped	2015* MWh
Gas natural	32.089	31.494	31.602	29.680	25.323	5.056.530
Combustibles líquidos	3.467	3.624	3.656	3.856	5.352	1.105.195
Energía eléctrica	947	1.089	1.111	966	952	578.788
Total	38.514	36.207	36.369	34.503	31.626	6.740.512

Fuente: Ecopetrol, Gerencia de Planeación Operativa

* Valores estimados debido que a la fecha no se tiene el cierre volumétrico 2015

** Bped = Barriles de petróleo equivalentes día

En la tabla 58 se presenta el consumo directo e indirecto de energía, desglosado por fuentes primarias, para el proceso de Producción.

Tabla 58.
Consumo directo e indirecto de energía – Proceso Producción

Tipo energía	2014	2015
	kWh*·año	kWh*·año
Regulada	14.844.043	16.730.763
No regulada	501.533.553	414.381.210
Autogeneración contratada	395.893.105	486.277.265
Autogeneración directa	977.286.067	1.141.667.599

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

*KWh = Kilovatio-hora

A continuación se suministra la información de consumo de energía para los activos con socios de operación directa y para los activos con socios operados por Ecopetrol.

I G4-EN4

En la tabla 59 se relaciona el consumo directo e indirecto de energía desglosado por fuentes primarias, de los campos de operación directa.

Tabla 59.

Consumo directo e indirecto de energía – Campos de operación directa

FUENTE	2014		2015	
	PROMEDIO kWh	MW	PROMEDIO kWh	MW
Sistema Interconectado Nacional	188.376	0,02	77.760	0,01
Eléctrica - Andalucía	332.484	0,04	226.344	0,03
Autogenerada - Gas	17.879.040	2,04	17.875.800	2,04
Autogenerada - Acpm	1.486.080	0,17	1.486.080	0,17

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Activos con Socios

En las tablas 60, 61, 62 y 63 a continuación, se presenta el consumo directo e indirecto de energía, desglosado por fuentes primarias, de los campos de asociación La Cira Infantas, Teca, Casabe y CPO09, respectivamente, los cuales son operados por Ecopetrol.

Tabla 60.

Consumo directo e indirecto de energía - La Cira Infantas

FUENTE	2014		2015	
	PROMEDIO kWh	MW	PROMEDIO kWh	MW
Sistema Interconectado Nacional	358.589.712	40,93	380.982.744	44,1
Termobarranca (Gas)	66.862.728	7,63		
Autogenerada			32.243.736	3,73

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Activos con Socios

Tabla 61.
Consumo directo e indirecto de energía - Teca

FUENTE	2014		2015	
	PROMEDIO kWh	MW	PROMEDIO kWh	MW
Sistema Interconectado Nacional	11.163.264	1,27	9.904.308	1,13

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Activos con Socios

Tabla 62.
Consumo directo e indirecto de energía - Casabe

FUENTE	2014		2015	
	PROMEDIO kWh	MW	PROMEDIO kWh	MW
Generación Refinería Barrancabermeja (Gas)	12.649.064	1,44	71.038.421	8,11
Termobarranca (Gas)	111.298.502	12,71	65.043.218	7,43
Sistema Interconectado Nacional	2.224.279	0,25	4.451.691	0,51

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Activos con Socios

Tabla 63.
Consumo directo e indirecto de energía – CPO09

FUENTE	2015	
	PROMEDIO kWh	MW
ACPM (Combustibles líquidos)	1.123.200	1,56

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Activos con Socios



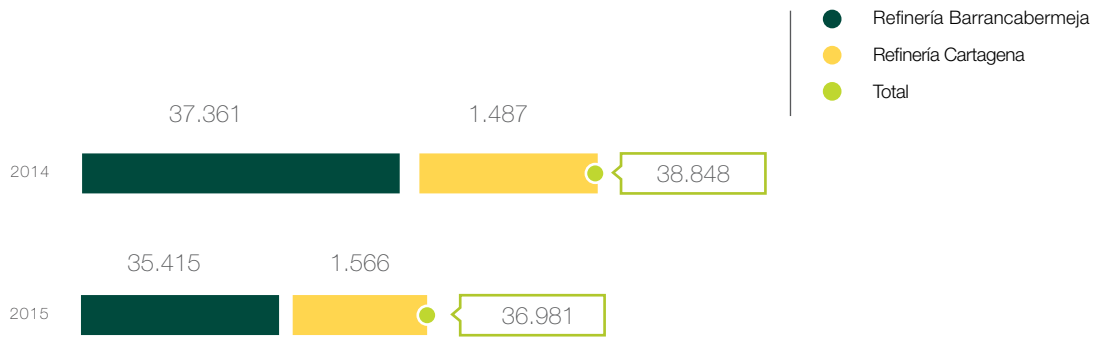
 Refinería de Barrancabermeja

Para el proceso de Refinación, en el gráfico 52 se relaciona el consumo directo de energía en cada una de las refinerías; se debe aclarar que la información de la Refinería de Cartagena corresponde a la operación y mantenimiento de la refinería existente y

los servicios suministrados a Reficar (precomisionado y comisionado); no incluye la energía para el arranque de unidades del proyecto de ampliación y modernización, el cual está bajo la custodia de Reficar.

Gráfico 52.

Consumo directo de energía en refinerías (Unidades en Giga BTU*)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica

* BTU = British Thermal Units

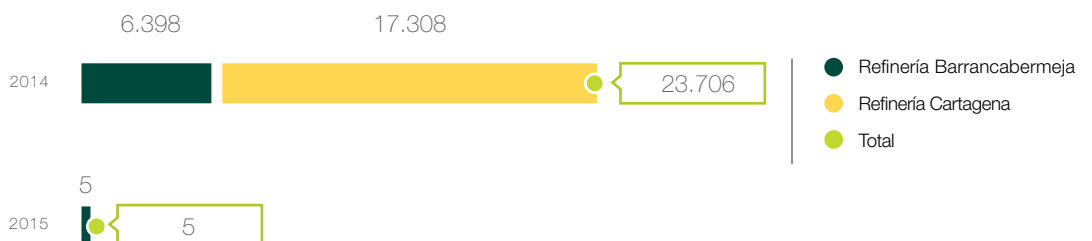
La fuente primaria del consumo directo de energía es gas combustible que se constituye principalmente por gas natural y luego por corrientes de gas del proceso. Se observa una reducción permanente en los consumos de energéticos en la Refinería de Barrancabermeja, a pesar de los incrementos en la carga de crudo de la Refinería, como

resultado de los procesos de optimización y aprovechamiento energético.

En relación con los consumos indirectos de energía, se resalta que en 2015 la energía comprada se redujo a cero en la Refinería de Barrancabermeja y de manera significativa (99%) en la Refinería de Cartagena (ver gráfico 53).

Gráfico 53.

Consumo indirecto de energía en refinerías (Unidades en MW)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica



CASO DE NEGOCIO



Eficiencia energética en la Refinería de Barrancabermeja

| G4-EN7

Las operaciones que se adelantan al interior de la Refinería de Barrancabermeja demandan consumo de vapor y energía eléctrica; la Refinería cuenta con unidades de servicios industriales en las que se autogenera la mayor parte de la electricidad y el total del vapor consumido.

Como parte de su estrategia de optimización energética se han desarrollado iniciativas para obtener un despacho técnico económico de estas corrientes, despacho basado en la eficiencia de los equipos, reducción del consumo de combustibles y el menor costo en la generación eléctrica.

Otra de las iniciativas es la puesta en servicio de una nueva turbina de gas con una potencia de 35 MW/hora, con la que se busca incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico y la eficiencia de las áreas de servicios industriales, lo que permite la reducción de gases de efecto invernadero y se obtienen otros beneficios como la posibilidad de generar mayores ingresos económicos, consecuencia de la venta de la electricidad excedente generada.

La reducción de emisiones GEI se estima a partir de indicadores como el Heat Rate y el de consumo de vapor; con estos indicadores, que se comparan trimestralmente, se estimó la disminución de emisiones GEI a partir del gas que se ha dejado de consumir en las unidades de servicios industriales. La reducción para la vigencia 2015 fue 110.745 tCO₂e con respecto a 2014.

Beneficios económicos

Tomando como criterio el estimado de gas que se ha dejado de quemar con base en su contenido energético, y considerando un valor medio de US\$3,5/MBTU, se cuantificó un beneficio de US\$25,7 millones.

Se verificó también la mayor generación eléctrica, que permitió que la Refinería incrementara la venta de este servicio a las filiales de la compañía, mejorando los márgenes de utilidad; los registros de autogeneración eléctrica se vieron incrementados en 60.000MWh.

BENEFICIOS POR

**US\$25,7
MILLONES.**

OG3 | **Diversificación energética**

Para el proceso de Producción, actualmente se encuentran en evaluación varias alternativas de generación de energía eléctrica con diversas fuentes tales como energía fotovoltaica, gas, Sistema de Transmisión Nacional y GLP (Gas Licuado Particulado), con el fin de suministrar la energía requerida por los campos y diversificar la canasta energética, aumentando la confiabilidad. Se estima que este proyecto entre en operación en 2017.

Por otra parte, en el proceso de Refinación se encuentran en curso algunos estudios de potencial solar en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena; en el área de la Unidad de Balance de la Refinería de Barrancabermeja se ha determinado que existe un potencial de incorporar 300 KW con tecnología de paneles solares.

G4-EN5 | **Intensidad energética**

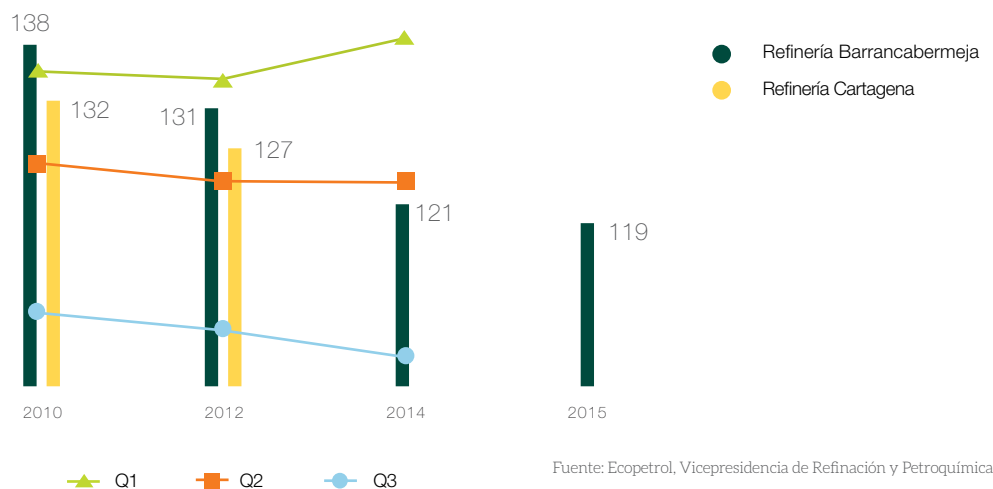
Para el caso del proceso de Refinación, se realiza un monitoreo del consumo de energía por barril cargado; las refinerías de Ecopetrol utilizan el indicador del benchmarking de Solomon IIE®. El IIE® indica la relación entre la energía real consumida y la energía estándar de la refinería (en función de la complejidad de cada una de las unidades e integra los consumos totales en gas, vapor y energía eléctrica).

El estudio oficial, de acuerdo con Solomon, se realiza cada dos años, y clasifica el desempeño en cuatro cuartiles, donde en el primer cuartil (Q1) se encuentran las refinerías más

eficientes energéticamente. La comparación para Ecopetrol se determina con respecto a las refinerías de Latinoamérica.

En el gráfico 54 se presentan los resultados oficiales del 2010 y del 2012 para ambas refinerías. Los resultados del 2014 y el estimado del 2015, sólo se presentan para la Refinería de Barrancabermeja, debido al proyecto de ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena. En el gráfico se puede observar que la Refinería de Cartagena se ubicó en el tercer cuartil (Q3) en el 2012, y que la Refinería de Barrancabermeja se ubicó en el segundo cuartil (Q2) en el 2014.

Gráfico 54.
Índice de Intensidad de Energía IIE Solomon ®



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica

Ahorro de energía debido a mejoras en la eficiencia | G4-EN6

En el proceso de Producción se tuvieron ahorros en 2015 por venta de energía, como resultado de mejoras en la eficiencia en el proceso; asimismo, se tuvieron ahorros en costos por sustitución de fuentes de combustible, ahorros por entradas de centros de generación y por la mejor tarifa como consecuencia de la renegociación de contratos (ver detalles en la tabla 64).

Tabla 64.

Ahorros de energía por mejoras en eficiencia - Producción

Iniciativa	Meta (Miles de millones)	Ahorros (Miles de millones)	Logros
Renegociación de tarifas	\$1,2	\$2,72	\$2,7 mil millones
Sustitución de diesel en Caño Sur	\$3,9	\$1,47	\$1,47 mil millones. Se pasó de \$2.201 kW-h a \$884 kW-h
			\$1,69 mil millones
Proyecto de Generación en De Mares (Bonanza Casabe, Casabe Sur, La Cira y Lisama)	\$5	\$1,69	1. Lisama inició operación julio. 2. La Cira entró en operación en agosto. 3. Casabe y Casabe Sur, entraron en operación en noviembre.
Eficiencia energética, venta de energía, reducción de diferidas.	\$3,4	\$5,18	\$5,18 mil millones por venta de energía en Apiay. Eficiencia en no compra reactiva.
Total	\$13,5	\$11,06	

A continuación se presentan algunos ejemplos de ahorro de energía debido a mejoras en la eficiencia, en el contrato de asociación de La Cira Infantas, operado por Ecopetrol, que hace parte del proceso de Producción.

Implementación, desde el mes de agosto de 2015, del sistema de autogeneración con una potencia promedio de **4,5 MW**. La tarifa de la energía autogenerada fue de **\$112**, comparada con la tarifa que se compraba al sistema, que era de **\$184**.

Uso de motores de alta eficiencia, que consumen **10% menos** energía que los convencionales. Ahorro estimado: **1.600.000 kw hora/mes**. Costo de la energía: **\$296 millones/mes**.

Optimización del **20%** de los pozos mediante motores de menor potencia debido a que estaban sobredimensionados, con una oportunidad de ahorro de **US\$6.101.889/año**.

Mejora del balanceo de las unidades de bombeo mecánico para disminuir el consumo de energía en **1.000 KW**. Ahorro en costo de energía: **US\$637.000/año**.

En el proceso de Refinación, los programas de ahorro de energía por eficiencia se concentraron en la Refinería de Barrancabermeja, donde se obtuvieron ahorros por valor de \$38 mil millones en 2015, con la entrada en servicio de la tercera fase del plan maestro de servicios industriales y a través de la negociación de tarifas y productos sustitutos del proceso de gerenciamiento del gas.

Iniciativas para reducir el consumo indirecto de energía | G4-EN6

En Ecopetrol, las iniciativas para reducir el consumo indirecto de energía se encuentran principalmente en la Refinería de Barrancabermeja, a través de la reducción de la compra de energía. Se han invertido \$162 mil millones en la reposición de equipos en los últimos cinco años con el objetivo de recuperar la confiabilidad.

El aumento de disponibilidad y eficiencia de las plantas de generación eléctrica propias, ha permitido reducir

las compras de energía de un promedio de \$6.000 millones en los últimos siete años, hasta llegar a valores de \$0 en el 2015.

En los próximos cinco años se plantea reducir este nivel de reposición de equipos hasta \$5 mil millones, mientras que se plantea optimizar el mantenimiento en \$39 mil millones, para un total de \$44 mil millones con los que se espera mantener el mismo nivel de confiabilidad y disponibilidad eléctrica de la Refinería de Barrancabermeja.

MATERIALES | G4-DMA G4-EN1



La compra de materiales tuvo una reducción de 42% en 2015 con respecto al 2014. Estos materiales, que van desde papelería hasta materiales y equipos requeridos para la perforación de pozos, pasando por materiales de las especialidades eléctricas, instrumentación y mecánica, son básicos para el

funcionamiento y mantenimiento de la operación, y su uso racional influye tanto en el ámbito económico como en el cuidado del medioambiente.

En la tabla 65 se presentan los montos correspondientes a las compras de materiales en los últimos dos años.

Tabla 65.
Compras de materiales (cifras en pesos)

2014	2015	Variación
\$2.062.064.677.080	\$1.198.333.127.125	-42%



EJE

REDUCCIÓN PROGRESIVA DE IMPACTOS

A través de este eje, se pretende minimizar las emisiones, vertimientos y disposición de residuos de las operaciones y proyectos de la empresa, con un referente de producción, en los casos que es posible.

G4-EN23 |

GESTIÓN AMBIENTAL DE RESIDUOS



La generación de residuos peligrosos y no peligrosos en 2015 fue de 213.542,46 toneladas, lo que representó una disminución 56,5% respecto a lo generado en 2014 (ver tabla 66).

Tabla 66.

Generación de residuos sólidos (toneladas)

Año	Residuos no peligrosos	Residuos peligrosos	Total
2012	109.462,5	95.555,4	205.017,9
2013	150.069,73	152.603,97	302.673,71
2014	248.127,04	243.515,51	491.911,28
2015	38.775,34	174.767,11	213.542,46

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En el año 2015 entró en operación la herramienta SAP-Waste Management para el reporte y seguimiento de la gestión de residuos que contribuye al mejoramiento de la calidad y confiabilidad de los datos reportados, puesto que permite la estandarización en los tipos de residuos y en el cálculo de los reportes.

El proceso operativo que más residuos no peligrosos generó fue el de Transporte, seguido por Producción y Refinación. Los residuos no peligrosos de mayor generación fueron:

chatarra metálica, cortes de perforación base agua, madera, escombros y residuos orgánicos.

Con respecto a los residuos peligrosos, la mayor generación estuvo en Producción, seguida de Transporte y Refinación; el 97% de los residuos peligrosos generados fueron sometidos a tratamiento de deshidratación, desorción térmica, biorremediación e incineración.

En la tabla 67 se describe el manejo de residuos sólidos peligrosos en los últimos cuatro años.

| G4-EN25

**Tabla 67.**

Manejo de residuos sólidos peligrosos (kg)*

Año	Aprovechamiento (Reciclaje, regeneración, reutilización directa)	Tratamiento (Incineración, biorremediación, tecnologías avanzadas)	Disposición (Relleno de seguridad)
2012	10.857.994	99.338.696	17.288.732
2013	65.966.632	80.626.228	6.011.113
2014	90.670.081	114.583.985	38.260.932
2015	172.298	169.250.395	154.979

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

* Los datos aquí reportados corresponden a la gestión interna realizada por Ecopetrol como generador y a través de terceros para el manejo de los residuos peligrosos, siguiendo lo estipulado en el Decreto 4741 de 2005.

En la tabla 67 se presentan diferencias en las cantidades de residuos peligrosos (aprovechados y dispuestos) con respecto a las cantidades que se había reportado en años anteriores, debido a que a partir de 2015 se logró estandarizar la forma de reportar los datos con la entrada en operación de la herramienta SAP- Waste Management para la gestión y seguimiento de los residuos.

Con la implementación de esta nueva herramienta, se minimizaron los riesgos en el reporte manual de los datos que se hacía anteriormente. Si bien los datos reportados en 2015 presentan gran diferencia con respecto a los años anteriores, se considera como el punto de partida o línea base para el reporte de los próximos años, garantizando la confiabilidad y la calidad de la información.

G4-EN25 |

Gestión de residuos peligrosos

Sustancias con Bifenilos Policlorados - PCB

Durante 2015, Ecopetrol realizó el tercer reporte del inventario de PCB, dando cumplimiento a lo establecido en la Resolución 222 de 2011 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

En la tabla 68 se describe el inventario del total de equipos eléctricos y residuos susceptibles de contener PCB, encontrados en los últimos años.

Tabla 68.

Inventario equipos y residuos susceptibles de contener PCB

Equipos y residuos	2013	2014	2015
Equipos en uso	3.787	3.996	4.809
Equipos en desuso	532	593	1.084
Equipos desechados	91	158	191
Residuos líquidos y otros desechos	10	12	18
Total equipos y residuos	4.420	4.759	6.102

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Frente al año anterior, el número de equipos y residuos se incrementó en un 28,2%. Este aumento se debió a un mayor entendimiento por parte de las áreas operativas de la forma de diligenciar y actualizar el formato para la generación del inventario.

Teniendo en cuenta las actividades establecidas en los Planes de gestión de equipos y residuos con PCB, se cuenta con un total de 1.974 equipos clasificados (esto corresponde a equipos caracterizados más equipos con certificado libre de PCB), lo cual representa el 32,4% del total del inventario.

G4-EN20 |

Sustancias Agotadoras de Ozono – SAO

Equipos en uso:

En 2015 se registraron 2.197 equipos en uso que contienen SAO, los cuales se dividieron en tres clasificaciones: categoría de equipo, fuente de emisión y sustancia SAO.

En la tabla 69 se relacionan las cargas de SAO para la categoría de equipo y su distribución.

Tabla 69.

Cargas SAO de la categoría de equipo

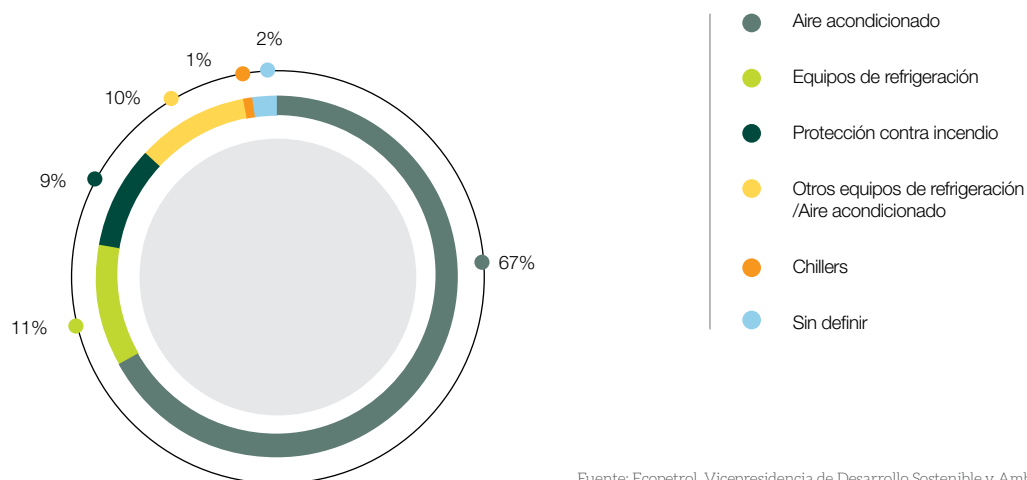
Categoría de equipo	Carga	Número equipos	
		2014	2015
Aplicaciones domésticas/comerciales de bajo porte	Carga entre 0 y 5 lb ó 0 y 2,3 Kg	775	746
Aplicaciones comerciales de mediano y alto porte	Carga entre 5 y 15 lb ó 2,3 y 6,8 Kg	1.105	1.094
Aplicaciones industriales	Carga superior a 15 lb ó 6,8 Kg	323	357
TOTAL		2.203	2.197

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En el gráfico 55 se presenta la distribución de los equipos en uso de acuerdo con la categoría fuente de emisión.

Gráfico 55.

Porcentaje de equipo en uso por fuente de emisión



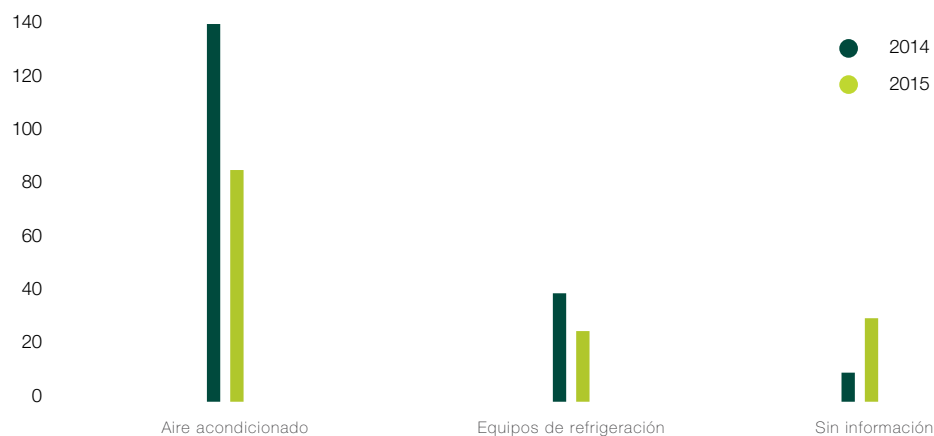
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Equipos en desuso:

En 2015 se identificaron 124 equipos en desuso o chatarra electrónica que contienen SAO, para darles una disposición final adecuada (la disminución en el número de equipos en desuso frente al año anterior se debió a que no todas las áreas reportaron este tipo de equipos en el inventario anterior). En el gráfico 56 se presenta la distribución de estos equipos por fuente de emisión.

Gráfico 56.

Equipos en desuso con SAO por fuente de emisión



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

OG7 | **Gestión de residuos de perforación**

Los cortes o ripios generados durante la etapa de perforación salen a superficie arrastrados por el fluido de perforación y son conducidos por un tubo llamado línea de flujo hacia las zarandas primarias donde se separa parte del fluido y los sólidos resultantes de la perforación. Estos residuos son recibidos en tanques metálicos.

Adicionalmente, el fluido es limpiado mecánicamente mediante los equipos de control de sólidos secundarios que igualmente descargan los sólidos no deseados a los tanques de recibo. Al final del proceso de perforación, el fluido es procesado y de éste también se separa la fase sólida mediante un proceso de deshidratación. Los sólidos resultantes son igualmente depositados en los tanques metálicos.

Todos los residuos sólidos, sean de perforación o de limpieza del fluido de perforación, son

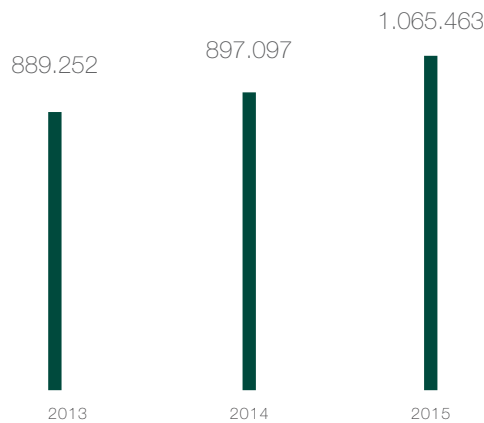
trasladados a la zona de disposición o piscinas donde son mezclados con material que reduce el contenido de humedad y con suelo nativo; esta mezcla es homogenizada con la ayuda de un equipo mecánico para posteriormente realizar su compactación.

Durante este proceso se realizan pruebas de retorta para verificar la humedad y disponer este material que será reconformado durante la etapa de recuperación ambiental de la locación.

En el desarrollo de las actividades de perforación en 2015 se generaron 1.065.463 barriles de cortes de perforación, los cuales fueron tratados y dispuestos dentro del campo o entregados a empresas autorizadas para su disposición final. Este volumen aumentó 18,67% con respecto a 2014 (ver gráfico 57).

Gráfico 57.

Volumen de residuos de perforación (en barriles)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

Adicionalmente, en 2015 se generaron en las regionales 2.202.447 Kgr de residuos adicionales entre residuos peligrosos (químicos, impregnados y aceites usados), ordinarios y reciclables; los residuos peligrosos fueron

entregados a gestores de residuos autorizados para su disposición final; los residuos ordinarios fueron entregados para disposición en rellenos sanitarios y los residuos reciclables fueron aprovechados.

DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS LOG11



A través del proceso de Desincorporación de Activos Industriales se hace acompañamiento al proceso de Producción de la empresa en los temas de abandono de pozos, desmantelamiento de facilidades y recuperación ambiental de las áreas asociadas a los pozos abandonados.

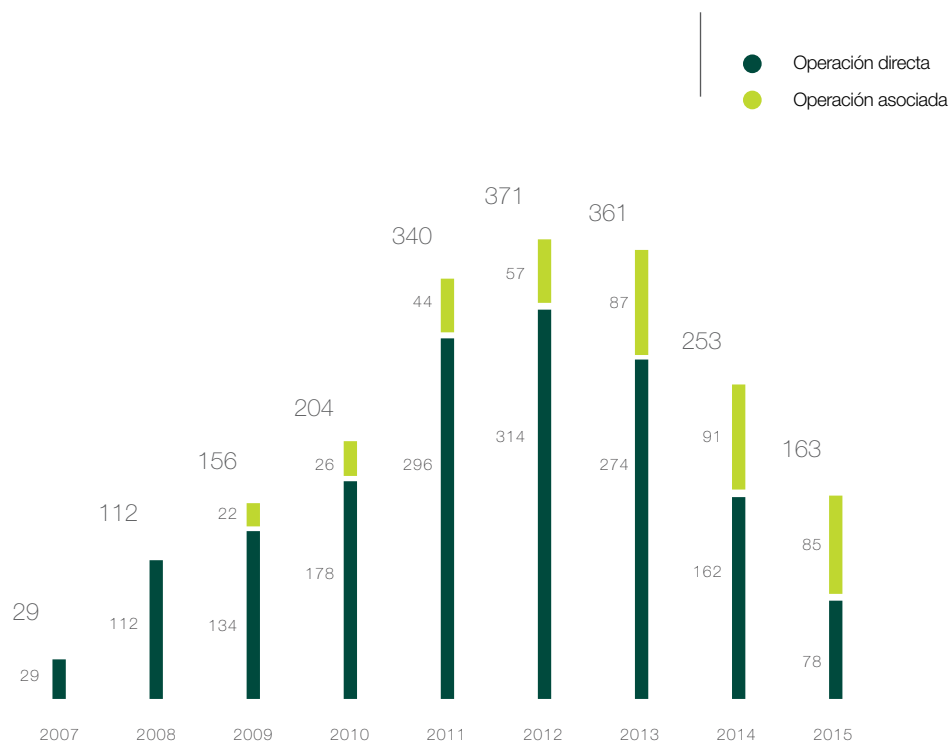
Abandono técnico de pozos

Se considera abandono técnico de pozos, aquellas actividades asociadas a taponar el pozo con cemento en las zonas productoras/injectoras, en las zonas cercanas a los acuíferos y en superficie.

En el gráfico 58 se puede observar el comportamiento histórico del abandono técnico de pozos en el proceso de Producción, discriminado por operación directa y operación asociada.

Gráfico 58.

Abandono técnico de pozos de Producción



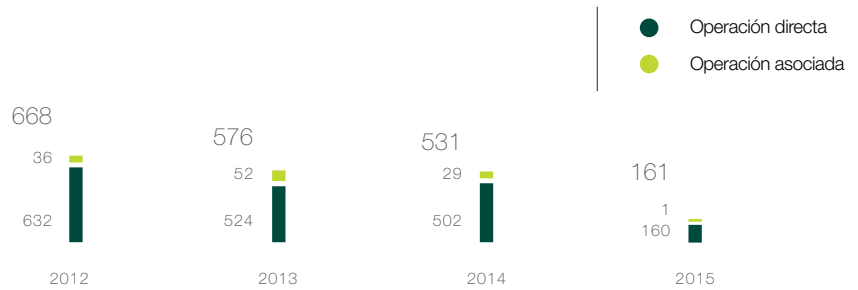
Desmantelamiento de facilidades

Se considera desmantelamiento de facilidades lo correspondiente a actividades de retiro de líneas de flujo, sistemas eléctricos, equipos electromecánicos y obras civiles asociadas a los pozos.

En el gráfico 59 se puede observar el comportamiento del desmantelamiento de facilidades del proceso de Producción, discriminado por operación directa y operación asociada.

Gráfico 59.

Desmantelamientos de facilidades



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

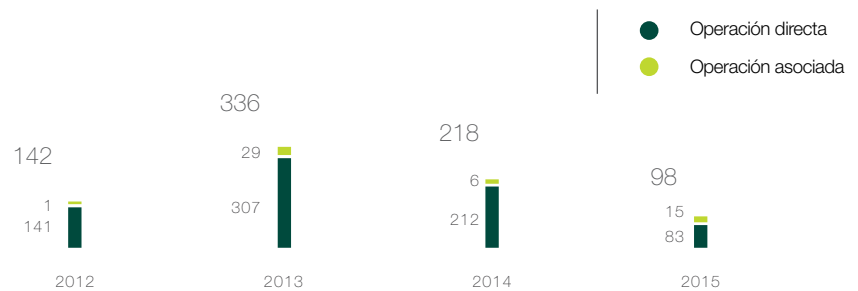
Recuperación ambiental

La recuperación ambiental se realiza en las áreas correspondientes al pozo abandonado y las facilidades desmanteladas. En 2015 se realizaron 98 actividades de recuperación ambiental, de las cuales 83 correspondieron a operación directa y 15 a operación asociada.

En el gráfico 60 se puede observar el comportamiento de las recuperaciones ambientales realizadas en el proceso de Producción.

Gráfico 60.

Número de recuperaciones ambientales



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

LOGÍSTICA G4-EN2 G4-EN2a INVERSA



El programa de Logística inversa gestionó durante 2015 los movimientos de mercancía para realizar la correcta disposición de materiales y activos no requeridos por la operación, evitando riesgos de contaminación al medio ambiente y daño a la salud humana, y generando beneficios económicos para la empresa.

Los resultados y beneficios de la gestión de Logística inversa en 2015 se describen en la tabla 70.

Tabla 70.
Resultados Logística inversa 2015

SOCIEDAD	CLASIFICACIÓN-CATEGORÍA	VALOR INGRESOS OBTENIDOS (CIFRAS EN PESOS)
Ecopetrol	Baterías plomo ácido	35.148.336
	Eléctrica y electrónica	61.138.322
	Ferrosa	3.114.827.713
	No ferrosa	2.544.114.550
	Protectores plásticos y de varilla	49.470.114
	Residuos aceitosos	30.774.080
	Materiales de bodega no requeridos	3.346.000
	Chatarra de transformadores	202.031.000
	Chatarra de vehículos	27.899.500
	Total Ecopetrol	
Asociadas	No ferrosa	183.526.800
	Ferrosa	1.601.511.900
	Protectores plásticos y de varilla	4.524.560
	Residuos aceitosos	1.176.000
	Materiales de bodega no requeridos	10.838.784

Total Asociadas		1.801.578.044
	No ferrosa	161.440.000
Reficar	Ferrosa	148.558.230
	Vehículos usados	15.600.000
	Total Reficar	325.598.230
Cenit	Baterías plomo ácido	1.639.856
	Ferrosa	206.345.320
	Protectores plásticos y de varilla	552.000
	Residuos aceitosos	6.643.000
	Eléctrica y electrónica	948.000
Total Cenit	216.128.176	
ODC	Baterías plomo ácido	3.491.248
	Ferrosa	23.712.900
	Eléctrica y electrónica	8.556.000
	No ferrosa	71.624.050
Total ODC	107.384.198	
GRAN TOTAL GENERAL		8.519.438.263
Costos evitados (disposición de lodos de tanques en Refinería de Barrancabermeja)*		863.584.763
TOTAL LOGÍSTICA INVERSA		9.383.023.026

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas

* Ecopetrol ya no paga para disponer los lodos, ahora los vende. Este valor corresponde a la venta de lodos de tanques de la Refinería de Barrancabermeja.

Nota: las cifras de ventas y de materiales que se registran para Reficar, Cenit y ODC se reportan en la medida que Ecopetrol interviene como operador de estos activos.



CASO DE NEGOCIO



Venta de residuos a través del programa de Logística Inversa

El programa de Logística Inversa hace parte de las iniciativas definidas en el eje estratégico de Ecoeficiencia de Ecopetrol. Tiene como propósito asegurar la correcta disposición de materiales y activos no requeridos por la operación, evitando riesgos de contaminación al medioambiente y daño a la salud humana. De igual forma, contribuye a la generación de beneficios económicos para la empresa.

La ecoeficiencia es uno de los criterios que conforman la dimensión ambiental de la sostenibilidad. Una operación ecoeficiente aumenta la competitividad de una empresa del sector Oil & Gas y la prepara mejor para hacer frente a futuras regulaciones en la materia. De igual forma, contribuye a la reducción de costos de operación y facilita la identificación de oportunidades de generación de ingresos asociados con la gestión de residuos provenientes de la operación.

En Ecopetrol, la gestión ambiental de sólidos es uno de los componentes del eje estratégico de Ecoeficiencia. Su objetivo es asegurar un adecuado tratamiento de los residuos peligrosos y no peligrosos de la operación, y aumentar sus posibilidades de aprovechamiento.

Durante los últimos cinco años, la generación de residuos sólidos en Ecopetrol (peligrosos y no peligrosos) se ha incrementado de 169.618 toneladas en 2010, a 491.911 toneladas en 2014.

Si bien una parte de estos residuos es inaprovechable _residuos peligrosos como: baterías de plomo ácido, residuos aceitosos y chatarra electrónica; y residuos no peligrosos como: chatarra ferrosa y no ferrosa, protectores de plástico y varilla_, pueden valorizarse y ser vendidos a terceros a través del programa de Logística Inversa.

Beneficios económicos

Las ventas de residuos en el marco del programa de Logística Inversa generó ingresos a Ecopetrol S.A. en 2014 por un valor de \$1.064.243.115. Mientras que en el 2015, este valor ascendió a \$6.068.749.615.

El análisis de este caso ilustra cómo el manejo integral de los residuos, además de buscar una reducción progresiva de riesgos e impactos ambientales en las

operaciones y proyectos, permite que algunos de los residuos peligrosos y no peligrosos generados en las operaciones de Ecopetrol, adquieran un valor, al poderse aprovechar como materia prima por parte de terceros, a la vez que generan ingresos importantes para la empresa. Gracias a su éxito, el programa ha sido extensivo a empresas del Grupo Ecopetrol como Cenit y Reficar.



EJE

REDUCCIÓN DE IMPACTOS EN LA CADENA DE ABASTECIMIENTO

El eje de reducción de impactos en la cadena abastecimiento pretende asegurar que las compras de bienes de la empresa estén enfocados hacia la producción y consumo sostenible lo que contribuye a reducir la contaminación y a la conservación de los recursos.

G4-DMA
G4-EN32
G4-EN33

CONTRATACIÓN VERDE



Comprometida con la cadena de abastecimiento sostenible, Ecopetrol promueve la responsabilidad en todo el ciclo de vida de sus productos y servicios, involucrando en este proceso a los diferentes grupos de interés, entre ellos a los contratistas.

De acuerdo con lo anterior, a partir de 2009 Ecopetrol incorporó la estrategia de contratación verde en la visión de sostenibilidad y en la estrategia de negocio de la empresa, e inició la implementación de prácticas de abastecimiento responsables que permitieran mitigar el riesgo del impacto de los bienes y servicios requeridos por Ecopetrol.

En el 2015 se obtuvieron los siguientes resultados:

Se dispuso de **44 cláusulas verdes**, las cuales se incluyeron en los contratos según el tipo de bien a comprar o de servicio a contratar. Estas cláusulas comprenden:

- Requisitos mínimos en procesos de selección con aspectos de obligatorio cumplimiento acorde con estándares nacionales e internacionales, especialmente en los casos de existencia de programas de postconsumo.
- Criterios de asignación de puntaje en procesos de selección con aspectos motivadores a la incorporación de buenas prácticas ambientales.
- Obligaciones contractuales para su implementación durante la realización del suministro del bien comprado o la ejecución del servicio contratado.

Aplicación de clausulado verde en **298 procesos** de contratación relacionados con el suministro de bienes y servicios, lo que implicó gestionar contratos que incluyeron, al menos, una cláusula verde, por un valor de **\$520.600 millones**.

Dentro del Plan 2013 – 2016 se tiene previsto continuar con las siguientes actividades:

- Consolidar la información generada a partir de las cláusulas verdes incluidas en las obligaciones contractuales durante la realización del suministro del bien comprado o la ejecución del servicio contratado; esto con el fin de realizar seguimiento al desempeño ambiental en aspectos relacionados con:



Reducción del consumo de energía.



Incremento del reciclaje de residuos.



Reducción de la disposición final de residuos en vertederos.



Reducción de las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI).



Reducción del uso de sustancias peligrosas.



Reducción del consumo de agua.

- Incorporar criterios de desempeño ambiental y ecoeficiencia en la planeación de los procesos de contratación, de tal forma que se consideren las consecuencias ambientales, económicas y sociales en el diseño y uso de materias primas e insumos, métodos de fabricación y producción, medios de transporte y distribución, prácticas operativas, manejo integral de emisiones y residuos.

- Incorporar condiciones técnicas para asegurar el suministro de bienes y servicios que cuenten con certificaciones ambientales y que dentro de sus procesos productivos incorporen criterios ambientales en la toma de decisiones en procesos de compra y contratación, y requisitos u obligaciones de postconsumo a proveedores.

- Definir un sistema de indicadores de desempeño ambiental para el seguimiento de la contratación verde.

CHEMICAL LEASING



Ecopetrol cuenta con una estrategia de Chemical Leasing (arrendamiento de químicos), un modelo de negocios para el uso sostenible de productos químicos que apalanquen los compromisos mundiales de las cumbres de desarrollo sostenible.

La implementación de esta estrategia permite incrementar la eficiencia en el uso de productos químicos mientras se reducen los riesgos asociados a la utilización de los mismos, protegiendo la salud humana y el medioambiente.

Durante 2015 se trabajó al interior de Ecopetrol en la concientización de las

áreas de Producción y Refinación, acerca de la conveniencia de asumir este modelo dentro de los nuevos contratos a suscribir a partir de 2017 para el tratamiento químico de fluidos, y se logró introducir este requerimiento en las especificaciones técnicas que harán parte de los nuevos contratos que estarán vigentes hasta el 2021.

Los beneficios económicos esperados con el uso de esta estrategia son del 8%, representados en costos evitados por el menor consumo de químicos y el aumento de la eficiencia en los servicios prestados.





CAMBIO G4-DMA G4-EC2 CLIMÁTICO



La estrategia de cambio climático en Ecopetrol está orientada a mantener una operación baja en emisiones de carbono, a reducir la vulnerabilidad de la operación a la variabilidad y el cambio climático, y a aumentar su nivel de resiliencia y del entorno donde se encuentran las operaciones, ante los eventos climáticos extremos.

En la tabla 71 se presentan los ejes y las líneas de acción de esta estrategia.

Tabla 71.
Estrategia de cambio climático de Ecopetrol

EJES	LÍNEAS DE ACCIÓN
Mitigación	<ul style="list-style-type: none">• Inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEI).• Reducción de las emisiones de GEI de las operaciones de la empresa.• Promoción de la reducción de emisiones de GEI a través del desarrollo de proyectos de carbono forestal.• Promoción de la reducción de emisiones de GEI en la cadena de abastecimiento.• Participación en mercados de carbono (MDL, NAMA, mercados voluntarios).
Vulnerabilidad y adaptación	<ul style="list-style-type: none">• Identificación de la vulnerabilidad.• Plan de adaptación e implementación de medidas de adaptación.
Tecnología e investigación	<ul style="list-style-type: none">• Análisis y evaluación de tecnologías y prácticas tecnológicas.• Alianzas tecnológicas internacionales.• Investigación y desarrollo tecnológico.
Participación en construcción de documentos de política pública	<ul style="list-style-type: none">• Participación en la construcción de documentos de política en el ámbito nacional.

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Los ejes que conforman la estrategia de cambio climático en Ecopetrol están alineados con las políticas y planes que, en la materia, ha desarrollado el gobierno nacional a través de:

- El Plan nacional de adaptación al cambio climático, que tiene como propósito reducir la vulnerabilidad del país e incrementar su capacidad de respuesta frente a las amenazas e impactos del cambio climático
- El Conpes 3700 sobre cambio climático, que define la Estrategia institucional para la articulación de políticas y acciones en materia de cambio climático en Colombia, en la cual plantea priorizar cuatro estrategias de gestión del cambio climático.

- La Estrategia colombiana de desarrollo bajo en carbono, que busca desligar el crecimiento de las emisiones de GEI, del crecimiento económico de los diferentes sectores productivos.
- El mecanismo REDD+, cuyo objetivo es reducir las emisiones de GEI producidas por la deforestación y degradación de los bosques.
- El Plan Nacional de Desarrollo 2014–2018, que se fundamenta en el crecimiento verde donde se espera que todos los sectores productivos del país adopten prácticas de generación de calor agregado, que conduzcan a que el crecimiento sea económica, social y ambientalmente sostenible.
- La Contribución prevista y determinada a nivel nacional, que define la meta de reducción de emisiones de GEI a nivel nacional, las acciones para reducir la vulnerabilidad al cambio climático y los medios de implementación de las medidas de mitigación y adaptación.



RECONOCIMIENTO A LA ESTRATEGIA DE **CAMBIO CLIMÁTICO DE ECOPEPETROL** | G4-15

Ecopetrol ascendió 11 puntos en la medición del índice Carbon Disclosure Project (CDP), pasando de 61 puntos en 2014 a 72 puntos en 2015. El CDP es el índice de desempeño en cambio climático más importante del planeta, que en su 12ª edición contó con la participación de 1997 compañías a nivel mundial, que representan el 55% de la capitalización del mercado global.

Desde el año 2012 Ecopetrol ha venido implementando acciones para reducir sus emisiones de GEI e incrementar su nivel de resiliencia ante los eventos climáticos extremos, lo que le ha asegurado un espacio en el listado de las empresas energéticas con mejor desempeño en la prevención de riesgos y aprovechamiento de oportunidades del cambio climático en sus operaciones y negocios.



MITIGACIÓN

G4-EN27 | El eje estratégico de Mitigación está encaminado a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de la cadena de valor de petróleo y gas, o a compensarlas mediante el desarrollo de proyectos de reforestación y deforestación evitada.

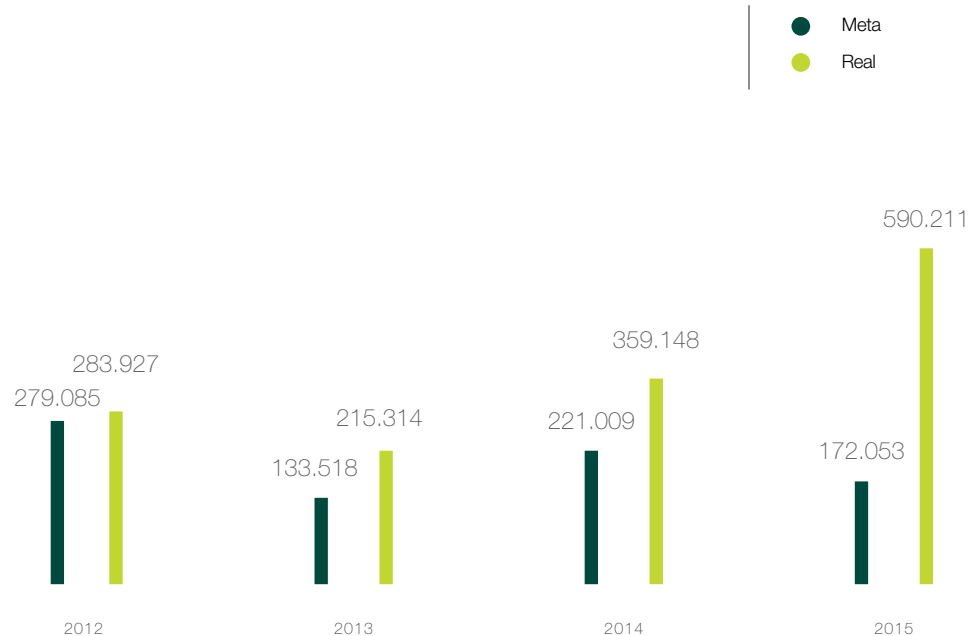
G4-EN19 | Durante 2015 los proyectos que contribuyeron con la meta de reducción de emisiones de GEI se orientaron al aprovechamiento de gases para cogeneración eléctrica o venta de gas a partir de corrientes que eran venteadas o quemadas; al desarrollo de programas para el incremento de la eficiencia energética de las áreas, y a la recuperación de vapores en sistemas de tanques a través de unidades recuperadoras de vapor.

Gracias a ello, se logró una reducción de GEI de las áreas operativas de 590.211 tCO₂e, con lo cual se superó en un 243% la meta establecida de 172.053 tCO₂e. Además de reducir el impacto ambiental de las operaciones, este resultado representó beneficios económicos para el negocio por valor de US\$ 27,7 millones. Esta reducción fue reportada por las áreas operativas y verificada internamente por la Unidad de Gestión Ambiental.

Vale la pena destacar que la tendencia de reducción de las emisiones de GEI, respecto a la meta proyectada, se ha incrementado de manera sistemática en los últimos cuatro años (ver gráfico 61).

Gráfico 61.

Tendencia de reducción de las emisiones de GEI (tCO₂eq)



A partir de la experiencia lograda en los proyectos de reducción de emisiones de GEI implementados en años anteriores, junto con las áreas operativas, se formuló el portafolio de proyectos que atienden necesidades de la operación, y que a su vez pueden contribuir con la reducción de las emisiones GEI, teniéndose para el año 2016 una meta de reducción de 143.131 tCO₂eq.

En el marco de la Inversión Ambiental Regional Estratégica (IARE), en 2015 se continuó con el desarrollo de 19 proyectos en diferentes regiones del país, generando como resultado la construcción e implementación de 2.980 estufas ecoeficientes en áreas rurales, beneficiando a igual número de familias campesinas, evitando

la degradación de 1.490 hectáreas de bosque. De igual manera, se alcanzó la siembra de 620 huertos leñeros equivalentes a un área de 93 hectáreas; el establecimiento de 400 hectáreas de sistemas forestales productivos, y la recuperación de 60 hectáreas de humedales, a través de la limpieza de márgenes y el enriquecimiento vegetal. Estos alcances parciales apuntan al cumplimiento de la meta final establecida de generar una reducción o captura de 660.000 toneladas de CO₂eq al final de la vida útil de los proyectos.

A continuación se presentan los totales de las acciones voluntarias de compensación ejecutadas durante los años 2014 y 2015.

Acciones voluntarias de compensación de emisiones de GEI





Durante 2015 se realizó un ejercicio de análisis sobre las implicaciones que tendría para la empresa la imposición de una meta de reducción de emisiones de GEI, teniendo en cuenta la propuesta de contribución para reducir las emisiones formulada por el Gobierno Nacional y oficializada durante la Conferencia de la Partes COP 21, como parte de los compromisos del nuevo Acuerdo global sobre cambio climático.

La Contribución Prevista y Nacionalmente Determinada (INDC por sus siglas en inglés) que fue propuesta por Colombia, consiste en la reducción de emisiones de GEI en un 20% frente a las emisiones proyectadas a 2030, lo que se conoce como desviación de escenario de *Business as Usual*; esta cifra podría aumentar hasta un 30%, en caso de recibir apoyo internacional.

Para este ejercicio se tuvo en cuenta la propuesta de Acciones de Mitigación

Nacionalmente Apropriadas para el Sector de Hidrocarburos en Colombia (NAMA), y la curva de costos marginales de abatimiento formulada en 2014, instrumentos que permitieron identificar los posibles escenarios de reducción de emisiones de GEI que la compañía podría implementar para contribuir en el cumplimiento de la meta nacional. En total se identificaron 16 medidas de mitigación que se clasificaron en tres niveles de implementación.

Para cada una de las medidas se estableció el potencial de reducción de emisiones de GEI y los costos marginales asociados, con el fin de seleccionar aquellas que podrían ser más atractivas, desde el punto de vista ambiental y económico. Este ejercicio permitirá orientar el proceso de consenso de la meta de reducción de GEI que será asignada al sector hidrocarburos para el 2030.



CASO DE NEGOCIO

OG6
G4-EN19



Aprovechamiento de gas anular del Campo La Cira Infantas -Teca

Este proyecto se fundamenta en la eliminación del procedimiento de venteo a la atmósfera de los pozos productores, proporcionando a la operación facilidades para el envío del gas anular para su procesamiento y venta.

En 2007 la producción de pozos productores de esta área se realizaba generando el venteo y quema de gas anular como operación normal. Se alcanzaron a instalar 50 teas portátiles para quema en los pozos con mayor presencia de gas anular.

En 2010 surgió la iniciativa de reducir estos venteos o quemas, la cual se transformó en un proyecto que comenzó su implementación en 2015 con la instalación de tres redes de gas de anulares, para un total de 15 en funcionamiento, logrando la conexión de 135 pozos.

Este proyecto contó con la implementación de tecnologías como la construcción de red de anulares, ductos que van desde cabeza de pozo hasta sistemas recolectores que finalmente llevan todo el gas recolectado a separadores líquido-gas. Cada red tiene un separador para lograr un ingreso de gas libre de líquidos a los gasoductos que llevan todo el gas del campo a la Planta Compresora El Centro.

Otra de las tecnologías fue la instalación de compresores Beam Gas Compresor en pozos productores con unidades de bombeo mecánico y cuya ubicación se encuentra lejana a redes de gas de anulares y gasoductos; este equipo permite la succión en doble efecto del gas contenido en el anular y lo inyecta a la línea de producción ya existente, aprovechando el movimiento ascendente y descendente de este tipo de levantamiento artificial y optimización del uso de facilidades.

La interconexión de 135 pozos durante el primer semestre de 2015 y el mantenimiento de su operación durante todo el año, representaron una emisión reducida de 44.173 toneladas de CO₂e.

LOS INGRESOS ESTIMADOS
PARA TODA LA VIGENCIA
DE PROYECTOS ES DE

US\$6.922.000

Beneficios económicos

Conforme al certificado para cálculo de beneficios de proyectos, se estiman ingresos por US\$6.922.000 para toda la vigencia del proyecto (seis años). Sustrayendo la inversión realizada, el beneficio obtenido será de US\$5.477.000. De acuerdo con lo anterior, el beneficio anual estimado será de US\$912.833.

VULNERABILIDAD Y ADAPTACIÓN

G4-EC2 | Este eje estratégico busca reducir los riesgos e impactos sobre las instalaciones de la empresa, comunidades y ecosistemas cercanos, que puedan generar los fenómenos de variabilidad y cambio climático, así como los riesgos por cambios regulatorios en el ámbito nacional e internacional.

Durante 2015 se continuó con el seguimiento al Fenómeno de El Niño, cuya intensidad se incrementó a partir del mes de mayo, alcanzando la categoría de intenso, tal como lo manifestó el IDEAM. En consecuencia, se actualizó el análisis de los impactos que podría generar el evento climático en las operaciones de la empresa, destacándose el tema de la reducción del volumen transportado de combustible por el río Magdalena, llegando a generar una reducción del 30% de la capacidad de volumen transportado al día, así como la afectación de las tarifas de energía adquirida al Sistema Interconectado Nacional (SIN), que alcanzó incrementos hasta del 700%.

Por otra parte, dentro del nuevo mapa de riesgos empresariales se estableció un nuevo riesgo

denominado Incidentes por causa operacional o eventos naturales, el cual considera, entre otros aspectos, los incidentes causados por el nivel de exposición de los activos de la compañía a los fenómenos naturales. Por lo tanto, se realizó un análisis de exposición y estado actual del riesgo, a partir de los incidentes ambientales que se han generado en los últimos seis años y que están relacionados con eventos naturales, con el fin de establecer la causa raíz y su plan de tratamiento.

Adicionalmente, junto con la Dirección de Cambio Climático del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en 2015 se inició el proyecto piloto para la implementación de la hoja de ruta para la inclusión de la variable de cambio climático en proyectos, obras y actividades. Para este ejercicio se seleccionó el proyecto de exploración VMM29 en la cuenca del Magdalena Medio. Actualmente se trabaja en la definición de la metodología para el análisis de vulnerabilidad que permitirá establecer las medidas de adaptación que deberá adoptar el proyecto.

TECNOLOGÍA E INVESTIGACIÓN

OG2 | El eje temático de Tecnología e investigación busca incidir en la reducción de las emisiones de GEI de la empresa a través de acciones de investigación y desarrollo en optimización de procesos, eficiencia energética, diversificación energética baja en carbono y captura y secuestro de carbono.

En 2015 se culminó el trabajo conjunto con la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA), mediante la publicación de la guía técnica para la identificación y cuantificación

de emisiones fugitivas de metano, en áreas de producción del sector de hidrocarburos, la cual fue avalada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Con relación a las actividades de captura y uso de CO₂, en 2015 se continuó trabajando en dos frentes: el proyecto piloto a escala comercial para la inyección de CO₂ en campos operativos del Valle del Magdalena Medio, y el proyecto de investigación para establecer el potencial de captura, inyección y recobro de crudo.

PARTICIPACIÓN EN CONSTRUCCIÓN DE DOCUMENTOS DE POLÍTICA

G4-15 | El objetivo de este eje estratégico es articular las actividades de Ecopetrol con las políticas del gobierno nacional.

Durante 2015 la empresa continuó con el proceso de acompañamiento al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en la construcción de la Política Nacional de Cambio Climático, y apoyando al IDEAM en la

elaboración de la Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático y del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero para los años 2010 y 2012.

Además, se participó en las mesas técnicas para la discusión de los siguientes anteproyectos de guías técnicas elaboradas por ICONTEC:

Guía de buenas prácticas ambientales para la gestión de emisiones en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos

Guía de buenas prácticas ambientales para la gestión de teas, en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos

Asimismo, se participó en la discusión técnica de la Guía de buenas prácticas ambientales para el

ahorro y uso eficiente de la energía, formulada por el Consejo Colombiano de Seguridad (CCS).

También se participó en la consulta pública de los siguientes anteproyectos de normas ambientales:

■ Proyecto de Decreto del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, mediante el cual se modifica la Resolución 909 de 2008 y la Resolución 802 de 2014

■ Proyecto de Ley del Senado mediante el cual se establecen medidas para la adaptación y mitigación del cambio climático.

■ Propuesta de incorporación de cambio climático en los POMCA (Planes de Ordenación y Manejo de Cuencas Hidrográficas) y en los PEM (Planes Estratégicos de las Macrocuencas).

■ Propuesta de incorporación de cambio climático en los PEM.

■ Propuesta de incorporación de cambio climático en los POMCA.

Actualmente se viene apoyando el proceso de fortalecimiento y mejora de la base de datos de los Factores de Emisión de Los Combustibles Colombianos (FECOC), que es adelantado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Fundación Natura y la Red Incombustion. En este proceso se ha aportado información técnica para establecer

las emisiones de GEI de los combustibles que se producen en las refinerías.

En el marco de la Inversión Ambiental Regional Estratégica (IARE), se sigue apoyando la formulación del Plan de Adaptación al Cambio Climático de la Orinoquía, en alianza con la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial La Macarena (Cormacarena).



INVENTARIO DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS | G4-DMA

 Campo Castilla, en el Meta



En 2015 se efectuaron actualizaciones al inventario de emisiones atmosféricas relacionadas con la energía eléctrica importada desde el Sistema Interconectado Eléctrico Nacional y las quemadas de gas en las teas. También se tuvo en cuenta el cambio a combustibles diferentes al diesel en algunas áreas operativas y las emisiones producidas en los centros de generación eléctrica del proceso de Producción.

Emisiones de GEI | G4-EN15

Durante 2015 las emisiones de GEI se estimaron 8.096 en kilotoneladas de CO₂eq, lo que representó un incremento de 6,1% frente las emisiones de 2014 (ver tabla 72).

Tabla 72.

Emisiones totales anuales de GEI (kilotoneladas)

ALCANCE	2009	2010	2011	2012	2013	2014*	2015**
Directa/Scope 1	5.714	5.540	7.067	7.273	7.756	7.406	7.853
Indirecta/Scope 2	167	188	210	261	244	227	243
TOTAL	5.881	5.728	7.277	7.534	8.000	7.633	8.096

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

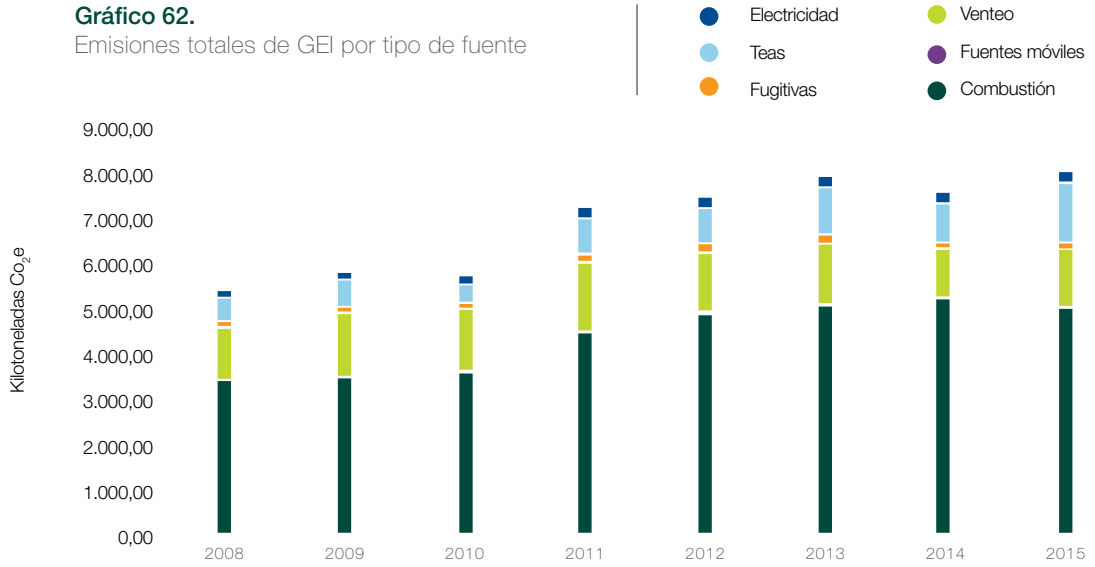
* Datos ajustados con base en validación de información real del 2014.

** Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses del 2015, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

OG6 | Por otra parte, en el gráfico 62 se presentan los resultados del inventario de emisiones de GEI por tipo de fuente de emisión (combustión, fuentes móviles, venteo/proceso, fugitivas, teas y consumo de electricidad).

Gráfico 62.

Emisiones totales de GEI por tipo de fuente

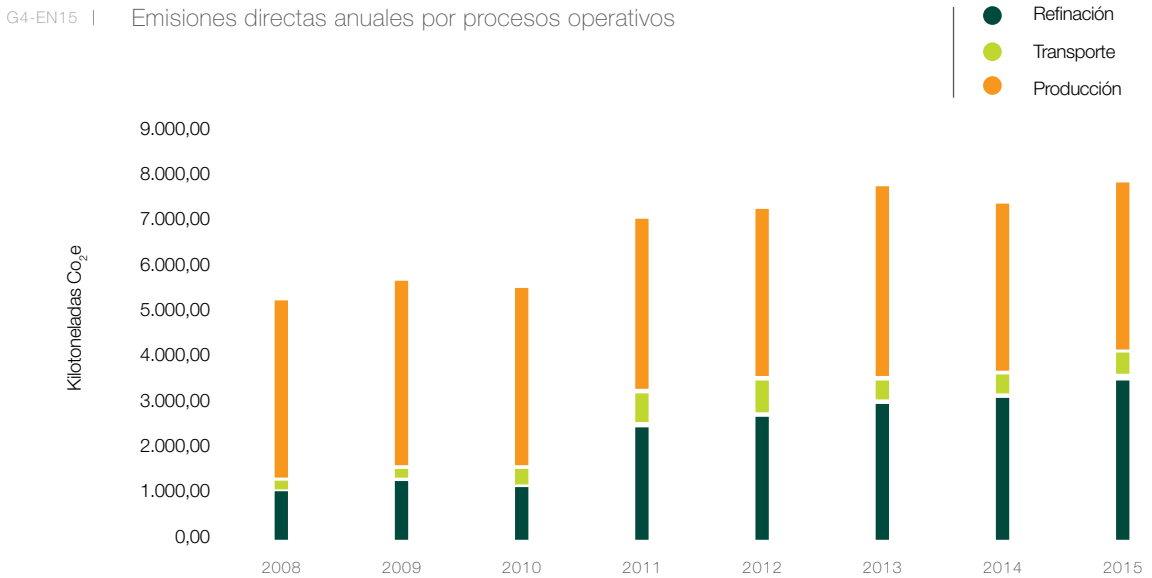


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En los gráficos 63 y 64 se presentan las emisiones de GEI directas e indirectas, por procesos operativos en Ecopetrol.

Gráfico 63.

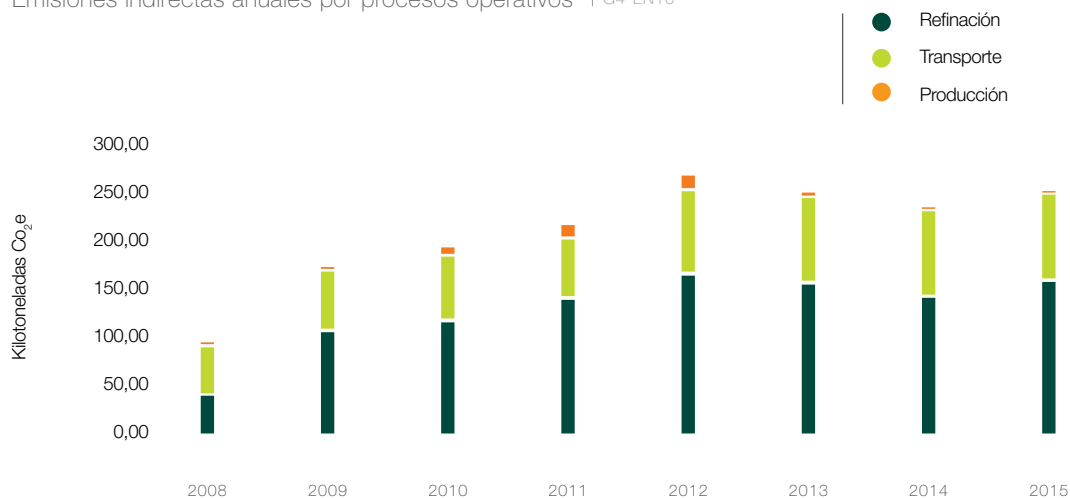
Emisiones directas anuales por procesos operativos



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiente

Gráfico 64.

Emisiones indirectas anuales por procesos operativos | G4-EN16



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En la tabla 73 se presentan los indicadores de intensidad de carbono para procesos de producción, y refinación y petroquímica, calculados para el 2015. El incremento en la intensidad de carbono se debe, principalmente, a la inclusión de nuevas fuentes asociadas a venteos y quemas en teas, que no eran reportadas en años anteriores.

| G4-EN18

Tabla 73.

Intensidad de carbono por actividad

PROCESO	UNIDAD	INTENSIDAD DE CARBONO	
		2014	2015*
Producción	kgCO ₂ eq/BEP	25,4	26,3*
Refinación y petroquímica	kgCO ₂ eq/Barriles cargados	41	44,5**

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

*Corresponde a la información inventariada para los 10 primeros meses del año, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

**Solo se tuvo en cuenta el reporte de la Refinería Barrancabermeja porque la Refinería de Cartagena se encontraba en proceso de modernización.

G4-EN17 | En las tablas 74, 75 y 76 se muestra la evolución de las emisiones directas e indirectas de GEI por tipo de contaminante (CO₂, CH₄ y N₂O).

Tabla 74.
Emisiones anuales de CO₂ (kilotoneladas)

ALCANCE	2009	2010	2011	2012	2013	2014*	2015**
Directa/Scope 1	5.280	5.091	6.441	6.761	7.270	6.772	7.235
Indirecta/Scope 2	166	187	209	260	243	226	243

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

* Datos ajustados con base en validación de información real del 2014.

** Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses de 2015, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

Tabla 75.
Emisiones anuales de CH₄ (kilotoneladas)

ALCANCE	2009	2010	2011	2012	2013	2014*	2015**
Directa/Scope 1	20	21	24	19	18	24	23
Indirecta/Scope 2	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiente

* Datos ajustados con base en validación de información real del 2014.

** Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses de 2015, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

Tabla 76.
Emisiones anuales de N₂O (kilotoneladas)

ALCANCE	2009	2010	2011	2012	2013	2014*	2015**
Directa/Scope 1	0,05	0,06	0,11	0,11	0,09	0,10	0,12
Indirecta/Scope 2	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

* Datos ajustados con base en validación de información real del 2014.

** Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses de 2015, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

G4-EN17 | Emisiones de GEI por SAO y sus sustitutos

Para el cálculo de las emisiones de GEI por SAO (Sustancias Agotadoras de Ozono) y sus sustitutos, se utilizó el Método avanzado nivel 2a - enfoque abajo hacia arriba, del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).

En la tabla 77 se presentan los resultados totales obtenidos de las emisiones de GEI por SAO y sus sustitutos, bajo el primer escenario, en toneladas equivalentes de CO₂. Todas las sustancias de la lista son sustancias sustituto de SAO, excepto el CFC-12 que es una de las sustancias agotadoras de la capa de ozono.

Tabla 77.
Emisiones de GEI por SAO

FUENTE DE EMISIÓN	SUSTANCIA	EMISIONES DE CO ₂ e (Toneladas)*	
		2014	2015
Refrigeración y aire acondicionado	CFC-12	28,5	479,6
	HCFC-22	3641,1	3.520,3
	HFC-134a	10,1	139,8
	HFC-404	40,0	40,0
	HFC-404A	0,0	0,0
	HFC-404B	0,0	0,0
	HFC-407C	16,7	119,2
	HFC-410A	757,9	1.176
	R-508B	0,2	0,02
	Total	4.494,5	5.475
Protección contra incendio	Halon 1211	416,8	No disponible
	HCFC-123	0,5	0,03
	HFC-125	213,2	No disponible
	Total	630,5	0,03
Total	5.125	5.475	

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

*El cálculo de las emisiones de GEI, en el caso de mezclas y otras sustancias SAO, se considera un factor de emisión (z) de 0%, que significa que la mezcla o sustancia no se recupera o recicla (primer escenario).

Emisiones contaminantes criterio | G4-EN21

En la tabla 78 se presentan las emisiones de contaminantes criterio generadas por la empresa en los últimos años.

Tabla 78.
Emisiones contaminantes criterio (kilotoneladas)

CONTAMINANTE	2009	2010	2011	2012	2013	2014*	2015**
NOx	16,6	18,6	21,7	23,0	18,1	21,7	19,4
SOx	15,3	18,3	14,7	14,2	17,1	16,3	17,1
CO	253,1	223,5	252,9	219,0	241,9	212,2	205,6
MP	4,3	3,8	4,9	2,9	3,2	2,3	2,6
VOC	18,7	14,7	73,9	65,9	83,9	84,5	111,8

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

* Datos ajustados con base en validación de información real del 2014.

** Corresponde a información inventariada para los 10 primeros meses de 2015, y promediada para los meses de noviembre y diciembre. Estos datos pueden cambiar una vez se cuente con la información definitiva.

MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES



La contaminación del aire es un tema de interés global. Por lo tanto, Ecopetrol como empresa que suministra los combustibles del país puede contribuir de manera importante a mejorar la calidad de aire que respiran los colombianos, no sólo mediante el mejoramiento de la calidad de los combustibles que se producen en sus refinerías _donde Ecopetrol tiene un papel protagónico_, sino también con la promoción de espacios de discusión y construcción con los diferentes grupos de interés para el desarrollo de los otros aspectos que influyen en esta problemática, tales como: la modernización de la flota de transporte, la desmaterialización o chatarrización de flotas de transporte obsoletas, la mejora de la infraestructura vial o el cambio de hábitos de manejo de los conductores.

De acuerdo con lo anterior, Ecopetrol viene promoviendo una visión integral de la temática del mejoramiento de la calidad del aire para las ciudades, obtenido a partir de cambios coordinados en las variables fundamentales que la componen:



EMISIONES FUENTES
FIJAS (INDUSTRIA)



CALIDAD DE
COMBUSTIBLES





CONDICIONES
AMBIENTALES



TRÁFICO
MOVILIDAD



HÁBITOS,
COSTUMBRES



MALLA VIAL
Y ESTADO DE VÍAS



TECNOLOGÍA DEL
PARQUE AUTOMOTOR

Con esta responsabilidad como objetivo orientador, Colombia, a través de Ecopetrol (con una postura de acompañamiento al regulador), ha desarrollado desde 1990 un mejoramiento sistemático de la calidad de los combustibles, como una forma de aportar en la construcción de un mejor ambiente para los colombianos y permitir la incorporación de nuevas tecnologías vehiculares asociadas a estos mejores combustibles.



068 | **Evolución de la calidad del diesel**

En cuanto al diesel, fuente principal de suministro energético del sector de transporte de carga y pasajeros en el país, Ecopetrol ha orientado sus esfuerzos en la reducción del contenido de azufre en dicho combustible, factor clave para la entrada de tecnologías vehiculares de bajas emisiones y en especial, de material particulado.

En 1990 el diesel tenía contenidos de azufre de aproximadamente 5.000 partes por millón (ppm); para el 2008, y como respuesta a ese proceso de mejoramiento progresivo, el contenido a nivel nacional se redujo a 3.000 ppm y a 500 ppm para el Sistema de Transporte Masivo de Bogotá, con base en ajustes operacionales y segregación de corrientes en las refinerías.

En 2009 la regulación indicó un contenido máximo de 2.500 ppm de azufre, para lo cual Ecopetrol continuó haciendo esfuerzos por

entregar un diesel acorde con la meta trazada a nivel nacional. Asimismo, se aseguró el suministro para los sistemas de transporte masivo en servicio en todo el país, para los cuales se estableció una calidad de 500 ppm como contenido máximo de azufre.

Para seguir mejorando a partir de ese nivel, se requirió el desarrollo del Proyecto de hidrotreamiento en la Refinería de Barrancabermeja, el cual permitió que en 2010 se estabilizara la oferta de diesel a 50 ppm de azufre en Bogotá, Medellín (Valle de Aburrá) y los sistemas de transporte masivo operando en el país, y a 500 ppm en el resto de Colombia.

Finalmente, a partir del primero de enero de 2013, se logró distribuir en todo el país diesel de 50 ppm, cumpliendo con la reglamentación vigente en materia de calidad de este combustible (Ley 1205 de 2008 y Resolución conjunta Número 182087 de

2007 de los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible).

Por otro lado, con la entrada en servicio de la nueva refinería de Cartagena _proceso que inició en octubre de 2015 y terminará en el primer trimestre de 2016_, se ampliará la capacidad de procesamiento de crudo en esta refinería, pasando de 80 a 165 KBPD (miles de barriles por día) y se tendrá una conversión a productos valiosos superior a 95%, sin producción de combustóleo.

Adicionalmente, y gracias a la nueva tecnología instalada, se producirán combustibles con especificaciones internacionales; se aportarán combustibles con especificación nacional para atender la demanda interna del país, y se generarán excedentes con la

calidad requerida para ser exportados a la costa del Golfo de los Estados Unidos.

Es muy relevante mencionar que junto con los proyectos de mejora de la calidad del diesel de petróleo, el país ha venido estructurando, desarrollando e implementando un programa de biocombustibles para uso en motores diesel desde 2008, con lo cual hoy en día se permite adicionar entre 8% y 10% de biodiesel al diesel de petróleo, lo que apalanca el mejoramiento de la calidad del combustible que llega al consumidor final.



El biocombustible tiene 0% de azufre, por lo que al mezclarse con el diesel de petróleo, reduce aún más el contenido de azufre del combustible final.

Evolución en la calidad de la gasolina

El desarrollo del Proyecto de hidrotreamiento de la Refinería de Barrancabermeja, mencionado anteriormente, también permitió reducir el contenido de azufre de las gasolinas de 1.000 ppm a 300 ppm en el 2010, acorde con la reglamentación vigente, que complementado con el programa de oxigenación de las gasolinas (mezclas con etanol a partir de caña de azúcar),

ha arrojado como resultado una gasolina con aproximadamente 270 ppm de contenido máximo de azufre.

Por otro lado, Ecopetrol viene acompañando e impulsando el Programa de Gas Natural Vehicular, concentrando sus esfuerzos en:

-  Realizar acuerdos con transportadores y distribuidores de gas natural para incentivar y apalancar las conversiones a gas natural vehicular (GNV) en las principales ciudades del país
-  Desarrollar programas de conversión a GNV de flotas de empresas privadas.



REFICAR

G4-EN19
OG2
OG7

LA REFINERÍA QUE PRODUCE COMBUSTIBLES LIMPIOS

La nueva Refinería de Cartagena se constituye en un ejemplo del compromiso de mejoramiento ambiental para los colombianos al producir combustibles que sobrepasan las exigencias de la normatividad ambiental en términos de calidad de combustibles y que cumple con los más exigentes estándares ambientales a nivel internacional

Una de las variables más importantes para mejorar la calidad del aire es optimizar las características de los combustibles. Por eso, el objetivo es garantizar el suministro nacional, cumpliendo las especificaciones establecidas al respecto, con menos de 50 partes por millón (ppm) de azufre. Fueron invertidos US\$870 millones en tecnología para el mejoramiento de los combustibles a producir.

El diesel producido permitirá que sigan entrando nuevas tecnologías de vehículos que, en conjunto, arrojarán emisiones bajas de contaminantes a la atmósfera. Cumplir con las normas de desempeño sobre sostenibilidad social y ambiental de la International Finance Corporation (IFC), entidad del Banco Mundial, en la práctica permite que el diesel de la Refinería de Cartagena pueda ser comprado por mercados tanto de California (en Estados Unidos), como de Alemania, que exigen un combustible con menos de diez partes por millón de azufre.

Emisiones para producir energía

Todas las chimeneas y quemadores están hechos para trabajar con gas natural y gas endulzado de refinería (gas sin azufre), lo cual garantiza que no se generarán emisiones de material particulado ni óxidos de azufre.

Todos los quemadores son de tipo Low NOx, es decir, de baja generación de óxidos de nitrógeno. Y la planta de cracking



LA PLANTA DE
TRATAMIENTO DE
AGUAS RESIDUALES
TIENE LA CAPACIDAD
PARA TRATAR

2.160
GALONES POR MINUTO



posee ciclones de última tecnología que regulan la emisión de material particulado en el valor exigido por la normatividad ambiental.

Para controlar las emisiones de óxido de azufre a la atmósfera, en cracking se empleará un aditivo secuestrante que evita las pérdidas en la chimenea y permite que este material pueda ser retirado en las plantas de azufre mediante tratamiento con hidrógeno.

Una de las más novedosas tecnologías ambientales tiene que ver con el turbo-expander, que aprovecha la energía contenida en los gases de la chimenea para generar alrededor de 10 megavatios, lo que implica una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, la temperatura de los gases de esta chimenea se aprovechará para procesos industriales. Este complejo industrial fue diseñado para hacer uso eficiente de la energía en todas sus formas: vapor, calor y gases.

Reutilización de lodos

La nueva planta de aguas residuales tiene 326 equipos para tratamiento, limpieza y procesamiento del agua mediante procesos biológicos, químicos y físicos que permitirán su reutilización en diferentes actividades.

La planta de tratamiento de aguas residuales tiene la capacidad para tratar 2.160 galones por minuto. Es una de las plantas de mejor tecnología que existe en el país. Las aguas industriales y las sanitarias son tratadas por separado. En cuanto a los lodos aceitosos, que por lo general son residuos difíciles de manejar en la industria, ya no serán peligrosos porque se aprovecharán en la nueva Unidad de Coque.

OG2 | **Programa de investigación
en calidad de combustibles**

Ecopetrol, a través de su Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ha venido desarrollando la iniciativa Investigación en calidad de combustibles, enfocada en las siguientes áreas:



en los laboratorios y con equipos avanzados se desarrollan las determinaciones de los factores de emisión (contaminantes emitidos por una tecnología vehicular, en unas condiciones de manejo, con un combustible determinado, por galón de combustible utilizado), para las condiciones específicas colombianas (flota vehicular, ciclos de conducción, altura, etc.).



es una pieza fundamental del modelo de calidad de aire, ya que relaciona las emisiones vehiculares con una calidad de aire para un lugar determinado (geografía, vientos dominantes, clima, etc.). Actualmente se trabaja con el modelo atmosférico desarrollado por la Universidad La Salle para la Secretaría Distrital de Ambiente de Bogotá. Se obtendrán dos objetivos: desarrollar el modelo piloto integrado de calidad de aire para Bogotá, y capturar lecciones aprendidas para integrar modelos existentes para otras ciudades.



a partir del modelo planteado para Colombia por el Banco Mundial en 2014, en el que se relaciona la calidad del aire con la salud pública y el costo macroeconómico de este impacto, se integran los factores de emisiones y modelos atmosféricos para generar la calidad del aire, y a través de este modelo, el efecto en la salud y la economía del país.








se generó un modelo de predicción de demanda de largo plazo a partir de necesidades de movilización de la población, determinadas por variables demográficas, macroeconómicas y de precio de combustibles. Actualmente se trabaja en un modelo de predicción de demanda de corto plazo.

BIOCOMBUSTIBLES | OG14



Con el propósito de diversificar la canasta energética del país y minimizar la dependencia de combustibles no renovables, el gobierno colombiano, a través del Conpes 3510 del 2008, promovió la producción y uso de los biocombustibles, bajo criterios de:

-  Abastecimiento energético
-  Sostenibilidad ambiental
-  Mantenimiento y desarrollo del empleo agrícola
-  Desarrollo agroindustrial
-  Mejoramiento de la calidad de los combustibles del país, como resultado de la mezcla entre los biocombustibles y el combustible de origen fósil

El mercado de biocombustibles en Colombia es reglamentado por el gobierno. La regulación actual establece una mezcla obligatoria de etanol de máximo 10% en las ventas totales de gasolina (E10) y 10% de biodiesel en las ventas totales de diesel (B10), con excepción de la ciudad de Bogotá, donde la mezcla de biodiesel se establece en el 8% (B8). Ecopetrol está autorizado a mezclar un pequeño porcentaje de la mezcla total de biodiesel y el porcentaje restante es realizado por los mayoristas.

En este orden de ideas, Ecopetrol realizó compras de biodiesel en 2015 por 655.038 barriles

(comparadas los 628.693,88 barriles de 2014), lo que representó un incremento del 4,19%. Este biocombustible comprado fue mezclado en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja con combustible diesel motor, para su posterior venta a los distribuidores mayoristas. Las compras se realizaron tanto a productores de biodiesel independientes como a la planta de biodiesel de Ecopetrol, Ecodiesel Colombia SA, en la cual la compañía posee una participación accionaria del 50%.



G4-DMA |

BIODIVERSIDAD



La estrategia de biodiversidad tiene como objetivos principales conocer el entorno y reducir conflictos en ecosistemas intervenidos por las operaciones y proyectos de la empresa.

EJE

CONOCIMIENTO DE LA BIODIVERSIDAD

El objetivo este eje temático es obtener información del entorno de la empresa que permita gestionar de la mejor forma los riesgos de las operaciones sobre la biodiversidad.

Planeación ambiental para la conservación de la biodiversidad

G4-EN11
OG4

Este proyecto, que es desarrollado con el Instituto Alexander von Humboldt, tiene como objetivo general identificar áreas prioritarias para la conservación de la biodiversidad (preservación, restauración, uso sostenible y generación de conocimiento), mediante una aproximación biogeográfica, ecológica y de planeación estratégica sectorial.

El área de trabajo del proyecto abarca la región Andina, los Llanos Orientales, el Chocó biogeográfico, el Piedemonte Amazónico y la región Caribe, que equivalen a 70 millones de hectáreas (aproximadamente el 60% del territorio nacional y más de dos veces el área de influencia de la empresa).

EL ÁREA DE TRABAJO DEL PROYECTO ABARCA
LA REGIÓN ANDINA, LOS LLANOS ORIENTALES,
EL CHOCÓ BIOGEOGRÁFICO, EL PIEDEMONTE
AMAZÓNICO Y LA REGIÓN CARIBE, QUE EQUIVALEN A

**70 MILLONES
DE HECTÁREAS**



El proyecto se encuentra en fase de finalización. Hasta el momento se han obtenido los siguientes resultados:



Tabla 79.

Selección de áreas prioritarias para la conservación de la biodiversidad

Ventana	Departamento	Municipios	Unidades	Cuencas	Organizaciones y actores locales
Lipa	Arauca	Arauquita	Sabana inundable y selvas del Lipa	Río Lipa, afluente cuenca del río Casanare	Fundación Orinoquía Biodiversa y Asociación Comunitaria de Cañas Bravas.
Tame	Arauca	Tame	Sabana y bosque de piedemonte	Ríos Tame y Tocoragua, afluentes río Casanare	Fundación Yoluka, Parque Nacional Natural El Cocuy, Gobernación de Arauca: Secretaria Departamental de Desarrollo Agropecuario y Sostenible.
Paipa	Boyacá	Paipa	Páramo y bosque altoandino	Río Chicamocha, cuenca alta río Sogamoso	Fundación Natura y Secretaría de Agricultura, Ganadería y Control del Medio Ambiente de Paipa.
Rionegro	Santander	Rionegro	Bosques conservados en áreas escarpadas (cañones del río Lebrija y la quebrada la Honda) y bosques en regeneración en una matriz agropecuaria (cuenca del río Negro).	Ríos Lebrija y Negro, cuenca media río Lebrija	Biotica Consultores Ltda., CDMB
Filandia	Quindío	Filandia, Circasia	Bosque de niebla conservado y bosques de niebla en regeneración.	Ríos Barbas, Quindío y Roble, cuenca del río La Vieja	Icesi, Carder y CRQ
Dagua	Valle del Cauca	Dagua	Bosque ripario y Matorral subxerofítico	Cauce principal cuenca del río Dagua	Icesi y CVC
Alto Guamuez	Nariño	Pasto (El Encano)	Páramo azonal y Bosque altoandino	Ríos Estero y Guamuez, cuenca alta río Putumayo	Asociación para el Desarrollo Campesino y Asoyarcocha
Montes de María	Sucre	Colosó, Toluviejo, Chálán	Bosque seco tropical	Arroyo Colosó, cuenca Arroyo Pechilín	ProCat Colombia, CarSucre
Ciudad Antigua - El Congo	Magdalena	Ciénaga (El Congo)		Río Frío, cuenca río Magdalena. Río Cordoba, cuenca Caribe	ProCat Colombia, Copamag y Fundación Prosierra Nevada de Santa Marta
Beltrán	Cundinamarca	Beltrán, Venadillo, Pulí	Bosque ripario, bosque seco y matorral subxerofítico	Río Magdalena, cuenca río Magdalena	Ecotropico y CAR
Ciénaga de Zapatoza	Cesar	Chimichagua, Chiriguana, Curumani		Río Cesar y Ciénaga de Zapatoza, cuenca río Magdalena	Fluvialia y Corpocesar



A CONTINUACIÓN SE RELACIONAN LOS PRINCIPALES HALLAZGOS EN LAS ZONAS DE TRABAJO SELECCIONADAS



LIPA

El trabajo de campo permitió establecer una línea base para la biodiversidad de flora y fauna de la región, que presentaba grandes vacíos de información. En esta localidad se muestrearon las selvas del Lipa y las sabanas inundables. Se registraron en total 675 especies de flora y fauna, varias de ellas reportadas por primera vez para el departamento de Arauca y tres por primera vez para el país:



La planta Pardillo Negro (*Cordia thaisiana*).



El ave Cabezón Cinéreo (*Pachyramphus rufus*).



El pez Mojarra Miniatura (*Apistogramma cf. hongslói*).



 Ave Cabezón Cinéreo (*Pachyramphus rufus*)

TAME

La poca información biológica existente para la región de Tame se complementó con los registros de especies de fauna y flora a nivel local para fortalecer el conocimiento de las áreas protegidas de la región: Parque Nacional Natural El Cocuy y la Reserva Forestal Protectora Río Tame.

Se registraron 509 especies, muchas de ellas registradas por primera vez en la zona. Es de resaltar la presencia de dos especies nuevas para la ciencia, que actualmente se encuentran en descripción por investigadores en la Universidad de los Llanos y la Universidad Nacional. Dichas especies son:



Una planta del género *Calathea*.



Un pez del género *Chaetostoma*.

Adicionalmente, se confirmó la presencia en Colombia (ampliando su distribución) de:



Un murciélago (*Glyphonycteris daviesi*).



Una planta (*Mabea macrocalyx*).



Una rana (del género *Pristimantis*), la cual aún no se define si es una nueva especie.

PAIPA

En Paipa se registró un total 290 especies. Se amplió la distribución del bagrecito (*Trichomycterus bogotensis*) a las cabeceras del río Sogamoso, el cual se encontraba registrado solamente para la cuenca del río Bogotá. Adicionalmente se reportó el Negrito (*Astroblepus santanderensis*) para las cabeceras del río Chicamocha; esta especie de bagre anteriormente se había citado sólo para el río Suárez.

Se registró por primera vez en esta zona una marmosa del género *Micoureus*. En el Parque Natural Municipal Ranchería se reportaron

27 ESPECIES

DE PLANTAS DE DISTRIBUCIÓN
RESTRINGIDA PARA EL PAÍS, UNA
DE REPTIL Y TRES DE AVES.

27 especies de plantas de distribución restringida para el país, una de reptil y tres de aves.

En cuanto a las especies con alguna categoría de amenaza nacional se registraron 10 para plantas, tres para aves y una para mamíferos.

RIONEGRO

En Rionegro se registraron 479 especies en total. De estas especies se corroboró la presencia de siete especies OdC (Objetivo de Conservación) a escala regional, y se nominaron 26 especies OdC particulares al área de estudio.

En los hábitats de la quebrada La Honda y el río Lebrija, se registró una nueva especie para la ciencia: el pez *Characidium sp. nov.*

A su vez, esta zona hace parte del hábitat de la rana *Allobates niputidia*, cuyo registro en el área significa una ampliación altitudinal del rango de distribución en más de 500 m. Estos bosques son igualmente el hábitat de la planta *Piper unillanum*, solo conocida hasta la fecha en la Amazonía.

De igual forma, estas áreas constituyen un refugio para especies amenazadas, endémicas y migratorias, tales como los anfibios *Pristimantis miyatai* y *Rulyrana adiazeta* (rana cristal), de distribución restringida en áreas de la cordillera Oriental; seis plantas endémicas, entre ellas *Attalea nucifera* (categoría Vulnerable - VU) y *Biophytum mutisii*; y un ave con distribución restringida a Colombia, la tångara ahumada (*Habia gutturalis*, categoría Casi Amenazada - NT).

Asimismo, se registraron dos aves migratorias boreales (que viajan desde Canadá y el norte de Estados Unidos hasta nuestro país), el Vireo ojirrojo (*Vireo olivaceus*) y el Zorzal carigrís (*Catharus minimus*); y un reptil, la Culebra de la hojarasca (*Coniophanes fissidens*), con solo dos registros continentales en el país.



BELTRÁN-PULÍ

En total se registraron 457 especies en la ventana de muestreo. Los mamíferos no fueron muestreados en esta ventana. De estas especies se corroboró la presencia de cinco OdC a escala regional, y se nominaron 45 especies OdC particulares al área de estudio.

De las especies registradas, se amplió el área de distribución para el departamento de Cundinamarca de las plantas *Trichilia oligofoliolata* y *Ximena americana*; esta última sólo conocida en la región Caribe. Asimismo, el reptil *Mastigodryas pleei* se registró por primera vez en este departamento.

Se amplió la distribución del pez *Parodon alfonsoi* hacia el alto Magdalena y se documentó una especie de bagre de baja captura, *Megalonema xanthum*, en el curso principal del río Magdalena, a la altura del corregimiento de Paquiló.

SE NOMINARON

45 ESPECIES

ODC PARTICULARES
AL ÁREA DE ESTUDIO.

Adicionalmente, se registraron tres especies de plantas exclusivas del valle del Magdalena en los departamentos de Cundinamarca y Tolima (*Cephalotomandra fragrans*, *Talisia stricta* y *Trichilia oligofoliolata*). Entre las aves, tres especies endémicas fueron registradas en la región andina colombiana: la Eufonia del Magdalena (*Euphonia concinna*), el Copetón apical (*Myiarchus apicalis*) y la Guacharaca colombiana (*Ortalis columbiana*); y una especie migratoria boreal, el Picogrueso pechirrojado (*Pheucticus ludovicianus*).

FILANDIA

Para Filandia se registraron 425 especies en total. De estas especies se corroboró la presencia de tres OdC a escala regional, y se nominaron 28 especies OdC particulares al área de estudio.

En el bosque de niebla conservado se registró una nueva especie de planta (*Ocotea sp. nov.*) y se amplió la distribución, al departamento del Quindío, de dos especies: una orquídea (*Oncidium cuculligerum*) y un murciélago (*Anoura aequatoris*).

Asimismo, se registraron dos especies de plantas con distribución restringida a

la cordillera Central (*Blakea pyxidanthus* y *Burmeistera carnososa*), tres exclusivas del norte de la cordillera Central (*Asplundia sarmentosa*, *Miconia prasinifolia* y *Oncidium cuculligerum*) y una rana de cristal (*Centrolene quindianum*) endémica del departamento del Quindío y de la cual se tienen muy pocos registros.

En el bosque de niebla en regeneración se registraron, por primera vez, tres especies de fauna para el departamento del Quindío: un reptil (*Anolis eulaemus*), un ave (*Rupicola peruvianus*) y un mamífero (*Anoura aequatoris*); y se identificaron cinco especies de plantas endémicas para el país.

DAGUA

En total se obtuvieron 396 especies para la ventana. De estas especies se corroboró la presencia de cuatro OdC a escala regional, y se nominaron 19 especies OdC particulares al área de estudio.

En el hábitat de bosque húmedo montano se encontró una nueva especie de planta para la ciencia, *Miconia sp. nov.* (*Melastomataceae*). En general, para la región se amplió la distribución de la orquídea *Epidendrum melinanthum* que sólo estaba registrada para el departamento del Cauca, y se registró una rana, *Strabomantis ruizi*, que es endémica del Valle del Cauca. Esta especie es de difícil captura y cuenta con pocos registros.

Se resalta la presencia de la planta *Eucharis caucana* en Peligro Crítico de Extinción (CR) y, a nivel regional (Valle del Cauca) En Peligro (EN), dos anfibios (*Andinobates bombetes* y *Strabomantis*

SE NOMINARON

19 ESPECIES

ODC PARTICULARES
AL ÁREA DE ESTUDIO.

ruizi) y una rana, *Pristimantis orphacobates*, catalogada como Vulnerable (VU).

Se encontró una especie invasora en Colombia proveniente de Guinea y Borneo, el Gueco (*Hemidactylus brookii*), que se caracteriza por su facilidad de adaptarse a hábitats altamente intervenidos. Adicionalmente, y como parte de la dieta de la población local, se destacó el Nayo (*Agonostomus monticola*), un pez estuarino que remonta el río Dagua desde su desembocadura en el océano Pacífico hasta este sector, y que realiza una travesía de cerca de 62 km.

RÍO GUAMUEZ

En total se obtuvieron 308 especies para la ventana. De estas especies se corroboró la presencia de siete OdC a escala regional, y se nominaron 15 especies OdC particulares al área de estudio.

En el bosque altoandino se registraron dos especies nuevas de plantas: una orquídea, *Epidendrum brachystelestachyum*, la cual es de publicación reciente, y una melastomatácea que no ha sido descrita aún, *Miconia sp. nov.*; y en el páramo Azonal se registró una nueva especie de anfibio, *Pristimantis sp. nov.*

Con este estudio se reportó por primera vez para el país la planta *Acronia variabilis* y la

SE NOMINARON

15 ESPECIES

ODC PARTICULARES
AL ÁREA DE ESTUDIO.

rana *Pristimantis huicundo*, conocidas solo al norte de Ecuador. También se amplió la distribución, al departamento de Nariño, de la planta *Symplocos ramuliflora*, conocida hasta el momento sólo en el Cauca.



Se registraron por primera vez siete especies de aves en esta área (*Anas andium*, *Geranoaetus melanoleucus*, *Chamaeza mollissima*, *Elaenia albiceps*, *Petrochelidon pyrrhonota*, *Haplospiza rustica* y *Myiothlypis luteoviridis*). Los endemismos del páramo azonal se documentaron con las plantas *Gregia racinae*, *Manettia discolor* y

Espeletia schultsiana, las cuales son especies exclusivas del macizo colombiano.

Este complejo también resguarda especies amenazadas del país como la danta (*Tapirus pinchaque*, En Peligro - EN), el oso de anteojos (*Tremarctos ornatus*, Vulnerable - VU) y la nutria (*Lontra longicaudis*, Vulnerable - VU).

MONTES DE MARIA

En total se registraron 369 especies. De estas especies se corroboró la presencia de 17 OdC a escala regional, y se nominaron 12 especies OdC particulares al área de estudio.

En el hábitat de bosque seco presente en esta ventana se registró por primera vez, para el departamento de Sucre, una rana de la familia Leptodactylidae (*Leptodactylus savagei*) y se amplió la distribución hacia el norte, de un reptil conocido sólo hasta el embalse de Urrá, en Córdoba: el Camaleón de casco (*Corytophanes cristatus*).

Se registró para el Caribe la orquídea *Oeceoclades maculata*, hasta ahora conocida para la región Andina únicamente, la cual es originaria de África y se ha naturalizado en el Neotrópico; también se amplió la distribución de una Sapindaceae (*Pseudima frutescens*) desde el Pacífico y valle del Magdalena hacia las llanuras del Caribe.

Entre las especies endémicas se destacan la Fabaceae *Ormosia colombiana*, la Guacharaca caribeña (*Ortalis garrula*), el colibrí esmeralda (*Chlorostilbon gibsoni*), la rana venenosa *Dendrobates truncatus* y el Mono tití cabeciblanco (*Saguinus oedipus*). Adicionalmente, se registraron ocho especies de aves migratorias: *Catharus minimus*, *Catharus ustulatus*, *Parkesia motacilla*, *Piranga rubra*, *Protonotaria citrea*, *Setophaga pitiayumi* y *Vireo olivaceus*.

El área alberga especies con categoría de amenaza nacional como: el Morrocoy (*Chelonoidis carbonaria*) En Peligro Crítico (CR); la Palma de barbasco (*Cryosophila kalbreyeri*), el Olleto (*Lecythis tuiyana*) y el Mono tití cabeciblanco (*Saguinus oedipus*), con categoría Vulnerable (VU). Igualmente se encuentran especies Casi Amenazadas (NT): la Uvita de lata (*Bactris guineensis*), la Palma amarga (*Sabal mauritiformis*) y el Mono maicero (*Cebus albifrons*).





 Rubiaceae *Pogonopus speciosus*

CIÉNAGA (SIERRA NEVADA DE SANTA MARTA – ESTACIÓN EL CONGO)

Se registró un total de 334 especies. De estas especies se corroboró la presencia de nueve OdC a escala regional, y se nombraron 25 especies OdC particulares al área de estudio.

En los hábitats de bosque de las quebradas El Congo y Canta Rana se registraron dos nuevas especies de peces para la ciencia: un caraciforme del género *Characidium* sp. nov. (voladorita) y un bagrecito del género *Trichomycterus* sp. nov. (laucha).

En la Sierra Nevada de Santa Marta se encontraron las siguientes especies endémicas: en plantas, la familia *Araliaceae* con *Dendropanax amplifolius*, la *Melastomatacea* *Miconia quintuplinervia*, la *Primulaceae* *Clavija sanctae-martae*, la *Rubiaceae* *Pogonopus speciosus* y la bromelia *Mezobromelia hospitalis*; cuatro especies de aves: el colibrí ala-de-sable de Santa Marta (*Campylopterus phainopeplus*), el hojarasquero de Santa Marta (*Clibanornis rufipectus*), el gorrión-montés colombiano (*Arremon basilicus*) y el araño embriado (*Myiothlypis conspicillata*), y una especie casi endémica: la esmeralda piquiroja (*Chlorostilbon gibsoni*). Para la herpetofauna se encontraron los anfibios *Ikakogi tayrona*

(rana de cristal), *Colostethus ruthveni* (ranita dardo de Santa Marta) y *Bolitoglossa* cf. *savagei* (salamandra), y para reptiles, el machorrito (*Sphaerodactylus heliconiae*).

Se documentaron tres registros nuevos para la región del Caribe pertenecientes a la familia *Melastomataceae*: *Aciotis olivieriana*, conocida antes solo para el piedemonte y llanos de la Amazonia; *Miconia argétea*, antes documentada para las islas caribeñas y la Orinoquía, y *Miconia quintuplinervia*, registrada antes sólo para los Andes de la región antioqueña.

Adicionalmente se registraron nueve especies de migración latitudinal (boreales) y se observaron cinco especies con migración local altitudinal.

La región alberga especies amenazadas en las siguientes categorías: En Peligro (EN), como la bromelia (*Mezobromelia hospitalis*), el colibrí ala-de-sable de Santa Marta (*Campylopterus phainopeplus*) y el araño embriado (*Myiothlypis conspicillata*); como Vulnerable (VU) la guacamaya verde (*Ara militaris*), y Casi Amenazada (NT) la palma *Geonoma orbignyana*.



CIÉNAGA DE ZAPATOSA

En total se registraron 407 especies en esta ventana de muestreo. De estas especies se corroboró la presencia de 23 OdC a escala regional, y se nominaron 31 especies OdC particulares al área de estudio.

En los bosques inundables se registró una nueva especie de planta del género *Ruprechtia* sp. nov. (*Polygonaceae*). Esta especie se constituye en el primer registro del género con hábito trepador para Colombia, lo que representa un importante

registro que contribuye al entendimiento de los patrones biogeográficos y climáticos que han determinado los mecanismos de especiación en el bosque seco neotropical.

En el muestreo de esta ventana se encuentran seis especies de distribución restringida en Colombia: la palma estera *Astrocaryum malybo*, la Bignoniaceae *Bignonia neouliginosa*, el huevo de morrocoy *Clavija latifolia*, la *Rubiaceae* *Pogonopus speciosus*, la *Violaceae* *Rinorea ulmifolia* y el ave exclusiva del Caribe colombiano *Ortalis garrula* (guacharaca caribeña).

Como especies amenazadas En Peligro (EN) están la tortuga montañera (*Mesoclemmys dahlí*), la palma estera (*Astrocaryum malybo*), la palma noli (*Elaeis oleífera*) y el pergüétano (*Parinari pachyphylla*). Como Casi Amenazadas (NT) están la uvita de lata (*Bactris guineensis*), la sará (*Copernicia tectorum*), la palma amarga (*Sabal mauritiiformis*) y la tortuga galápaga (*Trachemys callirostris*).

De igual forma, la ciénaga constituye un refugio para especies de peces amenazados, endémicos y migratorios, tales como: el bagre rayado *Pseudoplatystoma magdaleniatum* (Críticamente Amenazado-CR), el bocachico *Prochilodus magdalenae* (Vulnerable - VU), la doncella *Ageneiosus pardalis* (Vulnerable - VU) y la vizcaína *Curimata mivartii* (Vulnerable-VU).



La información recolectada con el proyecto es de carácter público y se convierte en un insumo para la toma de decisiones a nivel nacional y a nivel de empresa, de tal forma que permita no sólo a los sectores productivos sino a las Corporaciones Autónomas Regionales, al Sistema de Parques Nacionales, a la sociedad civil y otros entes, tomar decisiones relacionadas con la autorregulación y ordenamiento del territorio.

Por otra parte, los resultados del proyecto han generado aportes importantes en temas

Definir la zonificación ambiental, identificando posibles ecosistemas sensibles y de interés nacional que se puedan volver áreas protegidas a largo plazo.

de coyuntura ambiental, tales como la delimitación y manejo del páramo de Santurbán, o la ampliación de la moratoria minera, hasta mediados de 2016. Asimismo, han sido importantes en temas relacionados con la estructura ecológica del país, los manuales de compensaciones de ecosistemas dulceacuicolas y marinos, y el Plan Nacional de Recursos Hidrobiológicos.

A nivel de Ecopetrol, la información se ha utilizado como insumo para:

Identificar medidas de manejo ambiental en el Magdalena Medio.

Proponer acciones de compensación para los procesos de Producción y Transporte en la Serranía de Yarigüies.

Identificar las áreas en donde es posible realizar compensaciones del plan de inversión del 1%, compensaciones por pérdida de biodiversidad y compensaciones por afectación de ecosistemas no naturales.

Por otro lado, en 2015 la empresa participó de diversas sesiones de trabajo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Parques Nacionales de Colombia, proporcionando información crítica para el sector y la empresa que debe ser tenida en cuenta en los procesos que se están adelantando para la posible declaratoria de áreas protegidas de carácter nacional, como son el Alto Manacacías (Meta) y las selvas y humedales de Lipa (Arauca). Este ejercicio ha permitido reducir los riesgos de las fases exploratorias por conflicto en uso del suelo.

Adicionalmente, la información del proyecto fue utilizada como insumo para el ajuste y la elaboración de los siguientes documentos internos:

- El Modelo de información ambiental para Ecopetrol, que permitirá contar con la información de carácter ambiental de la empresa consolidada y con mecanismos adecuados para su uso.
- La Guía metodológica para la construcción del portafolio de áreas prioritarias para la inversión ambiental en áreas de interés de proyectos y operaciones de Ecopetrol, que proporciona la capa base de información ambiental sobre la cual se adelantan los análisis de riesgos, pertinencia y prioridad de las inversiones ambientales y articulación de necesidades empresariales. Las categorías contempladas en la capa son: áreas de preservación, áreas de restauración y áreas de uso sostenible.



 Peces ornamentales del río Pamplonita

G4-EN12 |

COMUNIDADES ACUÁTICAS Y RESILIENCIA DEL RÍO PAMPLONITA

● ● ●

Ecopetrol desarrolló un proyecto ambiental para determinar el impacto generado sobre las comunidades acuáticas y la resiliencia del río Pamplonita por el evento ocurrido en 2011, cuando se presentó un deslizamiento de tierra que afectó el tramo Km 231+080 del Oleoducto Caño Limón-Coveñas, generando un derrame de crudo en la quebrada Iscalá que drenó al río Pamplonita, del cual se abastecen los acueductos de los municipios de Cúcuta y Los Patios.

Adicionalmente, se realizó una evaluación limnológica del río desde su nacimiento hasta su desembocadura sobre el río Zulia, con el fin de determinar la riqueza biológica con respecto a la calidad del agua y la recuperación de las

comunidades biológicas en el tiempo, luego de las labores de limpieza y mitigación por el evento ambiental.

Los resultados mostraron que la calidad del agua cumple con la norma ambiental para agua de consumo, lo que garantiza la captación del agua del río para las diversas poblaciones.

La línea base del estudio se basó en los datos del Plan de Ordenación y Manejo de la Cuenca Hidrográfica (POMCH) del Río Pamplonita. De acuerdo con éste, los resultados del índice de calidad biológica por macroinvertebrados se mantuvo igual, concluyendo que el evento ambiental no

causó efectos sobre dicha comunidad y además, que las acciones de contingencia evitaron un impacto mayor.

Por otro lado, el estudio demuestra que se encuentran presentes en el río las cinco especies endémicas que _según se había conceptualizado_, se habían eliminado por el evento ambiental. El río cuenta con resiliencia, teniendo en cuenta que recibe las aguas residuales domésticas sin tratamiento de la ciudad de Cúcuta.

El estudio aportó información actualizada acerca de la calidad del río y cómo las comunidades biológicas responden a la influencia de las actividades antrópicas a lo largo de su recorrido. Por ello, Ecopetrol publicó un libro llamado Peces del Pamplonita, junto con el Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt, donde se presentan las especies identificadas en el estudio y categorizadas por la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza - UICN (ver tabla 80).

Tabla 80. | G4-EN14
Registro de peces en la UICN – Río Pamplonita

Orden	Familia	Especie	Nombre común	Categoría UICN
Characiformes				
	Prochilodontidae	Prochilodus reticulatus	Bocachico	VU
Siluriformes				
	Cetopsidae	Cetopsis motataensis	Ciego	NE
	Loricariidae	Lamontichthys maracaibero	Rabofilo	NE
	Pimelodidae	Pimelodus coprophagus	Rampuche	VU
	Doradidae	Doraops zuloagai	Mariana	VU
Gymnotiformes				
	Apteronotidae	Apteronotus cf. rostratus	Cuchillo	NE



EJE

CONSERVACIÓN DE LA BIODIVERSIDAD

Este eje estratégico busca desarrollar acciones de conservación de la biodiversidad en las áreas de influencia de las operaciones y proyectos de Ecopetrol, que a su vez aporten a las metas y necesidades del orden regional y nacional.

PROYECTO VIDA SILVESTRE



En 2014, Ecopetrol y la Wildlife Conservation Society (WCS Colombia), se unieron para trabajar por la conservación de diez especies (siete de fauna, tres de flora) en las regiones del Magdalena Medio y en los Llanos Orientales, las cuales fueron seleccionadas

para esta iniciativa por ser consideradas como especies sombrilla, es decir, estratégicas para la conservación de otras especies y para los propios ecosistemas donde habitan.

Los objetivos del proyecto son:

Aportar a las metas nacionales de biodiversidad enfocadas a la conservación de diez especies con acciones de conservación aplicadas.

Evaluar el estado de conservación y la diversidad de ecosistemas en las áreas de intervención.

Evaluar la probabilidad de persistencia (ocupación) de las especies priorizadas en las áreas de intervención.



 Danta

Las acciones de conservación para cada especie se ejecutan a través de diez organizaciones del orden nacional que trabajan bajo la coordinación técnica de WCS Colombia. Vida silvestre se desarrolla en los departamentos de Santander, Antioquia (complejo de ciénagas Carare – Barbacoas), Vichada (planicies altas de la

Orinoquía no inundables, bosques de Galería y esteros asociados al río Bitá) y Arauca.

En la tabla 81 se describen las especies seleccionadas que son objeto de protección, su ubicación, la organización ejecutora del proyecto para cada una de ellas y los principales avances logrados hasta 2015.

Tabla 81.
Especies objeto de protección

Región Llanos Orientales			
Entidad	Especie	Principales objetivos	Principales avances
Fundación Omacha	Tortuga Charapa	<ul style="list-style-type: none"> Disminución de consumo a través de acuerdos comunitarios Liberar 4.000 tortuguillos al medio natural 	<ul style="list-style-type: none"> Se han realizado dos eventos de liberación con las comunidades Santa María de la Virgen y Nueva Antioquia, con un total de 1.600 tortuguillos liberados. Se ha capacitado a comunidades como padres adoptivos en rescate de nidadas y cuidado y toma de medidas de neonatos, su manejo en medio natural y en piscinas artificiales.
Fundación Palmarito Casanare	Caimán del Orinoco	<ul style="list-style-type: none"> Mantener el Programa de crías ex situ Establecimiento de población en el Parque Nacional Natural El Tuparro 	<ul style="list-style-type: none"> Se han reintroducido 21 caimanes en el Parque El Tuparro.
Fundación Yoluka	Palma de Moriche	<ul style="list-style-type: none"> Fortalecer los morichales degradados (enriquecimiento vegetal) Aumentar la probabilidad de reclutamiento 	<ul style="list-style-type: none"> Se han formalizado cinco acuerdos de conservación. Se avanza en la propagación <i>ex situ</i> de la especie y el establecimiento en áreas piloto.
Fundación Orinoquía Biodiversa	Danta	<ul style="list-style-type: none"> Establecer el corredor biológico estructural Apoyar declaratoria de áreas protegidas 	<ul style="list-style-type: none"> Se han identificado y definido áreas estratégicas a declarar bajo categorías de conservación privadas con una extensión superior a 1.800 hectáreas. Se han formalizado cinco acuerdos de conservación.

Región Llanos Orientales

Corporación Ambiental La Pedregosa	Congrio	<ul style="list-style-type: none"> Mejorar áreas degradadas Mejorar la sostenibilidad con alternativas a la tala 	<ul style="list-style-type: none"> Se avanza en la propagación ex situ de la especie y el establecimiento en áreas piloto. Se diseñó una guía para el uso de la especie en procesos de restauración, rehabilitación y recuperación de áreas degradadas.
------------------------------------	---------	--	---

Región Magdalena Medio

Entidad	Especie	Principales objetivos	Principales avances
Fundación Biodiversa Colombia	Paujil de pico azul	<ul style="list-style-type: none"> Establecer acuerdos para la conservación y restauración del hábitat Lograr la declaratoria de área protegida regional 	<ul style="list-style-type: none"> Se realizaron las primeras acciones de restauración ecológica mediante ampliación de bordes da avance con plantaciones de especies nativas.
Fundación Humedales	Bagre rayado	<ul style="list-style-type: none"> Implementar prácticas pesqueras sostenibles Apoyar la declaratoria de zonas de reserva Apoyar los Comités Locales de Ordenación Pesquera 	<ul style="list-style-type: none"> Se establecieron acuerdos participativos de buenas prácticas de pesca en San Rafael de Chucurí y Bocas del Carare. Se establecieron conjuntamente con las comunidades de pescadores los grupos locales para realizar los muestreos ambientales y pesqueros en cuatro ciénagas en Carare (El Clavo y la Colorada) y San Rafael de Chucurí (Aguas Blancas y Aguas Negras). En el marco de los Comités Locales de Ordenación Pesquera, se aprobó la conformación de la Mesa del Bagre Rayado y su plan de acción.

Región Magdalena Medio			
Organización Cabildo Verde	Manatí del Caribe	<ul style="list-style-type: none"> • Apoyar la declaratoria de área protegida • Implementar prácticas productivas hacia su conservación 	<ul style="list-style-type: none"> • Se identificaron áreas estratégicas de interés potencial (ciénaga La San Juana) para ser declaradas como áreas protegidas • Se inició la conformación del Grupo de guardianes de manatí, en la comunidad Bocas del Carare.
Fundación Proyecto Primates	Mono araña	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer acuerdos comunitarios para la conservación y restauración de su hábitat • Restaurar el hábitat degradado • Trasladar individuos y grupos con baja probabilidad de supervivencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Se identificaron posibles incentivos para la conservación, soportados en la propagación de especies nativas; la restauración de áreas degradadas; la creación de reservas privadas de la sociedad civil, y la actividad ecoturística, mediante contemplación de la biodiversidad.
Cipav	Carreto	<ul style="list-style-type: none"> • Promover la siembra del carreto colorado con participación comunitaria • Generar un modelo de manejo ganadero amigo de la biodiversidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Se avanzó en procesos de gestión social para la identificación de sitios con presencia relictual de la especie. • Se adelantó la implementación del modelo de manejo ganadero amigo de la biodiversidad, en finca piloto.

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

Alineado con la nueva Estrategia de gestión del entorno de Ecopetrol, el proyecto Vida silvestre está adelantando diseños e implementación de acciones de restauración de ecosistemas estratégicos como morichales, ciénagas y bosques húmedos del Magdalena Medio. Las actividades

incluyen enriquecimiento forestal, arreglos silvopastoriles, acuerdos de conservación para la conectividad y monitoreo a la restauración. Estas acciones permitirán dar señales sobre las mejores prácticas de restauración en las regiones donde opera la empresa como parte de los procesos de compensación.

ÁREA DE SOSTENIBILIDAD EN AGROENERGÍA (ASA)



Ecopetrol realizó un convenio con la Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria (Corpoica), con el objetivo de evaluar el uso alternativo de las aguas de producción sobre sistemas agroforestales y agropecuarios, así como los potenciales efectos de las aguas de producción sobre el suelo y la biodiversidad del mismo.

El proyecto piloto comenzó con un área de 46 hectáreas, que fue dividida en parcelas agroforestales para silvicultura (pastoreo) y reforestación de zonas boscosas. En estas zonas se realizaron inventarios de biodiversidad de la fauna de invertebrados terrestres (Edafofauna), con el objetivo de realizar un seguimiento a la respuesta de ésta bajo los esquemas de riego con agua de producción en el área.

Esta estrategia comprendió un total de cuatro muestreos realizados en las temporadas secas y lluviosas, buscando identificar todas las especies, además de registrar su distribución y patrones de permanencia y recolonización como respuesta a los esquemas de riego con agua de producción en el área.

Como parte de la estrategia para la gestión de impactos sobre la biodiversidad, en 2015 se diseñó y desarrolló un muestreo por medio de la metodología de monolito (TSBF) que abarcó un total de 17 puntos,

repartidos entre zonas de potrero y zonas de bosque, buscando caracterizar las especies de invertebrados terrestres presentes en el área antes de dar inicio a los esquemas de riego con agua de producción; lo anterior con el objetivo de tener un referente de cómo se encontraba el área y la fauna presente en la zona, antes del riego con agua de producción por parte de Ecopetrol.

Dentro de la serie de acciones planificadas para la identificación y mitigación de impactos sobre la biodiversidad a futuro, se encuentran una serie de monitoreos periódicos de edafo-fauna para registrar la tendencia de biodiversidad (ganancia y pérdida de especies) a través del tiempo bajo las operaciones de Ecopetrol (riego con agua de producción) sobre las nuevas parcelas agroforestales recién establecidas en el área.

El objetivo es identificar los potenciales efectos del riego con agua de producción sobre la fauna del suelo por medio de la generación de alertas tales como la pérdida de especies, disminución en los valores de diversidad y alteraciones en los patrones de distribución atribuibles a los efectos químicos, físicos o mecánicos de dichos esquemas de riego; dichas acciones le servirán a Ecopetrol para direccionar sus operaciones en el marco de la responsabilidad ambiental de la empresa.

05





DIMENSIÓN SOCIAL



G4-DMA |

Para Ecopetrol asegurar la integridad de las personas, contribuir al bienestar de las áreas donde opera con personal comprometido, que busca la excelencia y que construye relaciones de largo plazo con sus grupos de interés, es parte sustantiva de su misión.

Por ello, más allá de sus metas operacionales, asigna un valor a la promoción y respeto de los derechos humanos, al fortalecimiento de sus prácticas laborales y al desarrollo sostenible de las comunidades de su entorno.



DERECHOS HUMANOS



G4-DMA | El mejoramiento continuo de la gestión de la empresa frente al compromiso con el respeto y la promoción de los derechos humanos, viene siendo orientado por un ciclo de gestión con una lógica de ciclo PHVA (planear, hacer, verificar, actuar), con el ánimo de asegurar la coherencia del desempeño empresarial con las normas nacionales e internacionales aplicables, y de asegurar el concepto de debida diligencia en materia de derechos humanos y empresa.

Esta visión está plasmada en la Directriz de derechos humanos de Ecopetrol, que contiene los compromisos y declaraciones corporativas, los roles, responsabilidades y los lineamientos operativos en la materia.

A continuación se presentan los avances y resultados en cada una de las etapas del ciclo de gestión durante 2015.

PLANEACIÓN



■ Directrices y compromisos | G4-DMA en derechos humanos

En la actual Directriz de derechos humanos se establecen dos objetivos estratégicos:

1

Asegurar la coherencia del desempeño empresarial con las normas nacionales e internacionales aplicables, así como con los estándares de autorregulación que ha adoptado la empresa en esta materia.

2

Generar valor a la empresa y a la sociedad a través de la promoción de los derechos humanos.

En línea con lo establecido en esta Directriz, los compromisos que orientan las acciones a ejecutar son:

■ Realizar todas sus operaciones empresariales con respeto por los derechos humanos, de acuerdo con los valores y principios consagrados en la Constitución Política de Colombia, en las leyes y los tratados internacionales de derechos humanos ratificados por el Estado colombiano. Este compromiso se refuerza con el respaldo a los Principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas; los Principios Rectores de Naciones Unidas sobre Derechos Humanos y Empresa, y los Principios Voluntarios sobre Seguridad y Derechos Humanos.

■ Fomentar el respeto y la promoción de los derechos humanos como criterio de gestión y toma de decisiones de negocio.

■ Actuar con la debida diligencia para prevenir y mitigar los impactos adversos a los derechos humanos que se puedan derivar de su operación.

■ No tolerar en ningún caso, rechazar y condenar públicamente, asuntos que involucren a la empresa o a los grupos de interés vinculados a ella, los abusos cometidos contra los derechos humanos y exhortar a las autoridades competentes en procura de investigaciones eficientes, eficaces, completas e imparciales.

G4-14 |

■ Trabajar con un enfoque preventivo frente a los riesgos para el medio ambiente propios de su actividad.

■ Diseñar e implementar un modelo de gestión de esta Directriz, dirigido a asegurar su cumplimiento en el marco del mejoramiento continuo y la transparencia.

■ Contar con un mecanismo accesible de peticiones, quejas y reclamos que permita atender de manera oportuna las solicitudes de los que se consideren afectados en sus derechos humanos por las operaciones y decisiones de Ecopetrol.

■ Velar porque todos los trabajadores directos de Ecopetrol conozcan, comprendan y ejerzan sus actividades diarias con respeto por los derechos humanos.

■ Hacer todos los esfuerzos, considerando sus competencias y capacidades, para que las empresas que forman parte del Grupo Ecopetrol, sus contratistas y socios, desarrollen sus actividades en coherencia con esta Directriz.

■ Desarrollar las actividades de seguridad de su personal, sus operaciones, infraestructura y activos, considerando el interés general de los habitantes de sus áreas de operación en un marco de respeto de los derechos humanos.

■ Plan táctico de derechos humanos

| G4-HR1

Este Plan, de vigencia anual, incorpora los objetivos, ejes estratégicos, focos y actividades orientadas a implementar la Directriz de derechos humanos de Ecopetrol.

La estructuración de este Plan obedece a la continuación de acciones en ejecución

y a la incorporación de nuevas prácticas que promuevan el mejoramiento continuo y la prevención y mitigación de riesgos identificados en el proceso de monitoreo.

En la tabla 82 se presenta el Plan táctico para la vigencia 2015.

Tabla 82.

Plan táctico de derechos humanos Ecopetrol 2015

Objetivo estratégico	Eje estratégico	Foco/iniciativas
Asegurar la debida diligencia y la trazabilidad de la operación de Ecopetrol respetuosa con los derechos humanos	Proceso monitoreo - Sistema de quejas, denuncias y reclamos de derechos humanos.	Análisis y gestión de riesgos de derechos humanos.
	Aseguramiento de los desempeños de la cadena de valor	Fortalecimiento del modelo de gestión de proveedores Alineamiento estratégico con Grupo Ecopetrol Alineamiento estratégico con socios/contrapartes
	Seguridad y derechos humanos	Relacionamiento con Fuerza Pública Gestión de seguridad privada Relacionamiento externo
	Promoción de los derechos de los niños, niñas y adolescentes	Prevención y erradicación del trabajo infantil. Promoción derechos de los niños, niñas y adolescentes en las comunidades de operación. Programa dirigido a mejorar la calidad de vida de los niños, niñas y adolescentes, hijos de trabajadores de Ecopetrol.
Agregar valor a través de la promoción de los derechos humanos en los entornos de operación de la empresa	Equidad e inclusión laboral	Equidad de género
	Derecho de asociación, libertad sindical, seguridad y derechos humanos	Relaciones constructivas con los sindicatos en temas de derechos humanos. Cumplimiento de compromisos convencionales en materia de derechos humanos.
	Paz y reconciliación	Pedagogías de paz Memoria histórica
	Promoción del multiculturalismo	Gestión de relacionamiento con grupos étnicos Guías Colombia
	Participación en iniciativas multiactor	Comité Minero Energético (CME) Pacto Mundial Red Colombia contra el Trabajo Infantil

Objetivo estratégico	Eje estratégico	Foco/iniciativas
Divulgación y capacitación	Gestión del conocimiento	Práctica clave de derechos humanos y empresa
		Práctica clave de seguridad y derecho humanos

Fuente: Ecopetrol, Dirección de Asuntos Corporativos

G4-DMA |

IMPLEMENTACIÓN



La ejecución de las acciones que conforman el Plan táctico de derechos humanos, busca incorporar en la gestión empresarial el respeto y la promoción de los Derechos Humanos. Las actividades adelantadas durante 2015 fueron:

Proceso de monitoreo | G4-HR12

En 2015 se continuó aplicando el procedimiento para la identificación y monitoreo de riesgos e impactos en derechos humanos. Durante el año, la matriz de riesgos e impactos fue revalidada y los riesgos fueron actualizados de conformidad con el comportamiento de los mismos en los últimos dos años.

Igualmente, como consecuencia de la aplicación de este procedimiento, en 2015 se produjeron tres informes trimestrales de monitoreo, los cuales incluyeron nuevas fuentes de información, entre éstas, la altas instancias judiciales nacionales (Corte Constitucional, Consejo de Estado

y Corte Suprema de Justicia) e instancias internacionales (Comisión Interamericana de Derechos Humanos y Corte Interamericana de Derechos Humanos). Dichos informes fueron de conocimiento del Comité de Derechos Humanos de la empresa.

Adicionalmente, con la implementación del procedimiento, el Comité de Casos Especiales gestionó la aplicación de acciones de debida diligencia en casos de gran importancia para la compañía. Durante el 2015 se llevaron a cabo dos talleres de análisis de riesgos en derechos humanos para su operación en el departamento del Meta con participación del personal de la operación de Ecopetrol en el CPO-09.

| G4-HR9

Aseguramiento de los desempeños de la cadena de valor

G4-HR10
G4-HR11

Proveedores:

En desarrollo de las acciones encaminadas a prevenir impactos adversos a los derechos humanos en la cadena de abastecimiento, en el 2015 se llevaron a cabo por parte de Ecopetrol las siguientes acciones:

Anexo de derechos humanos en los contratos: en 2015 se estableció un nuevo Anexo de derechos humanos y responsabilidad social empresarial para todos los contratos de Ecopetrol, en el que queda explícito el compromiso que deben asumir los contratistas de respetar los derechos humanos e identificar, prevenir y mitigar situaciones que afecten real o potencialmente el ejercicio de los derechos en desarrollo de las operaciones y en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales, a la luz del relacionamiento con sus grupos de interés.

Guía de aspectos y condiciones laborales en actividades contratadas por Ecopetrol: en el ámbito laboral en actividades contratadas, se actualizó en la Guía de aspectos y condiciones laborales en actividades contratadas por Ecopetrol donde se incluye un aparte sobre derechos humanos y estándares laborales que reflejan el compromiso de la empresa con el respeto y promoción de los derechos humanos, a partir del principio de debida diligencia.

Asimismo, se implementaron planes de aseguramiento de lo contenido en la Guía en cada una de las regionales donde Ecopetrol tiene operación.

Cierre de brechas en contratistas: Ecopetrol elaboró en 2014 un diagnóstico de sostenibilidad a 254 proveedores, en el que se incluyeron una serie de preguntas relacionadas con la gestión en derechos humanos al interior de cada una de las empresas. Como resultado de este diagnóstico, se propuso por parte de Ecopetrol el desarrollo de un Diplomado que incluyera dentro de sus temáticas, aspectos básicos sobre derechos humanos y empresa. Dicho diplomado fue diseñado en conjunto con la Universidad Jorge Tadeo Lozano; sin embargo, debido a los recortes presupuestales durante 2015, no pudo ejecutarse como se tenía planeado dentro del marco de la iniciativa Universidad de Proveedores.

G4-HR1 |

Grupo Ecopetrol:

Dando continuidad al ejercicio de mejora de las capacidades de las empresas del Grupo Ecopetrol en relación con su sostenibilidad social y ambiental, y teniendo como referencia la Guía ISO 26000, durante el 2015 se desarrolló un plan de cierre de brechas para cada una de las empresas del Grupo.

En cumplimiento del plan, todas las empresas fortalecieron su gestión en derechos humanos y se desarrolló un modelo de único de implementación y evaluación de la gestión en derechos humanos.

Con base en la aplicación de este modelo y de los estándares definidos en la Directriz de derechos humanos para Grupo Ecopetrol, se obtuvo una línea base para las nueve empresas participantes en el proyecto. Los resultados mostraron un promedio de 75,58% de avance en la gestión, respecto de un 100% propuesto, con lo cual se identificaron nuevos retos para cada una de las empresas participantes.

G4-HR9
G4-HR1 |

Socios:

Actualmente, se encuentran vigentes los siguientes contratos de operación con socios que incluyen cláusulas en derechos humanos:

El Joint Operation Agreement Capachos. <

> El contrato de Colaboración La Cira Infantas.

El contrato de Colaboración Empresarial Teca. <

> El Contrato de Exploración y Producción N° 8 de 2009 - Área Occidental Bloque CPO-9



Seguridad y derechos humanos

G4-DMA
G4-HR7

Procedimiento de debida diligencia:

El 20 de abril de 2015 se publicó oficialmente el Procedimiento de debida diligencia para asegurar el respeto de los derechos humanos en la implementación de las medidas de seguridad física. Con base en este procedimiento, el 7 de mayo de 2015 se realizó un taller sobre el Ciclo de gestión

de riesgos, con el objetivo de fortalecer los conocimientos y la alienación conceptual y operativa de 13 funcionarios y analistas de seguridad, los cuales fueron previamente seleccionados como agentes multiplicadores de esta información en sus respectivas regionales.

Implementación de los Principios Voluntarios:

Se avanzó en la estrategia de relacionamiento con la Fuerza Pública en aras de divulgar la Política Integral de Ecopetrol y las directrices relativas a derechos humanos y seguridad, al igual que los lineamientos y estándares internacionales que Ecopetrol ha adoptado en materia de seguridad y derechos humanos como son los Principios Voluntarios.

Por otro lado, en desarrollo del Procedimiento de debida diligencia para la

identificación, evaluación, prevención, mitigación y reparación (si es del caso), de los impactos negativos a los derechos humanos por actividades de seguridad de la empresa, se ha fortalecido el mecanismo de reporte sobre presuntas violaciones o abusos a los derechos humanos, lo que ha permitido identificar situaciones particulares y hacer la respectiva valoración y emisión de recomendaciones, así como su seguimiento.

Seguridad privada: | G4-HR7

Con base en una batería de indicadores diseñada, Ecopetrol puede hacer seguimiento, control y evaluación al desempeño de las empresas contratistas de seguridad privada en su gestión integral, para desarrollar y asegurar el cumplimiento de sus obligaciones contractuales en la materia.

En 2015 se dieron orientaciones a las seis empresas proveedoras de servicios de seguridad privada para Ecopetrol, sobre cómo dar cumplimiento a las obligaciones contenidas en la cláusula contractual en materia del cumplimiento de los Principios Voluntarios en Seguridad y Derechos Humanos.



Promoción de los derechos de los niños, niñas y adolescentes

Prevención y erradicación del trabajo infantil | G4-DMA

G4-HR5 | Dado que dentro del análisis de riesgos en derechos humanos en Ecopetrol, uno de los impactos potenciales identificados en la cadena de abastecimiento se refiere a la generación o exacerbación de la explotación de la niñez, Ecopetrol, con apoyo de UNICEF, desarrolló un plan de trabajo en 2015 que incluyó las siguientes actividades: la primera de ellas relacionada con la divulgación de mensajes contra el trabajo infantil y la explotación sexual de la niñez, dirigidos a todos los trabajadores y contratistas de la empresa; y la segunda, relacionada con la identificación de un área de la operación en donde, de acuerdo con el concepto de UNICEF, se dieran las condiciones necesarias para desarrollar acciones de prevención y mitigación del riesgo, razón por la cual se eligió la operación de transporte de crudo por carro tanques, en el departamento de Putumayo.

En coherencia con lo anterior, Ecopetrol ha hecho expreso su compromiso contra el trabajo infantil al adherirse a la Red Colombia contra el Trabajo Infantil, siendo parte activa de su proceso de estructuración y del desarrollo de acciones encaminadas a prevenir el riesgo de generar o exacerbar la explotación sexual de niños, niñas y adolescentes en los entornos de operación, en tanto que este riesgo potencial es, a su vez, un riesgo asociado a las peores formas de trabajo forzoso, el cual se presenta de manera generalizada en contextos de la industria del petróleo y gas.

G4-HR6

En 2015 se adelantó un trabajo de divulgación interna sobre la adhesión de Ecopetrol a la Red, la importancia de la misma en la gestión de la empresa frente a los derechos de los niños, niñas y adolescentes, y sobre la manera en que se debe entender la explotación sexual de la niñez y las formas de prevenirla.



En el mes de noviembre se presentó a la Red el Informe Parcial de Rendición de Cuentas año 2015, que dio cuenta de las acciones que se realizaron por parte de la empresa desde diciembre de 2014, en relación con las expectativas de la Red y de conformidad con la gestión que adelanta Ecopetrol en materia de derechos humanos.

Adicionalmente, Ecopetrol exige a sus trabajadores y contratistas un compromiso con los derechos humanos y específicamente con la no explotación infantil y el rechazo al trabajo forzado o no consentido, a través de la adhesión al Código de Ética de la empresa, la Directriz de Derechos Humanos y la Guía de aspectos y condiciones laborales en actividades contratadas con Ecopetrol.

G4-HR5

G4-HR6

Promoción derechos de los niños, niñas y adolescentes en las comunidades de operación

Consciente de la importancia de implementar alternativas que reduzcan los niveles de deserción escolar, en 2015 se dio continuidad a las alianzas con la Fundación Batuta y la Fundación Colombianitos, que tienen como objetivo contribuir con la formación musical y deportiva de niños, niñas y adolescentes en edad escolar, respectivamente, en las zonas de operación de la empresa.

La Fundación Batuta atendió en 2015 a 1.560 niños, niñas y jóvenes en sus centros musicales, brindando formación sinfónica e iniciación musical.

Por su parte, la iniciativa de Colombianitos, que ha estado orientada a desarrollar valores, y prevenir la violencia infantil y

juvenil a través del deporte, atendió a 2.400 niños, niñas y jóvenes en los departamentos del Meta, Bolívar, Caldas, Santander y Antioquia.

Adicionalmente, en distintas instituciones educativas de las regiones donde opera Ecopetrol se adelantaron otros proyectos dirigidos a: ofrecer actividades culturales y deportivas a los jóvenes con el fin de generar opciones de un uso adecuado del tiempo libre; dotación de bandas marciales; adecuación de las salas de música; renovación de condiciones sanitarias; mejoramiento de la infraestructura educativa y comunitaria; mejoramiento de canchas de fútbol; implementación de estrategias lúdico deportivas, y mejoramiento de competencias en lectoescritura.

 Programa de la Fundación Batuta





Inclusión laboral

G4-DMA
G4-HR3

En 2014 se definieron los lineamientos internos para empleados de Ecopetrol con restricciones médico laborales temporales o permanentes, a través de la actualización de la Guía y del Procedimiento para la rehabilitación y reincorporación laboral en Ecopetrol.

Durante 2015 se gestionaron los siguientes casos de trabajadores de Ecopetrol con alguna restricción de tipo médico laboral, así:

41

trabajadores fueron reincorporados laboralmente con modificaciones a las funciones que realiza el trabajador o modificaciones al puesto de trabajo.

22

trabajadores fueron reincorporados sin modificaciones a las funciones que realiza el trabajador o al puesto de trabajo.

2

trabajadores fueron reubicados laboralmente.

23

trabajadores se encuentran en seguimiento de los seis meses a la decisión de reincorporación laboral con la que se decidió el caso.

2

trabajadores se encuentran en seguimiento posterior a los 12 meses a la decisión de reincorporación laboral con la que se decidió el caso.

Con corte a 31 de diciembre de 2015 se encontraban inscritos al Sistema de rehabilitación y reincorporación laboral de Ecopetrol 143 casos de trabajadores con algún tipo de restricción médica.







Derecho de asociación y libertad sindical

G4-DMA

G4-HR4

Conforme a la legislación laboral colombiana, las organizaciones sindicales que coexisten en Ecopetrol son, en su mayoría, de industria o por rama de actividad económica, lo cual implica que tengan afiliados en distintas empresas dedicadas a la industria petrolera.

En 2015, coexistían en Ecopetrol cuatro organizaciones sindicales:

-  Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo (USO): sindicato de primer grado y de industria.
-  Asociación de Directivos Profesionales y Técnicos de Empresas de la Industria del Petróleo en Colombia (ADECO): sindicato de primer grado y de industria.
-  Sindicato Nacional de Trabajadores de Empresas Operadoras, Contratistas, Subcontratistas, de Servicios y Actividades de la Industria Petrolera, Petroquímica y Similares (SINDISPETROL): sindicato de primer grado y de industria.
-  Asociación Sindical de Profesionales de Ecopetrol (ASPEC): sindicato de primer grado y de empresa.

A diciembre 31 de 2015, el 46,9% de los empleados en Ecopetrol se encontraban afiliados a alguna de las anteriores organizaciones sindicales y contaban con una convención colectiva.

| G4-11

En coherencia con el compromiso de Ecopetrol con el respeto al derecho de asociación, la libertad sindical y la negociación colectiva, en 2015 se continuó con el esquema de relacionamiento con las organizaciones sindicales en la empresa (reuniones sistemáticas y otros espacios de diálogo).

| G4-LA4

El cumplimiento del esquema de relacionamiento sindical fue del 100%: se adquirieron 288 compromisos de los cuales, se cerraron 285. Tres compromisos pendientes de cierre son de ejecución sucesiva.

La agenda temática con las reuniones sindicales comprendió aspectos relacionados con contratación; salarios, prestaciones e indemnizaciones; vinculación laboral y contratos de trabajo.

Ecopetrol S.A. permanentemente mide y monitorea la normalidad de las actividades laborales en todas las áreas y regiones de operación. Para ello, cuenta con un protocolo de atención que define los pasos a seguir en casos de anormalidad laboral o ceses de actividades, que determina las autoridades a quienes se debe acudir y las acciones a realizar en cada caso.

Por otro lado, en la Convención Colectiva de Trabajo vigente para los años 2014 – 2018 se mantuvo el Capítulo XVII que se denomina de Derechos humanos y paz, por medio del cual Ecopetrol y la USO trabajan conjuntamente para incentivar

el respeto, cumplimiento y divulgación de los derechos humanos en la empresa y en las regiones en donde opera. Se cuenta con una Comisión Nacional de Derechos Humanos y Paz Ecopetrol – USO y siete Subcomisiones regionales de derechos humanos que trabajan para el cumplimiento de este propósito.

Dentro de las actividades de las Comisiones se encuentra la construcción de soluciones conjuntas para la protección efectiva de los derechos humanos de los trabajadores y dirigentes sindicales y la realización de programas de formación y capacitación en el tema.



■ Paz y reconciliación

Teniendo en cuenta el contexto nacional e internacional frente a la importancia de identificar las posibilidades de aportar a la construcción de la paz, durante 2015 Ecopetrol adelantó diferentes iniciativas con el objetivo de continuar aportando a la construcción de paz en el país, enfocados en:

Memoria histórica en el Magdalena Medio

Durante 2015 se continuó el trabajo conjunto con la USO y el Centro Nacional de Memoria Histórica para complementar el Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Medio. Esta iniciativa busca contribuir a la recuperación de la memoria histórica para la construcción de paz, la reconciliación, la promoción de los derechos humanos y la reconstrucción del tejido social en el Magdalena Medio. En 2015 se adelantaron las siguientes actividades:

Talleres de construcción de memoria en las diferentes subregiones del Magdalena Medio.

Estructuración de los proyectos que componen el programa con la metodología de marco lógico.

Fortalecimiento de capacidades en estructuración de proyectos de memoria y las diferentes fuentes de financiación.

Socialización de la iniciativa ante la comunidad internacional, gobierno local y nacional con el fin de identificar aliados y sinergias.

Apoyo a iniciativas locales de memoria.

Relatos de memoria

El Museo virtual e itinerante de relatos de memoria tiene como objeto promover la construcción de paz desde la cotidianidad, a través de historias de violencia y resiliencia cercanas a Ecopetrol, que motiven la apropiación de su construcción como una responsabilidad de todos.

Durante 2015 y en alianza con los Museos Escolares de Memoria, creadores de la metodología adaptada a Ecopetrol, se realizaron los talleres con los gestores del Museo, con quienes se trabajaron las historias que darán inicio al mismo, el cual se inaugurará en el 2016.

Cultura de paz

Con el fin de promover la apropiación del proceso de construcción de paz como un asunto y responsabilidad de todos, se trabajó con la Fundación Gente Ecopetrol en la realización de talleres llamados Protagonistas de paz. Adicionalmente se trabajó con la Redprodepaz en el fortalecimiento de capacidades de estructuración de proyectos de paz y la identificación de las fuentes de financiación.

Educación para la prevención del riesgo por minas antipersona

Colombia es el segundo país en el mundo más contaminado por Minas Antipersonal (MAP), Municiones Sin Explotar (MUSE) y Artefactos Explosivos Improvisados (AEI). Esto representa un alto riesgo de accidentalidad para el personal de Ecopetrol, para sus contratistas y para las comunidades que

hacen parte de su entorno, en la medida en que la empresa desarrolla sus operaciones en gran parte de las zonas donde se encuentran ubicados estos artefactos.

Por tal razón, desde 2012 Ecopetrol cuenta con un convenio de colaboración con la Dirección

para la Acción Integral contra Minas Antipersonal (DAICMA), con el fin de implementar acciones en Educación en el Riesgo por Minas Antipersonal (ERM).

Los resultados obtenidos fueron presentados por la Dirección para la Acción Integral contra Minas Antipersonal en el marco de las reuniones de la Convención de Ottawa celebradas en Ginebra (Suiza), el 25 de junio de 2015, como una muestra exitosa de la cooperación entre Estado y sector empresarial para gestionar esta situación, en cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Convención.



■ Apoyo al fortalecimiento institucional público en derechos humanos

Ecopetrol establece alianzas con diferentes entidades del Estado que adelantan gestiones relacionadas con los derechos humanos en el ámbito nacional, regional y local, con el fin de establecer sinergias y generar el impacto deseado en los territorios en los que opera la empresa.

Durante 2015 se participó en la elaboración del Plan Nacional de Acción sobre Derechos Humanos y Empresas, liderado por el Gobierno Nacional, a través de la Consejería Presidencial para los Derechos Humanos.



■ Promoción del multiculturalismo



OG9 | Consultas previas

Durante 2015 se dio continuidad a tres procesos de consulta previa que no habían alcanzado la fase de protocolización con ocho comunidades certificadas por el Ministerio del Interior, en el marco de dos proyectos exploratorios y uno de producción. También se avanzó en el seguimiento de la consulta previa del

proyecto APE Mago Norte, el cual no ha realizado actividades aún pero se requiere viabilizar la fase de producción. Por otra parte, se realizó seguimiento a seis proyectos que se iniciaron entre 2013 y 2014.

En la tabla 83 se presenta el estado de las consultas previas vigentes.

Tabla 83.
Consultas previas de Ecopetrol

Proyecto	Comunidades consultadas	Ubicación	Fase alcanzada en 2015
SÍSMICA SAMICHAY 2D	Un resguardo Uitoto Dos resguardos Coreguaje	Solano, Caquetá	Realización de capacitación en formulación de proyectos.
APEM RC-9	119 comunidades Wayúu	Manaure, Guajira	Se avanzó en la elaboración del Plan de Manejo Ambiental y en estudios de pesca previos a la perforación del pozo.
APE MAGO NORTE	Un resguardo Sikuani	Puerto Gaitán, Meta	Se trabajó en la evaluación de la modificación de los acuerdos para avanzar en la fase de producción.
APE CPO-8 SUR	Dos resguardos Sikuani	Puerto Gaitán, Meta	Se está a la espera de la licencia ambiental para iniciar actividades.
SÍSMICA SSJS-1 2D	11 comunidades Zenú	Varios municipios, Córdoba	Se realizaron visitas al área informando a la comunidad que no se ha fijado fecha para el inicio de la sísmica.
APE IYACANA	Una comunidad Zenú	Canalete, Córdoba	Se realizaron visitas al área informando a la comunidad que no se ha fijado fecha para el inicio de actividades.
SÍSMICA PUT-13 2D	Un resguardo Kichua	Puerto Leguizamo, Putumayo	Se protocolizó la consulta previa sin llegar a acuerdos con la comunidad para el ingreso de la sísmica al resguardo, por lo que se modificará el trazado de la sísmica.
APE NAFTA	Una comunidad Embera Chami	Puerto Parra, Santander	Se está a la espera de la licencia ambiental para iniciar el proyecto.
VARIANTE TRANSPORTE CHINCHINÁ -PEREIRA	Dos resguardos Embera Chami	Marsella, Risaralda	Se está a la espera de iniciar el proyecto.
MODIFICACIÓN PMA SUR- POLÍGONO CHURUYACO	Dos resguardos Cofán , un resguardo Pasto , un resguardo Nasa , un Consejo Comunitario	Ipiales, Nariño	Se han realizado reuniones de apertura y se ha levantado una línea base con las comunidades Pasto, Cofán y Consejo Comunitario.

G4-DM4 | **Estrategia de multiculturalismo**

OG9 | Durante 2015 se definió e implementó en las regionales de entorno de Ecopetrol el Modelo de gestión social con enfoque diferencial para comunidades étnicas, entendido

como la definición de las líneas rectoras de las actuaciones de Ecopetrol hacia las comunidades étnicas asentadas en sus áreas de interés, el cual responde a:

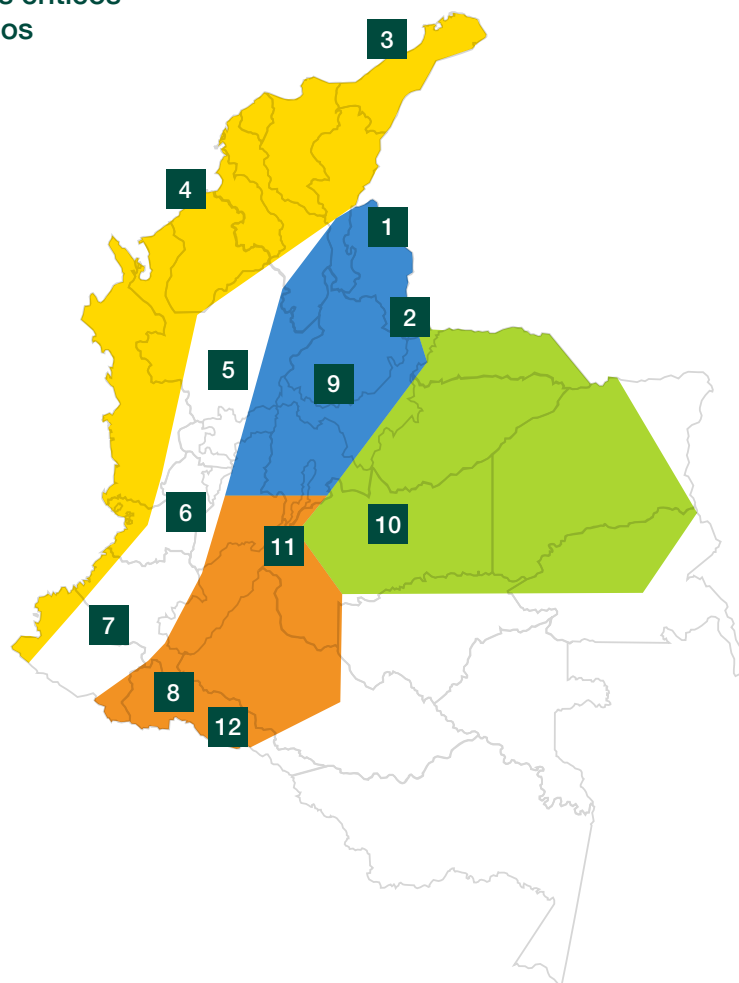
Establecer los lineamientos de política y estrategias culturalmente adecuadas para el relacionamiento con las comunidades étnicas y las entidades públicas y privadas que confluyen en dichas áreas, para la construcción de vínculos a largo plazo basados en la confianza y el respeto mutuo.

Orientar la inversión social con enfoque diferencial que realiza Ecopetrol en beneficio de las comunidades étnicas para contribuir con su desarrollo integral mediante planes, programas y proyectos que sean sostenibles cultural, social, ambiental y económicamente, y que respondan preferencialmente a sus propias prioridades de desarrollo, en respeto a su autonomía.

Ecopetrol desarrolla sus proyectos y operaciones en todo el territorio nacional, lo cual incluye diversos territorios de comunidades étnicas, indígenas y afrodescendientes. Se han focalizado 12 áreas o focos estratégicos de operación en territorios

de comunidades étnicas. En el 100% de estas áreas se hace presencia mediante procesos de relacionamiento con las comunidades étnicas. En el mapa a continuación se pueden visualizar las zonas de operación de Ecopetrol con comunidades étnicas.

Focos estratégicos críticos en territorios étnicos



1	Catatumbo: comunidades indígenas Motilón Bari.	7	Nariño: comunidades indígenas A'wa y los Pastos y comunidades negras.
2	Sarare y Arauca: comunidades indígenas u'wa y otras etnias.	8	Putumayo: comunidades indígenas Cofan, Siona, Inga, Camentsá, Uitoto, A'wa, Pasto, Pijao, Embera, Coreguaje, Nasa y comunidades negras.
3	Guajira, Magdalena: comunidades Wayuu, Kogui, Arhauacos, Wíwas, y Kankuamos.	9	Magdalena Medio: comunidades negras y una comunidad indígena Embera.
4	Golfo de Morrosquillo, Córdoba, Sincelejo y Palmito: comunidades indígenas Zenú y comunidades negras.	10	Puerto Gaitán: comunidades indígenas Sikuaní y Piapoco.
5	Risaralda: comunidades indígenas Embera Chamí	11	Huila - Tolima: comunidades indígenas Pijao.
6	Tramo Yumbo - Buenaventura: comunidades indígenas y comunidades negras.	12	Caquetá: comunidades indígenas Uitoto.



OG10 | **Prevención y manejo de conflictos interculturales**

Ecopetrol busca prevenir y gestionar los conflictos interculturales que a raíz del desarrollo de sus proyectos u operaciones puedan generarse con las comunidades étnicas. En este sentido genera procesos de capacitación que brinden competencias en materia de asuntos étnicos a los funcionarios de la empresa que se relacionan con estas comunidades.

El desarrollo de diálogos interculturales y de conocimiento mutuo es otra de las estrategias que Ecopetrol implementa para prevenir los conflictos interculturales. En 2015 se sostuvieron diálogos interculturales y de conocimiento mutuo de manera permanente con las comunidades

étnicas presentes en las áreas de exploración y operación.

Por otro lado, Ecopetrol considera que las comunidades étnicas tienen derecho a participar de la contratación de mano de obra calificada y no calificada, así como de bienes y servicios, pero con un claro enfoque diferencial para comunidades étnicas. En este sentido, promueve la construcción de marcos de relacionamiento con las comunidades étnicas en donde queden establecidas claramente las reglas de juego en materia de contratación de mano de obra y de bienes y servicios, de tal manera que estas actividades no vayan en detrimento de su integridad étnica, social, cultural, política ni económica.

G4-15 | **Participación en iniciativas multiactor**

Con el fin de intercambiar conocimientos e identificar mejores prácticas que aseguren la debida diligencia en la gestión empresarial en sostenibilidad y derechos humanos, Ecopetrol participa en iniciativas voluntarias de construcción conjunta, como son:



■ Guías Colombia

En esta iniciativa participan empresas, organizaciones de la sociedad civil y el Gobierno, unidos por el propósito común de aportar al mejoramiento de la situación de derechos humanos en el país.

Ecopetrol, como miembro de Guías Colombia, participó durante 2015 en la elaboración de los siguientes documentos:



✓ Documento de gobierno interno de Guías Colombia.



✓ Guía de cadena de suministro.



✓ Guía de fortalecimiento de lo público.



■ Comité Minero Energético (CME)

Esta iniciativa tiene como objetivo promover la aplicación de los Principios Voluntarios en Seguridad y Derechos Humanos en la gestión de empresas del sector minero energético.

Durante 2015, Ecopetrol participó activamente en el Comité Directivo del CME, en la Plenaria y en los grupos de trabajo de empresas y fuerza pública, y el de política pública en derechos humanos y empresa. De esa manera, se contribuyó efectivamente a la construcción de recomendaciones y buenas prácticas sobre la gestión de convenios de colaboración con la Fuerza Pública; asimismo, participó activamente en el proceso de discusión de la propuesta del Gobierno nacional sobre lineamientos para una política pública sobre empresas y derechos humanos, así como en la discusión de las recomendaciones para la gestión de riesgos por conflictos en desarrollo de la protesta social y el escalamiento a vías de hecho.



■ Pacto Mundial

Como parte de su compromiso con el Pacto Mundial de Naciones Unidas, iniciativa a la que Ecopetrol adhirió en 2009, la empresa viene apoyando a la Red Local del Pacto en Colombia, de la siguiente manera:



Como aportante, en la categoría de miembro contribuyente, desde el año 2011.



Como miembro de la Junta Directiva de la Red, desde el 2012.



Con participación en las mesas temáticas.



Con patrocinio a los congresos que se realizan en Colombia. En 2015 apoyó la realización del Quinto Congreso de Pacto Global, realizado en Bogotá el 20 y 21 de mayo de 2015.

Desde el 2013 la empresa apoya también al Centro Regional para América Latina y el Caribe del Pacto Mundial, donde participa activamente en la mesa de trabajo del Principio 10, en la que se comparten mejores prácticas con otras empresas, buscando como objetivo común combatir la corrupción. Adicionalmente, Ecopetrol

se vinculó a la iniciativa de Empresas para Empresas, la cual busca capacitar a Pymes en temas anticorrupción.

En abril de 2015, Ecopetrol envió su sexta Comunicación de Progreso a Naciones Unidas, correspondiente a la gestión realizada por la empresa en el 2014.



PRINCIPIOS DEL PACTO MUNDIAL



1
Apoyar y respetar la protección de los derechos humanos fundamentales reconocidos universalmente, dentro de su ámbito de influencia.

Derechos humanos

2
Asegurar que las empresas no sean cómplices de la vulneración de los derechos humanos.



3

Apoyar la libertad de asociación y el reconocimiento efectivo del derecho a la negociación colectiva.

4

Apoyar la eliminación de toda forma de trabajo forzoso o realizado bajo coacción.

5

Apoyar la erradicación del trabajo infantil.

6

Apoyar la abolición de las prácticas de discriminación en el empleo y ocupación.

Ámbito laboral



10

Trabajar en contra de la corrupción en todas sus formas, incluidas la extorsión y el soborno.

Anticorrupción



7

Mantener un enfoque preventivo que favorezca el medioambiente.

8

Fomentar las iniciativas que promuevan una mayor responsabilidad ambiental.

9

Favorecer el desarrollo y la difusión de las tecnologías respetuosas con el medioambiente.

Medioambiente





Red Colombia contra el Trabajo Infantil

Esta iniciativa es liderada por el Ministerio del Trabajo y apoyada por la OIT, la Red Local del Pacto Global en Colombia y varios aliados estratégicos pertenecientes a organizaciones, gremios empresariales y entidades del Estado. Tiene como objetivo que las empresas identifiquen y gestionen los riesgos e impactos del trabajo infantil y promuevan el respeto por los derechos de los niños, niñas y adolescentes, al interior de sus empresas, en las comunidades de entorno y en sus cadenas de suministro.

En 2015 Ecopetrol participó en las reuniones anuales programadas en la Red y dio a conocer la iniciativa a nivel interno y externo, tanto en reuniones informativas como en comunicaciones internas. A su vez, presentó el reporte anual de desempeño donde reflejó los avances de las acciones desarrolladas y cumplimiento de compromisos frente a la Red.

VERIFICACIÓN



G4-DMA |

Dentro del ciclo de gestión en derechos humanos, la verificación se realiza mediante la medición del indicador trimestral de cumplimiento del Plan táctico de derechos humanos. En los últimos dos años el indicador ha tenido un cumplimiento por encima de la meta del 95%: en 2014 fue de 100% y en 2015, de 102%.

En la misma etapa de verificación tiene lugar el proceso de monitoreo a los riesgos e impactos identificados en materia de derechos humanos y DIH, del cual se desprende un informe trimestral que se reporta ante el Comité de Derechos Humanos.

G4-HR12 |

Durante 2015 se produjeron tres informes de monitoreo. El último, correspondiente al cuarto trimestre, fue emitido en enero de 2016.

Adicionalmente, con la implementación de dicho procedimiento, la instancia del Comité de Casos Especiales gestionó la implementación de acciones de debida diligencia en casos de especial importancia

para la compañía. En el marco de tales acciones se llevaron a cabo dos talleres de análisis de riesgos en derechos humanos para su operación en el departamento del Meta.

Dentro del proceso de monitoreo, en 2015 se presentaron 51 peticiones o quejas en derechos humanos, entre las cuales se cuentan situaciones relacionadas con empleados de Ecopetrol, trabajadores de empresas contratistas, de organizaciones no gubernamentales y de la comunidad. Todas ellas fueron contestadas oportunamente y de ser el caso, fueron remitidas a las autoridades competentes para su investigación y solución.

En cuanto a los contratistas, por parte de la Dirección Estratégica de Abastecimiento no se tienen evidencias de quejas de presuntas violaciones en derechos humanos por parte de proveedores, ni denuncias de infracciones o coerción al derecho de negociación o asociación colectiva a trabajadores de contratistas. Por otro lado, desde la verificación realizada a través de las

G4-HR5
G4-HR6
G4-HR11

auditorías laborales a contratistas, en 2015 no se evidenciaron situaciones en las que se presentaran presuntos o potenciales impactos relacionados con trabajo forzoso o con trabajo infantil.

Por otro lado, en la Unidad de Control Disciplinario no se adelantaron en 2015

G4-HR3 |

procesos por conductas relacionadas con violación de derechos humanos por parte de los empleados de Ecopetrol. Asimismo, durante el año se identificaron tres casos de discriminación al interior de Ecopetrol; ninguna de las tres denuncias presentadas fue corroborada por parte de la Unidad de Control Disciplinario.

El Comité de Convivencia Laboral recibió 39 casos de presunto acoso laboral de los cuales: | G4-LA16

2	Están en estudio
10	Están en proceso de investigación
8	Fueron cerrados
17	No cumplieron características de acoso laboral según la Ley 1010
2	Fueron remitidos a la Procuraduría General de la Nación

G4-SO11 | En relación con la gestión de quejas frente a la Fuerza Pública y vigilancia privada, en 2015 se recibieron cinco quejas contra el Ejército en convenio con Ecopetrol, por parte de particulares. Se realizó el análisis, la valoración y las recomendaciones correspondientes. Ninguna de estas quejas, a pesar de que en su momento activaron el

indicador clave de riesgo, se convirtieron en denuncias formales debido a las gestiones adelantadas según lo indica el mecanismo para atender dichos reclamos.

Por otra parte, en 2015 Ecopetrol envió comentarios frente a tres quejas que están inscritas ante el Comité de Libertad Sindical de

| G4-HR4

la Organización Internacional del Trabajo (OIT). En ese mismo periodo se dio por cerrado un caso con ocasión al acuerdo celebrado entre empresa y sindicato.

G4-HR4 | Igualmente, se atendieron diligencias en 19 averiguaciones preliminares y dos procesos administrativos sancionatorios iniciados con ocasión de quejas interpuestas por las organizaciones sindicales coexistentes al interior de la empresa, por considerar vulnerados sus derechos de negociación o asociación sindical. Todo lo anterior se encuentra actualmente en su correspondiente trámite procesal.

G4-HR8
OG10 | Adicionalmente, durante 2015 no se presentaron conflictos entre las comunidades étnicas y Ecopetrol ni se presentaron

incidentes relacionados con violaciones de los derechos de comunidades étnicas. Las diferencias que pudieron haberse presentado, fueron las normales de un proceso de relación empresa - comunidad y se manejaron con criterios de respeto por la diferencia y buscando soluciones para las partes.

La Vicepresidencia Jurídica atendió durante 2015 cuatro tutelas por presunta violación al derecho de consulta previa, de las cuales, dos presentadas por la Comunidad Awa (Cabildo Indígena La Cabaña y Cabildo Cuaiquer) y una presentada por la Comunidad Negra de Mulaló, fueron favorables a Ecopetrol. La restante, presentada por el Resguardo Indígena Alto Lorenzo, se encuentra actualmente en revisión por la Corte Constitucional. | G4-HR8

ASEGURAMIENTO



De acuerdo con el ciclo de gestión, esta etapa corresponde a la revisión del plan de acción en derechos humanos por cada una de las áreas involucradas y la definición de planes de mejoramiento y acciones correctivas que sean necesarias.

Para la formulación del Plan táctico de 2015, al interior de la empresa se realizó una revisión de la pertinencia y efectividad de las acciones incluidas en el Plan de 2014.

Por otra parte, con la formulación de la Práctica clave de derechos humanos y empresa, se realizó un taller de lecciones aprendidas con las distintas áreas de la empresa que tienen a su cargo actividades dentro del Plan táctico de derechos humanos, en los que se pudo identificar oportunidades de mejora frente a situaciones que ameritaban acciones de mitigación o reparación de afectaciones a los derechos humanos. | G4-HR2

CAPACITACIÓN | G4-DMA Y DIVULGACIÓN



✓ **Capacitación y sensibilización en derechos humanos y empresa** | G4-HR2

Durante el 2015 se capacitaron en temas de derechos humanos y empresa a 111 trabajadores, a través del módulo virtual, y a 10 trabajadores de manera presencial. Estas personas pertenecen a las áreas de Responsabilidad Empresarial, Seguridad Física, Gestión Social, Relaciones Sindicales, Jurídica, Ética y Comunicaciones Corporativas.

Adicionalmente, y con el fin de sensibilizar y afianzar conceptos en derechos humanos al interior de la empresa, durante 2015 se llevó a cabo un plan de comunicaciones para el aseguramiento del conocimiento. Paralelamente, se abordaron temáticas referidas a la prevención de la explotación sexual infantil, el derecho a la información (derecho de petición), la gestión de Ecopetrol en derechos humanos y la pertenencia a la Red Colombia contra el Trabajo Infantil.

✓ **Capacitación a trabajadores sindicalizados** | G4-HR2

Dentro del Plan de trabajo previsto por los Comisionados de derechos humanos y paz, se promovieron y realizaron capacitaciones para los trabajadores de la empresa en el tema de derechos humanos y cultura de paz en las distintas regiones del país:

Diplomado en derechos humanos, expresiones jurídicas y mecanismos de protección, realizado con la Universidad Nacional de Colombia entre octubre y noviembre de 2015. El Diplomado contó con la participación de 38 trabajadores sindicalizados de Ecopetrol de todas las localidades.

Capacitaciones a 550 trabajadores de Ecopetrol y miembros de la comunidad de las zonas de influencia donde la empresa tiene operación.

Dos encuentros semestrales de formación y análisis en derechos humanos con conferencistas de amplia trayectoria en el tema, los cuales contaron con la asistencia de los Comisionados y Subcomisionados de derechos humanos.

G4-HR7 |

✓ **Capacitación de miembros del Ejército Nacional**

Debido a las restricciones presupuestales, durante 2015 no se suscribió convenio de colaboración entre el Ministerio de Defensa Nacional y Ecopetrol que sustentara aportes económicos de la empresa; sin embargo, en cumplimiento de la Política de Derechos Humanos del Ministerio de Defensa la capacitación que estaba

programada para los miembros de la Fuerza Pública fue ejecutada, incluidos los hombres que pertenecen a las unidades que apoyan la seguridad de la infraestructura de Ecopetrol; esto con el fin de promover que las actividades de seguridad se realicen bajo un marco de respeto por los derechos humanos.

G4-HR7 |

✓ **Capacitación en Principios Voluntarios**

A partir de la experiencia recogida en el Magdalena Medio con la implementación del Piloto de Principios Voluntarios, en las distintas regionales se realizaron jornadas de capacitación en materia de riesgos e impactos en derechos humanos sobre Principios Voluntarios en Seguridad y Derechos Humanos y las acciones necesarias para su cumplimiento, así como para la socialización de las directrices de Ecopetrol en el tema y de las recomendaciones del Comité Minero Energético en Seguridad y Derechos Humanos (CME).

Se realizaron 13 jornadas de capacitación en Bogotá, Cartagena, Castilla, Cúcuta, El Centro, Barrancabermeja, Neiva, Orito, Yumbo y Yopal, en las que participaron

20 funcionarios directos y 90 contratistas del área de seguridad.

En materia de comunicación y entrenamiento, se elaboraron piezas comunicacionales instructivas y complementarias a las capacitaciones _cápsulas de derechos humanos_ que fueron enviadas por correo electrónico a los funcionarios y analistas de seguridad física. También se dieron las recomendaciones que deben implementar las empresas de vigilancia y seguridad privada contratadas por Ecopetrol en sus planes de capacitación, y se llevó a cabo una evaluación 360° que se aplicó a los funcionarios y analistas de seguridad con el objetivo de identificar conocimientos y habilidades en derechos humanos.



 Trabajadores de Ecopetrol en la planta de Apiay

PRÁCTICAS LABORALES



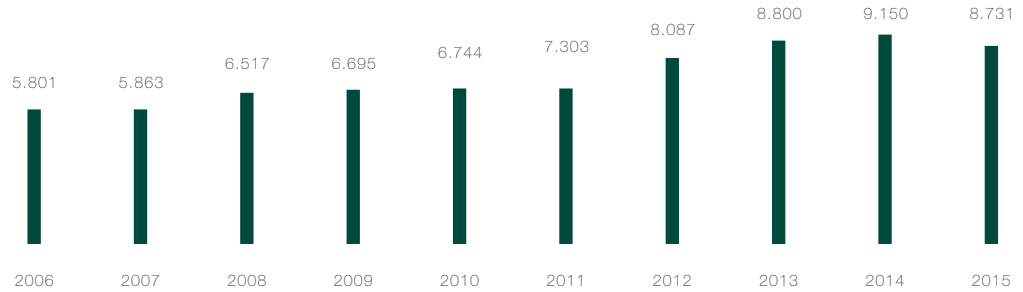
| G4-DMA

Para Ecopetrol la gestión de su talento humano tiene como objetivo generar valor a la organización, mediante prácticas laborales que contribuyan tanto al progreso profesional y personal de sus trabajadores, como al desarrollo sostenible de la compañía. De acuerdo con la nueva estrategia 2015-2020, la empresa trabajará en una transformación de la cultura organizacional hacia un enfoque colaborativo de su gente.

A 31 de diciembre de 2015, la planta de personal de Ecopetrol era de 8.731 trabajadores directos, distribuidos en todo el territorio nacional en más de 80 bases de trabajo. Esto representó una disminución del 4,7% con respecto a 2014 que se explica por los cambios organizacionales que tuvo que implementar Ecopetrol durante el año para ajustarse al nuevo escenario de precios de la industria petrolera en el mundo (ver gráfico 65).

G4-9
G4-10
G4-LA1

Gráfico 65.
Planta personal Ecopetrol



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

ASEGURAMIENTO DEL EQUIPO HUMANO REQUERIDO

G4-DMA
G4-10.F
G4-LA1
G4-LA12



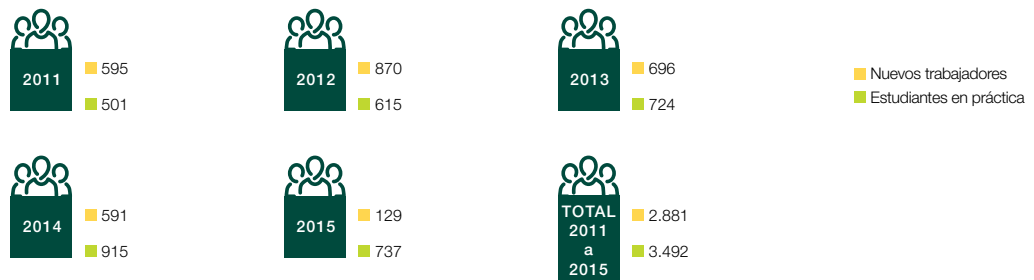
Ecopetrol atrae, selecciona y vincula trabajadores con experiencia, competencias técnicas, organizacionales y de liderazgo que cumplan con el perfil de cargo requerido.

Estos procesos se llevan a cabo sin discriminar por razones de sexo, raza, origen nacional o familiar, lengua, religión, condición de discapacidad, opinión política o filosófica

y están enmarcados en los valores, principios organizacionales, equidad, transparencia y rigor en el procedimiento.

En los cinco últimos años Ecopetrol ha vinculado a 2.881 nuevos trabajadores y 3.492 estudiantes en práctica incorporados mediante contratos de aprendizaje (ver tabla 84).

Tabla 84.
Vinculación de personal



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

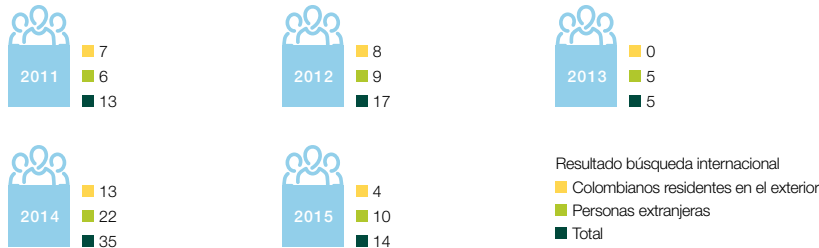
A pesar de las restricciones por la crisis del sector, en 2015 se continuó con el proceso de planeación de la fuerza laboral a través de nuevas vinculaciones dirigidas a fortalecer el equipo de profesionales petrotécnicos requeridos para alcanzar las metas definidas en los procesos de exploración y producción, garantizando los más altos estándares internacionales.

Como resultado de lo anterior, se vincularon 26 profesionales de exploración de los cuales, siete fueron candidatos extranjeros y cuatro colombianos que residían en el exterior.

En total, en 2015 se vincularon 129 nuevos trabajadores así: 14 personas del exterior, de los cuales, cuatro son colombianos y 10 extranjeros (ver tabla 85).

Tabla 85.

Vinculación de personal residente en el exterior



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

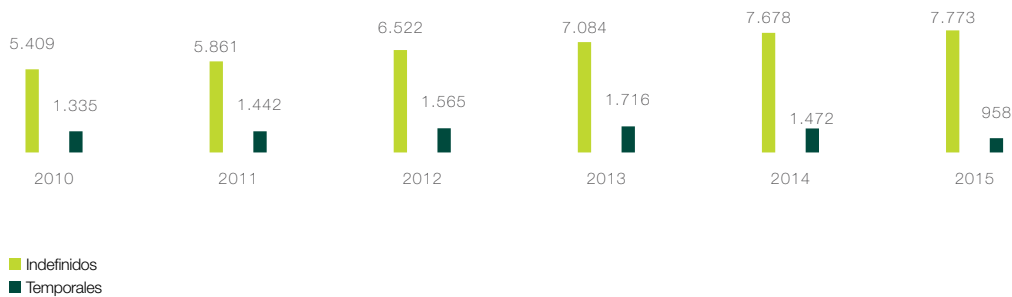
Distribución de la planta

G4-10.F
G4-LA1

En los gráficos 66, 67 y 68 se presenta la distribución de la planta de personal con corte a 31 de diciembre de 2015, distribuida según tipo de planta, tipo de régimen y según lugar de nacimiento (para el caso del personal directivo).

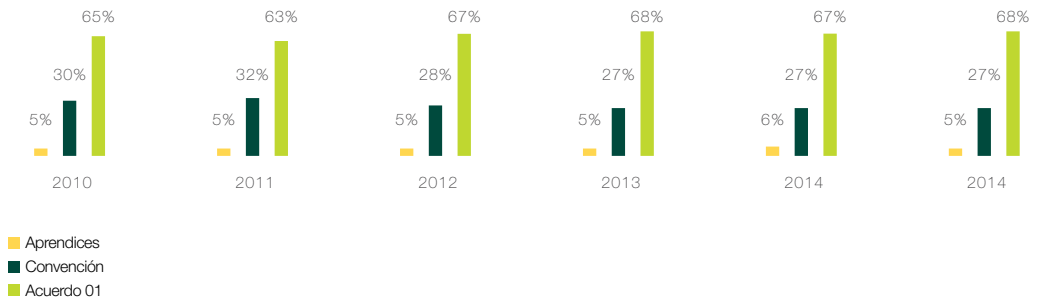
Gráfico 66.

Tipo de planta



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

Gráfico 67.
Tipo de régimen y aprendices



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

Los tipos de regímenes que tiene Ecopetrol son:

Régimen Convención Colectiva de Trabajo: producto del proceso de negociación con las organizaciones sindicales coexistentes al interior de la compañía.

Régimen Acuerdo 01: esquema de prestaciones y beneficios para los trabajadores que se quieran adherir y ocupen un cargo del mapa de cargo directivo.

G4-EC6 | **Gráfico 68.**
Cargos directivos que trabajan en su lugar de nacimiento*



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano
* Se inicia medición en 2015.

En los gráficos 69, 70 y 71 se presenta la distribución de la planta de personal, distribuida según rango de edad, antigüedad y género.

Gráfico 69.

Distribución por rangos de edad

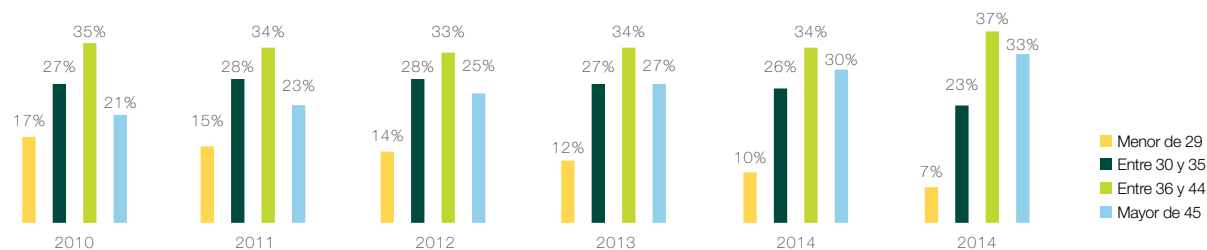


Gráfico 70.

Distribución por rangos de antigüedad en años

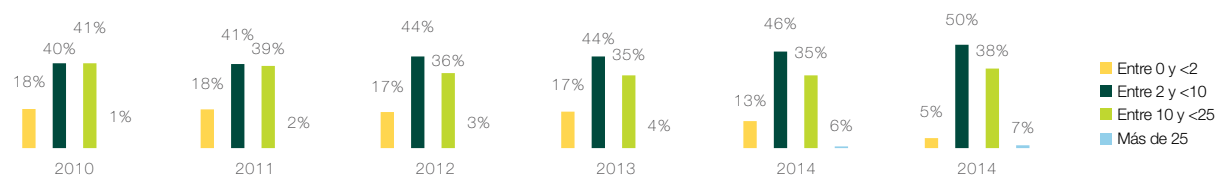
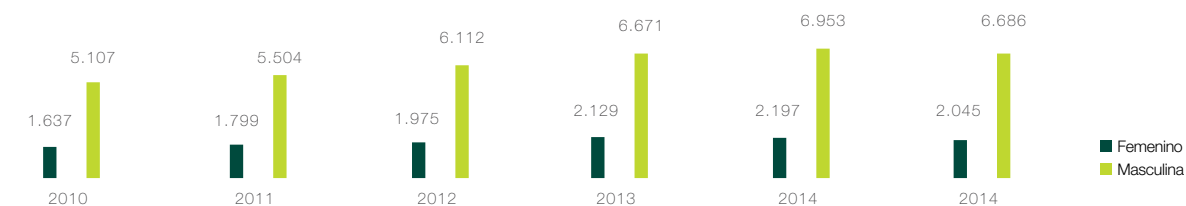


Gráfico 71.

Distribución por género



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

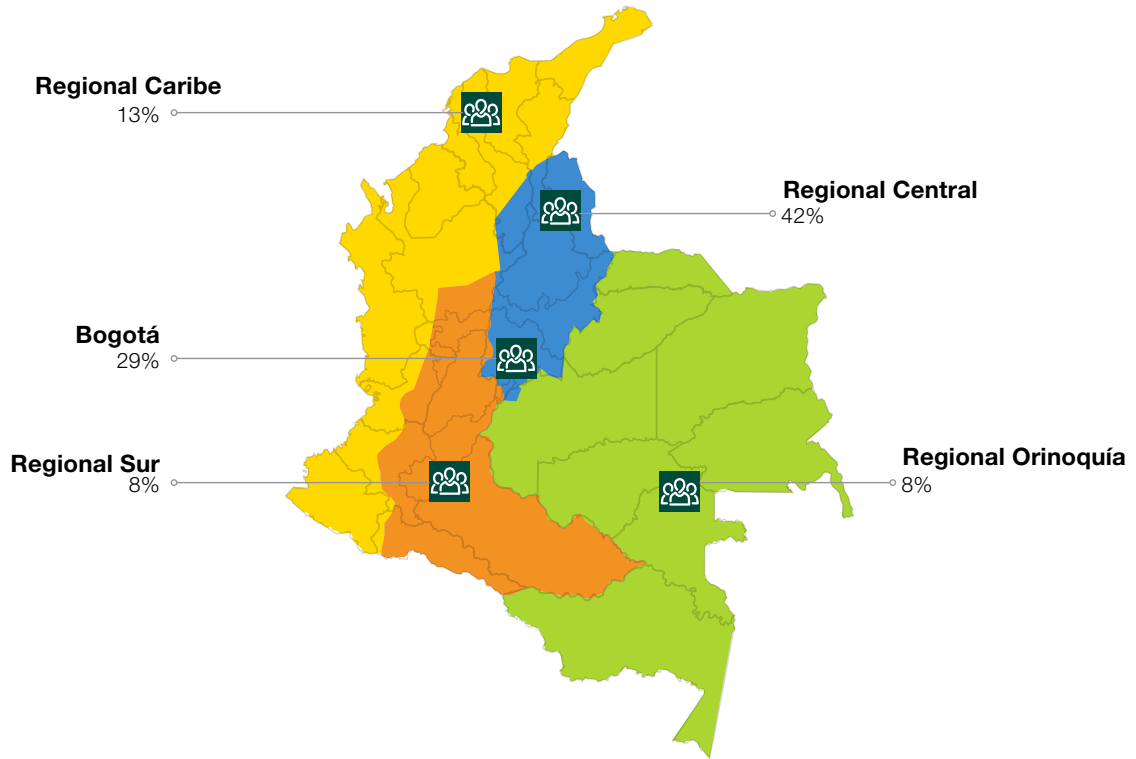
La diferencia en el número y porcentaje de hombres y mujeres en la organización se debe a que en el mercado laboral colombiano se encuentran más hombres que mujeres con las competencias de las especialidades propias del sector del petróleo y gas.

| G4-10.A

La planta de personal se encuentra distribuida en las distintas regionales del país donde hay operación de Ecopetrol. La región con mayor población es la Central, donde se concentran las operaciones de producción en Santander y la Refinería de Barrancabermeja (ver distribución regional en el siguiente mapa).

| G4-10.D

Distribución de trabajadores por región



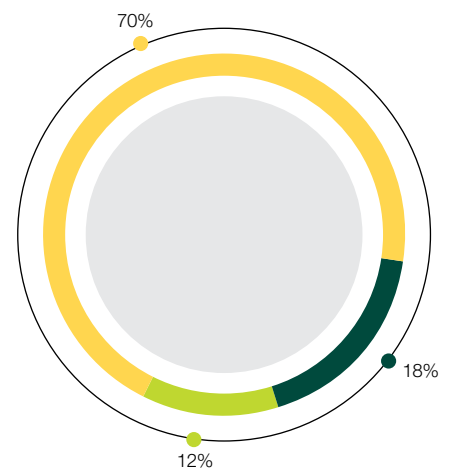
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

G4-51 | ESQUEMA DE COMPENSACIÓN



Ecopetrol cuenta con un esquema de remuneración total que tiene tres componentes:

- Compensación fija
- Beneficios
- Bono variable



Para promover la equidad, la estructura de compensación monitorea que las personas con responsabilidades similares, reciban una compensación similar de acuerdo con el nivel del cargo.

✓ Compensación fija:

Está compuesta por un salario básico más las primas legales y extralegales, y maneja una banda entre el 80% y el 120%. Este rango permite estimular el alto desempeño de los trabajadores y el crecimiento profesional.

G4-DMA | En 2015, el salario mínimo mensual legal
G4-EC5 | vigente en Colombia fue de \$644.350; en Ecopetrol, el salario mínimo fue de \$1.484.460 mensuales, es decir 2,3 veces el del país.

G4-DMA | Ecopetrol garantiza igualdad de condiciones
G4-LA13 | salariales y prestaciones sociales entre

hombres y mujeres, por tal razón la estructura salarial es una sola para todos los trabajadores.

Los promedios de ingresos monetarios mensuales entre mujeres y hombres presentan algunas diferencias porcentuales, las cuales se explican por la proporción entre géneros (una mujer por cada 3,2 hombres).

Al analizar las cifras de manera individual, se observa que hay equidad en los ingresos monetarios del mismo nivel de cargo (ver tabla 86).

Tabla 86.

Salarios por género y cargo (cifras en pesos)

Clasificación cargos	Nivel de cargo	Ingreso monetario mensual promedio mujeres	Ingreso monetario mensual promedio hombres	Diferencia mayor del ingreso monetario mujeres	Diferencia mayor del ingreso monetario hombres
Técnicos administrativos, secretarías	1	3.655.793	4.415.350	-	759.557
	2	4.371.588	4.594.802	-	223.214
	3	5.335.632	5.553.405	-	217.773
Técnicos operativos, supervisores, profesionales y gerencia media	4	6.757.518	6.714.302	43.216	-
	5	8.619.246	8.596.469	22.776	-
	6	11.128.677	11.109.198	19.479	-
	7	14.448.555	14.511.258	-	62.703
	8	17.784.116	18.116.380	-	332.264
	9	22.404.084	22.930.815	-	526.730
	10	28.273.152	28.466.873	-	193.721
Alta dirección	11	38.277.772	35.078.884	3.198.889	-
	12	45.236.000	43.842.869	1.393.131	-

Clasificación cargos	Nivel de cargo	Ingreso monetario mensual promedio mujeres	Ingreso monetario mensual promedio hombres	Diferencia mayor del ingreso monetario mujeres	Diferencia mayor del ingreso monetario hombres	
Operadores, mantenedores, servicios de apoyo	A2	1.646.430	1.728.975	-	82.545	
	B3	1.753.620	1.753.620	-	-	
	B4	1.841.340	1.841.340	-	-	
	C5	1.933.500	1.933.500	-	-	
	C6	2.051.376	2.032.382	18.994	-	
	D7	2.164.410	2.163.866	544	-	
	D8	2.289.660	2.289.660	-	-	
	D9	2.456.190	2.456.692	-	502	
	E10	2.598.180	2.599.796	-	1.616	
	E11	2.748.420	2.748.700	-	280	
	F12	2.907.330	2.907.561	-	231	
	F13	3.096.858	3.103.148	-	6.290	
	F12 Cartagena			3.255.480	-	-
	F13 Cartagena			3.543.630	-	-

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

G4-51 |

✓ **Compensación variable:**

Adicional a la compensación fija, Ecopetrol tiene establecido un plan de compensación variable que busca retribuir, a través de un bono anual, los resultados grupales sobre metas empresariales, lo cual permite alinear a los colaboradores con el logro de los objetivos estratégicos.

El bono se calcula en función de los resultados de los indicadores de la matriz empresarial y de los indicadores propios de cada área.

Los indicadores 2015 de la matriz empresarial fueron:

■ ROACE Ecopetrol

■ Ebitda Upstream Ecopetrol / Barriles de petróleo equivalentes Ecopetrol

-
- Incorporación de reservas probadas - Ecopetrol

 - Volumen de recursos contingentes incorporados – Grupo Ecopetrol (nuevos hallazgos)

 - Cumplimiento de metas 2015 del Programa de transformación empresarial (subprograma de eficiencia)

 - Índice de frecuencia de accidentalidad con pérdida de tiempo - Ecopetrol

Esta bonificación, bajo un cumplimiento del 100% de la metas, equivale a un porcentaje del ingreso monetario (remuneración fija) dependiendo del nivel del cargo, así:

Niveles 14 a 15

> (alta gerencia): 30% de la compensación base anual.

Niveles 11 a 13

> (gerencia media) : 25% de la compensación base anual.

Niveles 7 al 10

> (nivel táctico y técnico especializado): 15% de la compensación base anual.

Niveles 1 al 6

> y personal escalafonado (profesionales, técnicos y personal operativo): 10% de la compensación base anual.

Es así como los cargos gerenciales tienen un mayor valor de compensación variable lo que significa una mayor porción de la compensación en función de los resultados.

El bono depende de los resultados y del tiempo de permanencia del trabajador en la empresa. Se reconoce a los trabajadores que hayan adelantado el proceso de evaluación de desempeño individual. La distribución del pago del bono se puede observar en la tabla 87.

Tabla 87.
Distribución pago del bono variable

Área	Peso matriz empresarial (Resultados Ecopetrol)	Peso TBG - Tablero Balanceado de Gestión (Resultados área)
Soporte y Corporativo	60%	40%
Operativas	50%	50%

Como parte del compromiso con la vida, esta compensación variable tiene afectación por la accidentalidad y también por la ocurrencia de temas éticos.

G4-EC3
G4-LA2

Beneficios:

Ecopetrol ofrece un portafolio de beneficios, enfocado en cinco grandes aspectos:



Ecopetrol también ofrece a sus empleados una serie de beneficios e incentivos no monetarios. En la tabla 88 se relacionan estos beneficios e el número de trabajadores que se beneficiaron de ellos en 2015.

Tabla 88.
Beneficios no monetarios 2015

NÚMERO DE TRABAJADORES	97	NÚMERO DE TRABAJADORES	423
Licencia de maternidad extendida		Permiso por compra de vivienda	
NÚMERO DE TRABAJADORES	175	NÚMERO DE TRABAJADORES	57
Licencia de paternidad extendida		Voluntariado	
NÚMERO DE TRABAJADORES	5.086	NÚMERO DE TRABAJADORES	77
Permiso por cumpleaños		Permiso por traslado	
NÚMERO DE TRABAJADORES	164	NÚMERO DE TRABAJADORES	40
Permiso por matrimonio		Permiso por reconocimiento	

Fuente: Ecopetrol, Dirección Centro de Servicios Compartidos

G4-LA3 | La licencia de maternidad y paternidad extendida son permisos remunerados que brindan un periodo de tiempo adicional a la licencia estipulada por la ley, permitiendo el regreso paulatino de madres trabajadoras a su ámbito laboral

y proporciona a los padres la posibilidad de compartir tres días más con sus bebés. El 98% (266) de los trabajadores que tomaron la licencia de paternidad y maternidad extendida en 2015, continuaron vinculados con la organización.

✓ Beneficios que contribuyen a la calidad de vida de los pensionados y sus familias | G4-EC3

A los 13.093 pensionados por Ecopetrol y sus 17.355 familiares inscritos (beneficiarios), se les ofrecen los servicios de salud y educación. Durante el 2015 se reconoció el beneficio educativo a 7.878 familiares de pensionados.

En 2015, Ecopetrol invirtió en total \$99.000 millones en la educación de los hijos de trabajadores y pensionados (ver tabla 89).

Este beneficio consiste en el pago del 90% de los gastos de matrícula y pensión, desde la etapa preescolar hasta la terminación de la carrera profesional, más una tarifa fija correspondiente a gastos de útiles, transporte y alimentación. Pensado en la población que no disfruta del beneficio del plan educacional para los hijos, la empresa otorga préstamos para estudios de posgrado a sus trabajadores.

Tabla 89.
Inversión en educación (millones de pesos)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inversión en educación (millones de pesos)	54.600	64.759	74.050	84.104	103.487	99.000

Fuente: Ecopetrol, Dirección Centro de Servicios Compartidos

Asimismo, se garantizó el acceso del 100% de la población de pensionados a medios digitales para la recepción y gestión de sus solicitudes. La empresa habilitó una plataforma digital a través de la cual pueden presentar sus solicitudes de beneficio educativo y administración de familiares.

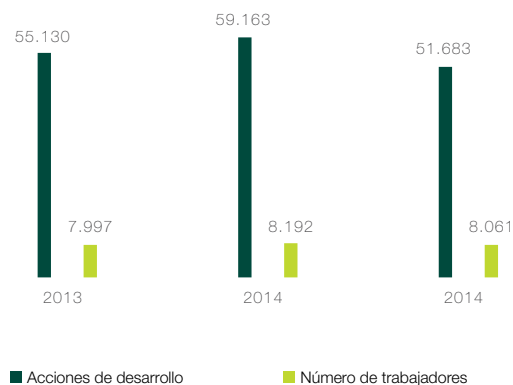
G4-DMA
G4-LA9

GESTIÓN DEL APRENDIZAJE Y DESARROLLO

Ecopetrol cuenta con un portafolio de programas de formación que contribuyen al fortalecimiento de las competencias técnicas de sus trabajadores.

En 2015 se realizaron 51.683 acciones de desarrollo y participaron 8.061 trabajadores, equivalentes al 92% de la planta. En total, fueron 381.000 horas hombre (HH) de formación, lo que correspondió a 52,9 HH anuales promedio por trabajador (ver gráfico 72).

Gráfico 72.
Acciones de desarrollo

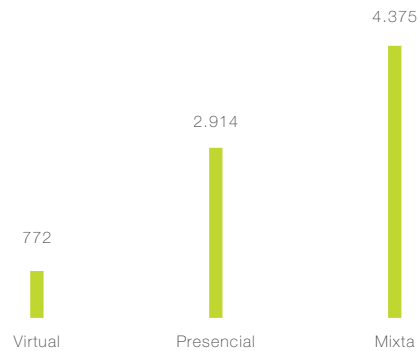


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

En el gráfico 73 se relaciona el número de trabajadores que adelantaron acciones de desarrollo en 2015, según el tipo de formación realizada.

Gráfico 73.

Trabajadores por tipo de formación en 2015



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Talento Humano

En la tabla 90 se destacan algunos programas de formación que generaron retorno de la inversión de la empresa y beneficios para los negocios (monetarios y no monetarios).

| G4-LA10

Tabla 90.

Programas de formación destacados en 2015



Exploración

Programa destacado

Modelo de competencias técnicas

- > Definición de 80 especialidades para petrotécnicos Upstream.
- > Validación de 60 competencias por roles.
- > Aprobación de 15 currículos Core.
- > Ajuste de perfiles así: junior (0-6 años), carrera media (6-15 años) y senior (más de 15 años). Estos perfiles están asociados a currículos de formación donde se definen las acciones de entrenamiento requeridas para cada nivel.



Producción

Programa destacado

La formación integral de operadores de La Cira Infantas permitió:

- > Evitar 17 shutdowns (paros de evacuación de crudo).
- > Disminuir en un 70% las alarmas semanales, dando continuidad a la operación.
- > Ahorros totales de 608.435 dólares/año.

Diplomados de gas y gas condensado:

Permitieron desarrollar capacidades para:

- > Desarrollo de pronósticos de producción con respecto a la presión de fondo fluyendo.
- > Análisis de problemas operacionales, bancos de condensados, arenamiento y daño a la formación, para aseguramiento de flujo e incrementar la producción.
- > Adecuación de plantas de tratamiento y procesamiento de gas para maximizar la producción.



Refinación

Programa destacado

El programa de Maestría en Ingeniería Química

- > Se establecieron 50 proyectos de grado, alineados con las necesidades estratégicas de cada una de las respectivas áreas de proceso.
- > Los trabajos se encuentran en desarrollo y se espera un beneficio estimado de US\$250.000 por día por mayor aprovechamiento de los activos y por la generación de valor para la refinería de Barrancabermeja.

Programa de certificación de operadores para la puesta en marcha de la nueva refinería de Cartagena

Aseguró las competencias técnicas para puesta en funcionamiento de la Refinería. La efectividad del programa se mide en función del correcto y oportuno arranque de la refinería, hito que se dio el 21 de octubre de 2015.

Al final del proceso se obtuvo un total de:

- > 298 trabajadores certificados de una unidad
- > 55 certificados en 2 unidades
- > 5 certificados en 3 unidades



Transporte

Programa destacado

Certificación Internacional Operación Local, Certificación Internacional Operación Remota

En 2015, 114 trabajadores fueron certificados por la NCCER (National Center for Construction, Education and Research) bajo el referente de la regulación del DOT (Departamento de Transporte USA) como Operador Prudente. Certifica idoneidad para realizar actividades críticas en el transporte de hidrocarburos. Esto permitió beneficios en:

- > Reducción de barriles derramados
- > Disponibilidad de los sistemas de transporte
- > Disminución en fallas de calidad de productos

La Certificación Internacional de Mantenimiento de Líneas

Impactó indicadores de negocio en:

- > Reducción del perfil de riesgo de infraestructura
- > Disponibilidad de los sistemas de transporte



Transversal

Programa destacado

Programa de posgrados

En 2014 regresaron a Ecopetrol 10 funcionarios que finalizaron sus estudios de maestría o doctorado en el exterior y durante 2015 desarrollaron proyectos que benefician a la empresa como:

- > Implementación de la nueva metodología Interpretación geológica de pruebas de presión.
- > Aplicación de metodologías de vanguardia para el análisis de prospectividad de una zona de interés exploratorio.

Por otro lado, después de un riguroso proceso de acreditación exigido por la NCCER (National Center for Construction, Education and Research), la Universidad Ecopetrol obtuvo la aprobación para ser sponsor en Colombia. Gracias a esto, la Universidad cuenta hoy en día con:

4	Administrator Trainers
18	Master Trainers
31	Entrenadores de oficio para las dos refinerías (Barrancabermeja y Cartagena)
20	Personas certificadas a nivel internacional

Con este logro, Ecopetrol continúa avanzando en la construcción de una universidad corporativa petrotécnica, para garantizar una adecuada gestión del conocimiento y la formación de los empleados con tecnologías, modalidades y ambientes de formación efectivos.

TRANSFORMACIÓN DE LA CULTURA Y EL LIDERAZGO



La nueva estrategia de Ecopetrol 2015-2020 hizo necesario reenfocar la cultura organizacional para lograr los nuevos objetivos y la sostenibilidad de la empresa. En 2015 se definió e implementó el Modelo de cultura que contiene acuerdos comportamentales sobre el ser y el hacer organizacional, y toma como base esencial para el cambio un trabajo en liderazgo que inspire la transformación.

El Modelo es concebido como una estructura piramidal de tres componentes:



Los fundamentos de la cultura.




La cadena de valor del liderazgo



Los acuerdos de comportamiento




 Evento de líderes Ecopetrol 2015, bajo la dirección del Presidente de la empresa, Juan Carlos Echeverry.

Modelo de cultura y liderazgo en Ecopetrol



El nuevo modelo se dio a conocer con un plan de divulgación y formación que contempló:



Lanzamiento presencial y virtual a todos los líderes y empleados de la organización.



Despliegue informativo en medios internos, durante todo el año, y una efectividad de conocimiento de 87%.



Talleres de formación sobre la temática Colaboración, con un cubrimiento de 540 líderes y 2.946 trabajadores de todos los negocios y regiones.

Como resultado de este proceso, los líderes definieron:

1.040

compromisos de cambio con un cumplimiento del 69%.

92%

de los compromisos estuvieron asociados a cambios de actitud en relacionamiento, comunicación, confianza y espacios de construcción conjunta.

8%

restante estuvo asociado a actividades internas, de procesos y de reuniones.

Adicionalmente, se diseñó una herramienta de medición de 270° para identificar la apropiación de los comportamientos deseados por parte de los líderes:



El 98% (556) de los líderes fueron evaluados por sus jefes, colaboradores y pares (4.264 participantes).






La calificación general fue de 78% de apropiación de la cultura requerida entre los líderes.

El inicio del proceso de transformación cultural en Ecopetrol exige mecanismos de medición diferentes, por lo que en 2015 no se realizó medición de ambiente laboral (Great Place to Work). Para el 2016 está previsto realizar una medición sobre la apropiación del modelo de cultura y liderazgo.

Programa de reconocimiento a los empleados

Parte principal de vivir la cultura que queremos en Ecopetrol es reconocer, felicitar y agradecer, es por esto que en 2015 se fortaleció el Programa de reconocimiento, a través del cual se destacan los resultados y se exaltan los comportamientos ejemplares de las personas y equipos que entregan toda su energía en beneficio de la empresa, sus familias y el país.





Como resultado de este programa:

-  Se tuvo un promedio mensual 2.727 reconocimientos en el segundo semestre del año.
-  Se destacó el talento de 30 personas por su integridad, colaboración, creatividad y liderazgo ejemplar.
-  Se exaltó el trabajo de 15 equipos, integrados por 276 empleados, en reconocimiento a proyectos innovadores, con resultados sobresalientes y destacados por el compromiso del cuidado con las personas y el medioambiente.

Asimismo, se hizo el reconocimiento anual a los empleados que cumplen 10, 20 y 30 años de trabajo continuo o discontinuo en la empresa. En 2015 se reconocieron 763 trabajadores en todo el país por su contribución basada en la experiencia y transferencia de su conocimiento.

Cultura en eventos corporativos y de bienestar

Los eventos corporativos y de negocios que la empresa realizó en 2015, se enmarcaron en el nuevo Modelo de cultura. Estos eventos fueron:

-  Semana de la Salud Ocupacional
-  Foro Tecnológico
-  Foro de Recobro
-  Reuniones de gestión

También se realizaron actividades de bienestar para el trabajador y sus familias, con una participación de 6.258 personas en 11 ciudades:



Día de la familia



Juegos deportivos



Vacaciones recreativas



Tardes culturales



Taller de parejas

G4-LA11 |

DESEMPEÑO DE PERSONAL Y EQUIPOS



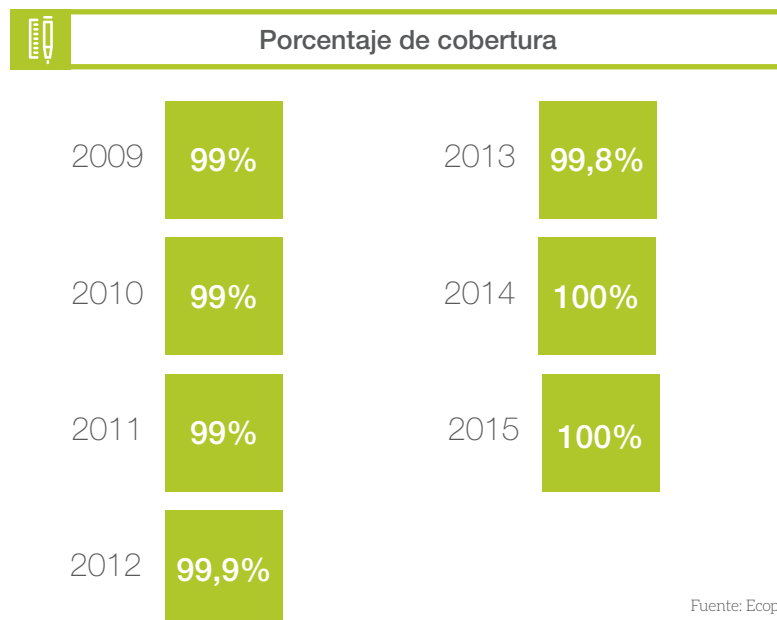
En 2015 se trabajó en consolidar el modelo de desempeño orientado a:

- Valorar y diferenciar la contribución individual garantizando que los objetivos de trabajo sean claros, añadan valor y sumen al logro de las metas de la organización.
- Desarrollar una dinámica de diálogo permanente entre jefe y colaborador, generando confianza, comunicación efectiva y facilitando el seguimiento de los resultados.
- Alinear el desempeño con la cultura organizacional, garantizando que los resultados se logren con integridad, colaboración, creatividad, actuando apasionados por la excelencia, comprometidos con la vida e inspirando a otros.

En la tabla 91 se presenta la población de trabajadores cubiertos por la evaluación del desempeño en Ecopetrol desde 2009.

Tabla 91.

Porcentaje de trabajadores con evaluación de desempeño



VOLUNTARIADO CORPORATIVO



En 2014 se implementó el programa de Voluntariado corporativo a través el cual, los trabajadores de Ecopetrol pueden invertir hasta 16 horas laborales al año en actividades sociales convocadas por la Fundación Gente Ecopetrol (GE), la cual fue creada el 25 de enero de 2011, por un grupo de trabajadores y pensionados de la empresa

y se encarga de implementar las iniciativas de voluntariado dentro del marco del lineamiento corporativo.

En 2015 se utilizaron 584 horas de voluntariado corporativo en las que participaron 81 personas de la empresa (ver tablas 92 y 93).

Tabla 92.

Horas de voluntariado

Tipo de voluntariado	Horas de voluntariado	
	2014	2015
Afiliados a la Fundación GE	5.014	5.946
Voluntariado corporativo	1.316	584

Fuente: Fundación Gente Ecopetrol

Tabla 93.

Número de voluntarios

Tipo de voluntariado	Número de voluntarios	
	2014	2015
Afiliados a la Fundación GE	571	439
Voluntariado corporativo	181	81

Fuente: Fundación Gente Ecopetrol

Los trabajadores de Ecopetrol pueden proponer iniciativas de voluntariado a la Fundación GE, enmarcadas dentro de las líneas de acción establecidas, las cuales son evaluadas por el Comité de Voluntariado Corporativo para determinar viabilidad de su inclusión dentro de los programas o actividades de voluntariado.

En el 2015 Programa de voluntariado corporativo se focalizó principalmente en el desarrollo de jornadas de construcción de casas y en apoyar iniciativas de los trabajadores de Ecopetrol aprobadas dentro del procedimiento de la Fundación. El presupuesto para voluntariado en el año fue de \$ 200.000.000 y la ejecución fue del 80,48%.

G4-LA8 |

SALUD OCUPACIONAL



G4-DMA |

Para Ecopetrol el compromiso con la vida es una prioridad, para ello busca que todos los trabajadores se protejan y protejan a los demás buscando:

0	accidentes laborales
0	enfermedades profesionales
0	afectaciones al medioambiente

Para lograr estos objetivos, Ecopetrol trabaja en el fortalecimiento del liderazgo gerencial frente al compromiso con la vida y el gerenciamento de riesgos sobre las personas, las instalaciones y los procesos.

Para la prevención de riesgos de accidentes de trabajo y enfermedades, se trabaja sobre tres focos fundamentales:

- 1 Gestionar el riesgo en las personas a través de la identificación, prevención y control de condiciones que puedan afectar la salud o la seguridad; la promoción de estilos de vida saludables, mediante el mantenimiento de la salud y de la capacidad laboral de los trabajadores y de sus comportamientos y competencias.
- 2 Gestionar la intervención en las instalaciones, con el fin de que se controle el riesgo en la fuente, medio o persona, para evitar las posibles consecuencias en las personas, instalaciones o procesos.
- 3 Implementar las mejores prácticas de industria, para garantizar procesos seguros durante la ejecución de las actividades.

Todo lo anterior se logra sobre la base de la cultura y liderazgo, que se describe a continuación.

CULTURA Y LIDERAZGO



En el componente de cultura y liderazgo (con foco compromiso con la vida), se estableció como premisa lograr que cada vez más trabajadores y líderes actúen de forma segura por convicción, siendo ejemplo y promoviendo comportamientos sanos, seguros y limpios, anteponiendo la vida por encima de la operación.

Para cumplir este propósito, se trabajó en 2015 con mayor énfasis en:

Compromiso visible: el líder promueve el estado de las diferentes prácticas y realiza acompañamientos a sus trabajadores mediante conversaciones HSE, visitas de campo y realimentación.

Disciplina operativa: es la dedicación y el compromiso que cada miembro de una organización tiene para llevar a cabo cada tarea de la forma correcta siempre; es una forma de vida. En Ecopetrol se está aplicando la disciplina operativa a través de la identificación de procedimientos, normas o estándares, la revisión de su calidad y pertinencia, el aseguramiento de la divulgación (formación y entrenamiento) y el cumplimiento por parte de los ejecutores, tanto trabajadores como contratistas.

Aseguramiento de comportamientos: son observaciones que se hacen en las áreas para fortalecer los comportamientos sanos, seguros y limpios e identificar los comportamientos por mejorar, realimentar a los trabajadores y contratistas y mejorar así el desempeño.

Estructura de control de gestión: esquema manejado por los líderes de la organización (estratégicos, tácticos y operativos) en representación de todos los negocios de tal forma que se evalúen las desviaciones en los resultados y se tomen acciones que impacten en la mejora del desempeño HSE.

MEDICINA PREVENTIVA Y DEL TRABAJO

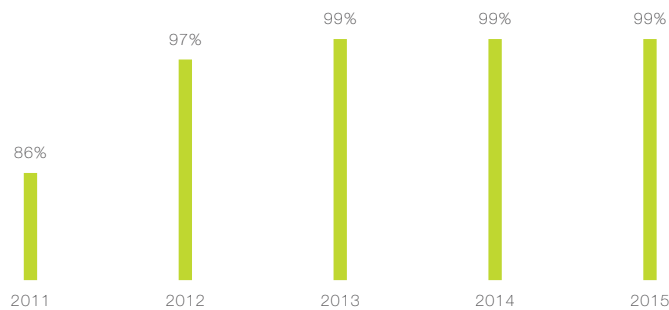


La medicina preventiva y del trabajo en Ecopetrol desarrolla actividades destinadas a promover la salud, prevenir, detectar y controlar las enfermedades y las secuelas de los accidentes del trabajador, y el proceso de rehabilitación de los trabajadores con relación al trabajo y el ambiente laboral.

Anualmente se realizan evaluaciones periódicas de salud integral que permiten conocer el estado de salud de los trabajadores y actuar preventivamente. Cada año se adquiere mayor conciencia sobre la importancia de asistir a este control periódico. En el gráfico 74 se muestra el porcentaje de trabajadores que se realizan sus evaluaciones periódicas.

Gráfico 74.

Cobertura de la evaluación periódica de salud (porcentaje)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

HIGIENE INDUSTRIAL



La higiene industrial en Ecopetrol es el reconocimiento, evaluación y control de aquellos peligros (físicos y químicos) que se originan en los lugares de trabajo y que pueden ser causa de enfermedades laborales.

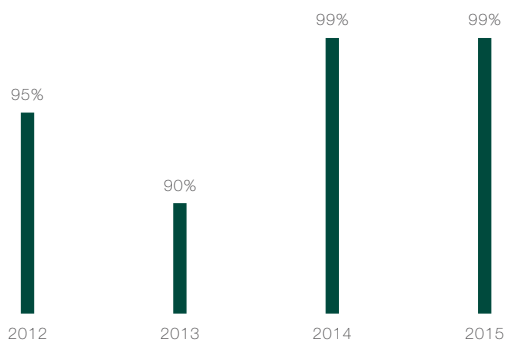
Las fases de la higiene Industrial que se aplican en Ecopetrol son:

- Monitoreo en campo: 100% caracterización de oficios químicos y físicos.
- Análisis de información.
- Planes de intervención para los oficios evaluados como críticos.
- Mediciones para determinar la efectividad de los controles aplicados.
- Acciones preventivas y correctivas: 51 acciones en temas prioritarios.

La tendencia en el cumplimiento de planes de intervención en higiene industrial en los últimos años se presenta en el gráfico 75.

Gráfico 75.

Porcentaje de cumplimiento de los planes de intervención de higiene industrial



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

ERGONOMÍA



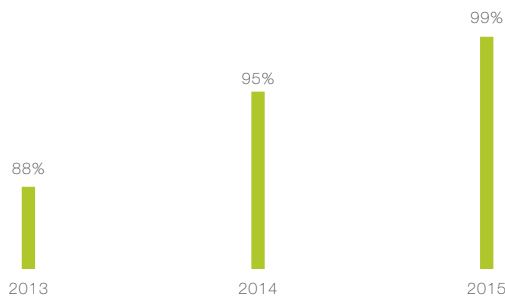
La ergonomía busca comprender las interacciones entre los seres humanos y los elementos de un sistema de trabajo, logrando que el sistema se adapte a las características y capacidades del trabajador.

En Ecopetrol se aplica la ergonomía con el propósito de conseguir ambientes de trabajo saludables y una mejor productividad.

La tendencia en el cumplimiento de planes de intervención en ergonomía en los últimos años se presenta en el gráfico 76.

Gráfico 76.

Porcentaje de cumplimiento de los planes de intervención en ergonomía



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

SALUD MENTAL Y RIESGO PSICOSOCIAL



Según la Organización Mundial de la Salud (OMS), la salud mental no es sólo la ausencia de trastornos mentales; se define como un estado de bienestar en el cual el individuo es consciente de sus propias capacidades, puede afrontar las tensiones normales de la vida, puede trabajar de forma productiva y fructífera y es capaz de hacer una contribución a su comunidad.

En el marco de la salud mental se deben explorar los riesgos psicosociales que, según la Organización Internacional del Trabajo,

consisten en interacciones entre el trabajo, el medio ambiente, la satisfacción en el trabajo y las condiciones de la organización, por una parte, y por la otra, las capacidades del trabajador, sus necesidades, su cultura y su situación personal fuera del trabajo, todo lo cual puede influir en la salud, el rendimiento y la satisfacción en el trabajo.

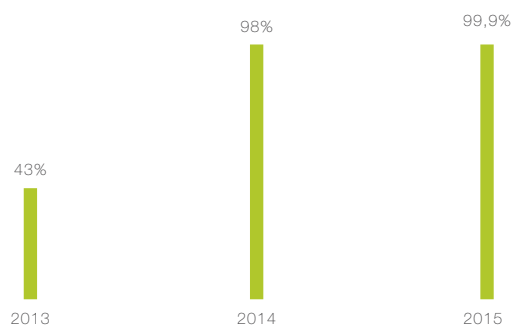
Es por estas razones que el enfoque de la salud mental con orientación ocupacional en Ecopetrol para 2015 se concentró principalmente en:

- La evaluación del riesgo psicosocial a más de 120 áreas del negocio, equivalentes a 4.500 evaluaciones con sus respectivas acciones de intervención.
- La estructuración de un programa de salud mental, así como las bases para el programa de brigadas de atención de emergencias emocionales.
- La implementación de programas de intervención psicosocial (cobertura de 2.565 trabajadores en el proceso).
- La atención a través de la Línea amiga (acompañamiento a 120 trabajadores). Esta Línea es un medio telefónico de atención psicológica personalizada para los funcionarios, cuyo propósito es brindar orientación para el manejo de situaciones estresantes a quienes deseen utilizarla. Ofrece acompañamiento las 24 horas al día, siete días a la semana, con profesionales especialistas en diversas áreas.
- La implementación del programa de prevención y control de sustancias psicoactivas.

La tendencia en el cumplimiento de planes de intervención en el riesgo psicosocial en los últimos años se presenta en el gráfico 77.

Gráfico 77.

Porcentaje de cumplimiento de los planes de intervención del riesgo psicosocial



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

SemanaSO

La Semana de la Salud Ocupacional (SemanaSO) es un espacio para fortalecer la cultura de la prevención y sensibilizar sobre la responsabilidad que las personas tienen sobre el cuidado de sí mismas, de las personas que están a su lado y de su entorno.

Durante el SemanaSO realizado en 2015 se dictaron conferencias sobre seguridad industrial, emergencias, autocuidado, gestión ambiental, lecciones por aprender y casos de éxito de la industria, las cuales buscan promover

el autocuidado. Se contó con 22.116 asistencias a las diferentes actividades realizadas. Las actividades vía streaming tuvieron una gran acogida entre los trabajadores, registrando 1.448 conexiones en tres conferencias transmitidas por este medio.

Adicionalmente, durante el SemanaSO se enviaron por correo electrónico a los trabajadores distintos mensajes sobre temáticas HSE. Los contenidos enviados tuvieron un total de 26.425 vistas y descargas.

CONTROL DE TRABAJO

Esta práctica consiste en la adecuada administración y manejo de las autorizaciones, competencias, mecanismos y herramientas para la eliminación o mitigación de los riesgos o impactos ambientales durante la ejecución de actividades de mantenimiento, construcción o modificación

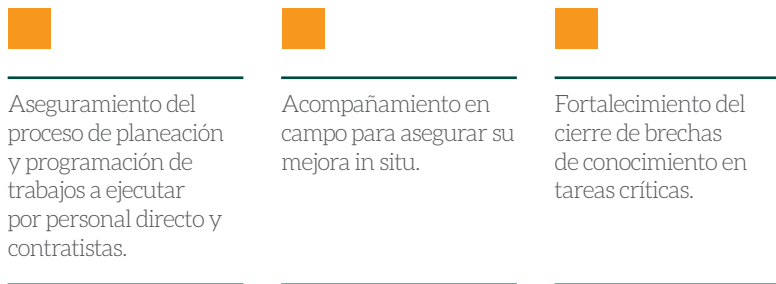
en las instalaciones que están bajo la responsabilidad y control de Ecopetrol.

El control de trabajo cuenta con cuatro etapas en las que se establecen y definen los controles necesarios a los riesgos asociados en cada actividad:



A través de una adecuada aplicación de la práctica del control de trabajo se ha logrado disminuir la ocurrencia de accidentes o pérdidas que afecten la vida de los trabajadores, el medio ambiente y la infraestructura de la compañía.

Durante 2015 se continuó trabajando en el control de trabajo, con foco en:



G4-LA7 |

Tareas críticas

Son consideradas tareas críticas aquellas actividades que tienen alto riesgo, o alta severidad y probabilidad de que el trabajador lesionado tenga como consecuencia lesiones temporales y permanentes o incluso la muerte.

En Ecopetrol son consideradas tareas críticas las siguientes actividades: trabajo en alturas, utilización de andamios, pruebas hidrostáticas, excavaciones,

espacios confinados, seguridad eléctrica y uso de vehículos.

En 2015, se trabajó con disciplina operativa para que el personal directo y contratista contara con la disponibilidad de los instructivos de tareas críticas, y se capacitó y entrenó al personal pertinente en el uso de los mismos; se actualizaron los instructivos de trabajos en altura y utilización de andamios, y se hicieron 5.000 acciones de desarrollo en tareas críticas.

Seguridad eléctrica

Dando continuidad al fomento en cultura de la seguridad eléctrica y con el fin de alcanzar la meta de cero accidentes, riesgos y enfermedades como consecuencia de las actividades sobre los sistemas eléctricos, se vienen adelantando una serie de acciones concentradas en tres pilares, así:

Personas:

- Entre el 2012 y el 2015 se han formado 13.777 personas en el Manual de seguridad eléctrica de Ecopetrol.
- Se diseñó la norma interna de competencias HSE para trabajos con tensión a contacto, a distancia o en proximidades; se formaron 14 evaluadores de la norma, y se aplicó la misma a 158 electricistas.

Instalaciones:

- Se dio cierre a un 90% de las no conformidades encontradas en el aspecto de señalización de sistemas eléctricos.
- Se continúa con el desarrollo de estudios de análisis de sistemas eléctricos y diseño de arco eléctrico en las instalaciones existentes.

Equipos:

- Cumplimiento de normas de fabricación y de desempeño, de acuerdo con estándares.

PLANEACIÓN Y RESPUESTA | OG13

A EMERGENCIAS



En 2015 se reforzó la implementación de las medidas de preparación para emergencias mediante:

- La elaboración y actualización de planes de emergencia, con el objetivo de lograr una estandarización de los mismos.
- El entrenamiento y reentrenamiento de los brigadistas.
- La realización de simulacros de diferente tipo de los cuales, 118 se desarrollaron en articulación con las entidades y autoridades territoriales. En el año se desarrollaron 740 simulacros en total.

 Brigada contraincendios en Mansilla



G4-LA5 | **COMITÉS PARITARIOS
DE SALUD
OCUPACIONAL**



Los Comités de Salud Ocupacional son organismos paritarios constituidos por representantes de los trabajadores y de la empresa, cuyo fin es promover y vigilar el cumplimiento de los programas de salud ocupacional en Ecopetrol.

En la empresa hay un Comité Paritario Nacional, 12 Comités Paritarios Regionales y 34 Comités Locales, donde participan 268 personas en total. Cada uno de estos comités funciona con un plan de trabajo anual.

G4-LA6 | **Accidentes de trabajo**

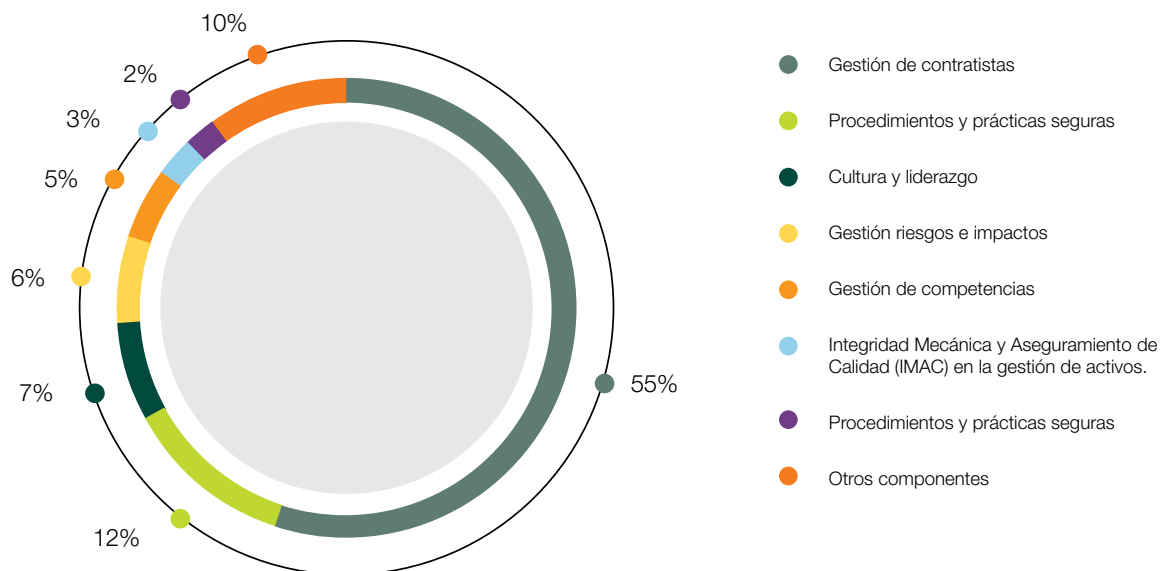
El desempeño de Ecopetrol en seguridad industrial viene con una tendencia de mejora en los últimos cinco años, lo cual se ha logrado mediante la implementación sistemática de prácticas seguras, desde el

nivel estratégico hasta el nivel operativo de la compañía.

En el gráfico 78 se presenta el análisis de la causalidad de los accidentes ocurridos en 2015.

Gráfico 78.

Causalidad de los incidentes de seguridad industrial - 2015



Dicho análisis ha motivado a la empresa a continuar trabajando en el fortalecimiento de los siguientes componentes:

Gestión de contratistas: seguimiento a la ejecución de los contratos para lograr contar con personal competente, línea de mando con presencia en campo y adecuada identificación y divulgación de los peligros de las actividades a los ejecutores.

Procedimientos y prácticas seguras: implementación de prácticas seguras (control de trabajo, espacios confinados, alturas), fortalecimiento del ciclo de disciplina operativa en sus etapas de calidad y cumplimiento de los procedimientos operativos y prácticas seguras.

Cultura y liderazgo: fortalecimiento en la supervisión e implementación de los sistemas de regulación (aseguramiento de comportamientos, mutua regulación y motivación progresiva).

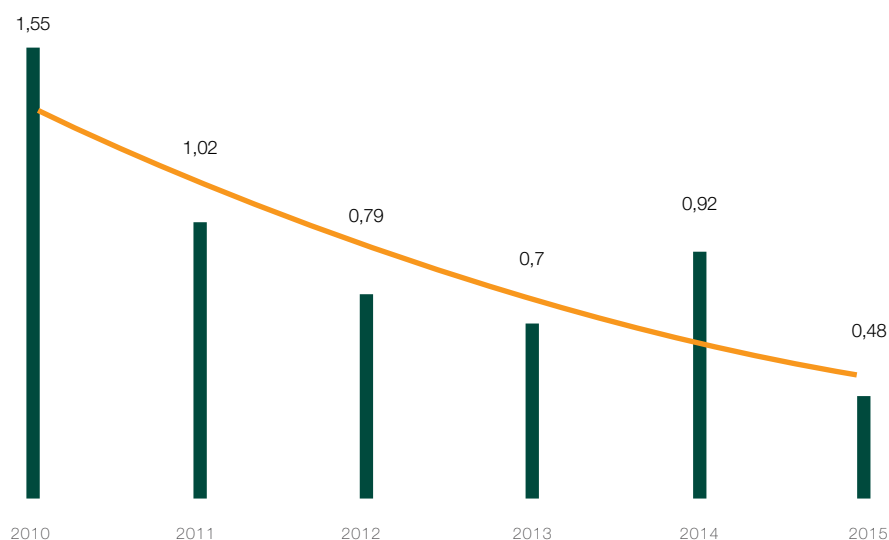
Gestión de riesgos e impactos: afianzar la identificación de los peligros y la valoración de los riesgos, y el cumplimiento de los controles establecidos para el tratamiento de dichos riesgos.

El Índice de frecuencia de accidentalidad ocupacional para empleados y contratistas en 2015 obtuvo un resultado de 0,48, retomando

la mejora que se venía teniendo desde 2010 y logrando el mejor desempeño en los últimos seis años (ver gráfico 79).

Gráfico 79.

Índice de Frecuencia de Accidentalidad Ocupacional (IF)* – Empleados y contratistas



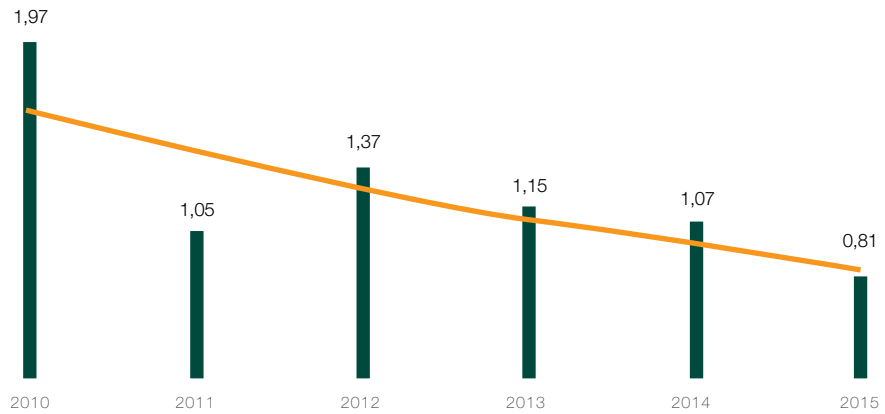
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

* Índice de Frecuencia Accidentalidad Ocupacional = número de accidentados con pérdida de tiempo (directos y contratistas)/HH trabajadas x 1'000.000.

Por su parte, el Índice de frecuencia accidentalidad ocupacional de empleados tuvo un resultado de 0,81, manteniendo la mejora que se venía teniendo desde 2013 (ver gráfico 80).

Gráfico 80.

Índice de Frecuencia de Accidentalidad Ocupacional (IF)* – Empleados



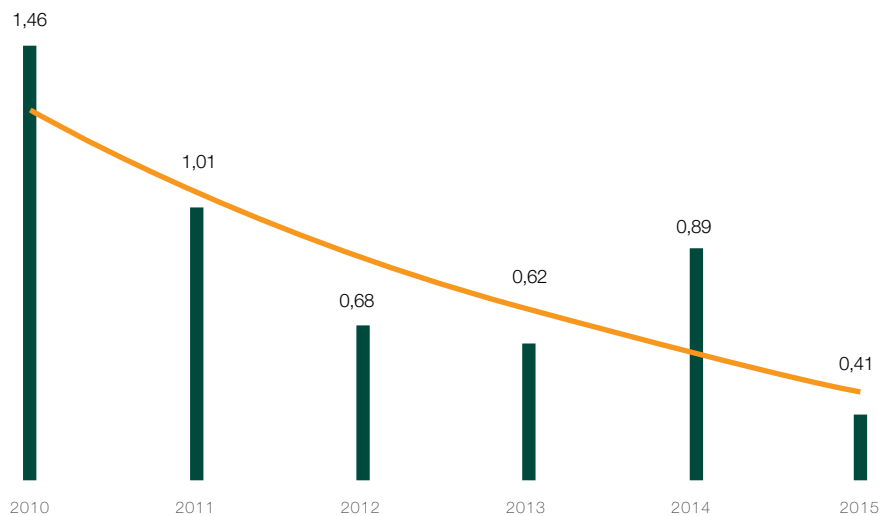
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

*Índice de Frecuencia Accidentalidad Ocupacional = # accidentados con pérdida de tiempo (directos)/HH trabajadas x 1'000.000.

En cuanto al Índice de frecuencia de accidentalidad ocupacional de personal contratista y subcontratista, se obtuvo un resultado de 0,41, retomando la mejora que se traía desde 2010 (ver gráfico 81).

Gráfico 81.

Índice de Frecuencia de Accidentalidad Ocupacional (IF)* – Contratistas y subcontratistas



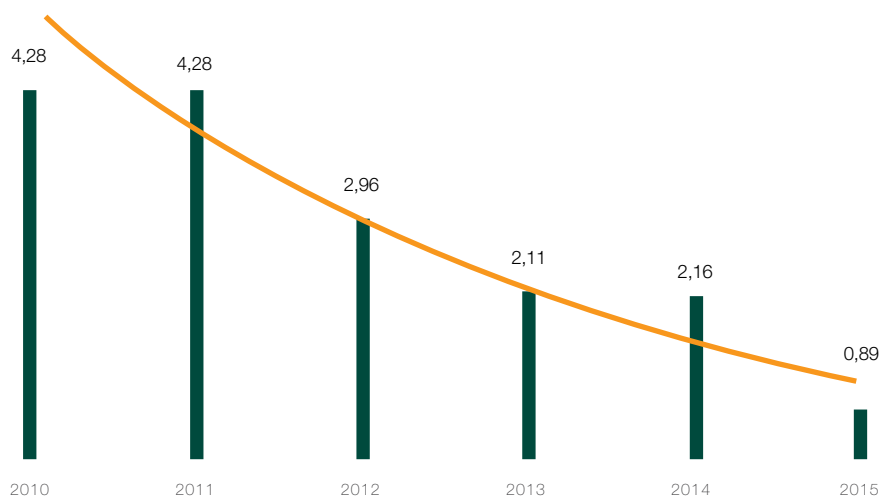
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

* Índice de Frecuencia de Accidentalidad Ocupacional de personal contratista y subcontratista = # accidentados con pérdida de tiempo (contratistas y subcontratistas)/HH trabajadas x 1'000.000

El Índice de total de casos registrables (TRIF) para empleados y contratistas obtuvo un resultado de 0,89 en 2015, siendo éste el mejor resultado en los últimos seis años (ver gráfico 82).

Gráfico 82.

Tendencia TRIF* – Empleados y contratistas



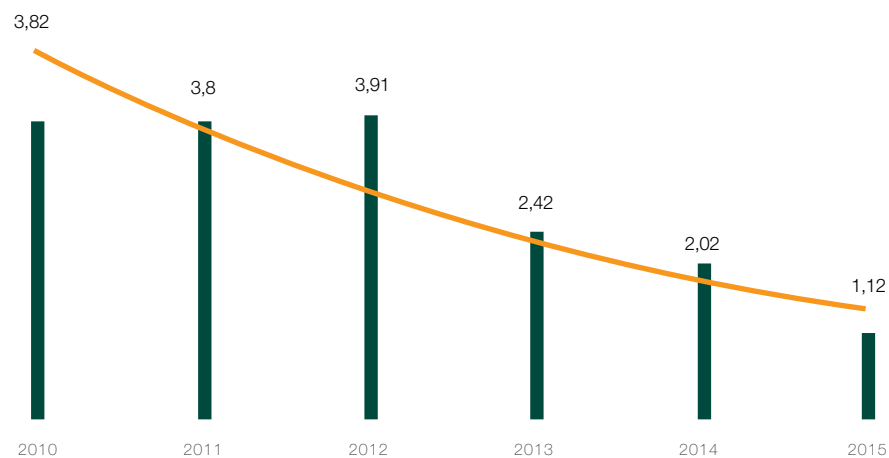
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

*TRIF = Número de accidentados con pérdida de tiempo, con tratamiento médico y trabajo restringido (empleados y contratistas)/HH trabajadas x 1'000.000

El Índice de total de casos registrables (TRIF) para empleados directos obtuvo un resultado de 1,12 en 2015, manteniendo la tendencia de mejora en los últimos tres años (ver gráfico 83).

Gráfico 83.

Tendencia TRIF* – Empleados

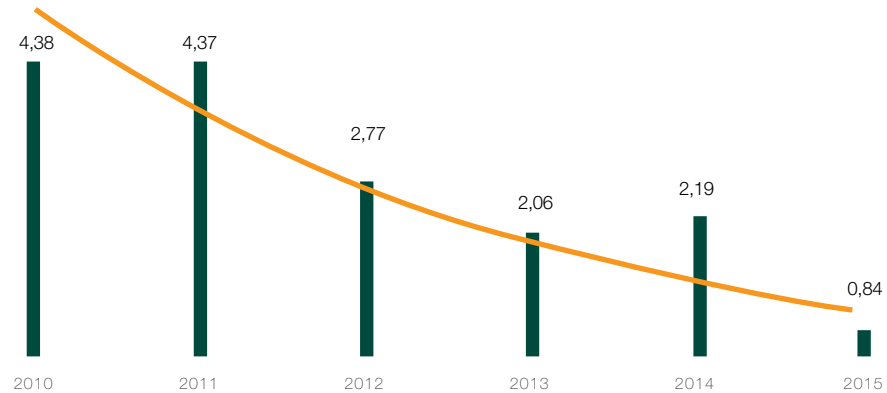


Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

*Índice de total de casos registrables de personal directo = No. accidentados con pérdida de tiempo, con tratamiento médico y trabajo restringido (directos)/HH trabajadas x 1'000.000

El Índice de total de casos registrables (TRIF) para contratistas obtuvo un resultado de 0,84, volviendo a la mejora que se tenía desde 2012 (ver gráfico 84).

Gráfico 84.
Tendencia TRIF* – Contratistas



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

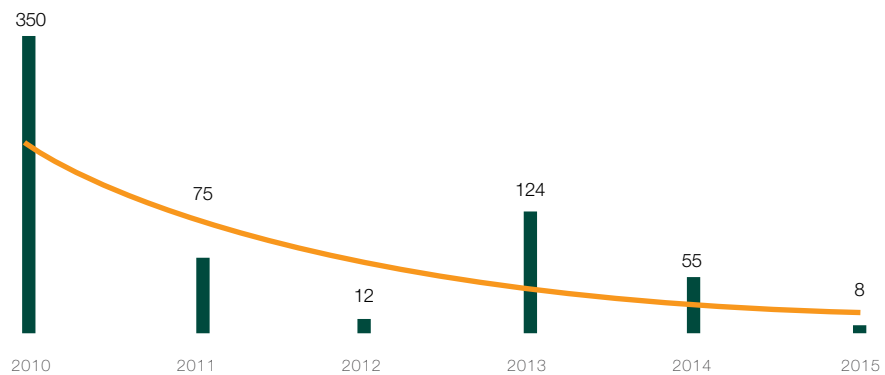
*Índice de total de casos registrables de contratistas = No. accidentados con pérdida de tiempo, con tratamiento médico y trabajo restringido (contratistas) / HH trabajadas x 1'000.000

Este desempeño se logró no sólo por la continuidad en la implementación de las prácticas seguras, sino por la mejora en la capacidad de supervisión por parte de los líderes tácticos y operativos de la compañía.

Por su parte, el comportamiento del Índice de severidad de la accidentalidad ocupacional (IS)

para empleados y contratistas mantuvo la tendencia favorable en la disminución de la severidad de los accidentes en Ecopetrol, logrando un resultado de ocho días perdidos por lesiones incapacitantes dentro del trabajo, por cada millón de horas hombre trabajadas (ver gráfico 85).

Gráfico 85.
Tendencia IS* – Empleados y contratistas



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

* Índice de Severidad Accidentalidad Ocupacional = Total de días perdidos más cargados por las lesiones incapacitantes dentro del trabajo (personal directo y contratista) / Millón H-H trabajadas

Finalmente, es importante destacar que durante 2015 no se presentaron fatalidades de trabajadores ni contratistas. Este resultado es muy satisfactorio para la compañía dado que para Ecopetrol el compromiso con la vida es una prioridad.



CASO DE NEGOCIO

| G4-LA6



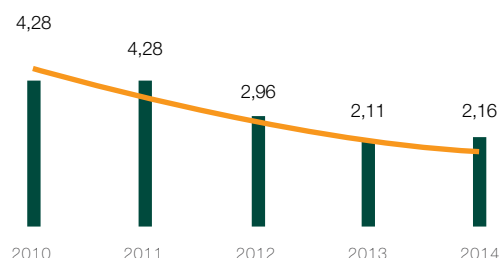
Beneficios de la gestión HSE en Ecopetrol – Accidentalidad laboral

La salud y la seguridad Industrial es uno de los criterios que conforman la dimensión social de la sostenibilidad. Es un aspecto relevante para una empresa del sector Oil & Gas, toda vez que un débil desempeño en esta materia tiene un impacto negativo sobre los costos laborales y la productividad empresarial. De igual forma, puede afectar la reputación corporativa y reducir la motivación de los empleados.

De acuerdo con las mejores prácticas de gestión definidas para este criterio, se espera que una empresa registre y haga seguimiento a indicadores de accidentalidad laboral y de ausentismo por enfermedad común y ocupacional. Asimismo, que establezca metas anuales para cada indicador y logre una tendencia favorable a través del tiempo.

En Ecopetrol la accidentalidad laboral se mide a través del Índice de Frecuencia de Casos Registrables - IF TRIF, el cual mide el número de accidentados con pérdida de tiempo, con tratamiento médico o trabajo restringido, por cada millón de horas-hombre trabajadas. Los resultados de este indicador para el período 2010 – 2014 se presentan a continuación.

Índice de Frecuencia de Casos Registrables



Beneficios económicos

Como puede observarse, en 2010 se presentaron 4,28 casos registrables (fatalidades, accidentes con pérdida de tiempo, trabajo restringido o tratamiento médico) por cada millón de horas – hombre trabajadas. Los costos asociados con estos incidentes alcanzaron un valor de US\$2.79 millones.

De haberse mantenido este resultado para el resto del período (escenario business as usual), y tomando como punto de referencia las cifras de 2010, los costos totales en los cinco años habrían alcanzado un valor total de US\$13,94 millones (US\$2,79 millones anuales durante cinco años).

No obstante, gracias al fortalecimiento de la cultura organizacional en HSE y a la administración eficaz de los componentes del MGHSE¹, se logró una reducción del Indicador, hasta alcanzar un valor de 2,16 en 2014. En términos de costos, frente al escenario *business as usual*, esto significó ahorros por US\$7,79 millones².

El análisis de este caso ilustra cómo la gestión HSE reduce pérdidas humanas e incapacidades permanentes y temporales. Al mismo tiempo, contribuye a la reducción de costos por accidentalidad y genera valor en toda la organización.

¹ Los componentes del MGHSE de Ecopetrol son: i) estrategia y direccionamiento; ii) gente; iii) información y conocimiento; iv) operaciones; v) recursos; vi) riesgos y controles y vii) monitoreo y mejora.

² De acuerdo con los cálculos realizados por la unidad de seguridad industrial y de procesos, se calcula que los costos asociados a accidentalidad laboral para el período 2010 – 2014 ascienden a US \$6,15 millones. Esto significa un ahorro de US\$7,79 millones frente a los costos del escenario business as usual, estimados en US\$13,94 millones.



COMUNIDAD Y SOCIEDAD



G4-DMA |

Durante 2015, en el marco del Programa de transformación empresarial, se revisaron y actualizaron los lineamientos para el relacionamiento con el entorno en un documento denominado: Estrategia de gestión del entorno: hacia la paz y la prosperidad compartida. La estrategia plantea una nueva forma de relacionarse en el marco de los nuevos retos que los cambios políticos, institucionales y económicos que vive la sociedad colombiana, plantean para Ecopetrol.

La finalidad de la estrategia es asegurar un relacionamiento con los actores regionales y locales que conduzca a la generación de valor económico compartido, y que permita la construcción de entornos seguros, prósperos y ambientalmente sostenibles. Este modelo no entiende el entorno como un costo sino como una oportunidad para la generación de prosperidad compartida y sostenible.

Asimismo, plantea un enfoque en el cual Ecopetrol debe dejar de ser vista por las comunidades y los gobiernos locales como una fuente de recursos para suplir las necesidades y servicios no provistos por el Estado. Establece que la viabilidad de las operaciones y proyectos no puede estar sujeta a negociaciones y acuerdos realizados bajo presión, en algunos casos con actores que no representan de manera legítima los intereses de las comunidades. Por el contrario, define un enfoque en el cual Ecopetrol desarrolla su relacionamiento con el entorno a la luz de las políticas del Gobierno Nacional dirigidas al fortalecimiento de la institucionalidad, la legalidad y la gobernabilidad de los territorios, y actúa de la mano de los gobiernos locales y regionales.

Por otra parte, la situación de los precios actuales del petróleo, y las tendencias previstas, obligan a una mayor eficiencia y efectividad en el gasto dirigido a la gestión del entorno. Igualmente, la naturaleza jurídica de Ecopetrol como sociedad de economía mixta, le exige a la empresa responder a sus accionistas por la rentabilidad de sus inversiones. De ahí la importancia de inversiones sociales y ambientales que generen valor compartido y contribuyan a la prosperidad de las comunidades locales. La nueva estrategia busca mayor eficiencia y efectividad en gastos.

El documento Estrategia de gestión del entorno: hacia la paz y la prosperidad compartida, se compone de los siguientes principios, lineamientos de actuación y líneas de inversión social y ambiental:

Principios básicos de la gestión del entorno:

- > No hay negocios viables en entornos fallidos.

- > Más vale temprano que tarde.

- > La ley no se negocia.

- > Ninguna forma de discriminación es aceptable.

- > Los derechos, la vida y la integridad de las personas son sagradas.

- > La integridad como pilar de la confianza.

- > La protección ambiental como testimonio de responsabilidad social.

Lineamientos y criterios de actuación para la gestión del entorno:



La institucionalidad como base del relacionamiento.

Esto significa que:

- Ecopetrol se soporta en las políticas del Gobierno Nacional.
- Los municipios y departamentos son interlocutores fundamentales.
- Ecopetrol no hace acuerdos con organizaciones y personas al margen de la ley.
- Ecopetrol promueve la competitividad y la pluralidad.



Planificación y manejo del entorno.

Esto tiene que ver con:

- Evaluación temprana del entorno.
- Entrada segura, dialogada y planificada.
- Contacto sólido y continuo.
- La salida del territorio.
- El diálogo con los grupos étnicos.

G4-14 |



La pertinencia de las intervenciones e inversiones sociales y ambientales.

Esto significa que:

- Ecopetrol sólo se compromete con lo que puede cumplir.
- Desempeño ambiental y social como fuente de competitividad y de valor.
- Las inversiones sociales y ambientales se ejecutan con los vehículos contractuales idóneos.
- Hay cosas que no hacemos ni debemos hacer.
- Hay tareas que no delegamos.



Excelencia operacional.

Significa que:

- Ecopetrol adopta procesos industriales de alto desempeño.
- La empresa comunica a las comunidades sobre los riesgos operativos que podrían afectarlas y las capacita para responder a eventuales emergencias.
- Coordina la atención a emergencias con la Unidad Nacional de Gestión de Riesgo, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y las Fuerzas Armadas.



Efectividad en las comunicaciones.

Tiene que ver con que:

- Ecopetrol se comunica de manera transparente y continua.
- Ecopetrol comunica sus logros y controvierte la información errada.
- Ecopetrol descentraliza su estrategia de comunicaciones.



Fortalecimiento de la capacidad empresarial para la gestión del entorno.

Esto tiene que ver con:

- La gestión del entorno es una tarea compartida.
- Los aliados, con el fin de:
 - Asegurar la presencia oportuna y efectiva del Estado.
 - Mejorar el nivel de bienestar de las comunidades.
 - Sumar fuerzas para el logro de intereses comunes en relación con el entorno.
- Proveedores y contratistas: derechos y responsabilidades.



Inversiones sociales y ambientales de Ecopetrol:

| G4-DMA



Proyectos productivos sostenibles.



Reducción de brechas en salud y educación.



Conservación y aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos.



Conservación, restauración y aprovechamiento sostenible de ecosistemas estratégicos.



Fortalecimiento institucional.

Esta nueva estrategia de entorno será la base para la elaboración de los planes de gestión con el grupo de interés Comunidad y sociedad y Estado local en 2016, con los cuales se pretende asegurar que la presencia de la empresa en las regiones conduzca al desencadenamiento de tendencias positivas que contribuyan al mejoramiento de las condiciones de bienestar social, a la conservación ambiental, a la

restauración ecológica, al desarrollo local, y al aseguramiento de la viabilidad de largo plazo de sus operaciones.

Estos planes asegurarán la implementación de los seis principios básicos para el relacionamiento establecidos en la estrategia, los cuales se describen con más detalle a continuación:

G4-DMA |



No hay negocios viables en entornos fallidos

El relacionamiento estratégico y transparente de la empresa en entornos seguros, institucionalmente legítimos, económicamente prósperos y ambientalmente sanos, es la

esencia para asegurar la viabilidad de las operaciones y para la construcción conjunta de agendas que contribuyan a la generación de una prosperidad compartida.

G4-DMA |



Más vale temprano que tarde

La presencia anticipada en los territorios permite conocer con antelación suficiente las realidades sociales, culturales, económicas, políticas, ambientales e institucionales del entorno y sus interrelaciones. Esto permite prever posibles riesgos e identificar

oportunidades, resultando útil en el proceso de planificación del relacionamiento y de la gestión social y ambiental, para facilitar la construcción de relaciones de mutuo beneficio con las comunidades y evitar sobre costos.

G4-DMA |



La ley no se negocia

Ecopetrol actúa con estricto apego a la ley. Obtiene la autorización para adelantar sus obras, proyectos y actividades de todas las autoridades pertinentes. Da cumplimiento cabal a todas sus responsabilidades, siguiendo todos los protocolos y procesos previstos en las normas nacionales y locales aplicables. No renuncia al ejercicio de sus derechos y

no reconoce legitimidad en quienes de forma arbitraria pretenden vulnerarlos. Denuncia a quienes de manera indebida afectan sus intereses y procura, cuando a ello haya lugar, la efectiva intervención de la Fuerza Pública, del sistema judicial y de los entes de control, para la salvaguarda de sus derechos.

G4-DMA |



Ninguna forma de discriminación es aceptable

Los trabajadores y contratistas de Ecopetrol reconocen, respetan, valoran y protegen la diversidad social, étnica y cultural de las

personas con quienes interactúan. No ejercen ninguna forma de discriminación; y si esta se presenta, la denuncian.

Los derechos, la vida y la integridad de las personas son sagradas

Ecopetrol, sus empleados y sus contratistas hacen todo lo que está a su alcance para no afectar los derechos legítimos de todas las personas con que interactúan, y para no poner

en riesgo y proteger su vida y su integridad. Ecopetrol asegura un enfoque preventivo en la gestión de los impactos sociales y ambientales de las operaciones.

La integridad como pilar de la confianza

Los funcionarios de Ecopetrol y sus contratistas buscan prosperar y crecer contando con la confianza de todos sus grupos de interés y, en general, de la sociedad de la que forman parte. Y para ganar esa confianza demuestran

en todo momento comportamientos y actuaciones ejemplares, basados en estrictos principios éticos. Su compromiso con la integridad es condición necesaria para asegurar la prosperidad compartida.

IMPLEMENTACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE ENTORNO

G4-DMA

G4-SO1

Con el fin de lograr la implementación de la estrategia de gestión del entorno, durante 2015 se avanzó en el diseño del proceso de gestión del entorno, el cual detalla los subprocesos y actividades que a nivel de los trabajadores de la empresa se deben desarrollar. El proceso incluye la gestión que debe realizar la empresa sobre los territorios en donde tiene interés

actual o potencial con el fin de lograr la viabilidad de sus operaciones y proyectos en el marco de la generación de prosperidad compartida.

El proceso establece las actividades a desarrollar en los diferentes momentos o fases de interacción de la empresa con el territorio:

- > **Fase de reconocimiento previo e integración al territorio:** el objetivo es promover condiciones territoriales que favorezcan la viabilidad y sostenibilidad de las actividades empresariales a partir de la implementación temprana de planes de integración, basados en el reconocimiento de las dinámicas actuales y tendencias de los territorios.
- > **Fase de entrada al territorio:** el objetivo es viabilizar la ejecución de los proyectos empresariales en los territorios a través de procesos de planeación y ejecución que consideren las dinámicas territoriales, los intereses de las partes y que generen condiciones favorables al desarrollo del proyecto.

- > **Fase de permanencia en el territorio:** el objetivo es viabilizar las operaciones empresariales en los territorios a través de la gestión responsable de los impactos, la construcción de relaciones de confianza y la participación en el desarrollo sostenible de los territorios.
- > **Fase de salida del territorio:** el objetivo es asegurar un legado positivo de la empresa en los territorios garantizando condiciones ambientales y sociales mejores al momento de salir que a la llegada de la empresa.
- > **Fase de monitoreo del entorno:** el objetivo es hacer seguimiento y análisis sistemático a variables del territorio y factores internos que representen riesgos u oportunidades para la operación y los proyectos, a fin de generar información confiable, integral y oportuna que permita ajustar la estrategia y los planes de integración al territorio.

G4-EC1
G4-SO1

INVERSIÓN SOCIAL

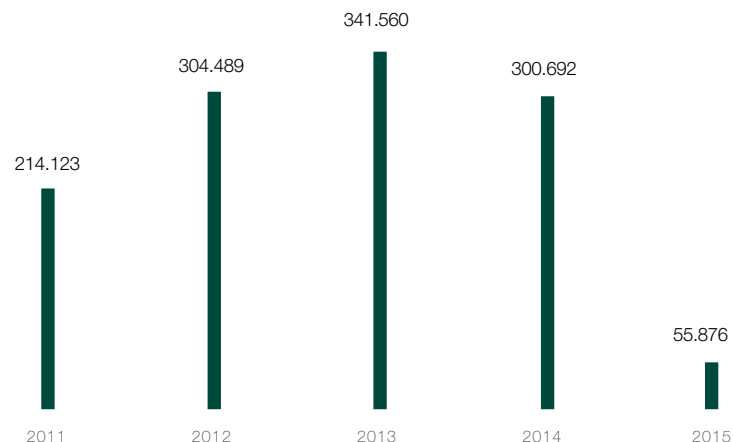


Durante 2015 Ecopetrol inició el proceso de cierre de los 12 programas de inversión social que se habían desarrollado durante los últimos cinco años, en las líneas de educación y cultura, competitividad regional, y ciudadanía y democracia.

Lo anterior debido a los cambios de las políticas de inversión social de la empresa jalonados por la baja de los precios del crudo y por el fin del ciclo de los alcaldes y gobernadores del período 2012 - 2015. Esto explica la disminución de la inversión social realizada por Ecopetrol en 2015 respecto a 2014 (ver gráfico 86).

Gráfico 86.

Inversión social de Ecopetrol en los últimos cinco años (cifras en millones de pesos)

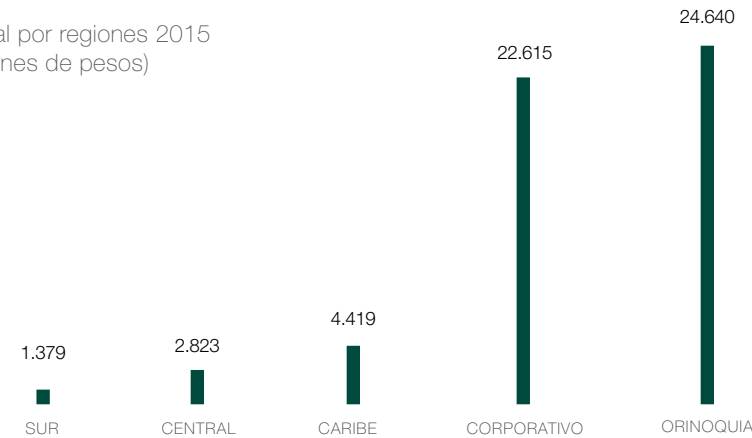


Las inversiones se realizan por regional considerando el nivel de presencia y de actividad de la empresa en cada caso. En 2015, el 44% de las inversiones se realizaron en la

regional Orinoquía. Un 40% de las inversiones correspondió a proyectos que se lideran desde el nivel nacional (corporativo) e impactan más de una región (ver gráfico 87).

Gráfico 87.

Inversión social por regiones 2015 (cifras en millones de pesos)



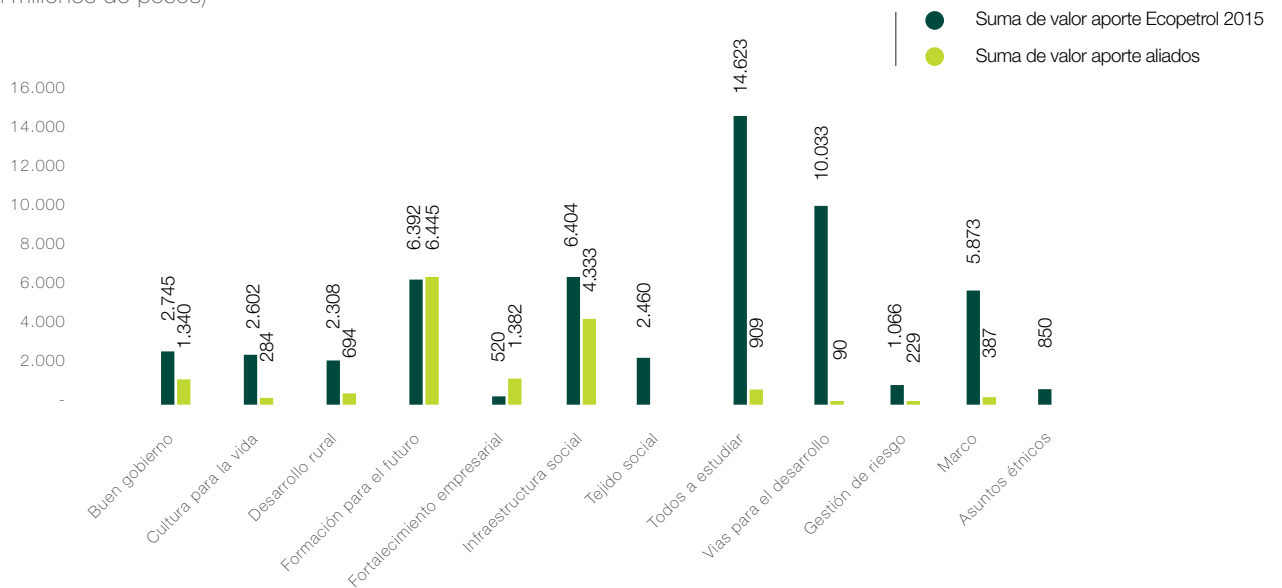
Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

En 2015, se realizó una inversión social con aporte de Ecopetrol por valor de \$55.876 millones y de los aliados de \$16.090,4 millones. Se destacó el esfuerzo de la empresa y de sus aliados en la línea de educación,

en la que se invirtieron en total \$15.532 millones en 2015. En el gráfico 88 se presenta la distribución de la inversión social en 2015 de Ecopetrol y sus aliados por líneas de inversión.

Gráfico 88.

Líneas y programas de inversión social en 2015 (cifras en millones de pesos)



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

G4-EC8
G4-SO1

PRINCIPALES PROYECTOS **LIDERADOS EN EL ÁMBITO NACIONAL**



LÍNEA DE EDUCACIÓN Y CULTURA



Educación

En 2015 se mantuvo el apoyo a proyectos que se venían trabajando en años anteriores, con el fin de ampliar la cobertura, disminuir las tasas de deserción y mejorar la calidad.

> **Proyecto de cero analfabetismo**

La meta del Gobierno Nacional es alfabetizar a 676.00 jóvenes y adultos en el presente cuatrienio y poder declarar a Colombia libre de analfabetismo. Ecopetrol desde hace cuatro años ha contribuido a este propósito. Un total de 41.180 personas iletradas mayores de 15 años hoy saben leer y escribir gracias a este proyecto, y participaron en un proceso de formación en competencias básicas de lenguaje, matemáticas, ciencias sociales y naturales, y competencias ciudadanas.

Adicionalmente, 17.400 personas están por finalizar el ciclo 1, que comprende hasta el tercer grado de primaria. Ecopetrol espera que éste sea el primer paso de vinculación al sistema educativo para que las personas puedan continuar en su proceso a largo plazo.

Estos logros responden al trabajo conjunto entre el Ministerio de Educación, las secretarías municipales y departamentales de educación, la Organización de Estados Iberoamericanos, Ecopetrol y los operadores locales que han demostrado un gran compromiso con el programa.

> **Estudios de pregrado y posgrado**

Ecopetrol apoya iniciativas para facilitar el ingreso a la educación superior, premiando el rendimiento académico a través de programas de becas.

Pregrado: por medio del programa **Bachilleres Ecopetrol**, en 2015 la empresa becó a 70 bachilleres para hacer sus estudios de pregrado.

El Programa Bachilleres Ecopetrol (antes Bachilleres por Colombia) selecciona a los mejores estudiantes con base en los resultados entregados por el ICFES de las Pruebas Saber 11. En los últimos cuatro años se han beneficiado de este programa 280 estudiantes. No sólo el rendimiento académico ha sido la única consideración a tener en cuenta en el otorgamiento de las becas, también se considera la condición socioeconómica de los estudiantes.



 Bachilleres Ecopetrol 2015

Posgrado: en alianza con la Fundación Carolina, Fullbright y Colfuturo, en 2015 se brindó la oportunidad a 51 colombianos

para que realicen sus estudios de posgrados o doctorados en el exterior. En total, se han beneficiado del programa 126 personas.

Ecopetrol también ha apoyado a través de Colfuturo los Semilleros de idiomas dando la posibilidad a 34 estudiantes de mejorar sus niveles de inglés en el exterior y desarrollar un perfil más competitivo.

> Otros logros alcanzados en materia de educación en 2015:

18

instituciones educativas recibieron mobiliario para sus bibliotecas gracias al convenio de Ecopetrol con el Ministerio de Educación y Fundesmag.

782

niños participaron de los clubes de ciencia conformados por Maloka en Orito, Puerto Berrio, Acacias, Castilla la Nueva y Puerto Gaitán. Espacios sirvieron para motivar a estudiantes de quinto y sexto grado de instituciones educativas públicas a explorar y entender los fenómenos de la vida diaria en materia de energía, hidrocarburos, ciencia y tecnología.

Cultura

Ecopetrol considera prioritario fortalecer el patrimonio cultural colombiano, por ello ha venido trabajando de la mano de la Asociación de amigos del Museo Nacional para hacer exposiciones temporales y realizar talleres educativos en distintos municipios del país.

En 2015 se llevaron a cabo las siguientes exposiciones:

 Exposición Escuela de Bellas Artes de Bogotá	 100 talleres Memorias de barrio
 Exposición Ómar Rayo abierta al público	 50.000 cuadernillos Sala, memoria y nación

LÍNEA DE COMPETITIVIDAD REGIONAL

Formación para el futuro

El programa Formación para el Futuro busca la cualificación para el trabajo del talento humano local y regional en actividades estratégicas para la economía de los territorios, a través de procesos de entrenamiento, capacitación y calificación con el objetivo final de acercar el talento humano con el sector productivo y propender por la generación de ocupación productiva

para la comunidad, la productividad de los sectores económicos y la competitividad de las regiones petroleras.

Los principales aliados para el desarrollo de este programa son el Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA) y la Organización de Estados Iberoamericanos para la educación, la ciencia y la cultura (OEI).

En la tabla 94 se presentan los principales logros alcanzados con el Programa en los últimos tres años.

Tabla 94.

Logros Formación para el futuro*

Proyecto	Indicador	Resultado 2013	Resultado 2014	Resultado 2015
	Personas formadas	5.058	7.463	3.851
	Certificados de competencias laborales entregados	4.446	1.746	363
Formación para el Futuro	Diagnóstico y fortalecimiento a Instituciones Educativas articuladas con la media técnica		5	11
	Diagnóstico municipal de oferta educativa y demanda del sector laboral			6

*Reporte parcial plataforma del programa formación para el futuro - SIRIUX con fecha de corte 18 de diciembre de 2015. El cierre final del año 2015 se realiza con base en los certificados emitidos por la plataforma SofíaPlus del SENA lo cual se hace en tiempo posterior a la terminación de las formaciones y certificaciones.

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

El 76% de las personas formadas bajo el Programa formación para el futuro estuvieron vinculadas al sector laboral formal un año después del proceso de formación; asimismo, es importante resaltar que el salario real devengado mensualmente por las personas formadas fue de \$1.280.190, es decir, más del doble del salario mínimo legal.

De las personas vinculadas formalmente al sector laboral, el 81% adelantaron formación en eventos de divulgación tecnológica, el 76% formaciones tituladas (tecnólogo, técnico, operario y auxiliar), el 68% realizaron procesos de evaluación de certificación por competencias laborales y el 50% en formación complementaria.

La ubicación laboral de los egresados del programa es promovida por Ecopetrol y sus aliadas mediante la realización de ferias laborales. Durante 2015 se realizaron siete eventos en las diferentes regionales de Ecopetrol, donde se presenta al sector

productivo el talento humano formado disponible acorde con las necesidades del sector productivo.

Adicionalmente, como parte del desarrollo de las etapas productivas y toma de evidencia de las formaciones y los procesos de evaluación de competencias laborales, los aprendices ejecutaron 122 proyectos sociales y productivos en nueve departamentos en los cuales se implementa el Programa.

Finalmente Ecopetrol, en el marco del Programa formación para el futuro y en alianza con el Sena, la Cámara Colombiana de Servicios Petroleros (Campetrol), Latin American Drilling Safety (LADS) y la OEI, está próxima a entregar al país el primer Taladro escuela en el mundo que ofrecerá formación pública gratuita en temas de perforación, siendo además un ejemplo de alianza. A la fecha van más de 32 empresas de servicios petroleros vinculadas al proyecto. El proyecto estará ubicado en la ciudad de Villavicencio.

Fortalecimiento institucional

Para Ecopetrol es importante apoyar el fortalecimiento del buen gobierno y la gestión pública de las entidades territoriales en las regiones donde tiene operación. Para cumplir con este propósito se han establecido alianzas con la Corporación Financiera Internacional del Banco Mundial, la Escuela Superior de Administración Pública (ESAP) y el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo (FONADE), quienes han permitido la articulación con programas y políticas públicas del gobierno nacional, regional y local.

En los últimos tres años Ecopetrol ha apoyado la formulación y estructuración de 180

proyectos para acceder a recursos del Sistema General de Regalías en 128 municipios y 10 gobernaciones; y se han capacitado 1.500 funcionarios en la metodología establecida para la estructuración de proyectos para presentar a los OCAD (Órganos Colegiados de Administración y Decisión, encargados de aprobar la destinación de recursos de regalías).

Igualmente, se realizaron análisis a las capacidades de gestión de 10 entidades territoriales en Acacias, Villavicencio, Guamal, Puerto Gaitán, Castilla la Nueva, Aguazul Monterrey, Paz de Ariporo, Tauramena y Yopal.

Fortalecimiento del tejido empresarial

Este proyecto tiene como objetivo estimular el tejido empresarial con el fin de potenciar y diversificar las economías locales y regionales como fuentes económicas alternas a la cadena petrolera. Este propósito se logra a través de la promoción y creación de sinergias empresariales, la construcción de conocimiento, el fortalecimiento de emprendimientos y de pequeñas y medianas empresas, el acceso a mecanismos financieros, y el fortalecimiento de aliados locales

Dicha iniciativa, que es impulsada por Ecopetrol con el apoyo de Confecámaras, la Unión Temporal Universidad Jorge Tadeo Lozano-Corporación Calidad, Asocajas, Fedecajas y Acopi, ha movilizado el trabajo conjunto de los gremios de mayor relevancia en municipios donde Ecopetrol tiene operaciones: 13 cámaras de comercio, 7 cajas de compensación familiar,

2 fundaciones petroleras y 4 seccionales de Acopi (Asociación Colombiana de Pequeñas y Medianas Industrias).

Este modelo se ha aplicado en 300 pequeñas y medianas empresas en 21 municipios colombianos, y se han formado 370 consultores empresariales, lo cual no solo implica el fortalecimiento de las empresas en la zona, sino además la instalación de capacidades de alto nivel en consultoría y asesoría profesional en las regiones.

Por otro lado, entre las metas alcanzadas se incluye la publicación de 21 investigaciones sobre el tejido empresarial de los municipios donde se lleva a cabo el proyecto. También se ha venido fomentando la creación de comunidades empresariales en cada uno de los municipios donde se lleva a cabo el proyecto.

Infraestructura comunitaria

G4-DMA
G4-EC7

Ecopetrol ha apalancado proyectos de masificación de gas natural promovidos por la Gobernación del Casanare y las alcaldías de algunos municipios de esta región, con un aporte por valor de \$3.561 millones. Gracias a esta inversión, a la fecha 396 familias del municipio de Monterrey en las veredas Tierra Grata y Porvenir, cocinan con gas natural como resultado de la construcción de redes de gas domiciliario.

Se proyecta que a finales de 2016 sean más de 5.640 habitantes los que reciban gas en sus hogares, aspecto que integra de manera

oportuna el objeto social de la empresa con el desarrollo del país.

Adicionalmente, vale la pena anotar que de acuerdo con la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios vigente en Colombia, que tiene entre sus fines prevenir que una empresa tenga una posición dominante o preferente en el mercado, Ecopetrol como productor de gas domiciliario no puede intervenir en el mercado minorista. Sin embargo, la ley permite a Ecopetrol financiar incentivos para que los hogares se abonen al servicio de gas, que fue la contribución de Ecopetrol a los proyectos para la masificación de gas en el departamento de Casanare.



LÍNEA DE CIUDADANÍA Y DEMOCRACIA | G4-SO1

Tejido social

En Colombia existen aproximadamente 65.000 Juntas de Acción Comunal (JAC); éstas, junto con las organizaciones de base representan el capital social de un territorio y sus determinantes para el desarrollo sostenible de las regiones. El objetivo del programa de Tejido social es fortalecer la capacidad de autogestión de las JAC y las organizaciones de base, generando capital social y capacidad de autogestión.

Para este programa Ecopetrol ha contado con los siguientes aliados: la Dirección para la Democracia y Participación Ciudadana del Ministerio del Interior, la Confederación Nacional de Acción Comunal y la Red de Programas de Desarrollo y Paz (Prodepaz).

En 2015 se continuó con el fortalecimiento de las organizaciones iniciado en 2014 y se

beneficiaron 47 nuevas organizaciones. Se hizo efectivo el fortalecimiento de la Confederación de Acción Comunal, las 35 federaciones presentes en Colombia y representantes de la organización comunal de cuatro departamentos no federados (Vichada, Guainía, Amazonas, Vaupés).

Este apoyo consistió en fortalecer el programa Formador de formadores, mediante la creación de cinco nuevos módulos (medio ambiente, gestión del riesgo, legislación comunal, derechos humanos, petróleo y desarrollo). Con estos módulos, más los cuatro con los que ya contaba el programa, se formó y actualizó a 306 líderes comunales, quienes asumieron el compromiso multiplicar estos conocimientos en sus respectivos departamentos.

Grupos étnicos | OG9

Durante 2015 Ecopetrol trabajó con 173 comunidades étnicas en proceso de fortalecimiento, las cuales se beneficiaron con proyectos de desarrollo con identidad en materia de: fortalecimiento de la gobernabilidad, medicina tradicional, etnoeducación, seguridad

alimentaria y recuperación nutricional, fortalecimiento de la cultura, justicia propia, comunicación indígena, caminos ancestrales, política pública indígena, infraestructura culturalmente adaptada, desarrollo de planes de vida y proyectos ambientales.

PRINCIPALES PROYECTOS REGIONALES



Los principales proyectos regionales de inversión social en 2015 se describen en la tabla 95.

Tabla 95.
Proyectos de inversión social en las regiones 2015

Región	Proyecto	Descripción	Beneficios
Central	Gran Vía Yuma	Convenio en alianza con el municipio de Barrancabermeja, INVIAS y el departamento de Santander para el desarrollo del proyecto de Conexión Vial Troncal del Magdalena Medio - Puente Guillermo Gaviria Correa, en Barrancabermeja.	<ul style="list-style-type: none"> - Generación de empleo calificado y no calificado. - Generación de oportunidades para las empresas regionales en el suministro de equipos, materiales y servicios. - Aseguramiento de la venta de productos por el flujo continuo de vehículos de transporte desde el Lenadero de la Refinería.
Caribe	Construcción de dos pozos profundos en Riohacha, Guajira	ASAA, empresa operadora de los servicios de acueducto y alcantarillado para Riohacha, ha venido trabajando de la mano de aliados como la Alcaldía de la ciudad, la Gobernación de la Guajira y Ecopetrol, para cumplir la meta de garantizar el abastecimiento a tiempo completo de agua potable para sus usuarios. Uno de los proyectos bandera de esta alianza y que cuenta con el financiamiento de Ecopetrol, es la perforación de dos pozos profundos cercanos a la ciudad para captar aguas subterráneas y tener así un sistema de respaldo ante las eventuales fallas del actual acueducto.	<ul style="list-style-type: none"> - Generación de empleo calificado y no calificado. - Generación de oportunidades para las empresas regionales en el suministro de equipos, materiales y servicios. - Accesibilidad a la población vulnerable existente en la región, a los servicios públicos esenciales mediante el mejoramiento de la infraestructura.

■ Sur (Putumayo)

■ Desarrollo rural

■ Ecopetrol y Corpoamazonía vienen apoyando en el bajo Putumayo la iniciativa de implementar estufas eficientes con huertos dendroenergéticos, donde también se han sumado la Gobernación y algunas alcaldías.

A la fecha se han implementado 1.500 de estos sistemas en los municipios del bajo Putumayo.

■ Contribuir de forma significativa al fortalecimiento de la seguridad alimentaria de las familias por las mejores y mayores posibilidades de cocción de alimentos que le ofrece la estufa instalada.

■ Huila -Tolima

■ Vías para el desarrollo

■ Mejoramiento de la vía en el municipio de Yaguará en los tramos más críticos en una longitud de 0.85 km de la vía municipio de Yaguará-Puente Quebrada la boa, en el departamento del Huila.

■ Este proyecto ha permitido que al municipio de Yaguará capital ganadera, piscícola y turística del departamento del Huila, lleguen más de 300 turistas semanales, permitiéndole a la región un desarrollo turístico y económico.

■ Orinoquia

■ Pruebas Saber

■ En alianza estratégica de Ecopetrol con la Gobernación del Meta y la Corporación Grupo Gestión Ltda, se ha realizado durante los últimos tres años el desarrollo de este programa, que ha tenido como objetivo la preparación y formación de 18,500 estudiantes de grados 10° y 11° de las instituciones educativas públicas en el Departamento del Meta, con miras a la presentación de las pruebas Saber para el ingreso a la universidad.

■ En 2015 el programa atendió 89 instituciones en el 100% de los municipios del departamento (29 municipios) con una cobertura de 6.440 estudiantes de 11° grado, permitiendo que las instituciones educativas ascendieran de nivel en la calidad educativa y posicionando al departamento del Meta al pasar del puesto 13 en el año 2012 al puesto 6 a nivel nacional en el desempeño de las pruebas de Estado ICFES del año 2015.

- Región
- Proyecto
- Descripción
- Beneficios

GESTIÓN DEL EMPLEO

| G4-DMA



Ecopetrol promueve la generación de oportunidades laborales para el talento humano de las regiones donde opera con el fin de asegurar la participación de las mismas en las actividades contratadas de la empresa.

Implementación del Servicio Público de Empleo

G4-DMA
G4-SO9
G4-SO10

Respecto de la normativa aplicable en actividades contratadas por Ecopetrol en el marco de la ley 2089 de 2014 y resolución 5050 en relación con la obligación que les asiste a contratistas y subcontratistas en materia de vinculación de mano de obra local formada y no formada, se precisa:

Para contratos que hagan parte de proyectos de exploración y producción que se ejecuten en los municipios enlistados en la Resolución 5050 de 2014 expedida por el Ministerio de Trabajo, se debe vincular el 100% de la mano de obra no formada y, como mínimo, el 30% de la mano de obra formada con oferentes residentes en los municipios donde se encuentran dichos proyectos, de conformidad con lo establecido en el artículo 3 del Decreto 2089 de 2014 (compilado por el Decreto 1072 de 2015).

Para los municipios que no fueron contemplados en la Resolución 5050 de 2014 antes relacionada, se deben tener en cuenta los compromisos adquiridos por Ecopetrol con los grupos de interés a los que debe darse estricta observancia.

Sin perjuicio de los porcentajes aplicables en los municipios referidos en la Resolución 5050 de 2014, para contratos vigentes que les aplica el Procedimiento de Responsabilidad Social Empresarial en la Contratación y Subcontratación de Ecopetrol (hoy derogado), se deben observar los porcentajes de vinculación allí dispuestos y/o los pactados por las partes contractualmente en caso de ser superiores.

G4-DMA
G4-EC9

Contratación local de mano de obra

La mano de obra local corresponde a la contratación de trabajadores de contratistas con dedicación exclusiva para Ecopetrol que acreditan residencia del sitio donde se realizan las actividades contratadas de la empresa.

La vinculación de personal contratista fluctúa según los requerimientos de las

obras y proyectos que se adelantan en la compañía; así las cosas, para 2014 se vincularon 44.393 trabajadores de contratistas de los cuales, 37.109 fueron contratados localmente. En la tabla 96 se presenta el número de trabajadores de contratistas que se vincularon en 2015.

Tabla 96.

Contratación de mano de obra local – 2015 (Número de personas)

	Formada	No formada	Total general
No local	5.402	20	5.422
Local	16.930	11.248	28.178
Total general	22.332	11.268	33.600

Fuente: Ecopetrol, Dirección de Servicios Compartidos

Es importante mencionar que la crisis que ha venido enfrentando el sector petrolero desde finales de 2014 a causa de la caída sostenida en el precio del petróleo, ha generado que las compañías del sector replanteen sus estrategias para hacer sostenibles sus operaciones. En consecuencia, Ecopetrol se ha visto en la necesidad de optimizar sus gastos e inversiones.

Pese a lo anterior y teniendo en cuenta que la industria del petróleo es intensiva en capital y no en mano de obra, fue posible para la empresa mantener tres de cada cuatro empleos generados en el año inmediatamente anterior, lo que equivale a una disminución del 24% en las actividades contratadas por la empresa.

CESIONES SIN COSTO EN 2015



Teniendo en cuenta los criterios para la adjudicación de cesiones sin costo, y dando prioridad a las solicitudes provenientes de entidades localizadas en las zonas de operación y de influencia de la compañía, en 2015 Ecopetrol realizó cesiones sin costo de material requerido por entidades como el Hospital de Tibú, la Alcaldía de Tibú, el Hospital de San Vicente de Chuchurí y la Alcaldía de Barrancabermeja, ubicadas en las zonas del Catatumbo y Magdalena Medio.

Entre los materiales entregados estuvieron juntas de tuberías de diferentes diámetros y equipos médicos, hospitalarios y mobiliarios que no se requieren para la operación de la compañía.

Estas cesiones representaron un costo aproximado \$200 millones y sirvieron para la construcción de tres puentes peatonales, la dotación de dos hospitales y una enfermería.

PARTICIPACIÓN EN LAS FUNDACIONES PETROLERAS

G4-EC9
G4-SO1



Como parte del compromiso con el desarrollo de los territorios, Ecopetrol apoya una red de fundaciones petroleras, en las que tiene diversas modalidades de participación.





Aunque la función original de dichas Fundaciones era ser el brazo operativo de la

gestión social de Ecopetrol en los territorios, su actividad ha trascendido hasta convertirse en referentes sociales de las regiones.

En la tabla 97 se relacionan las fundaciones, sus áreas de intervención y los aliados que participan en ellas.

Tabla 97.

Participación en las fundaciones petroleras

	<p>Participantes</p> <p>Ecopetrol Equion Energía Emerald Energy</p>		<p>Participantes</p> <p>Ecopetrol</p>
<p>Área de influencia: Meta, Casanare</p> <p>Líneas estratégicas: desarrollo humano, desarrollo empresarial y productivo, protección ambiental y microcrédito</p>		<p>Área de influencia: Norte de Santander y Arauca</p> <p>Líneas estratégicas: gestión socio empresarial, desarrollo regional, microfinanzas</p>	
	<p>Participantes</p> <p>Ecopetrol Hocol</p>		<p>Participantes</p> <p>Ecopetrol</p>
<p>Área de influencia: Huila, Tolima, Putumayo</p> <p>Líneas estratégicas: gestión ambiental, desarrollo social, desarrollo empresarial y productivo, microcrédito</p>		<p>Área de influencia: Magdalena Medio</p> <p>Líneas estratégicas: educación y cultura, sostenibilidad ambiental, competitividad regional, democracia y ciudadanía</p>	

ESTRATEGIA TERRITORIAL PARA LA GESTIÓN EQUITATIVA Y SOSTENIBLE DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS



Esta iniciativa del gobierno nacional surge a finales de 2013 con el liderazgo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio del Interior, con el apoyo de Ecopetrol y la asistencia técnica del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

La estrategia articula a las comunidades, las empresas del sector, el Gobierno Nacional

y los Gobiernos locales, para promover las visiones participativas del desarrollo humano sostenible en las regiones con actividad hidrocarburífera, mediante acuerdos entre los tres actores que se traduzcan en beneficios comunes que contribuyan al desarrollo y aumenten la confianza. Esta es una iniciativa enmarcada dentro de cuatro programas:

01

AVANZA: que convoca espacios para el diálogo democrático entre gobiernos, comunidades y empresas con el fin de alcanzar acuerdos sobre las necesidades del territorio y sus soluciones.

03

CONVIVE: que previene conflictos y proporciona mecanismos alternativos para la gestión de las diferencias a partir de la creación de mejores relaciones sociales.

02

LIDERA: que prepara y fortalece las capacidades de quienes participan del diálogo para concertar propuestas en igualdad de condiciones y acompañar a la industria en el territorio.

04

ACCIONES DEMOSTRATIVAS: iniciativas territoriales dirigidas a generar confianza, articular actores y aportar a la transformación de la conflictividad social.

Estos programas se llevan a cabo actualmente en diez regiones del país, en las que se concentra el 96% de la producción de hidrocarburos: Arauca,

Caquetá, Casanare, La Guajira, Magdalena Medio, Meta, Norte de Santander, Putumayo, Huila – Tolima y Córdoba – Sucre.

Resultados 2015

AVANZA

Construcción y validación de 15 Planes de Acción Municipal, los cuales son el resultado de los procesos de diálogo iniciados en los territorios donde se implementa la estrategia. Las problemáticas de mayor influencia en el relacionamiento son el empleo, la contratación de bienes y servicios locales, y los temas ambientales.

Los municipios donde se adelantó el programa fueron: Acacias, Paz de Ariporo, Mocoa, Uribí, Puerto Nare, Melgar, Tauramena, Cúcuta, San Pedro, Villagarzón, Aipe, Puerto Boyacá, Castilla La Nueva y Toledo.

CONVIVE

Por medio de la atención y seguimiento a la conflictividad social presente en territorio, la estrategia ha ayudado a mitigar y prevenir los efectos de la conflictividad que se presentan en territorio.

En lo referente a Ecopetrol, con corte a diciembre del 2015, la Estrategia Territorial de Hidrocarburos a través de las entidades de gobierno como el Ministerio del Interior y el Ministerio de Minas, acompañaron la atención de 58 vías de hecho y 77 alertas.

Los temas de mayor relevancia en la atención de la conflictividad estuvieron relacionados con Juntas de Acción Comunal, contratación de mano de obra, aspectos laborales, así como bienes y servicios y la temática ambiental.

ACCIONES DEMOSTRATIVAS

Ecopetrol apoyó el desarrollo de 26 proyectos o acciones demostrativas en territorio en dos áreas estratégicas así:

Crecimiento y desarrollo incluyente

- Programas de desarrollo de proveedores
- Encuentros y ferias empresariales entre proveedores locales y grandes empresas
- Perfiles productivos y ocupacionales
- Fortalecimiento organizacional
- Iniciativas para diversificar la vocación económica regional
- Promoción de banca comunal para fortalecer las Juntas de Acción Comunal (JAC)
- Fortalecimientos de cadena de valor
- Iniciativas de manejo de agua

Gobernanza democrática, incluyente y efectiva

- Fortalecimiento de procesos democráticos

LIDERA

Se construyó y socializó un portafolio de metodologías y herramientas para generar capacidades en las comunidades, las empresas del sector y los gobiernos locales, a través de la difusión y la transferencia de conocimiento. Las actividades y resultados realizados en el marco de este programa son:

- Talleres de regionalización (4.540 beneficiarios)
- Talleres de gestión pública (1.174 beneficiarios)
- Talleres de buenas prácticas sociales y ambientales del sector de hidrocarburos (491 beneficiarios)
- Talleres en gestión de Programas de Beneficio Comunitario (PBC) con enfoque de desarrollo humano (105 beneficiarios)

G4-EC2 |

PROGRAMA DE GESTIÓN SOCIAL DEL RIESGO



A través del programa de Gestión social del riesgo se diseñan e implementan estrategias para el conocimiento y la reducción del riesgo de desastres y el cambio climático, así como la preparación para la respuesta a emergencias que generen corresponsabilidad frente al riesgo en los

grupos de interés, contribuyan a la reducción del riesgo para la operación y generen sostenibilidad en el desarrollo local.

Algunos de los logros alcanzados con el programa en 2015 son:

■ Caracterización de vulnerabilidad global en municipios priorizados

Se culminó la caracterización del análisis de vulnerabilidad global (ambiental, social, institucional y económica) en 55 municipios priorizados por la empresa, con el fin de orientar la toma de decisiones en gestión del

riesgo e inversión social, de manera que se contribuya a la reducción de los aspectos que hacen que el entorno en los territorios donde Ecopetrol hace presencia, no sea viable ni sostenible.

■ Curso Ecopetrol en la gestión territorial y el riesgo de desastres

Desde junio de 2015, se puso a disposición de los empleados el curso virtual denominado Ecopetrol en la gestión territorial y el riesgo de desastres, con el apoyo metodológico de la Universidad Corporativa. El curso tiene como objetivo desarrollar capacidades

para aplicar el enfoque de la gestión del riesgo de desastres como política de desarrollo, contribuyendo a la viabilidad y sostenibilidad del desarrollo territorial y de las operaciones de Ecopetrol en el ámbito de las competencias.

■ Logros regionales

En 2015 se trabajó en 77 municipios con actividades en gestión social del riesgo, y se entregaron dotaciones y equipos para 26 entidades en la Regional Caribe; para 20 en la Regional Central y para seis en la regional Orinoquía.

En la tabla 98 se presentan los principales proyectos regionales ejecutados.

Tabla 98.

Proyectos regionales ejecutados

REGIONAL ORINOQUIA

Fortalecimiento y medidas de contingencia en el departamento de Arauca, en el área de influencia de Ecopetrol.

Adquisición de Ambulancia TAB para aumentar la capacidad de reacción para la atención de emergencias, por parte del Comité de Gestión del Riesgo del municipio de Aguazul.

Fortalecimiento del Concejo Municipal para la gestión del riesgo de desastres municipio de Arauquita.

Fortalecimiento de la gestión del riesgo e implementación de medidas de contingencia ante emergencias en el en el área de influencia de Ecopetrol en el departamento de Arauca.

REGIONAL CENTRAL

Fortalecimiento de los organismos de socorro de Norte de Santander para la respuesta oportuna, táctica y operativa en emergencias y desastres que ameriten búsqueda y rescate de personas.

Fortalecimiento del Cuerpo de Bomberos Voluntarios de Tibú, en Norte de Santander.

Fortalecimiento del Cuerpo de Bomberos Voluntarios de Cúcuta, Norte de Santander, para la respuesta táctica y operativa en emergencias y desastres en edificaciones de mediana y gran altura.

Implementación de acciones para la reducción del riesgo en el sector del Barrio Bariloche II Etapa y el fortalecimiento de los organismos de socorro en Piedecuesta, Santander.

REGIONAL ANDINA

Fortalecimiento de las capacidades institucionales y comunitarias para la gestión del riesgo, desde un enfoque de corresponsabilidad, en 48 municipios de los departamentos de Caldas, Tolima, Risaralda, Nariño, Valle del Cauca y Antioquia.

REGIONAL CARIBE

Articulación y operación del programa de Gestión del riesgo y del proceso de Promotorías comunitarias en gestión del riesgo en los departamentos del Atlántico, Bolívar, Cesar y Magdalena.

Identificación de lineamientos para la incorporación de la gestión del riesgo en el Plan de Ordenamiento Territorial en Santa Marta.

Fortalecer la capacidad de respuesta regional, local y comunitaria ante situaciones de riesgo, emergencias y desastres, en comunidades de influencia de la Refinería de Cartagena, del Campó Cicuco y de las operaciones fluviales y marinas en el Caribe, de los departamentos de Bolívar, Santander, César, Magdalena y Atlántico.

G4-SO2 |

GESTIÓN DE IMPACTOS SOCIALES



Se entiende por impacto social, cualquier alteración en el medio socioeconómico que sea adverso o beneficioso, total o parcial, que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto, obra o actividad. Es así como

Ecopetrol realiza sus actividades bajo criterios de prevención y responsabilidad en el marco de tres acciones centrales que le permiten gestionar de manera efectiva y oportuna los impactos sociales de sus actividades:

■ Participación comunitaria

La participación de las comunidades en la identificación y manejo de impactos se realiza dentro del marco constitucional, promoviendo el derecho que tienen los colombianos de ejercer su participación ciudadana.

En concordancia con lo establecido legalmente, la empresa ha articulado los

lineamientos de participación no sólo en la identificación de impactos, sino también en la gestión de estos, a través de la construcción colectiva de medidas de manejo, proceso que se ha fortalecido con una participación más activa y permanente de los ciudadanos que hacen parte de las áreas de influencia de las actividades de Ecopetrol.

■ Planeación integral de las operaciones

La planeación contempla el ciclo de vida completo de las operaciones y permite ajustarla en la medida en que avanzan y se profundizan las relaciones con los grupos de interés. Así se genera una dinámica en la cual es posible incorporar al desarrollo de las operaciones, la mejor comprensión de los impactos generados.

En esta etapa se diseñan las estrategias de manejo de impactos de acuerdo con las características de la actividad a desarrollar, las necesidades de las comunidades y las realidades de los territorios, propendiendo por un enfoque preventivo que minimice la materialización de impactos negativos y que mitigue, corrija o compense aquellos impactos que se generan.

■ Cumplimiento de obligaciones sociales legales

En 2015 se dio cumplimiento al 100% del componente socioeconómico de 97 instrumentos legales ambientales vigentes (Planes de Manejo Ambiental - PMA), compuestos por 743 programas y 2.517 medidas de manejo.

Los principales programas del componente socio económico y cultural de los instrumentos ambientales aplicables a Ecopetrol, se presentan en la tabla 99.

Tabla 99. | G4-EN33

Principales impactos sociales y programas ejecutados

Programa	Descripción del programa	Impacto asociado
Información, comunicación y participación de la comunidad	Establecimiento de canales de información y participación entre la empresa y las comunidades impactadas por las actividades empresariales, asegurando oportunidad, claridad y respuesta oportuna a inquietudes.	Conflictos por deficiente información, participación, por falsas expectativas, por ausencia o deficiencia de adecuados canales de comunicación, por deficiencia de escenarios para tramitar inquietudes por parte de la comunidad.
Seguimiento y monitoreo a la gestión social	Este programa establece las medidas de control, seguimiento y evaluación de los programas del componente socio económico y cultural de los instrumentos ambientales.	Inconformidad, acciones de hecho protagonizadas por los grupos involucrados externos, afectación de imagen o pérdidas económicas, ocasionados por la falta de efectividad u oportunidad de las medidas propuestas.
Contratación de mano de obra local	Este programa busca frenar la llegada masiva de personal foráneo con la contratación de personal del área del proyecto o actividades empresariales.	Cambio en las prácticas culturales asociadas a la migración y cambio en el entorno social.
Educación ambiental	Divulgación de condiciones socio ambientales existentes en el área de influencia en que se localiza la actividad de la empresa y el manejo de las mismas. Promoción del uso racional de los recursos naturales y la protección del ambiente.	Cambios en el medio ambiente, afectación negativa de predios, contaminación de aguas superficiales, contaminación de suelos.
Fortalecimiento institucional y comunitario	Fortalecimiento de la capacidad de gestión de las administraciones municipales y las comunidades del área de influencia del proyecto a partir del desarrollo de talleres, seminarios y demás actividades que afiancen el conocimiento, el desarrollo de metodologías y la aplicación de instrumentos para el mejoramiento de la gestión pública y social.	Cambio en la dinámica y estructura de la población, presencia de nuevos actores en el escenario local/regional, cambio en la capacidad de gestión de la administración municipal, cambio en la capacidad de gestión de la comunidad.
Compensación e inversión social	Contemplar medidas de compensación que permitan mantener la calidad de vida de los habitantes como estrategia para los casos en que se afecte la infraestructura o actividades económicas del área de influencia directa y puntual.	Conflictos por usos del agua y manejo deficiente de cuencas surtidoras de acueductos, por el uso de las vías terciarias y su mejoramiento, valorización de predios o afectación negativa de los mismos, afectación de actividades económicas tradicionales.
Educación y capacitación al personal	Educar y capacitar a los contratistas y trabajadores en el cuidado de los elementos ambientales y sociales, con el fin de prevenir y minimizar los impactos de las actividades desarrolladas. Sensibilizar y concientizar a los trabajadores en la importancia de los estilos de vida saludables y la protección del entorno en el cual se desenvuelve su cotidianidad.	Accidentes ambientales y de trabajo, conflictos con la comunidad y reclamaciones originadas por: afectaciones a las condiciones de uso del suelo, afectación a la cotidianidad de la población. Pérdida de hallazgos arqueológicos, transformación de las capacidades de las comunidades, transformación de la cultura ambiental.

Programa	Descripción del programa	Impacto asociado
Seguimiento a conflictos sociales	Prevención, gestión y evaluación de conflictos presentados con los grupos de interés.	Incremento de conflictos sociales asociados a los riesgos e impactos ocasionados por las actividades de la empresa.
Manejo de vías de acceso	Intervención de vías utilizadas por la empresa con el fin de mantener o mejorar sus condiciones iniciales.	Deterioro de infraestructura vial, cambio en el uso de la malla y/o generación o incremento de material particulado.
	Programa de movilización: Información oportuna a las autoridades y comunidades del cronograma de movilización de equipos y sus implicaciones, así como las medidas de seguridad respectivas con el fin de garantizar el normal tránsito.	Incremento del riesgo de accidentalidad vial

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

OG12 |

PROGRAMA DE REUBICACIÓN DEFINITIVA



Entre los programas implementados para gestionar los impactos generados por las actividades empresariales está el de reubicación definitiva que tiene como objetivo manejar el impacto de desplazamiento involuntario de unidades sociales y sus vocaciones productivas.

Este programa, que se presenta con muy poca frecuencia, busca asegurar que el desplazamiento involuntario se convierta en una oportunidad para mejorar las condiciones de vida de los pobladores y que se compense y reduzca el impacto negativo generado.

Durante 2015, no se realizaron nuevos procesos de reubicación definitiva.

OG13
G4-SO2
G4-SO11

INCIDENTES DE ENTORNO EN 2015

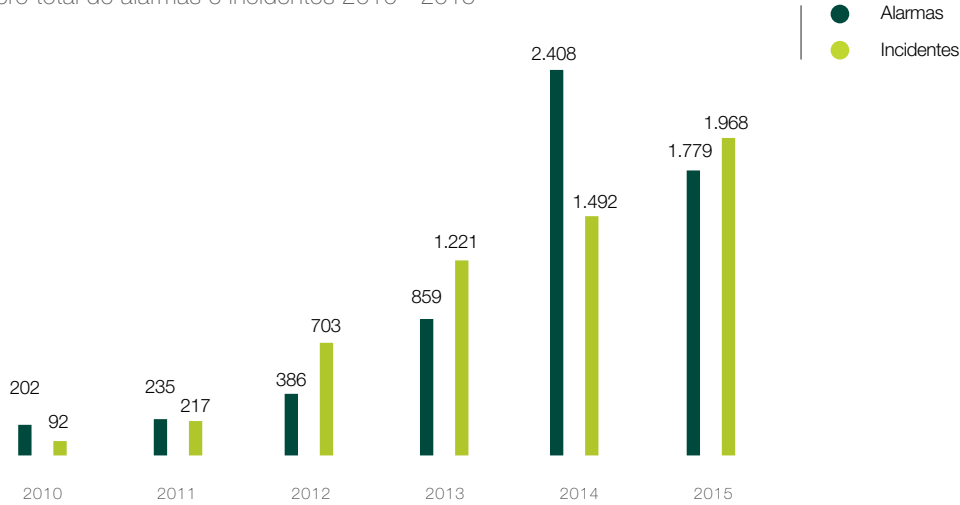


En 2015, se registraron 3.747 eventos de entorno de los cuales, 1.779 fueron alarmas y 1.968 incidentes, lo que representó una

disminución del 4% del reporte de eventos en relación con el 2014, cuando se presentaron 3.900 eventos (ver gráfico 89).

Gráfico 89.

Número total de alarmas e incidentes 2010 - 2015



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental

El 58% de los incidentes de entorno reportados en 2015 estuvieron relacionados con temas de seguridad física, específicamente con hurto de elementos en pozos, infraestructura, instalaciones y operación de Ecopetrol, y atentados a las instalaciones y a la infraestructura

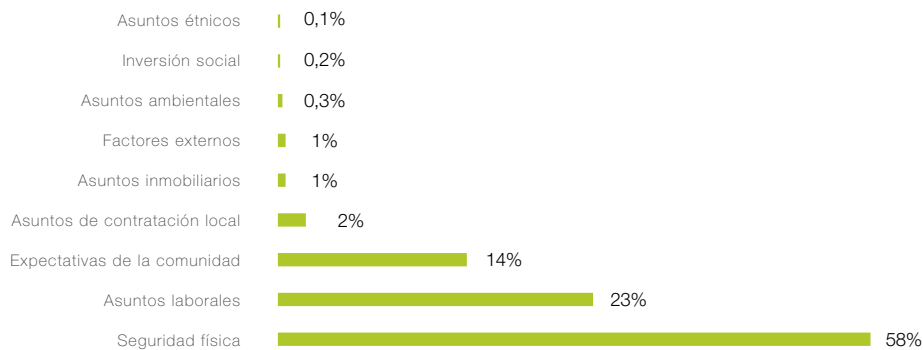
La temática de asuntos laborales representó el 23% de los incidentes de entorno. En las diferentes regionales de Ecopetrol se presentaron mítines, ceses de actividades

y bloqueos por causas relacionadas con incumplimiento de obligaciones laborales por parte de contratistas, inconformidad con condiciones laborales o con temas sindicales.

Con respecto a la temática de expectativas de la comunidad, que representó el 14% de los incidentes, se presentaron bloqueos reclamando mayor contratación de bienes y servicios locales, mayor participación de mano de obra y expectativas de inversión social en las regiones (ver gráfico 90).


Gráfico 90.

Incidentes de entorno por temáticas.



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental



 Para responder a la emergencia en Tumaco, la empresa activó el plan contingencia para contención y recolección de crudo.

G4-EN24
G4-S02

Principales incidentes con impacto sobre el medio ambiente y las comunidades

Los derrames de petróleo en Tumaco ocurridos en el mes de junio de 2015, provocados por los atentados de las Farc al Oleoducto Trasandino, dejaron sin agua potable a 110.000 personas. La mancha de crudo contaminó los ríos

Cuanapí, Rosario y Mira (este último abastece al acueducto de Tumaco).

Entre las principales afectaciones ambientales se encuentra:

La contaminación a cuatro fuentes hídricas y sus afluentes: Caño Pinde, Río Caunapí, Río Guisa, Río Rosario, Río Mira y quebrada Pianulpi.

La contaminación de la vegetación asociada a los cuerpos hídricos, principalmente mangle y bosques de Guandal.

Fauna afectada: peces muertos, reptiles impregnados de producto.

La principal afectación de tipo social estuvo relacionada con la suspensión temporal del suministro de agua del acueducto municipal, afectando a 110 mil personas.

Paralelo a lo anterior, se encuentra la afectación económica a 7.069 familias rurales (35.000 habitantes) afectadas en seguridad alimentaria, sistemas productivos agrícolas, pesca, acuicultura y pecuarios, así como el turismo de Tumaco y la navegabilidad de los

cuerpos hídricos de los ríos Mira, Rosario y Caunapí.

Para responder a esta emergencia, la empresa activó el plan contingencia para contención y recolección de crudo y adelantó acciones interinstitucionales, especialmente con las Fuerzas Militares (Ejército, Armada y Fuerza Aérea) y de la Policía Nacional, con importantes logros en la contención de la mancha de crudo.

■ En junio de 2015 también se produjo un retén ilegal de las FARC a una caravana de tractomulas, con derramamiento de crudo. La caravana pertenecía a las empresas Transdepel, Tranquilil y Unión Temporal Putumayo, de la Operadora Vetra Group y Ecopetrol, y fue realizado

en la Vereda La Cabaña del municipio Puerto Asís, en el Putumayo.

En el retén ilegal fueron interceptadas 23 vehículos con crudo, siete de ellas transportaban crudo de Ecopetrol, obligando a los conductores a abrir las válvulas de los tanques y derramar el producto.

■ En julio de 2015 se produjo otro retén ilegal a una caravana por un grupo armado ilegal de las FARC, con derramamiento de crudo. Fue interceptada la caravana Batería Sucumbíos a Churuyaco, de la operadora Ecopetrol, en la Vereda

Jardines de Sucumbíos, en el municipio Ipiales, Nariño.

Durante el retén ilegal, el grupo armado inició el derrame de aproximadamente 380 barriles de crudo. Se presentó contaminación a la fuente hídrica Quebrada Sucumbíos.

Los impactos sobre las comunidades y la región del Putumayo por los atentados y retenes ilegales fueron:

- Afectación en las quebradas Huitoto, Lorenzo y Nuevo Porvenir, afluentes del río Cuembí, que desemboca en el río Putumayo.
- 2.300 personas impactadas por la contaminación de los ríos.
- Afectación a la flora y la fauna en la zona donde se concentraron los derrames: el Refugio Húmedo del Napo, considerado un lugar estratégico para proteger las especies frente al cambio climático.
- Amenaza sobre una de las zonas de mayor biodiversidad del planeta: el territorio de transición entre los Andes y el Amazonas.

6

INDICE DE CONTENIDO GRI G4



INDICE DE CONTENIDOS GRI G4



(OPCIÓN DE CONFORMIDAD EXHAUSTIVA)



CONTENIDOS BÁSICOS GENERALES							
Contenidos básicos generales	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
Estrategia y análisis							
G4-1	Declaración del responsable principal de las decisiones de la organización (la persona que ocupe el cargo de director ejecutivo, presidente o similar) sobre la relevancia de la sostenibilidad para la organización y la estrategia de esta con miras a abordar dicha cuestión.	20	Si, página 461		Principio 1, 8, 9, 10	Gobierno Organizacional	
G4-2	Principales efectos, riesgos y oportunidades.	20	Si, página 461		Principio 7, 8, 9, 10	Gobierno Organizacional	
Perfil de la organización							
G4-3	Nombre de la organización.	26	Si, página 461				
G4-4	Marcas, productos y servicios más importantes de la organización.	120, 122, 132, 136, 142, 148, 156, 168	Si, página 461				
G4-5	Lugar donde se encuentra la sede de la organización.	26, 27	Si, página 461				
G4-6	En cuántos países opera la organización y nombre aquellos países donde la organización lleva a cabo operaciones significativas o que tienen una relevancia específica para los asuntos de sostenibilidad objeto de la memoria.	26	Si, página 461				
G4-7	Naturaleza del régimen de propiedad y su forma jurídica.	27	Si, página 461				
G4-8	Mercados a los que se sirve (con desglose geográfico, por sectores y tipos de clientes y destinatarios).	160	Si, página 461				
G4-9	Escala de la organización. (número de empleados; número de operaciones; ventas netas o ingresos netos; capitalización, desglosada en términos de deuda y patrimonio; y cantidad de productos o servicios que se ofrecen.	122, 125, 142, 162, 209, 363	Si, página 461				

CONTENIDOS BÁSICOS GENERALES

Contenidos básicos generales	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
a. Número de empleados por contrato laboral y sexo.							
b. Número de empleados fijos por tipo de contrato y sexo.							
c. Tamaño de la plantilla por empleados, trabajadores contratados y sexo.							
d. Tamaño de la plantilla por región y sexo.							
G4-10 e. Indique si una parte sustancial del trabajo de la organización lo desempeñan trabajadores por cuenta propia reconocidos jurídicamente, o bien personas que no son empleados ni trabajadores contratados, tales como los empleados y los empleados subcontratados por los contratistas.	363, 364, 365, 367		Si, página 461		Principio 6	Trabajo y relaciones laborales	8.- Trabajo decente y crecimiento económico
f. Comuníquese todo cambio significativo en el número de trabajadores							
G4-11 Porcentaje de empleados cubiertos por convenios colectivos.	347		Si, página 461	OCDE	Principio 7	Principios y derechos fundamentales en el trabajo Trabajo y relaciones laborales Condiciones de trabajo y protección social Diálogo social	8.- Trabajo decente y crecimiento económico
G4-12 Descripción de la cadena de suministro de la organización.	120, 121, 178		Si, página 461				
G4-13 Cambios significativo que haya tenido lugar durante el periodo objeto de análisis en el tamaño, la estructura, la propiedad accionarial o la cadena de suministro de la organización	30, 36,		Si, página 461				
G4-14 Cómo aborda la organización, si procede, el principio de precaución.	250, 338, 400		Si, página 461		Principio 7		
G4-15 Cartas, principios u otras iniciativas externas de carácter económico, ambiental y social que la organización suscribe o ha adoptado.	19, 27, 40, 82, 265, 266, 293, 299, 354		Si, página 461		Principio 1, 2, 5, 8, 9, 10		

CONTENIDOS BÁSICOS GENERALES

Contenidos básicos generales	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
------------------------------	---------------------	---------	--------------	------	---------------	----------	--

Elabore una lista con las asociaciones (por ejemplo, las asociaciones industriales) y las organizaciones de promoción nacional o internacional a las que la organización pertenece y en las cuales:

G4-16	<ul style="list-style-type: none"> • Ostenta un cargo en el órgano de gobierno; • Participa en proyectos o comités; • Realiza una aportación de fondos notable, además de las cuotas de membresía obligatorias; • Considera que ser miembro es una decisión estratégica. 	27, 194		Si, página 461			
--------------	--	---------	--	----------------	--	--	--

Aspectos materiales y Cobertura

a. Elabore una lista de las entidades que figuran en los estados financieros consolidados de la organización y otros documentos equivalentes.

G4-17	<p>b. Señale si alguna de las entidades que figuran en los estados financieros consolidados de la organización y otros documentos equivalentes no figuran en la memoria.</p>	26, 84, 85		Si, página 461			
--------------	--	------------	--	----------------	--	--	--

a. Describa el proceso que se ha seguido para determinar el contenido de la memoria y la cobertura de cada aspecto.

G4-18	<p>b. Explique cómo ha aplicado la organización los Principios de elaboración de memorias para determinar el contenido de la memoria.</p>	15		Si, página 461			
--------------	---	----	--	----------------	--	--	--

Listado de los Aspectos materiales que se identificaron durante el proceso de definición del contenido de la memoria.

G4-19		18		Si, página 461			
--------------	--	----	--	----------------	--	--	--

CONTENIDOS BÁSICOS GENERALES

Contenidos básicos generales	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
<p>a. Indique la Cobertura de cada Aspecto material dentro de la organización. Hágalo de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> Indique si el Aspecto es material dentro de la organización. Si el aspecto no es material para todas las entidades de la organización (tal como se describen en el apartado G4-17), elija uno de los siguientes enfoques y facilite: <ul style="list-style-type: none"> Una lista de las entidades o grupos de entidades incluidos en el apartado G4-17 que no consideran material el Aspecto en cuestión; o Una lista de las entidades o grupos de entidades incluidos en el apartado G4-17 que sí consideran material el Aspecto en cuestión. <p>Señale cualquier limitación concreta que afecte a la Cobertura de cada Aspecto dentro de la organización.</p>	18		Si, página 461				
<p>Indique el límite de cada Aspecto material fuera de la organización. Hágalo de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> Indique si el Aspecto es material fuera de la organización. Si el Aspecto es material fuera de la organización, señale qué entidades, grupos de entidades o elementos así lo consideran. <p>Describa también los lugares donde el Aspecto en cuestión es material para las entidades.</p> <ul style="list-style-type: none"> Señale cualquier limitación concreta que afecte a la Cobertura de cada Aspecto fuera de la organización. 	18		Si, página 461				
<p>Consecuencias de las reformulaciones de la información facilitada en memorias anteriores y sus causas.</p>	15		Si, página 461				
<p>Cambios significativo en el Alcance y la Cobertura de cada Aspecto con respecto a memorias anteriores.</p>	18		Si, página 461				

CONTENIDOS BÁSICOS GENERALES								
Contenidos básicos generales		Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
Participación de los grupos de interés								
G4-24	Lista de los grupos de interés vinculados a la organización.	16, 43, 115		Si, página 461				
G4-25	En qué se basa la elección de los grupos de interés con los que se trabaja.	40, 42		Si, página 461				
G4-26	Enfoque de la organización sobre la participación de los grupos de interés, incluida la frecuencia con que se colabora con los distintos tipos y grupos de partes interesadas, o si la participación de un grupo se realizó específicamente en el proceso de elaboración de la memoria.	43, 137, 166, 188, 224		Si, página 461				
G4-27	Cuestiones y problemas clave han surgido a raíz de la participación de los grupos de interés y la evaluación hecha por la organización. Especifique qué grupos de interés plantearon cada uno de los temas y problemas clave.	16, 52, 55, 138, 224		Si, página 461				
Perfil de la memoria								
G4-28	Periodo objeto de la memoria	14		Si, página 461				
G4-29	Fecha de la última memoria	14		Si, página 461				
G4-30	Ciclo de presentación de memorias	14		Si, página 461				
G4-31	Punto de contacto	19		Si, página 461				
G4-32	a. Indique qué opción «de conformidad» con la Guía ha elegido la organización. b. Facilite el Índice de GRI de la opción elegida (véanse los cuadros a continuación). c. Facilite la referencia al Informe de Verificación externa, si lo hubiere. GRI recomienda la verificación externa, aunque no es obligatoria para que la memoria sea «de conformidad» con la Guía.	14		Si, página 461				

CONTENIDOS BÁSICOS GENERALES

Contenidos básicos generales	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
<p>a. Describa la política y las prácticas vigentes de la organización con respecto a la verificación externa de la memoria.</p> <p>b. Si no se mencionan en el informe de verificación adjunto a la memoria de sostenibilidad, indique el alcance y el fundamento de la verificación externa.</p>	19		Si, página 461			Verificación	
<p>c. Describa la relación entre la organización y los proveedores de la verificación.</p> <p>d. Señale si el órgano superior de gobierno o la alta dirección han sido partícipes de la solicitud de verificación externa para la memoria de sostenibilidad de la organización.</p>							
Gobierno							
<p>G4-34</p> <p>Describa la estructura de gobierno de la organización, sin olvidar los comités del órgano superior de gobierno. Indique qué comités son responsables de la toma de decisiones sobre cuestiones económicas, ambientales y sociales.</p>	62, 63		Si, página 461		Principio 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	Gobierno Organizacional	
<p>G4-35</p> <p>Proceso mediante el cual el órgano superior de gobierno delega su autoridad a la alta dirección y a determinados empleados en cuestiones de índole económica, ambiental y social.</p>	65		Si, página 461		Principio 10	Gobierno Organizacional	
<p>G4-36</p> <p>Existencia en la organización de cargos ejecutivos o con responsabilidad en cuestiones económicas, ambientales y sociales, y si sus titulares rinden cuentas directamente ante el órgano superior de gobierno.</p>	65		Si, página 461		Principio 10	Gobierno Organizacional	
<p>G4-37</p> <p>Procesos de consulta entre los grupos de interés y el órgano superior de gobierno con respecto a cuestiones económicas, ambientales y sociales. Si se delega dicha consulta, señale a quién y describa los procesos de intercambio de información con el órgano superior de gobierno.</p>	55		Si, página 461			Gobierno Organizacional	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas

CONTENIDOS BÁSICOS GENERALES

Contenidos básicos generales	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
<p>Describa la composición del órgano superior de gobierno y de sus comités:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ejecutivos y no ejecutivos; • Independencia; • Antigüedad en el ejercicio en el órgano de gobierno; • Número de otros puestos y actividades significativos, y naturaleza de tales actividades; • Sexo; • Miembros de grupos sociales con representación insuficiente; • Competencias relacionadas con los efectos económicos, ambientales y sociales; • Representación de grupos de interés. 	91		Si, página 461			Gobierno Organizacional	5- Igualdad de género 16- Paz, justicia e instituciones sólidas
<p>Indicación si la persona que preside el órgano superior de gobierno ocupa también un puesto ejecutivo. Describa sus funciones ejecutivas y las razones de esta disposición.</p>	63, 92		Si, página 461			Gobierno Organizacional	16- Paz, justicia e instituciones sólidas
<p>Procesos de nombramiento y selección del órgano superior de gobierno y sus comités, así como los criterios en los que se basa el nombramiento y la selección de los miembros del primero</p>	93, 105		Si, página 461			Gobierno Organizacional	5- Igualdad de género 16- Paz, justicia e instituciones sólidas
<p>Procesos mediante los cuales el órgano superior de gobierno previene y gestiona posibles conflictos de intereses. Indique si los conflictos de intereses se comunican a los grupos de interés</p>	98, 112		Si, página 461		Principio 10	Gobierno Organizacional	16- Paz, justicia e instituciones sólidas
<p>Funciones del órgano superior de gobierno y de la alta dirección en el desarrollo, la aprobación y la actualización del propósito, los valores o las declaraciones de misión, las estrategias, las políticas y los objetivos relativos a los impactos económico, ambiental y social de la organización.</p>	30, 63, 94, 114		Si, página 461		Principio 7, 8, 9	Gobierno Organizacional	
<p>Medidas se han adoptado para desarrollar y mejorar el conocimiento colectivo del órgano superior de gobierno con relación a los asuntos económicos, ambientales y sociales.</p>	38, 114		Si, página 461			Gobierno Organizacional	4- Educación de calidad

CONTENIDOS BÁSICOS GENERALES

Contenidos básicos generales	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
<p>a. Describa los procesos de evaluación del desempeño del órgano superior de gobierno en relación con el gobierno de los asuntos económicos, ambientales y sociales. Indique si la evaluación es independiente y con qué frecuencia se lleva a cabo. Indique si se trata de una autoevaluación.</p>							
<p>G4-44 b. Describa las medidas adoptadas como consecuencia de la evaluación del desempeño del órgano superior de gobierno en relación con la dirección de los asuntos económicos, ambientales y sociales; entre otros aspectos, indique como mínimo si ha habido cambios en los miembros o en las prácticas organizativas.</p>	104, 107		Si, página 461		Principio 10	Gobierno Organizacional	
<p>a. Describa la función del órgano superior de gobierno en la identificación y gestión de los impactos, los riesgos y las oportunidades de carácter económico, ambiental y social. Señale también cuál es el papel del órgano superior de gobierno en la aplicación de los procesos de diligencia debida.</p>	59, 110, 232		Si, página 461			Gobierno Organizacional	16- Paz, justicia e instituciones sólidas
<p>b. Indique si se efectúan consultas a los grupos de interés para utilizar en el trabajo del órgano superior de gobierno en la identificación y gestión de los impactos, los riesgos y las oportunidades de carácter económico, ambiental y social.</p>							
<p>G4-46 función del órgano superior de gobierno en el análisis de la eficacia de los procesos de gestión del riesgo de la organización en lo referente a los asuntos económicos, ambientales y sociales.</p>	110, 132		Si, página 461			Gobierno Organizacional	
<p>G4-47 Frecuencia con que el órgano superior de gobierno analiza los impactos, los riesgos y las oportunidades de índole económica, ambiental y social.</p>	102, 110		Si, página 461			Gobierno Organizacional	
<p>G4-48 Comité o cargo de mayor importancia que revisa y aprueba la memoria de sostenibilidad de la organización y asegura de que todos los Aspectos materiales queden reflejados.</p>	14		Si, página 461			Gobierno Organizacional	

CONTENIDOS BÁSICOS GENERALES

Contenidos básicos generales	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
G4-49	Proceso para transmitir las preocupaciones importantes al órgano superior de gobierno	51, 56, 59, 88	Si, página 461			Gobierno Organizacional	
G4-50	Naturaleza y el número de preocupaciones importantes que se transmitieron al órgano superior de gobierno; describa asimismo los mecanismos que se emplearon para abordarlas y evaluarlas.	88, 102	Si, página 461			Gobierno Organizacional	
G4-51	Políticas de remuneración para el órgano superior de gobierno y la alta dirección, (retribución fija y retribución variable; bonos o incentivos a la contratación; indemnizaciones por despido; reembolsos; y pensiones de jubilación); y relación de los criterios relativos al desempeño que afectan a la política retributiva con los objetivos económicos, ambientales y sociales del órgano superior de gobierno y la alta dirección.	95, 105, 368, 370	Si, página 461			Gobierno Organizacional	
G4-52	Describa los procesos para determinar la remuneración. Indique si se recurre a consultores para determinar la remuneración y si estos son independientes de la dirección. Señale cualquier otro tipo de relación que dichos consultores en materia de retribución puedan tener con la organización.	95, 105	Si, página 461			Gobierno Organizacional	
G4-53	Cómo se solicita y se tiene en cuenta la opinión de los grupos de interés en lo que respecta a la retribución, incluyendo, si procede, los resultados de las votaciones sobre políticas y propuestas relacionadas con esta cuestión.	95	Si, página 461			Gobierno Organizacional	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
G4-54	Cálculo de la relación entre la retribución total anual de la persona mejor pagada de la organización en cada país donde se lleven a cabo operaciones significativas con la retribución total anual media de toda la plantilla (sin contar a la persona mejor pagada) del país correspondiente.	106	Si, página 461			Gobierno Organizacional	

CONTENIDOS BÁSICOS GENERALES

Contenidos básicos generales	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
G4-55	Cálculo de la relación entre el incremento porcentual de la retribución total anual de la persona mejor pagada de la organización en cada país donde se lleven a cabo operaciones significativas con el incremento porcentual de la retribución total anual media de toda la plantilla (sin contar a la persona mejor pagada) del país correspondiente.	106	Si, página 461			Gobierno Organizacional	

Ética e integridad

G4-56	Valores, principios, estándares y normas de la organización, tales como códigos de conducta o códigos éticos.	30, 66, 68, 185	Si, página 461		Principio 10	Gobierno Organizacional	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
G4-57	Mecanismos internos y externos de asesoramiento en pro de una conducta ética y lícita, y para consultar los asuntos relacionados con la integridad de la organización, tales como líneas telefónicas de ayuda o asesoramiento.	64, 68, 69, 71, 77	Si, página 461		Principio 10	Gobierno Organizacional	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
G4-58	Mecanismos internos y externos de denuncia de conductas poco éticas o ilícitas y de asuntos relativos a la integridad de la organización, tales como la notificación escalonada a los mandos directivos, los mecanismos de denuncia de irregularidades o las líneas telefónicas de ayuda.	71, 77	Si, página 461		Principio 10	Gobierno Organizacional	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
CATEGORÍA: ECONOMÍA							
Aspecto: Desempeño económico							
G4-DMA		205, 207	Si, página 461	OCDE			
G4-EC1	Valor económico directo generado y distribuido	8, 129, 137, 140, 143, 144, 156, 208, 211, 404	Si, página 461			Participación activa de la comunidad Generación de riqueza e ingresos Inversión social	2.- Hambre cero 5.- Igualdad de género 7.- Energía asequible y no contaminante 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 9.- Industria, innovación e infraestructura

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
G4-EC2 Consecuencias financieras y otros riesgos y oportunidades para las actividades de la organización debido al climático	237, 259, 291, 298, 420		Si, página 461		Principio 7 Criterio 10	Mitigación y adaptación al cambio climático	13- Acción por el clima
G4-EC3 Cobertura de las obligaciones de la Organización derivada de su plan de prestaciones. a. Si las obligaciones están cubiertas por los recursos ordinarios de la organización, indique el valor estimado de las mismas.	215, 216, 372, 373		Si, página 461			Condiciones de trabajo y protección social	
G4-EC4 Ayudas económicas otorgadas por entes del gobierno	216, 223		Si, página 461			Participación política responsable	
Aspecto: Presencia en el mercado							
G4-DMA	369		Si, página 461				
G4-EC5 Relación entre el salario inicial desglosado por sexo y el salario mínimo local en lugares donde se desarrollan operaciones significativas	369		Si, página 461			Condiciones de trabajo y protección social Generación de riqueza e ingresos	1- Fin de la pobreza 5- Igualdad de género 8- Trabajo decente y crecimiento económico
G4-EC6 Porcentaje de altos directivos procedentes de la comunidad local en lugares donde se desarrollan operaciones significativas	366		Si, página 461		Principio 2	Creación de empleo y desarrollo de habilidades Generación de riqueza e ingresos	8- Trabajo decente y crecimiento económico
Aspecto: Consecuencias económicas indirectas							
G4-DMA	411		Si, página 461				
G4-EC7 Desarrollo e impacto de la inversión en infraestructuras y los tipos de servicios	411		Si, página 461			Derechos económicos, sociales y culturales Participación activa de la comunidad Educación y cultura Creación de empleo y desarrollo de habilidades Desarrollo y acceso a la tecnología Generación de riqueza e ingresos Inversión social	2- Hambre cero 5- Igualdad de género 7- Energía asequible y no contaminante 9- Industria, innovación e infraestructura 11- Ciudades y comunidades sostenibles

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
G4-EC8 Impactos económicos indirectos significativos y alcance de los mismos	144, 145, 189, 406		Si, página 461			Derechos económicos, sociales y culturales	1.- Fin de la pobreza 2.- Hambre cero 3.- Salud y bienestar 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 10.- Reducción de las desigualdades 17.- Alianzas para lograr los objetivos
						Promover la responsabilidad social en la cadena de valor	
						Respeto a los derechos de la propiedad	
						Acceso a servicios esenciales	
						Generación de riqueza e ingresos	
Inversión social							
Aspecto: Prácticas de adquisición							
G4-DMA	416		Si, página 461				1.- Fin de la pobreza 5.- Igualdad de género 8.- Trabajo decente y crecimiento económico
G4-EC9	Porcentaje del gasto en lugares con operaciones significativas que corresponde a proveedores locales	182, 183, 187, 190, 193, 416, 417	Si, página 461		Principio 6	Promover la responsabilidad social en la cadena de valor	12.- Producción y consumo responsables
						Creación de empleo y desarrollo de habilidades	
						Generación de riqueza e ingresos	
CATEGORÍA MEDIOAMBIENTE							
Aspecto: Materiales							
G4-DMA	277		Si, página 461	OCDE			
G4-EN1	Materiales por peso o volumen	277	Si, página 461		Principio 8, 9	Prevención de la contaminación	8.- Trabajo decente y crecimiento económico 12.- Producción y consumo responsables
						Uso sostenible de los recursos	
G4-EN2	Porcentaje de los materiales utilizados que son materiales reciclados	285	Si, página 461		Principio 8, 9	Uso sostenible de los recursos	8.- Trabajo decente y crecimiento económico 12.- Producción y consumo responsables

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
Aspecto: Energía							
G4-DMA	236, 267		Si, página 461	OCDE			
G4-EN3	Consumo energético interno	267, 268	Si, página 461		Principio 8, 9	Prevencción de la contaminación Uso sostenible de los Recursos Mitigación y adaptación al cambio climático	7.- Energía asequible y no contaminante 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 12.- Producción y consumo responsables 13.- Acción por el clima
G4-EN4	Consumo energético externo	269	Si, página 461		Principio 8, 9	Prevencción de la contaminación Uso sostenible de los recursos	7.- Energía asequible y no contaminante 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 12.- Producción y consumo responsables 13.- Acción por el clima
G4-EN5	Intensidad energética	274	Si, página 461		Principio 8, 9	Uso sostenible de los recursos	7.- Energía asequible y no contaminante 12.- Producción y consumo responsables 13.- Acción por el clima
G4-EN6	Reducción del consumo energético	275, 277	Si, página 461		Principio 8, 9	Uso sostenible de los recursos	7.- Energía asequible y no contaminante 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 12.- Producción y consumo responsables 13.- Acción por el clima
G4-EN7	Reducciones de los requisitos energéticos de los productos y servicios	273	Si, página 461		Principio 8, 9	Uso sostenible de los recursos	7.- Energía asequible y no contaminante 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 12.- Producción y consumo responsables 13.- Acción por el clima
Aspecto: Agua							
G4-DMA	235, 246		Si, página 461	OCDE			
G4-EN8	Captación total de agua según la fuente	247	Si, página 461		Principio 8, 9	Uso sostenible de los recursos	6.- Agua limpia y saneamiento
G4-EN9	Fuentes de agua que han sido afectadas significativamente por la captación de agua	250	Si, página 461		Principio 8, 9	Uso sostenible de los recursos	6.- Agua limpia y saneamiento

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
G4-EN10 Porcentaje y volumen total de agua reciclada y reutilizada	258		Si, página 461		Principio 8, 9	Prevención de la contaminación Uso sostenible de los recursos	6.- Agua limpia y saneamiento 8.- Trabajo decente y crecimiento económico"
Aspecto: Biodiversidad							
G4-DMA	236, 314		Si, página 461	OCDE			
G4-EN11 instalaciones operativas propias, arrendadas, gestionadas que sean adyacentes, contengan o estén ubicadas en áreas protegidas y áreas no protegidas de gran valor para la biodiversidad	245, 315		Si, página 461		Principio 8	Protección del medio ambiente, la biodiversidad y restauración de hábitats naturales	6.- Agua limpia y saneamiento 14.- Vida Submarina 15.- Vida de ecosistemas terrestres
G4-EN12 Descripción de los impactos más significativos en la biodiversidad de áreas protegidas o áreas de alto valor en términos de diversidad biológica no protegidas que se derivan de las actividades, los productos y los servicios	326		Si, página 461		Principio 8	Protección del medio ambiente, la biodiversidad y restauración de hábitats naturales	6.- Agua limpia y saneamiento 14.- Vida Submarina 15.- Vida de ecosistemas terrestres
G4-EN13 Hábitats protegidos o restaurados	244		Si, página 461		Principio 8	Protección del medio ambiente, la biodiversidad y restauración de hábitats naturales	6.- Agua limpia y saneamiento 14.- Vida Submarina 15.- Vida de ecosistemas terrestres
G4-EN14 Número de especies incluidas en la Lista Roja de la UICN y en listados nacionales de conservación cuyos hábitats se encuentran en áreas afectadas por las operaciones, según el nivel de peligro de extinción de la especie	327		Si, página 461		Principio 8	Protección del medio ambiente, la biodiversidad y restauración de hábitats naturales	6.- Agua limpia y saneamiento 14.- Vida Submarina 15.- Vida de ecosistemas terrestres
Aspecto: Emisiones							
G4-DMA	237, 301		Si, página 461	OCDE			
G4-EN15 Emisiones directas de gases de efecto invernadero	301, 302		Si, página 461		Principio 7, 8	Mitigación y adaptación al cambio climático	3.- Salud y bienestar 13.- Acción por el clima 15.- Vida de ecosistemas terrestres
G4-EN16 Emisiones indirectas de gases de efecto invernadero al generar energía	303		Si, página 461		Principio 7, 8	Mitigación y adaptación al cambio climático	3.- Salud y bienestar 13.- Acción por el clima 15.- Vida de ecosistemas terrestres
G4-EN17 Otras emisiones indirectas de gases de efecto invernadero	304		Si, página 461		Principio 7, 8	Mitigación y adaptación al cambio climático	3.- Salud y bienestar 13.- Acción por el clima 15.- Vida de ecosistemas terrestres

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
G4-EN18 Intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero	303		Si, página 461		Principio 7, 8	Mitigación y adaptación al cambio climático	13.- Acción por el clima 15.- Vida de ecosistemas terrestres
G4-EN19 Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero	238, 240, 294, 297, 310		Si, página 461		Principio 7, 8	Mitigación y adaptación al cambio climático	13.- Acción por el clima 15.- Vida de ecosistemas terrestres
G4-EN20 Emisiones de sustancias que agotan el ozono	280		Si, página 461		Principio 7, 8	Prevención de la contaminación	3.- Salud y bienestar
G4-EN21 NOX, SOX, y otras emisiones atmosféricas significativas	305		Si, página 461		Principio 7, 8	Prevención de la contaminación	3.- Salud y bienestar 15.- Vida de ecosistemas terrestres
Aspecto: Efluentes y residuos							
G4-DMA	254, 266		Si, página 461	OCDE			3.- Salud y bienestar
G4-EN22 Vertimiento total de aguas, según su naturaleza y destino	254		Si, página 461		Principio 7, 8	Prevención de la contaminación	6.- Agua limpia y saneamiento 12.- Producción y consumo responsables 14.- Vida Submarina
G4-EN23 Peso total de residuos gestionados, según tipo y método de tratamiento	278		Si, página 461		Principio 7, 8	Prevención de la contaminación	3.- Salud y bienestar 6.- Agua limpia y saneamiento 12.- Producción y consumo responsables
G4-EN24 Número total y volumen de los derrames accidentales más significativos	146, 238, 239, 426		Si, página 461		Principio 7	Prevención de la contaminación	3.- Salud y bienestar 12.- Producción y consumo responsables 14.- Vida Submarina 15.- Vida de ecosistemas terrestres
G4-EN25 Peso de los residuos transportados, importados, exportados o tratados que se consideran peligrosos en virtud de los anexos I, II, III Y VIII del Convenio de Basilea y porcentaje de residuos transportados internacionalmente	280		Si, página 461		Principio 7	Prevención de la contaminación	3.- Salud y bienestar 6.- Agua limpia y saneamiento 12.- Producción y consumo responsables
G4-EN26 Identificación, tamaño, estado de protección y valor de biodiversidad de las masas de agua y los hábitats relacionados afectados significativamente por vertidos y escorrentía procedentes de la organización	253, 257, 264 Durante 2015 no se identificaron eventos asociados a vertimientos o escorrentías que afectarían significativamente la biodiversidad acuática ni los hábitats de las áreas de influencia.		Si, página 461		Principio 8, 9	Uso sostenible de los recursos Protección del medio ambiente, la biodiversidad y restauración de hábitats naturales	6.- Agua limpia y saneamiento 14.- Vida Submarina 15.- Vida de ecosistemas terrestres

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS							
Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
Aspecto: Productos y servicios							
G4-DMA	235		Si, página 461	OCDE			
G4-EN27	Grado de mitigación del impacto ambiental de los productos y servicios	294	Si, página 461		Principio 7, 8, 9	Prevencción de la contaminación Uso sostenible de los recursos Promover la responsabilidad social en la cadena de valor Consumo sostenible	6.- Agua limpia y saneamiento 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 12.- Producción y consumo responsables 13.- Acción por el clima 15.- Vida de ecosistemas terrestres
G4-EN28	Porcentaje de productos vendidos, y sus materiales de embalaje, que se recuperan al final de su vida útil, desglosado por categoría	285	Si, página 461			Prevencción de la contaminación Uso sostenible de los recursos Consumo sostenible	8.- Trabajo decente y crecimiento económico 12.- Producción y consumo responsables
Aspecto: Cumplimiento regulatorio							
G4-DMA	262		Si, página 461	OCDE			
G4-EN29	Valor monetario de las multas significativas y número de sanciones no monetarias por incumplimiento de la legislación y la normativa ambiental	228, 262	Si, página 461			Prevencción de la contaminación	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
Aspecto: Transporte							
G4-DMA	238		Si, página 461	OCDE			
G4-EN30	Impactos ambientales significativos del transporte de productos y otros bienes y materiales utilizados para las actividades de la organización, así como del transporte de personal	144, 146, 238, 239	Si, página 461			Prevencción de la contaminación Uso sostenible de los recursos Mitigación y adaptación al cambio climático Promover la responsabilidad social en la cadena de valor	11.- Ciudades y comunidades sostenibles 12.- Producción y consumo responsables 13.- Acción por el clima

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS							
Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
Aspecto: General							
G4-DMA	241			OCDE			
G4-EN31	Desglose de los gastos e inversiones ambientales	242, 244	Si, página 461		Principio 7, 8, 9	Prevencción de la contaminación Mitigación y adaptación al cambio climático	7.- Energía asequible y no contaminante 9.- Industria, innovación e infraestructura 12.- Producción y consumo responsables 13.- Acción por el clima 14.- Vida Submarina 15.- Vida de ecosistemas terrestres 17.- Alianzas para lograr los objetivos
Aspecto: Evaluación ambiental de los proveedores							
G4-DMA		288	Si, página 461	OCDE			
G4-EN32	Porcentaje de nuevos proveedores que se examinaron en función de criterios ambientales	185, 288	Si, página 461			Promover la responsabilidad social en la cadena de valor	
G4-EN33	Impactos ambientales negativos significativos, reales y potenciales, en la cadena de suministro y medidas al respecto	144, 146, 185, 288, 423	Si, página 461		Principio 7, 8, 9	Prevencción de la contaminación Promover la responsabilidad social en la cadena de valor	
Aspecto: Mecanismos de reclamación ambiental							
G4-DMA		262	Si, página 461	OCDE			
G4-EN34	Número de reclamaciones ambientales que se han presentado, abordado y resuelto mediante mecanismos formales de reclamación	228, 262	Si, página 461			Prevencción de la contaminación	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
CATEGORÍA: DESEMPEÑO SOCIAL							
SUBCATEGORÍA: PRÁCTICAS LABORALES Y TRABAJO DIGNO							
Aspecto: Empleo							
G4-DMA		363	Si, página 461	OCDE			
G4-LA1	Número total y tasa de contrataciones y rotación media de empleados, desglosados por grupo etario, sexo y región	363, 364, 365	Si, página 461		Principio 6	Trabajo y relaciones laborales	5.- Igualdad de género 8.- Trabajo decente y crecimiento económico

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS								
Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	
G4-LA2	Prestaciones sociales para los empleados con jornada completa, que no se ofrecen a los empleados temporales o de media jornada, desglosado por ubicaciones significativas de actividad		Si, página 461				Trabajo y relaciones laborales Condiciones de trabajo y protección social	8.- Trabajo decente y crecimiento económico
G4-LA3	Índices de reincorporación al trabajo y de retención tras la baja por maternidad o paternidad, desglosados por sexo		Si, página 461			Condiciones de trabajo y protección social	5.- Igualdad de género 8.- Trabajo decente y crecimiento económico	
Aspecto: Relaciones entre los trabajadores y la dirección								
G4-DMA		347	Si, página 461					
G4-LA4	Plazos mínimos de preaviso de cambios operativos y posible inclusión de estos en los convenios colectivos	El preaviso de cambios operativos no está contemplado en los convenios colectivos de Ecopetrol	Si, página 461		Principio 3	Trabajo y relaciones laborales Condiciones de trabajo y protección social Diálogo social	8.- Trabajo decente y crecimiento económico	
Aspecto: Salud y seguridad en el trabajo								
G4-DMA		384	Si, página 461	OCDE				
G4-LA5	Porcentaje de trabajadores que está representado en comités formales de seguridad y salud conjuntos para dirección y empleados, establecidos para ayudar a controlar y asesorar sobre programas de seguridad y salud laboral		Si, página 461		Principio 3	Salud y seguridad en el trabajo	8.- Trabajo decente y crecimiento económico	
G4-LA6	Tipo y tasa de lesiones, enfermedades profesionales, días perdidos, absentismo y número de víctimas mortales relacionadas con el trabajo por región y por sexo	392, 397	Si, página 461			Salud y seguridad en el trabajo	3.- Salud y bienestar 8.- Trabajo decente y crecimiento económico	
G4-LA7	Trabajadores cuya profesión tiene una incidencia o un riesgo elevados de enfermedad	390	Si, página 461			Salud y seguridad en el trabajo	3.- Salud y bienestar 8.- Trabajo decente y crecimiento económico	
G4-LA8	Asuntos de salud y seguridad cubiertos en acuerdos formales con sindicatos	384 Convención Colectiva 2014 - 2018: mejoras prestación servicios de salud a empleados y revisión de dotación y suministro de ropa resistente a fuego	Si, página 461		Principio 3	Salud y seguridad en el trabajo	8.- Trabajo decente y crecimiento económico	

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS							
Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
Aspecto: Capacitación y educación							
G4-DMA	374		Si, página 461	OCDE			
G4-LA9	Promedio de horas de capacitación anuales por empleado, desglosado por sexo y por categoría laboral	374		Si, página 461		Desarrollo humano y formación en el lugar de trabajo	4.- Educación de calidad 5.- Igualdad de género 8.- Trabajo decente y crecimiento económico
G4-LA10	Programas de gestión de habilidades y formación continua que fomentan la empleabilidad de los trabajadores y les ayudan a gestionar el final de sus carreras profesionales	375		Si, página 461		Desarrollo humano y formación en el lugar de trabajo	8.- Trabajo decente y crecimiento económico
G4-LA11	Porcentaje de empleados que reciben evaluaciones regulares del desempeño y de desarrollo profesional, desglosado por sexo y por categoría profesional	382		Si, página 461		Desarrollo humano y formación en el lugar de trabajo	5.- Igualdad de género 8.- Trabajo decente y crecimiento económico
Aspecto: Diversidad e igualdad de oportunidades							
G4-DMA	364		Si, página 461				
G4-LA12	Composición de los órganos de gobierno y desglose de la plantilla por categoría profesional y sexo, edad, pertenencia a minorías y otros indicadores de diversidad	364		Si, página 461	Principio 1, 6	Discriminación y grupos vulnerables Principios y derechos fundamentales en el trabajo Trabajo y relaciones laborales	5.- Igualdad de género 8.- Trabajo decente y crecimiento económico
Aspecto: Igualdad de retribución entre mujeres y hombres							
G4-DMA	369		Si, página 461	OCDE			
G4-LA13	Relación entre el salario base de los hombres con respecto al de las mujeres, desglosado por ubicaciones significativas de actividad	369		Si, página 461	Principio 1, 6	Discriminación y grupos vulnerables Principios y derechos fundamentales en el trabajo Trabajo y relaciones laborales Condiciones de trabajo y protección social	8.- Trabajo decente y crecimiento económico 10.- Reducción de las desigualdades

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS							
Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
Aspecto: Evaluación de las prácticas laborales de los proveedores							
G4-DMA	195		Si, página 461				
G4-LA14	Porcentaje de nuevos proveedores que se examinaron en función de criterios relativos a las prácticas laborales	196	Si, página 461		Principio 1, 4, 5, 6	Trabajo y relaciones laborales	5.- Igualdad de género 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
G4-LA15	Impactos significativos, reales y potenciales, de las prácticas laborales en la cadena de suministro, y medidas al respecto	195	Si, página 461		Principio 1, 4, 5, 6	Trabajo y relaciones laborales	5.- Igualdad de género 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
Aspecto: Mecanismos de reclamación sobre las prácticas laborales							
G4-DMA	358		Si, página 461	OCDE			
G4-LA16	Número de reclamaciones sobre prácticas laborales que se han presentado, abordado y resuelto mediante mecanismos formales de reclamación	196, 227, 359	Si, página 461		Principio 1, 4, 5, 6	Trabajo y relaciones laborales	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
SUBCATEGORÍA: DERECHOS HUMANOS							
Aspecto: Inversión							
G4-DMA	336, 361		Si, página 461	OCDE			
G4-HR1	Número y porcentaje de contratos y acuerdos de inversión significativos que incluyen cláusulas de derechos humanos o que han sido objeto de análisis en materia de derechos humanos	339, 342	Si, página 461		Principio 1, 2	Debida diligencia Evitar la complicidad Promover la responsabilidad social en la cadena de valor	
G4-HR2	Horas de formación de los empleados sobre políticas y procedimientos relacionados con aquellos aspectos de los derechos humanos relevantes para sus actividades, incluido el porcentaje de empleados capacitados	360, 361	Si, página 461		Principio 1, 2	Evitar la complicidad	
Aspecto: No discriminación							
G4-DMA	346, 402		Si, página 461	OCDE			

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
G4-HR3 Número de casos de discriminación y medidas correctivas adoptadas	346, 359		Si, página 461		Principio 1, 2, 6	Evitar la complicidad	5.- Igualdad de género 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
						Resolución de reclamaciones	
						Discriminación y grupos vulnerables	
						Principios y derechos fundamentales del trabajo	
Trabajo y relaciones laborales							
Aspecto: Libertad de asociación y negociación colectiva							
G4-DMA	347		Si, página 461	OCDE			
G4-HR4 Identificación de centros y proveedores en los que la libertad de asociación y el derecho de acogerse a convenios colectivos pueden infringirse o estar amenazados, y medidas adoptadas para defender estos derechos	347, 359, 360		Si, página 461		Principio 1, 2, 3	Debida diligencia	8.- Trabajo decente y crecimiento económico
						Situaciones de riesgo para los derechos humanos	
						Evitar la complicidad	
						Derechos civiles y políticos	
Principios y derechos fundamentales del trabajo							
Trabajo y relaciones laborales							
Diálogo social							
Aspecto: Trabajo infantil							
G4-DMA	344		Si, página 461	OCDE			
G4-HR5 Identificación de centros y proveedores con un riesgo significativo de casos de explotación infantil, y medidas adoptadas para contribuir a la abolición de la explotación infantil	344, 345, 358		Si, página 461		Principio 1, 2, 5	Debida diligencia	8.- Trabajo decente y crecimiento económico 16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
						Situaciones de riesgo para los derechos humanos	
						Evitar la complicidad	
						Discriminación y grupos vulnerables	
Principios y derechos fundamentales del trabajo							

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS							
Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
Aspecto: Trabajo forzoso							
G4-DMA	344		Si, página 461	OCDE			
G4-HR6	Centros y proveedores significativos con un riesgo significativo de ser origen de episodios de trabajo forzoso, y medidas adoptadas para contribuir a la eliminación de todas las formas de trabajo forzoso	344, 345, 358	Si, página 461		Principio 1, 2, 4	Debida diligencia Situaciones de riesgo para los derechos humanos Evitar la complicidad Discriminación y grupos vulnerables Principios y derechos fundamentales del trabajo	8.- Trabajo decente y crecimiento económico
Aspecto: Medidas de seguridad							
G4-DMA	343		Si, página 461				
G4-HR7	Porcentaje del personal de seguridad que ha recibido capacitación sobre las políticas o los procedimientos de la organización en materia de derechos humanos relevantes para las operaciones	343, 362	Si, página 461		Principio 1, 2	Evitar la complicidad Trabajo y relaciones laborales Promover la responsabilidad social en la cadena de valor	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
Aspecto: Derechos de la población indígena							
G4-DMA	352		Si, página 461				
G4-HR8	Número de casos de violación de los derechos de los pueblos indígenas y medidas adoptadas	360	Si, página 461		Principio 1, 2	Resolución de reclamaciones Discriminación y grupos vulnerables Derechos civiles y políticos Respeto a los derechos de propiedad	2.- Hambre cero
Aspecto: Evaluación							
G4-DMA	358		Si, página 461				
G4-HR9	Número y porcentaje de centros que han sido objeto de exámenes o evaluaciones de impactos en materia de derechos humanos	340, 342	Si, página 461		Principio 1, 2	Derechos humanos Debida diligencia Situaciones de riesgo para los derechos humanos Evitar la complicidad	

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
Aspecto: Evaluación de los proveedores en materia de derechos humanos							
G4-DMA	341		Si, página 461				
G4-HR10	Porcentaje de nuevos proveedores que se examinaron en función de criterios relativos a los derechos humanos	185, 341	Si, página 461		Principio 1, 2	Debida diligencia Evitar la complicidad Promover la responsabilidad social en la cadena de valor	
G4-HR11	Impactos negativos significativos en materia de derechos humanos, reales y potenciales, en la cadena de suministro y medidas adoptadas	185, 341, 358	Si, página 461		Principio 1, 2	Derechos humanos Debida diligencia	
Aspecto: Mecanismos de reclamación en materia de derechos humanos							
G4-DMA	340		Si, página 461				
G4-HR12	Número de reclamaciones sobre derechos humanos que se han presentado, abordado y resuelto mediante mecanismos formales de reclamación	340, 342, 358	Si, página 461		Principio 1, 2	Derechos humanos Resolución de reclamaciones	16- Paz, justicia e instituciones sólidas
SUBCATEGORÍA: SOCIEDAD							
Aspecto: Comunidades locales							
G4-DMA	398, 401, 403		Si, página 461	OCDE			
G4-SO1	Porcentaje de operaciones donde se han implantado programas de desarrollo, evaluaciones de impactos y participación de la comunidad local	403, 404, 406, 412, 417	Si, página 461			Derechos económicos, sociales y culturales Creación de empleo y desarrollo de habilidades Generación de riqueza e ingresos Respeto a los derechos de propiedad	

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	
G4-SO2	Centros de operaciones con efectos negativos significativos, posibles o reales, sobre las comunidades locales	422, 424, 426		Si, página 461			Derechos económicos, sociales y culturales Prevencción de la contaminación Protección del medioambiente, la biodiversidad y restauración de hábitats naturales Participación activa y desarrollo de la comunidad	1.- Fin de la pobreza 2.- Hambre cero
Aspecto: Lucha contra la Corrupción								
G4-DMA		68, 402		Si, página 461	OCDE			
G4-SO3	Número y porcentaje de centros en los que se han evaluado los riesgos relacionados con la corrupción y riesgos significativos detectados	79		Si, página 461	Principio 10	Anticorrupción	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas	
G4-SO4	Políticas y procedimientos de comunicación y capacitación sobre la lucha contra la corrupción	69, 70, 73		Si, página 461	Principio 10	Anticorrupción	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas	
G4-SO5	Casos confirmados de corrupción y medidas adoptadas	75		Si, página 461	Principio 10	Anticorrupción	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas	
Aspecto: Política pública								
G4-DMA		81		Si, página 461	OCDE			
G4-SO6	Valor de las contribuciones políticas, por país y destinatario	81		Si, página 461	Principio 10	Participación política responsable Participación activa de la comunidad	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas	
Aspecto: Prácticas de competencia desleal								
G4-DMA		227		Si, página 461	OCDE			
G4-SO7	Número de demandas por competencia desleal, prácticas monopolísticas o contra la libre competencia y resultado de las mismas.	227		Si, página 461		Competencia justa Respeto a los derechos de propiedad	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas	
Aspecto: Cumplimiento regulatorio								
G4-DMA		222, 402		Si, página 461	OCDE			

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
G4-SO8 Valor monetario de las multas significativas y número de sanciones no monetarias por incumplimiento de la legislación y la normativa	222		Si, página 461			Respeto a los derechos de propiedad Generación de riqueza e ingresos	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
Aspecto: Evaluación de la repercusión social de los proveedores							
G4-DMA	415		Si, página 461	OCDE			
G4-SO9 Porcentaje de nuevos proveedores que se examinaron en función de criterios relacionados con la repercusión social	185, 415		Si, página 461		Principio 1,2	Debida diligencia Promover la responsabilidad social en la cadena de valor Derechos económicos, sociales y culturales	
G4-SO10 Impactos sociales negativos significativos, reales y potenciales, en la cadena de suministro y medidas adoptadas	185, 415		Si, página 461		Principio 1,2	Debida diligencia Derechos económicos, sociales y culturales	
Aspecto: Mecanismos de reclamación por impacto social							
G4-DMA	57		Si, página 461	OCDE			
G4-SO11 Número de reclamaciones sobre impactos sociales que se han presentado, abordado y resuelto mediante mecanismos formales de reclamación	57, 359, 424		Si, página 461		Principio 1,2	Derechos económicos, sociales y culturales	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
SUBCATEGORÍA: RESPONSABILIDAD SOBRE PRODUCTOS							
Aspecto: Salud y seguridad de los clientes							
G4-DMA	171		Si, página 461	OCDE			
G4-PR1 Porcentaje de categorías de productos y servicios significativos cuyos impactos en materia de salud y seguridad se han evaluado para promover mejoras	171		Si, página 461		Principio 1	Derechos económicos, sociales y culturales Promover la Responsabilidad Social en la cadena de valor Protección de la Salud y seguridad de los consumidores Consumo sostenible	

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
G4-PR2 Número de incidentes derivados del incumplimiento de la normativa o de los códigos voluntarios relativos a los impactos de los productos y servicios en la salud y la seguridad durante su ciclo de vida, desglosados en función del tipo de resultado de dichos incidentes	228		Si, página 461		Principio 1	Derechos económicos, sociales y culturales	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
						Promover la responsabilidad social en la cadena de valor	
						Protección de la salud y seguridad de los consumidores	
						Consumo sostenible	
Aspecto: Etiquetado de los productos y servicios							
G4-DMA	173		Si, página 461				
G4-PR3 Tipo de información que requieren los procedimientos de la organización relativos a la información y el etiquetado de sus productos y servicios, y porcentaje de categorías de productos y servicios significativos que están sujetas a tales requisitos	172, 173		Si, página 461			Prácticas justas de marketing, información objetiva e imparcial y prácticas justas de contratación	12.- Producción y consumo responsables
						Protección de la salud y seguridad de los consumidores	
						Consumo sostenible	
						Servicio de atención al cliente, apoyo y resolución de quejas y controversias	
						Educación y toma de conciencia	

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS

Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
G4-PR4 Número de incumplimientos de la regulación y de los códigos voluntarios relativos a la información y al etiquetado de los productos y servicios, desglosados en función del tipo de resultado.	228		Si, página 461			Prácticas justas de marketing, información objetiva e imparcial y prácticas justas de contratación	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
						Protección de la salud y seguridad de los consumidores	
						Consumo sostenible	
						Servicio de atención al cliente, apoyo y resolución de quejas y controversias	
						Educación y toma de conciencia	
G4-PR5 Resultados de las encuestas para medir la satisfacción de los clientes	167		Si, página 461			Prácticas justas de marketing, información objetiva e imparcial y prácticas justas de contratación	
						Protección de la salud y seguridad de los consumidores	
						Consumo sostenible	
						Servicio de atención al cliente, apoyo y resolución de quejas y controversias	
						Educación y toma de conciencia	

CONTENIDOS BÁSICOS ESPECÍFICOS							
Información sobre el enfoque de gestión e indicadores	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
Aspecto: Comunicaciones de Marketing							
G4-DMA	80						
G4-PR6	Venta de productos prohibidos o en litigio	No aplica. Ecopetrol no vende productos prohibidos o que se encuentren en litigio. Sus productos son regulados por la CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas en Colombia.	Si, página 461				
G4-PR7	Número de incumplimientos de la regulación y de los códigos voluntarios relativos a las comunicaciones de mercadotecnia, tales como la publicidad, la promoción y el patrocinio, desglosados en función del resultado.	80	Si, página 461		Principio 10	Prácticas justas de marketing, información objetiva e imparcial y prácticas justas de contratación Servicio de atención al cliente, apoyo y resolución de quejas y controversias Educación y toma de conciencia	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
Aspecto: Privacidad de los clientes							
G4-DMA	165		Si, página 461				
G4-PR8	Número de reclamaciones fundamentadas sobre la violación de la privacidad y la fuga de datos de los clientes	228	Si, página 461		Principio 1	Protección y privacidad de los datos de los consumidores	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas
Aspecto: Cumplimiento regulatorio							
G4-DMA	226		Si, página 461				
G4-PR9	Costo de las multas significativas por incumplir la normativa y la legislación relativas al suministro y el uso de productos y servicios	226	Si, página 461			Servicio de atención al cliente, apoyo y resolución de quejas y controversias	16.- Paz, justicia e instituciones sólidas

SUPLEMENTO SECTORIAL: GAS&OIL (OG)

INDICADORES SECTORIALES	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
OG1	Volumen y características de la estimación de producción y reservas identificadas.	30, 128, 134		Si, página 461			
OG2	Valor total del gasto en Investigación y Desarrollo de energías renovables.	198, 201, 298, 310, 312		Si, página 461	Principio 9		7.- Energía asequible y no contaminante 9.- Industria, innovación e infraestructura 17.- Alianzas para lograr los objetivos
OG3	Cantidad total de energía renovable generada por Fuentes	274		Si, página 461	Principio 8		7.- Energía asequible y no contaminante
OG4	Número y porcentaje del total de emplazamientos en los cuales se han evaluado y supervisado los riesgos para la biodiversidad y donde existen planes de acción en marcha.	315		Si, página 461	Principio 7, 8		6.- Agua limpia y saneamiento 14.- Vida Submarina 15.- Vida de ecosistemas terrestres
OG5	Volumen del agua de formación o generada	257		Si, página 461			3.- Salud y bienestar 6.- Agua limpia y saneamiento 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 12.- Producción y consumo responsables 14.- Vida Submarina
OG6	Volumen de hidrocarburo quemado y ventilado como parte de las operaciones primarias	297, 302		Si, página 461			3.- Salud y bienestar 7.- Energía asequible y no contaminante 8.- Trabajo decente y crecimiento económico 12.- Producción y consumo responsables 14.- Vida Submarina
OG7	Cantidad de residuos de perforación (lodos y restos derivados de la perforación)	282, 310		Si, página 461			3.- Salud y bienestar 6.- Agua limpia y saneamiento 12.- Producción y consumo responsables

SUPLEMENTO SECTORIAL: GAS&OIL (OG)

INDICADORES SECTORIALES	Página / Comentario	Omisión	Verificación	OCDE	Pacto Mundial	ISO26000	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	
OG8	Contenido de Benceno, Plomo y Azufre en los combustibles refinados		308		Si, página 461		Principio 9	3.- Salud y bienestar 12.- Producción y consumo responsables
OG9	Operaciones en emplazamientos con presencia de comunidades indígenas, o en zonas adyacentes o afectadas por las actividades, y porcentaje de estos emplazamientos que están cubiertos por estrategias específicas de participación		351, 352, 412		Si, página 461		Principio 1, 2	1.- Fin de la pobreza 2.- Hambre cero
OG10	Número y descripción de litigios significativos con las comunidades locales y pueblos indígenas		354, 360		Si, página 461		Principio 1, 2	1.- Fin de la pobreza 2.- Hambre cero
OG11	Emplazamientos que han sido desmantelados y que están en vías desmantelamiento		283		Si, página 461		Principio 7	1.- Fin de la pobreza 2.- Hambre cero
OG12	Enumere, cuantifique y describa los casos de reasentamiento involuntario necesaria para las actividades de la empresa		424		Si, página 461		Principio 1, 2	1.- Fin de la pobreza
OG13	Número de siniestros en materia de seguridad de los procesos y percances, por tipo de actividad		145, 175, 238, 239, 391, 424		Si, página 461		Principio 1, 7, 8	3.- Salud y bienestar 6.- Agua limpia y saneamiento 8.- Trabajo decente y crecimiento económico
OG14	Volumen de los biocombustibles producidos, comprados y vendidos		313		Si, página 461		Principio 8	1.- Fin de la pobreza 2.- Hambre cero 7.- Energía asequible y no contaminante 15.- Vida de ecosistemas terrestres

7

CERTIFICACIONES

...

INFORME DE VERIFICACIÓN EXTERNA - BSD

Declaración de Garantía Adhesión a Principios AA1000 y GRI G4



BOGOTÁ D.C., 4 de abril de 2016

BSD Consulting realizó por quinta vez consecutiva la verificación independiente del Reporte Integrado de Gestión Sostenible de Ecopetrol, correspondiente al año 2015. La verificación tiene como objetivo aportar una opinión independiente sobre:

- Los procesos de involucramiento con grupos de interés
- La aplicación de los principios e indicadores GRI G4 y de la guía sectorial de Oil&Gas en el proceso de elaboración del Reporte.
- La gestión de sostenibilidad de la empresa
- La adherencia a los principios AA1000As 2008

Independencia

Trabajamos de forma independiente y aseguramos que ningún integrante de BSD mantiene contratos de consultoría o vínculos comerciales con Ecopetrol S.A.. BSD Consulting cuenta con la licencia de AccountAbility como proveedor de garantía (AA1000 Licensed Assurance Provider), bajo el registro 000-33.

Nuestra competencia

BSD Consulting es una compañía especializada en conocimiento y soluciones para el desarrollo sostenible y es entrenador certificado del Global Reporting Initiative. Los trabajos de verificación fueron desarrollados por un equipo de profesionales con experiencia y capacitación en elaboración de informes de sostenibilidad, involucramiento con grupos de interés y verificación externa.

Responsabilidades de Ecopetrol y BSD Consulting

Tanto la elaboración del Reporte, como los procesos de involucramiento con grupos de interés y la definición de materialidad, son responsabilidad de Ecopetrol S.A.. La evaluación del Reporte con base en los principios AA1000 y la adherencia a los principios e indicadores GRI G4 son responsabilidad de BSD Consulting.

Alcance y limitaciones

El alcance de esta verificación corresponde a la información no financiera del Reporte Integrado de Gestión Sostenible de Ecopetrol 2015. El proceso de verificación fue realizado de acuerdo con los principios de Inclusión, Materialidad y Capacidad de Respuesta de la AA1000AS 2008, Tipo 1 y en nivel moderado.

Metodología

El proceso de verificación de BSD Consulting a lo largo del año 2015 incluyó:

- Participación como observador en 3 instancias de relacionamiento con diferentes grupos de interés:
 - Premio Responsabilidad Social 2015 para proveedores
 - Visita a OPC Móvil en Guamal, Meta
 - VI Foro de Responsabilidad Corporativa en Bogotá
- Revisión de la calidad y confiabilidad de información seleccionada.
- Entrevistas con funcionarios de Ecopetrol encargados de la gestión de asuntos materiales
- Revisión de documentos internos.
- Revisión de cuestiones de sostenibilidad de la industria y la empresa que tuvieron resonancia en los medios de comunicación.

Verificación Principios AA1000

Inclusividad

- Se resalta una vez más el involucramiento sistemático y estructurado de Ecopetrol con sus 7 grupos de interés,

disponiendo de diversos canales y espacios formales, de los cuales se obtienen insumos tanto para la identificación de riesgos y oportunidades del negocio, como para la toma de decisiones estratégicas.

- Se destaca el robusto sistema de gestión del relacionamiento con grupos de interés con el que cuenta la compañía, que incluye la caracterización de los mismos, el establecimiento de canales de interlocución y diálogo, atención oportuna a PQRs, monitoreo, medición de la satisfacción del relacionamiento, y definición de planes de acción y metas con cada uno.
- Se observó cómo la Consulta de Expectativas de Grupos de Interés, adelantada en 2015 por medio de encuestas y entrevistas en diferentes regiones del país, sirvió como base para la actualización del Modelo de Responsabilidad Empresarial y para la construcción de la nueva estrategia empresarial 2015 - 2020.
- La medición de la satisfacción de los grupos de interés frente al esquema de gestión en responsabilidad empresarial, indicó que los grupos que tienen una percepción más favorable hacia la compañía son los clientes (92%), contratistas (79%), empleados (79%) y Estado (72%), en contraposición de los socios (67%), comunidades (56%), y accionistas (42%).
- Cabe aclarar que los anteriores resultados se obtuvieron a pesar de que el nivel de cumplimiento de los planes de gestión con grupos de interés en 2015 fue del 92,3% frente a una meta de 90%, lo que representó un cumplimiento del 103%.
- Para 2015, dadas las restricciones presupuestales, Ecopetrol disminuyó la cantidad de eventos de diálogo y relacionamiento con grupos de interés como las Audiencias Públicas de Rendición de Cuentas, los recorridos de la Oficina Móvil de Participación Ciudadana y las Mesas de Diálogo (ahora conversatorios). Así mismo, en esta coyuntura se evidenció un menor nivel de involucramiento de la alta dirección en estos temas e instancias.
- Para ejercicios futuros, BSD recomienda capitalizar aquellas experiencias de involucramiento con grupos de interés, que han servido a la empresa como respaldo a su gestión en momentos de crisis.

Materialidad

- Ecopetrol reestructuró durante este periodo su análisis de materialidad demostrando una mayor claridad metodológica en las fases de identificación, priorización, validación y revisión de asuntos.
- En la identificación de temas materiales fue realizada de manera adecuada, siguiendo los principios de contexto de sostenibilidad y participación de grupos de interés.
- En dicha identificación, no fue excluido ningún asunto de relevancia o peso para los grupos de interés internos o externos.
- Los 21 temas materiales son reportados amplia y exhaustivamente en este Informe, aportando información razonable y precisa sobre su contexto, gestión y desempeño.
- Para efectos de presentación del Reporte, no es clara la diferenciación entre los contenidos materiales y no materiales, debido a que todos se abordan de la misma manera.
- Para futuros ejercicios, Ecopetrol debe profundizar en la definición de la cobertura de los impactos de cada asunto material, especificando el eslabón de la cadena de valor, la unidad de negocio o la ubicación geográfica en donde se presentan así como los subgrupos de interés a quienes afectan.
- A futuro también se recomienda demostrar la participación de la alta dirección en la validación de temas materiales a reportar.

Declaración de Garantía Adhesión a Principios AA1000 y GRI G4



Capacidad de respuesta

- Durante este periodo se destaca la capacidad de adaptación de Ecopetrol a los diferentes retos del entorno a través de programas y acciones acordes al nuevo contexto de operación. Entre estos se destacan la nueva estrategia empresarial 2015-2020; el Programa de Transformación Empresarial; la Estrategia de Gestión del Entorno: Hacia la Paz y la Prosperidad Compartida; y el Modelo actualizado de Responsabilidad Empresarial.
- Pese a la crisis del sector y a las consecuentes restricciones presupuestales, Ecopetrol demostró interés por responder a los compromisos adquiridos con los diferentes grupos de interés y mantener de una u otra forma las instancias de relacionamiento más valoradas por los mismos.
- En este ejercicio fue aún más notoria la preocupación de Ecopetrol por responder de manera abierta, clara y oportuna a los grupos de interés sobre las cuestiones que más los afectan tales como: el desempeño económico tras la caída de los precios internacionales del petróleo, la desvalorización de la acción, la emergencia ambiental de Tumaco, los sobre-costos de la Refinería de Cartagena, la disminución de la contratación y la inversión social, entre otros.
- La atención oportuna de PQRs se ha configurado como un caso de negocio en el que la gestión de Ecopetrol ha sido un factor clave para mantener su reputación y licencia social para operar.

Verificación externa GRI

Principios

BSD Consulting realizó una lectura crítica del Informe de Gestión Sostenible 2015, llegando a la conclusión de que éste cumple con los principios de contenido (participación de los grupos de interés, materialidad, contexto de sostenibilidad, y exhaustividad) y de calidad (equilibrio, claridad, fiabilidad, precisión, puntualidad, y comparabilidad) establecidos por el GRI.

Contenidos básicos generales y específicos

BSD Consulting revisó detalladamente todos los contenidos del Reporte, a fin de asegurar que estos cumplieran con los requisitos técnicos estipulados en las directrices GRI G4, encontrando que:

- Ecopetrol reporta todos los contenidos básicos generales (G4-1 a G4-58)
- La compañía reporta todos los contenidos básicos específicos con base en su análisis de materialidad.
- Se incluyeron enfoques de gestión (DMAs) de todos los asuntos materiales así como todos los indicadores asociados a los mismos.
- Se incluyen los DMAs e indicadores de la Guía Sectorial de Petróleo y Gas.
- Los contenidos básicos generales y específicos siguen fielmente lo establecido en las guías técnicas del GRI.

En los casos donde se consideró necesario, BSD solicitó a Ecopetrol la inclusión de ajustes al texto del Reporte y mención de los contenidos que no se están reportando como lo requiere la metodología GRI, tales como:

- **EN1:** Se reporta la compra de materiales, pero no su cantidad en peso o volumen.
- **EN2:** No se reporta el porcentaje de los materiales utilizados que son materiales reciclados sino el valor de los ingresos obtenidos por el programa de Logística Inversa.
- **LA9:** Falta desglosar las capacitaciones del personal por sexo y categoría laboral.
- **PR1:** Se reportan los riesgos e impactos asociados a la manufactura, uso y disposición de los productos, pero no el porcentaje de categorías de productos y servicios evaluadas con impactos en la salud y seguridad.

Adicionalmente, BSD verificó la trazabilidad y calidad de la información de los indicadores que se mencionan a continuación, por medio de entrevistas, visitas y revisión de documentos de soporte:

- Involucramiento con grupos de interés (G4-24 a G4-27)
- Gobierno (G4-37 y G4-42)
- Gestión integral del recurso hídrico (EN8, EN9, EN10, y EN22)
- Cambio climático (EC2)
- Estrategia tributaria (EC4)
- Intensidad energética (EN5)
- Emisiones (EN19)
- Gestión de residuos (EN23)
- Derechos humanos (HR4, HR5, y HR11)
- Comunidades locales (SO1)

De los anteriores, BSD no evidenció que la información no proviniera de fuentes o sistemas de gestión confiables, ni que la información reportada sobre los mismos condujera al lector a conclusiones engañosas o erróneas sobre su desempeño.

Opción de conformidad

En línea con todo lo anterior, BSD Consulting declara que el Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2014 de Ecopetrol S.A, cumple con los criterios para la opción de conformidad "Exhaustiva" del Global Reporting Initiative, versión G4.

Marcela Romero Merino
Directora General
BSD Consulting Colombia

Apoyo verificador:
Ana Isabel Benavides
Consultora - BSD Consulting Colombia

Validación: BSD Consulting Brasil



INFORME DE COP AVANZADO



Red Pacto Global
Colombia

NIT: 900.327.192-5

Bogotá D.C. 6 de abril de 2016

Doctor
JUAN CARLOS ECHEVERRY GARZÓN
Presidente
ECOPETROL S.A.
Bogotá

La Corporación Red Pacto Global Colombia, presenta a continuación el concepto del resultado de la lectura y análisis del reporte integrado de gestión sostenible 2015 de ECOPETROL S.A. según los criterios del COP avanzado, política de reporte de progreso en la adopción y compromiso en las siguientes áreas temáticas evaluadas en veintiún criterios:

1. Implementar los Diez Principios en las Estrategias y las Operaciones
2. Políticas y procedimientos robustos de gestión de derechos humanos
3. Políticas y procedimientos robustos de gestión de los estándares laborales
4. Políticas y procedimientos robustos de gestión del medio ambiente
5. Políticas y procedimientos robustos de gestión en la lucha contra la corrupción
6. Tomar Acciones para Apoyar los Objetivos y Asuntos más Amplios de la ONU
7. Liderazgo y Gobernanza de la Sostenibilidad Corporativa

Los contenidos del informe permiten identificar un nivel de avance correspondiente al 99%, según metodología de análisis de los criterios de COP avanzado. Se adjuntan instrumento de evaluación de indicadores y documento de análisis por temáticas.

La Red Local Colombia hace un reconocimiento especial a ECOPETROL S.A. por su compromiso y gestión de principios y propósitos del Pacto Global en su operación y con sus grupos de interés.

Cordialmente,



Mauricio López González
Director Ejecutivo

Calle 93 N° 13 24 Ofic. 204 Teléfonos (57-1) 384 8220 - 616 1358 - 616 1427 - Bogotá Colombia

www.pactoglobal-colombia.org

info@pactoglobal-colombia.org

8

ANEXO
ESTADOS
FINANCIEROS
CONSOLIDADOS
...

CERTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE LEGAL Y CONTADOR DE LA COMPAÑÍA

A los señores Accionistas de Ecopetrol S. A.:

2 de marzo de 2016

Los suscritos Representante Legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2015 y por el periodo de doce meses terminados en esa fecha, han sido fielmente tomados de los libros y que antes de ser puestos a su disposición y de terceros, hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en ellos:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2015, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante el año terminado en esta fecha.
2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante el año terminado en 31 de diciembre de 2015 se han reconocido en los estados financieros consolidados.
3. Los activos representan probables derechos económicos futuros (derechos) y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo de la Compañía al 31 de diciembre de 2015.
4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.
5. Todos los hechos económicos que afectan la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros consolidados.

Original firmado

Juan Carlos Echeverry G.
Presidente

Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A la asamblea de Accionistas de Ecopetrol S.A.

2 de marzo de 2016

He auditado el estado de situación financiera de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2015 y los correspondientes estados de ganancias o pérdidas, estado de otros resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo del año terminado en esa fecha y el resumen de las principales políticas contables indicadas en la Nota 3 y otras nota explicativas.

La Administración es responsable por la adecuada preparación y presentación de estos estados financieros de acuerdo con normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia. Esta responsabilidad incluye diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para que estos estados financieros estén libres de errores de importancia relativa debido a fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables que sean razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre dichos estados financieros con base en mi auditoría. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones de revisoría fiscal y llevé a cabo mi trabajo de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Estas normas requieren que planeen y efectúen la auditoría para obtener una seguridad razonable de si los estados financieros están libres de errores de importancia relativa.

Una auditoría de estados financieros comprende, ente otras cosas, realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los valores y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del revisor fiscal, incluyendo la evaluación del riesgo de errores de importancia relativa en los estados financieros. En la evaluación de esos riesgos, el revisor fiscal considera el control interno relevante de la entidad para la preparación y razonable presentación de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de las políticas contables usadas y de las estimaciones contables realizadas por la administración de la entidad, así como evaluar la presentación de los estados financieros en conjunto. Considero que la evidencia de auditoría que obtuve proporciona una base razonable para fundamentar la opinión que expreso a continuación.

En mi opinión, citados los estados financieros auditados por mí, que fueron fielmente tomados de los libros, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de Ecopetrol S.A al 31 de diciembre de 2015 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esta fecha, de conformidad con normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.

Sin calificar mi opinión, llamo la atención a lo indicado en la Nota 33 a los estados financieros donde se describe que la Contraloría General de República, inició desde enero de 2016 una actuación especial que se encuentra en curso en Refinería de Cartagena S.A., una subsidiaria significativa de la Compañía, con el fin de evaluar la gestión de esa subsidiaria en la ejecución de la ampliación de su planta de refinación, a su turno la Fiscalía General de la Nación anunció el inicio de investigaciones. Adicionalmente, la Compañía activó un protocolo con el propósito de evaluar los asuntos referidos por la Contraloría General de la República, entre otros.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 no incluidos en el presente informe y que fueron preparados bajo principios de contabilidad pública generalmente aceptados en Colombia promulgados por la Contaduría General de la Nación vigentes a esa fecha, fueron auditados por otro contador público vinculado a PwC , quien en informe de fecha 2 de marzo de 2015 expresó una opinión sin salvedades sobre los mismos. Como se indica en la Nota 3, los estados financieros que se acompañan al 31 de diciembre de 2014 y 1 enero de 2014 preparados con base en las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia, se presentan sólo para propósitos comparativos y por consiguiente, mi trabajo con respecto a ellos consistió en revisar selectivamente los ajustes efectuados a dichos estados para adecuarlos a los nuevos principios contables con el único propósito de determinar su impacto en los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y no con el propósito de expresar una opinión separada con respecto a ellos, por no ser requerido.

Con base en el resultado de mis pruebas, en mi concepto:

- a. La contabilidad de la Compañía ha sido llevada conforme a las normas legales y a la técnica contable.
- b. Las operaciones registradas en los libros y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea.
- c. La correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente.
- d. Existen medidas adecuadas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía y los de terceros que están en su poder.
- e. Las normas establecidas en la Circular Externa 062 de 2007, mediante la cual la Superintendencia Financiera estableció la obligación de implementar mecanismos para la prevención y control del lavado de activos y de la financiación del terrorismo proveniente de actividades ilícitas a través del mercado de valores, han sido cumplidas.
- f. Existe concordancia entre los estados financieros que se acompañan y el informe de gestión preparado por los administradores. Los administradores dejaron constancia en dicho informe de gestión, que no entorpecieron la libre circulación de las facturas emitidas por los vendedores o proveedores.
- g. La información contenida en las declaraciones de autoliquidación de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral, en particular la relativa a los afiliados y a sus ingresos base de cotización, ha sido tomada de los registros y soportes contables. La Compañía no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral.

Original firmado

Carlos E. Moreno S.

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional No 24887-T

Miembro de PricewaterhouseCoopers Ltda.

ECOPETROL S.A.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS

**Al 31 de diciembre de 2015,
31 de diciembre del 2014 y 1 de enero del 2014**

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Notas	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Activos				
Activos corrientes				
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	6,550,450	7,618,178	8,805,090
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7	3,427,412	4,287,553	5,804,495
Inventarios	8	3,057,958	2,929,921	3,559,586
Activos por impuestos corrientes	9	4,501,734	2,019,066	1,545,535
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	10	913,488	1,581,466	1,505,033
Otros activos financieros	11	329,227	817,977	1,547,133
Otros activos	12	1,090,324	1,385,116	930,883
		19,870,593	20,639,277	23,697,755
Activos no corrientes mantenidos para la venta	13	242,745	1,362	1,362
		20,113,338	20,640,639	23,699,117
Activos no corrientes				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	14	1,931,934	2,476,764	2,728,950
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7	584,571	435,404	356,373
Propiedades, planta y equipo	15	65,030,814	55,665,007	46,599,417
Recursos naturales y del medio ambiente	16	24,043,297	24,120,664	21,725,479
Intangibles	17	388,051	245,152	272,070
Activos por impuestos diferidos	9	7,961,968	4,092,443	3,979,165
Otros activos financieros	11	1,256,152	663,842	504,500
Crédito mercantil	19	919,445	1,407,214	1,407,214
Otros activos	12	766,380	1,090,716	941,056
		102,882,612	90,197,206	78,514,224
Total activos		122,995,950	110,837,845	102,213,341

	Notas	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Pasivos				
Pasivos corrientes				
Prestámos corto plazo	20	4,573,620	3,517,522	3,121,068
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21	7,757,277	8,798,965	9,966,622
Provisiones por beneficios a empleados	22	1,392,266	1,379,706	1,337,616
Pasivos por impuestos corrientes	9	2,803,559	1,896,938	2,966,470
Provisiones y contingencias	23	653,497	842,957	1,047,597
Instrumentos financieros derivados	24	101,319	140,055	46
Otros pasivos		144,441	267,587	249,286
		17,425,979	16,843,730	18,688,705
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	13	17,628	-	-
		17,443,607	16,843,730	18,688,705
Pasivos no corrientes				
Préstamos largo plazo	20	48,649,718	31,524,106	19,572,195
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21	6	30,439	37,383
Provisiones por beneficios a empleados	22	2,459,849	4,419,987	5,414,008
Pasivos por impuestos diferidos	9	3,303,004	3,083,698	4,202,493
Provisiones y contingencias	23	5,423,850	4,995,114	3,870,749
Otros pasivos no corrientes		484,148	408,103	508,491
		60,320,575	44,461,447	33,605,319
Total pasivos		77,764,182	61,305,177	52,294,024
Patrimonio				
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	25	43,356,713	48,021,386	48,653,744
Interes no Controlante		1,875,055	1,511,282	1,265,573
Total Patrimonio		45,231,768	49,532,668	49,919,317
Total pasivos y patrimonio		122,995,950	110,837,845	102,213,341

Original firmado

Juan Carlos Echeverry G.
 Presidente
 (Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa
 Contador Público
 T. P. 167682 - T
 (Ver certificación adjunta)

Carlos E. Moreno S.
 Revisor Fiscal
 T.P 24887-T
 (Ver informe adjunto)

ECOPETROL S.A.

ESTADOS DE GANANCIAS O PÉRDIDAS CONSOLIDADO

(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad
(pérdida) neta por acción que está expresada en pesos colombianos)

	Notas	Por los años terminados el 31 de diciembre de	
		2015	2014
Ingresos por ventas	26	52,090,927	65,971,888
Costos de ventas	27	36,994,516	42,975,128
Utilidad bruta		15,096,411	22,996,760
Gastos de administración	28	1,700,985	1,031,035
Gastos de operación y proyectos	28	4,034,268	5,520,325
Otras ganancias y pérdidas operacionales	29	7,905,209	1,996,373
Resultado de la operación		1,455,949	14,449,027
Resultado financiero, neto	30		
Ingresos financieros		621,924	399,818
Gastos financieros		(2,718,414)	(1,640,294)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio		(1,870,859)	(2,270,193)
		(3,967,349)	(3,510,669)
Participación en las utilidades del período de las asociadas	14	35,121	179,299
Resultado antes de impuesto a las ganancias		(2,476,279)	11,117,657
Impuesto de renta	9	(606,567)	(4,769,101)
Utilidad neta del periodo		(3,082,846)	6,348,556
(Pérdida) utilidad atribuible:			
A los accionistas		(3,987,726)	5,725,500
Participación no controladora		904,880	623,056
		(3,082,846)	6,348,556
(Pérdida) utilidad básica y diluida por acción		(97.0)	139.2

Original firmado

Véanse las notas que acompañan a los Estados Financieros Consolidados

Juan Carlos Echeverry G.
Presidente
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T
(Ver certificación adjunta)

Carlos E. Moreno S.
Revisor Fiscal
T.P 24887-T
(Ver informe adjunto)

ECOPETROL S.A.**ESTADOS DE RESULTADOS
INTEGRALES CONSOLIDADO**

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Por los años finalizados el 31 de diciembre de	
	2015	2014
Utilidad neta del periodo	(3,082,846)	6,348,556
Elementos del resultado integral neto de impuestos que pueden ser reclasificados a la cuenta de resultados:		
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	6,120,689	3,663,083
Ganancias (pérdidas) en mediciones instrumentos de patrimonio medios a valor razonable (Nota 14)	(126,316)	76,435
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 31)	(2,432,104)	-
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados	(60,083)	-
	3,502,186	3,739,518
Elementos del resultado integral neto de impuestos que no serán reclasificados a la cuenta de resultados:		
Ganancias y pérdidas actuariales (Nota 22)	1,404,602	743,793
Otros menores	58,643	-
Otros resultados integrales del periodo	4,965,431	4,483,311
Total resultado integral del periodo	1,882,585	10,831,867
Resultado integral atribuible:		
A los accionistas	803,761	10,057,913
Participación no controladora	1,078,824	773,954
	1,882,585	10,831,867

Original firmado

Juan Carlos Echeverry G.
Presidente
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T
(Ver certificación adjunta)

Carlos E. Moreno S.
Revisor Fiscal
T.P 24887-T
(Ver informe adjunto)

ECOPETROL S.A.

ESTADOS
FINANCIEROS

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO Por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión	Reserva Legal	Otras reservas	Otros resultados integrales	Utilidades Acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controladora	Participación no controladora	Total Patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2014	10,279,175	6,607,612	5,271,104	13,170,693	4,245,458	8,447,344	48,021,386	1,511,282	49,532,668
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	(3,987,726)	(3,987,726)	904,880	(3,082,846)
Distribución de dividendos (Nota 25)	-	-	-	-	-	(5,468,521)	(5,468,521)	(715,051)	(6,183,572)
Capitalización reservas (Nota 25)	14,760,895	-	-	(14,760,893)	-	-	2	-	2
Dilución de acciones	(2)	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Cambio de participación en controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adiciones prima en colocación de acciones	-	5	-	-	-	-	5	-	5
Prima en colocación de acciones por cobrar	-	82	-	-	-	-	82	-	82
Liberación de reservas ocasionales (Nota 25)	-	-	-	(12,823,783)	-	12,823,783	-	-	-
Apropiación de reservas	-	-	(43,378)	-	-	43,378	-	-	-
Legal (Nota 25)	-	-	-	466,503	-	(466,503)	-	-	-
Fiscales (Nota 25)	-	-	-	15,215,797	-	(15,215,797)	-	-	-
Ocasionales (Nota 25)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultado integrales	-	-	-	-	1,404,602	-	1,404,602	-	1,404,602
Cálculo actuarial (Nota 22)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias (pérdidas) en mediciones de instrumentos de patrimonio (Nota 10)	-	-	-	-	(126,316)	-	(126,316)	-	(126,316)
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 31)	-	-	-	-	(2,432,104)	-	(2,432,104)	-	(2,432,104)
Coberturas flujo de efectivo - instrumentos derivados	-	-	-	-	(43,590)	-	(43,590)	(16,493)	(60,083)
Otros	-	-	-	58,643	-	-	58,643	-	58,643
Ajuste por conversión	-	-	-	5,930,252	-	-	5,930,252	190,437	6,120,689
Saldo al 31 de diciembre de 2015	25,040,068	6,607,699	5,227,726	1,268,317	9,036,945	-3,824,042	43,356,713	1,875,055	45,231,768

	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión	Reserva Legal	Otras reservas	Otros resultados integrales	Utilidades Acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controladora	Participación no controladora	Total Patrimonio
Saldo al 1° de enero del 2014	10,279,175	6,607,541	5,033,539	10,354,140	(86,955)	16,466,304	48,653,744	1,265,573	49,919,317
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	5,725,500	5,725,500	623,056	6,348,556
Distribución de dividendos (Nota 25)	-	-	-	-	-	(10,690,342)	(10,690,342)	(516,331)	(11,206,673)
Cambio de participación en controladas	-	-	-	-	-	-	-	(11,914)	(11,914)
Adiciones prima en colocación de acciones	-	42	-	-	-	-	42	-	42
Prima en colocación de acciones por cobrar	-	29	-	-	-	-	29	-	29
Liberación de reservas ocasionales (Nota 25)	-	-	-	(10,161,138)	-	10,161,138	-	-	-
Apropiación de reservas Legal (Nota 25)	-	-	237,565	-	-	(237,565)	-	-	-
Ocasionales (Nota 25)	-	-	-	12,977,691	-	(12,977,691)	-	-	-
Otros resultado integrales	-	-	-	-	743,793	-	743,793	-	743,793
Cálculo actuarial (Nota 22)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias (pérdidas) en mediciones de instrumentos de patrimonio (Nota 10)	-	-	-	-	76,435	-	76,435	-	76,435
Ajuste por conversión	-	-	-	-	3,512,185	-	3,512,185	150,898	3,663,083
Saldo al 31 de diciembre de 2014	10,279,175	6,607,612	5,271,104	13,170,693	4,245,458	8,447,344	48,021,386	1,511,282	49,532,668

Original firmado **Juan Carlos Echeverry G.**
 Presidente
 (Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa
 Contador Público
 T. P. 167682 - T
 (Ver certificación adjunta)

Carlos E. Moreno S.
 Revisor Fiscal
 T.P. 24887-T
 (Ver informe adjunto)

ECOPETROL S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	2015	2014
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
(Pérdida) utilidad neta del año atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	(3,987,726)	5,725,500
Ajustes para conciliar (Pérdida) utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:		
Participación de accionistas no controlantes	904,880	623,056
Cargo por impuesto a las ganancias	606,567	4,769,101
Depreciación, agotamiento y amortización	6,770,358	6,417,207
Pérdida por diferencia en cambio	1,870,859	2,270,193
Costo de financiación reconocido en resultados	2,396,445	1,405,331
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	59,932	231,899
Pérdida por impairment de activos	8,275,049	2,381,413
Pérdida (ganancia) por valoración de activos financieros	(109,673)	135,427
Resultado de las inversiones en asociadas	(35,121)	(179,299)
Ganancia en venta de instrumentos de patrimonio medido a valor razonable	(72,339)	-
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de flujo de efectivo	248,698	-
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	751,031	1,507,923
Inventarios	(183,231)	610,843
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(2,202,808)	(322,819)
Activos y pasivos por impuestos corrientes	(1,964,995)	(3,124,887)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados	(206,444)	(259,043)
Provisiones	(216,939)	(146,499)
Otros activos y pasivos	654,960	(653,196)
Impuesto de renta pagado	(3,148,028)	(4,819,169)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	10,411,475	16,572,981
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Inversión en propiedad, planta y equipo	(8,548,933)	(8,923,568)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(5,590,321)	(5,038,296)
Adquisiciones de intangibles	(112,255)	(112,018)

	2015	2014
Producto de la venta de activos mantenidos para la venta	633,406	-
(Compra) venta de otros activos financieros	1,189,490	1,313,837
Intereses recibidos	293,507	286,527
Dividendos recibidos	423,856	720,217
Ingresos por venta de activos	166,211	184,424
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(11,545,039)</u>	<u>(11,568,877)</u>
Flujo de efectivo en actividades de financiación:		
Aumento (pago) de préstamos	6,082,341	6,401,714
Pago de intereses	(1,981,127)	(1,231,392)
Capitalizaciones	3	41
Dividendos pagados	(5,493,400)	(12,516,566)
Efectivo usado generado en actividades de financiación	<u>(1,392,183)</u>	<u>(7,346,203)</u>
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	1,458,019	1,155,187
Disminución neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	<u>(1,067,728)</u>	<u>(1,186,912)</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	7,618,178	8,805,090
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	<u>6,550,450</u>	<u>7,618,178</u>
Principales transacciones que no generaron efectivo:		
Pago de impuesto a las ganancias mediante compensación de saldos a favor	894,451	-
Capitalización de reservas	14,760,895	-
Adquisición de giros financiados para pago a proveedores	662,099	457,367

Original firmado

Juan Carlos Echeverry G.
 Presidente
 (Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa
 Contador Público
 T. P. 167682 - T
 (Ver certificación adjunta)

Carlos E. Moreno S.
 Revisor Fiscal
 T.P 24887-T
 (Ver informe adjunto)

ECOPETROL S. A.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014, al 31 de diciembre del 2015 y 2014 y balance de apertura al 1 de enero del 2014.



1. ENTIDAD REPORTANTE

Ecopetrol S.A. es una compañía de economía mixta pública por acciones, de carácter comercial constituida en 1948 en Bogotá - Colombia, dedicada a actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, directamente o por medio de sus subordinadas (denominadas en conjunto "Ecopetrol", la "Compañía" o "Grupo Empresarial Ecopetrol").

El 11.51% de las acciones de Ecopetrol S.A. se cotizan públicamente en las bolsas de valores de Colombia, Nueva York, Lima y Toronto. Las acciones restantes (89.49% de las acciones en circulación) le pertenecen al Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.

El domicilio de la oficina principal de Ecopetrol S.A. es Bogotá - Colombia, Carrera 13 No. 36 - 24.

2. BASES DE PRESENTACIÓN

Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros

Estos estados financieros consolidados de Ecopetrol S.A. por los años finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 han sido preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia, fundamentados en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) hasta el 30 de junio de 2014, traducidas al español y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación, que pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otros organismos de control del Estado. El Grupo Empresarial Ecopetrol adoptó las NIIF desde el 1° de enero del 2015, con fecha de transición del 1° de enero de 2014 y como tal, estos son sus primeros estados financieros consolidados emitidos bajo las NIIF.

Los estados financieros consolidados de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre del 2014 y 2013 fueron preparados de acuerdo con normas y principios de contabilidad de entidades públicas colombianas emitidos por la Contaduría General de la Nación y otras disposiciones legales, las cuales fueron consideradas como los principios de contabilidad generalmente aceptados anteriores (PCGA anteriores), los PCGA anteriores difieren en ciertos aspectos de las NIIF, como se describe en la nota 35 - Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF.

Estos estados financieros consolidados fueron aprobados por la Administración el 2 de marzo del 2016.

Bases de consolidación

Para los efectos de la presentación, los estados financieros consolidados fueron preparados consolidando todas las compañías descritas en el Anexo 1, en las cuales Ecopetrol ejerce, directa o indirectamente, control. El control se logra cuando la Compañía:

- Tiene poder sobre una participada;
- Está expuesta a, o tiene derechos sobre, rendimientos variables provenientes de su relación con la participada; y
- Tiene la habilidad de usar su poder para afectar sus rendimientos.

Cuando la Compañía tiene menos de una mayoría de derechos de voto de una participada, tiene poder sobre la participada cuando los derechos de voto son suficientes para darle la habilidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la participada de manera unilateral. La Compañía considera todos los hechos y circunstancias relevantes al evaluar si los derechos de voto de la Compañía en una participada son o no suficientes para darle el poder, incluyendo:

- El tamaño del porcentaje de derechos de voto de la Compañía relativo al tamaño y dispersión de los porcentajes de otros poseedores de voto;
- Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros accionistas u otras partes;
- Derechos derivados de los acuerdos contractuales; y
- Cualquier hecho o circunstancia adicional que indique que la Compañía tiene, o no tiene, la habilidad actual para dirigir las actividades relevantes al momento que se necesite tomar decisiones, incluyendo patrones de voto en asambleas de accionistas previas.

Todos los activos y pasivos inter-compañía, capital, ingresos, gastos y flujos de caja relacionados con transacciones entre compañías del grupo, fueron eliminados en la consolidación.

Entidades de propósito especial

En el año 2009, la compañía filial Oleoducto de los Llanos constituyó una entidad de propósito especial en la forma de un fideicomiso de capital. El fideicomiso emitió deuda con el propósito de financiar proyectos de inversión y retornar contribuciones de capital a los socios. El fideicomiso se consolida en los Estados Financieros de Ecopetrol, debido a que se recibe el 100% de las ganancias del mismo y se expone a la totalidad de las pérdidas, de igual forma, la Compañía controla todas las decisiones relevantes sobre las actividades designadas por el fideicomiso. Ver anexo 1, para mayor información.

Bases de medición

Los estados financieros consolidados de la Compañía han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral que se valúan a sus valores razonables al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de los bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de medición. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, el Grupo toma en cuenta las características del activo o pasivo si los participantes del mercado toman en cuenta esas características al valorar el activo o pasivo a la fecha de medición.

Moneda funcional y de presentación

Las partidas incluidas en los presentes estados financieros se valoran y presentan utilizando pesos colombianos, la cual es la moneda del entorno económico principal en que Ecopetrol opera. Esta a su vez, es su moneda funcional.

El estado de resultados y flujos de efectivo de las subsidiarias con moneda funcional diferente a la de Ecopetrol se convierten por el tipo de cambio de la fecha de la transacción o en su defecto, al tipo de cambio promedio mensual. Los activos y pasivos se convierten por la tasa de cierre y los demás conceptos del patrimonio se convierten a la tasa de cambio en el momento de la transacción. Las variaciones presentadas en esta conversión se registran en otros resultados integrales. En el anexo 1, se detalla la moneda funcional de las Compañías del grupo empresarial objeto de consolidación.

Moneda extranjera

Al preparar los estados financieros de Ecopetrol, las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional de la entidad, son registradas utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas en que se efectúan las operaciones. Al final de cada período, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a esa fecha y las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la de la conversión de pasivos financieros designados como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo, las cuales se reconocen en el otro resultado Integral, dentro del Patrimonio. Cuando la partida cubierta afecta el resultado, las diferencias en cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican al Estado de Pérdidas y Ganancias como parte del resultado de la operación.

Las partidas no monetarias registradas al valor razonable, denominadas en moneda extranjera, son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable.

Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

En el Balance Consolidado de Situación Financiera, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

Utilidad (pérdida) neta por acción (básica y diluida)

La utilidad neta por acción básica y diluida se calcula como el cociente entre el resultado neto del período atribuible a los accionistas controlantes y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período. No existe dilución potencial de acciones.

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS **CONTABLES SIGNIFICATIVOS**

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia de la Compañía realice estimaciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos reconocidos en los Estados Financieros. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados. Revisiones a las estimaciones son reconocidas prospectivamente en el periodo en el cual la estimación es revisada.

Los siguientes son los juicios contables críticos y estimaciones con efecto más significativo en la preparación de los estados contables:

Reservas de petróleo y gas natural

Las mediciones de depreciaciones, agotamientos, amortizaciones, impairment y obligaciones por costos de abandono se determinan en parte sobre la estimación de reservas de petróleo y gas natural de la Compañía. La estimación de reservas es un procedimiento inherentemente complejo e implica el ejercicio del juicio profesional.

El proceso de estimación de reservas se realiza anualmente al 31 de diciembre de conformidad con las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) y las normas establecidas en la Regla 4-10(a) del Reglamento S-X y las directrices de divulgación contenida en la regla final de Modernización de Reporte de Petróleo y Gas.

Las cantidades de reservas estimadas se basan en el precio promedio durante el período de 12 meses anteriores a la fecha de fin del período que cubre este informe, determinado como el promedio aritmético no ponderado de los precios el primer día del mes, para cada uno de los meses dentro de dicho período, a menos que los precios fueran definidos por acuerdos contractuales, como es requerido por la regulación de la SEC.

Las estimaciones de reservas se preparan usando factores geológicos, técnicos y económicos, incluyendo proyecciones futuras de tasas de producción, precios del petróleo, datos de ingeniería y la duración y monto de futuras inversiones; todas ellas, sujetas a cierto grado de incertidumbre. Estas estimaciones reflejan las condiciones regulatorias y de mercado existentes a la fecha de reporte, las cuales podrían diferir significativamente de otros momentos a lo largo del año o de periodos futuros. Cualquier cambio en las condiciones regulatorias y/o de mercado y en los supuestos utilizados pueden impactar materialmente la estimación de las reservas.

Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en la depreciación y agotamientos

Los cambios en las estimaciones de reservas probadas desarrolladas afectan de forma prospectiva los importes de la depreciación, agotamiento y amortización cargada y, en consecuencia, el valor en libros de los activos de exploración y producción. Manteniendo las demás variables constantes, una reducción en la estimación de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor de gastos de depreciación y amortización, mientras que un aumento en las reservas resultaría en una reducción del gasto por depreciación y amortización.

La información sobre el valor en libros de los activos de exploración y producción y las cantidades con cargo a resultados, incluyendo la depreciación, agotamiento y amortización, es presentada en las notas 15 y 16.

Impairment (recuperación de impairment) de activos

La Compañía utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de impairment con base en factores internos y externos. El importe recuperable de las Unidades Generadoras de Efectivo se calcula con supuestos razonables con respecto a: (1) Estimación de volúmenes y valor de mercado de reservas de petróleo y gas natural; (2) perfiles de producción de los campos petroleros y producción futura de productos refinados y químicos; (3) Inversiones, impuestos y costos futuros; (4) vida útil para las propiedades; y (5) precios futuros, (6) tasa de descuento determinada como el costo

promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés), entre otros factores. Una vez determinado el importe recuperable (valor en uso) es comparado con el valor neto del activo en libros, determinando así si el activo es sujeto de reconocimiento de deterioro.

Cambios en las estimaciones y juicios pueden afectar el monto recuperable de las Unidades Generadoras de Efectivo y como consecuencia el reconocimiento o recuperación de impairment de activos.

Costos de exploración y evaluación

Ciertos gastos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente con la intención de establecer reservas comercialmente viables. La Compañía realiza estimaciones para evaluar la viabilidad económica de la extracción de los recursos petrolíferos así como revisiones técnicas y comerciales para confirmar la intención de continuar desarrollando los proyectos. Cambios en el nivel de éxito de la perforación, costos de producción, niveles de inversión, entre otros, pueden llegar a establecer que los costos de perforación de exploración capitalizados, sean reconocidos como costo en el Estado Consolidado de Ganancias y Pérdidas del periodo.

Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE's)

La asignación de activos en UGE's requiere juicio significativo por parte de la Compañía e interpretaciones con respecto a la integración entre los activos, la existencia de mercados activos, la exposición similar a los riesgos de mercado, las infraestructuras compartidas, y la forma en que la gestión supervisa las operaciones. Ver nota 4.12 para mayor información.

Abandono de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de petróleo, la Compañía debe reconocer los costos por el abandono de instalaciones de extracción y transporte de petróleo, los cuales incluyen el costo de taponamiento y abandono de pozos, desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas.

La estimación de costos para el abandono y desmantelamiento de estas instalaciones son registrados en la moneda funcional de cada compañía en el momento de instalación de estos activos. La obligación estimada constituida para el abandono y desmantelamiento es objeto de revisión anual y es ajustada para reflejar el mejor estimado, debido a cambios tecnológicos y asuntos políticos, económicos, ambientales, de seguridad y de relaciones con grupos de interés.

Los cálculos de estos estimados son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia, como lo son las proyecciones internas de costos, tasas futuras de inflación y de descuento. Las variaciones significativas en factores externos utilizados para el cálculo de la estimación pueden llegar a impactar significativamente los estados financieros.

Plan de pensión y otros beneficios

La determinación de gastos, pasivos y ajustes relacionados con los planes de pensión y otros beneficios de retiro definidos requieren que la administración utilice el juicio en la aplicación de supuestos actuariales. Los supuestos actuariales incluyen estimaciones de la mortalidad futura, retiros, cambios en la remuneración y la tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo; así como la tasa de rendimiento de los activos del plan. Estos supuestos se revisan en forma anual para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir en forma material de los resultados reales debido a las condiciones económicas cambiantes y de mercado, eventos regulatorios, decisiones judiciales, tasas de retiro más altas o más bajas, o expectativas de vida de los empleados más largas o más cortas. El cálculo de los bonos pensionales se mantiene para cumplir con las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa, según la regulación establecida.

Impairment de crédito mercantil

La Compañía realiza anualmente la prueba de impairment del crédito mercantil (goodwill) con referencia al valor razonable. Para fines de la evaluación de este impairment, el crédito mercantil es asignado a cada una de las Unidades Generadoras de Efectivo (o grupos de unidades generadoras de efectivo) de las que se espera obtener beneficios de las sinergias de la combinación.

El valor razonable se determina por la metodología de flujo de caja libre descontado que requiere supuestos y estimaciones. La Compañía considera que los supuestos y estimados utilizados son razonables y pueden ser respaldados en el ambiente de mercado existente y son proporcionales con el perfil de riesgo de los activos relacionados. Sin embargo, se pueden utilizar diferentes supuestos y estimados los cuales llevarían a resultados diferentes. Los modelos de valoración usados para determinar el valor razonable son sensibles a cambios en los supuestos subyacentes. Por ejemplo, los precios y volúmenes de ventas y los precios que serán pagados por la compra de materias primas son supuestos que pueden variar en el futuro. Cambios adversos en cualquiera de estos supuestos podrían conllevar a reconocer un impairment del crédito mercantil (goodwill).

Litigios

La Compañía está sujeta a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras reclamaciones que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La administración evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se materialicen y las sumas involucradas, para decidir sobre los importes reconocidos en estados financieros. Este análisis, el cual puede requerir considerables juicios, incluye procesos legales instaurados en contra de la Compañía y reclamos aún no iniciados. De acuerdo con la evaluación de la administración y guías establecidas en las NIIF, se han constituido provisiones para cumplir con estos costos cuando se considera que la contingencia es probable y se pueden hacer estimados razonables de dicho pasivo.

Impuestos

El cálculo de la provisión por impuesto de renta requiere que se realice la interpretación normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera el grupo empresarial. Juicios significativos son requeridos para la determinación de las estimaciones de impuesto a las ganancias y para evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos, los cuales se basan en estimaciones de resultados fiscales futuros y capacidad para generación de resultados suficientes durante los periodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles

En la medida en que los flujos de efectivo futuros y la renta imponible difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad de la Compañía para utilizar los impuestos diferidos activos netos registrados a la fecha de presentación, podrían verse afectados. Adicionalmente, cambios en las leyes fiscales podrían limitar la capacidad de la Compañía para obtener deducciones fiscales en ejercicios futuros.

Contabilidad de coberturas

El proceso de identificación de las relaciones de cobertura entre los elementos e instrumentos de cobertura, derivados y no derivados tales como a deuda en moneda extranjera de largo plazo) y su correspondiente efectividad, requiere juicios de la administración. La Compañía evalúa periódicamente la alineación entre las coberturas identificadas y su política de gestión de riesgos.

4. POLÍTICAS CONTABLES

Las políticas contables que se indican a continuación se han aplicado consistentemente para todos los periodos presentados, a menos que se indique lo contrario.

Instrumentos financieros

La clasificación de un instrumento financiero depende de su naturaleza y propósito por el cual el activo o pasivo financiero es adquirido y se determina al momento del reconocimiento inicial. Los activos y pasivos financieros se valúan inicialmente

a su valor razonable. Los costos de la transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos de los activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados) se suman o reducen del valor razonable de los activos y pasivos financieros, en su caso, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros a su valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados y con cambios en otro resultado integral se contabilizarán posteriormente por su valor razonable. Los instrumentos a costo amortizado, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento se contabilizan por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las inversiones de patrimonio disponibles para la venta que no tienen un precio de cotización en el mercado y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, se miden al costo menos cualquier pérdida por impairment identificada al final de cada periodo en el que se informa.

Valor razonable

La jerarquía del valor razonable se basa en el nivel de información disponible de mercado que incluye la seguridad de liquidez, la disponibilidad de los precios de intercambio o indicadores generados de las operaciones de mercado (tasas, curvas, volatilidades y otras variables de valoración requerida).

- Nivel 1: Precios de cotización (no ajustados) de mercados activos para activos y pasivos idénticos. Para la Compañía, el nivel 1 incluye valores negociables activamente transados.
- Nivel 2: Entradas distintas de nivel 1 que son observables, ya sea directa o indirectamente. Para la Compañía, las entradas del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa, y los precios que pueden ser corroborados substancialmente con otros datos observables con el mismo término que el contrato.
- Nivel 3: Datos de entrada no observables. La Compañía no utiliza entradas al nivel 3 para cualquiera de sus mediciones recurrentes al valor razonable. Entradas al nivel 3 pueden ser necesarias para la determinación del valor razonable asociado con ciertas mediciones no recurrentes de los activos y pasivos no financieros. La Compañía utiliza nivel 3 entradas para determinar el valor razonable de determinados activos no financieros no recurrentes.

Método de la tasa de interés efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de registro del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo todas las comisiones, costos de transacción y otras primas o descuentos que estén incluidos en el cálculo de la tasa de interés efectiva) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.

Impairment

Los activos financieros a costo amortizado son evaluados por indicadores de impairment al final de cada período de reporte. Se considera que los activos financieros se han deteriorado cuando existe evidencia objetiva que, como resultado de uno o más eventos que ocurren con posterioridad al reconocimiento inicial, los flujos de efectivo futuros estimados del activo se han afectado. Para los activos financieros medidos al costo amortizado, el importe de la pérdida por impairment es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente del flujo de efectivo estimado futuro del activo, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Bajas de activos financieros

Epco da de baja un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero y transfiera de manera sustancial los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo financiero

a otra entidad. Si no se transfieren sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, se reconoce la participación en el activo y la obligación asociada por los montos que tendría que pagar. Si se retienen sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, se continuará reconociendo el activo financiero así como un préstamo colateral por los ingresos recibidos.

Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo comprenden inversiones financieras y depósitos especiales con vencimiento dentro de los noventa (90) días desde la fecha de su adquisición y con bajo nivel de riesgo en cambios de su valor.

Activos financieros

Las inversiones en activos financieros son clasificadas en las siguientes categorías, lo cual depende del propósito de su adquisición:

a) Activos financieros al valor razonable con cambios en los resultados

Son activos financieros al valor razonable con cambios a resultados los activos adquiridos principalmente para venderse en el corto plazo. Los activos financieros al valor razonable con cambios a resultados se reconocen a su valor razonable, las ganancias o pérdidas que surgen en la re-medicación son reconocidas en el resultado del periodo.

b) Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en el otro resultado integral

Los activos financieros disponibles para la venta son instrumentos de patrimonio de otras compañías no controladas y no estratégicas que no permiten ejercer ningún tipo de control o influencia significativa sobre las mismas y donde la administración de la Compañía no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las pérdidas o ganancias no realizadas que resulten en su valor razonable, se reconocen en el otro resultado integral. En el momento de su venta o pérdidas de impairment en su valor, los ajustes acumulados por valoración se imputan en el resultado del ejercicio.

c) Préstamos y cuentas por cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo, se clasifican en activos corrientes, excepto para los vencimientos superiores a doce meses desde la fecha del balance, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar que son medidas inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su costo amortizado, utilizando el método de interés efectivo.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor actual de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo. Esta diferencia inicial se reconoce como beneficio a empleados.

Pasivos financieros

Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por la Compañía a través de créditos bancarios y emisiones de bonos, cuentas por pagar a proveedores y acreedores.

Los créditos bancarios y emisiones de bonos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de costos de transacción incurridos. La diferencia entre el importe recibido y su valor principal, se reconoce en el resultado del periodo durante el tiempo de amortización de la obligación financiera, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Las cuentas por pagar a proveedores y acreedores son pasivos financieros a corto plazo registrados por su valor nominal, toda vez que no difieren significativamente de su valor razonable.

Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se reconocen en el Estado de Situación Financiera como activos o pasivos y se valoran a su valor razonable desde la fecha en que se contrata el derivado. El método de reconocimiento de la ganancia o pérdida depende si el derivado es designado como instrumento de cobertura, y si es así, de la naturaleza de la partida cubierta.

La Compañía designa ciertos instrumentos de cobertura, derivados y no derivados, con relación al riesgo que desea cubrir así:

- Coberturas del valor razonable, cuando se tiene como propósito cubrir la exposición a cambios en el valor razonable del activo o pasivo reconocido o compromiso en firme no reconocido, o parte identificado en dicho activo, pasivo o compromiso firme.
- Coberturas de flujo de efectivo, cuyo propósito es cubrir la exposición a la fluctuación de los flujos de efectivo que se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable.
- Coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero.

Al inicio de la relación de cobertura, la Compañía documenta la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, junto con sus objetivos de gestión de riesgo y su estrategia para llevar a cabo transacciones de cobertura. Adicionalmente, al inicio de la cobertura y de manera continua, la Compañía documenta si el instrumento de cobertura es altamente eficaz en contrarrestar los cambios en los valores razonables o flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

El valor razonable de los instrumentos de cobertura es clasificado como activo o pasivo no corriente cuando el remanente de la partida cubierta es superior a 12 meses y como activo o pasivo corriente, cuando el valor residual de la partida cubierta es inferior a 12 meses.

Cobertura de flujo de efectivo

La parte de los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados y no derivados, que se determina que es una cobertura eficaz de los flujos de efectivo, se reconocerá en otro resultado integral y se acumulará bajo el título de reserva de cobertura del flujo de efectivo. La parte ineficaz de la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura se reconocerá inmediatamente en el resultado del periodo, en la línea del Resultado Financiero, neto.

Los montos previamente reconocidos en los otros resultados integrales y acumulados en el patrimonio se reclasifican a los resultados en los periodos cuando la partida cubierta afecta los resultados, en la misma línea de la partida cubierta reconocida. Sin embargo, si la cobertura de una transacción prevista tiene lugar posteriormente al reconocimiento de un activo no financiero o un pasivo no financiero, las pérdidas o ganancias previamente reconocidas en otro resultado integral y acumuladas en el patrimonio se transfieren y se incluyen en la medición inicial del costo del activo no financiero o del pasivo no financiero.

La contabilización de coberturas será interrumpida cuando la Compañía revoque la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura expira, o es vendido, resuelto o ejercido o la cobertura deja de cumplir los requisitos establecidos para la contabilidad de coberturas. La ganancia o pérdida que haya sido reconocida en otro resultado integral y acumulada en el patrimonio continuará en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista sea reconocida en los resultados. Cuando ya no se espera que la transacción prevista ocurra, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se reconoce inmediatamente en ganancias o pérdidas.

Inventarios

Los inventarios incluyen bienes extraídos, en proceso, transformados y adquiridos a cualquier título para ser vendidos, destinados para la transformación y consumidos en el proceso de producción, o como parte de la prestación de servicios.

El crudo es valorado al costo de producción, incluyendo los gastos de transporte incurridos de los inventarios en sus ubicaciones actuales.

El costo de los inventarios se efectúa bajo el método de promedio ponderado, el cual incluye los costos de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costos en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales, tal como los costos de transporte.

Los inventarios de consumibles (repuestos y suministros) son reconocidos como inventario y posteriormente cargados al gasto, mantenimiento o proyecto en la medida en que tales elementos sean consumidos.

Ecopetrol realiza una evaluación del valor neto de realización de los inventarios al final del período, registrando con cargo a resultado, un impairment al valor cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto de realización debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

Partes relacionadas

Para efecto de los Estados Financieros Consolidados, se consideran partes relacionadas aquellas en donde una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control compartido, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas o es un miembro del personal clave de la gerencia o pariente de la entidad. La Compañía ha considerado como partes relacionadas las compañías asociadas, negocios conjuntos, directivos de la gerencia claves, y algunas transacciones relevantes celebradas con entidades del Gobierno, como son la compra de hidrocarburos y el fondo de estabilización petrolera.

Inversiones en asociadas

Una compañía asociada es una entidad sobre la cual el grupo ejerce influencia significativa pero no control. Generalmente estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria entre 20% y 50% de los derechos a voto. Ver Anexo I - Compañías consolidadas, asociadas y negocios conjuntos para detalle estas compañías.

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de participación e inicialmente se reconocen a su costo. La inversión de la Compañía en entidades asociadas incluye el crédito mercantil generado en la adquisición, neto de cualquier pérdida por impairment acumulada.

La participación de la Compañía en la utilidad o pérdida de sus asociadas se registra en el estado de Ganancias o pérdidas consolidado y su participación en los movimientos de reservas es reconocida en las reservas patrimoniales de la Compañía.

Ecopetrol realiza, cuando sea necesario, ajustes a las políticas contables de las asociadas para garantizar la coherencia con las políticas adoptadas por la Compañía.

Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual dos o más partes que tienen control conjunto tienen derecho a los activos netos del acuerdo. El control conjunto se presenta cuando requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. El tratamiento contable para el reconocimiento de los negocios conjuntos es el mismo que las inversiones en asociadas.

Operaciones conjuntas

Los contratos de Operación Conjunta son suscritos entre Ecopetrol y terceros con el fin de compartir el riesgo, conseguir capital, maximizar eficiencia operativa y optimizar la recuperación de reservas. En estas operaciones conjuntas, una parte es designada como operador para ejecutar el presupuesto de gastos e inversión y reportar a los socios del acuerdo al porcentaje de participación. Asimismo, cada una de las partes toma la propiedad de hidrocarburos (crudo o gas) producidos de acuerdo con su participación en la producción.

Cuando Ecopetrol actúa como socio no operador, registra los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos con base en el reporte de los operadores. Cuando Ecopetrol opera directamente los contratos de asociación, registra su porcentaje de activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en las partidas correspondientes a los activos, pasivos, gastos, costos e ingresos.

Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos no corrientes y los grupos de activos para su disposición se clasifican como mantenidos para la venta si sus valores en libros son recuperables a través de una operación de venta y no mediante su uso continuo. Esta condición se considera cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable dentro del período de un año desde la fecha de clasificación y el activo (o grupo de activos para su disposición) está disponible para la venta inmediata en su estado actual. Estos activos son valorados al menor importe entre su valor en libros y el valor razonable, disminuyendo los costos de ventas asociados.

Propiedades, plantas y equipos

Reconocimiento y medición

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos la depreciación acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. Los componentes tangibles de los activos relacionados con recursos naturales y del medio ambiente forman parte de las propiedades, planta y equipo.

Se consideran capitalizables todos los costos directamente atribuibles a la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Compañía. Tales costos principalmente: a) su precio de adquisición, incluidos los aranceles de importación y los impuestos indirectos no recuperables, b) los costos de beneficios a los empleados, que procedan directamente de la construcción o adquisición c) todos los costos directamente atribuibles a la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Gerencia, d) los costos por intereses de préstamos atribuibles a la adquisición o construcción de activos, e) la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y abandono del elemento.

Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se registran como inventarios, y se reconocen como gasto cuando se consumen. Las piezas de repuesto importantes y el equipo de mantenimiento permanente, que la Compañía espera usar durante más de un período, son reconocidos como propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida en el retiro de algún elemento de propiedades, planta y equipo es reconocida en los resultados del periodo respectivo.

Desembolsos posteriores

Corresponden a todos los desembolsos que se realicen sobre activos existentes con el fin de aumentar o prolongar la vida útil inicial esperada, aumentar la productividad o eficiencia productiva, permitir una reducción significativa de los costos de operación, aumentar el nivel de reservas en áreas de explotación o desarrollo o reemplazar una parte o componente de un activo que sea considerado crítico para la operación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. No obstante, los desembolsos asociados a mantenimientos mayores son capitalizados.

Depreciación

Las propiedades, planta y equipo se deprecian siguiendo el método lineal, excepto los asociados a las actividades de Exploración y Producción, los cuales se depreciaron según el método de unidades técnicas de producción. Las vidas útiles técnicas se actualizan anualmente considerando razones tales como: adiciones o mejoras (por reposición de partes o componentes críticos para la operación del activo), avances tecnológicos, obsolescencia u otros factores; el efecto de estos cambios se reconoce a partir del periodo contable en el cual se efectúa. La depreciación de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

La vida útil se define bajo los criterios de utilización prevista del activo, su desgaste físico esperado, la obsolescencia técnica o comercial y los límites legales o restricciones sobre el uso del activo.

Las vidas útiles estimadas oscilan entre los siguientes rangos:

Planta y equipo	7 - 56 años
Ductos, redes y líneas	10 - 53 años
Edificaciones	19 - 72 años
Otros	3 - 38 años

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones y tienen una vida útil indefinida y por tanto no son objeto de depreciación.

Los métodos de depreciación y las vidas útiles son revisados anualmente por parte de las unidades de negocio y ajustados si así se requiere.

Recursos naturales y del medio ambiente

Reconocimiento y medición

Ecopetrol emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 - Exploración y evaluación de recursos minerales.

Costos de exploración

Los costos de adquisición y exploración son registrados como activos de exploración y evaluación en curso hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de no ser exitosa, todos los costos incurridos son reconocidos en resultados.

Los costos de exploración son aquellos incurridos con el objetivo de identificar áreas en las que hay expectativas de la existencia de reservas de crudo y gas, incluyendo costos de geología y geofísica, costos de sísmica, pozos exploratorios, pozos para test estratigráfico de naturaleza exploratoria, entre otros. Los costos de pozos exploratorios se contabilizan como activos hasta que se determine si resultan comercialmente viables y, en caso contrario, se cargan a los gastos de exploración. Otros gastos por exploración se cargan a los gastos de exploración, al momento de incurrirse.

Un activo para exploración y evaluación dejará de ser clasificado como tal cuando la fiabilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral sean demostrables. Antes de proceder a la reclasificación, se evalúa el impairment de los activos y se reconoce cualquier pérdida por impairment de su valor. Se analiza el impairment de los activos para exploración y evaluación cuando los hechos y circunstancias sugieran que el valor en libros puede superar a su valor recuperable.

Costos de desarrollo

Los costos de desarrollo corresponden a aquellos costos incurridos para acceder a las reservas probadas de hidrocarburos y de proporcionar las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, recogida y almacenamiento. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican como recursos naturales y del medio ambiente, los costos posteriores a la etapa de exploración son capitalizados como costos de desarrollo de las propiedades que comprendan tales activos de recursos naturales. Todos los costos de desarrollo se capitalizan, incluidos los costos de perforación sin éxito de pozos de desarrollo.

Costos de producción

Son aquellos incurridos para operar y mantener los pozos productivos así como el equipo e instalaciones correspondientes. La actividad de producción incluye la extracción del crudo y del gas a la superficie, su recolección, tratamiento y procesado y el almacenamiento en el campo. Los costos de producción son gastos en el momento en que se incurren a menos que adicionen reservas, en tal caso son capitalizados.

Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo y hacen parte de las propiedades, planta y equipo sujetos a depreciación.

Los costos capitalizados también incluyen el costo de desmantelamiento, retiro y restauración, así como el valor estimado por obligaciones ambientales futuras. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, son llevados al activo correspondiente.

Los costos capitalizados también incluyen el valor de los ingresos obtenidos neto de los costos por la venta de crudo de pruebas extensas, por cuanto se consideran necesarios para completar el activo.

Amortización

La amortización de los elementos de recursos naturales y del medio ambiente es determinadas según el método de unidades de producción por campo, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas. Los factores de amortización se revisan anualmente, con base en el estudio de reservas y el impacto sobre cambios de dichos factores sobre el gasto por amortización, se reconoce de manera prospectiva en los Estados Financieros desde el último trimestre del año en adelante.

Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva de la Compañía. Las reservas probadas se refieren a las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas por los datos geológicos y de ingeniería que poseen un nivel de recuperación razonable durante los años siguientes frente a las reservas conocidas, bajo las condiciones económicas y de operación vigentes, esto es, con la aplicación de los precios y costos de la fecha en que se hacen los estimados.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible pérdida en su valor recuperable anualmente. Ver política 3.13 – Impairment en el valor de los activos.

Capitalización de costos por préstamos

Los costos por préstamo relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo calificado que requiere un período de tiempo sustancial para estar listo para su uso, se capitalizan como parte del costo de ese activo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros retornen a la Compañía y puedan ser medidos con fiabilidad. Los demás costos por intereses se reconocen como gastos financieros en el período en que se incurren.

Intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida, adquiridos separadamente, son registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. La amortización es reconocida sobre una base de línea recta de acuerdo con sus vidas útiles estimadas. La vida útil estimada y el método de amortización son revisados al final de cada período de reporte, con el efecto de cualquier cambio en la estimación siendo registrada sobre una base prospectiva.

Los desembolsos originados por las actividades de investigación se reconocen como un gasto en el período en el cual se incurren.

Crédito mercantil

El crédito mercantil surge del exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación en los activos netos identificables de las compañías controladas, en la fecha de adquisición. El importe reconocido no se amortiza y se revisa anualmente para analizar posibles pérdidas por impairment.

Arrendamientos

Los arrendamientos se clasifican como financieros cuando los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad. Todos los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Los activos que se mantienen bajo arrendamientos financieros cuando Ecopetrol es arrendatario, se reconocen al menor entre el valor razonable al inicio del arrendamiento y el valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. El pasivo correspondiente al arrendador se incluye en el estado de posición financiera como un pasivo por arrendamiento financiero.

Los pagos por arrendamiento se distribuyen entre los gastos financieros y la reducción de las obligaciones por arrendamiento a fin de alcanzar una tasa de interés constante sobre el saldo remanente del pasivo. Los gastos financieros se cargan directamente a resultados.

Los pagos por rentas de arrendamientos operativos se cargan a resultados empleando el método de línea recta, durante el plazo correspondiente al arrendamiento, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de prorrateo para reflejar más adecuadamente el patrón de los beneficios del arrendamiento para el usuario. Las rentas contingentes se reconocen como gastos en los periodos en los que se incurren.

Impairment en el valor de los activos

Con el fin de evaluar la recuperabilidad de los activos tangibles e intangibles, Ecopetrol compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable por lo menos a la fecha de cierre del período o antes, en caso de identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

Para efectuar el análisis de impairment, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGE. La agrupación de los activos en distintas UGE implica la realización de juicios profesionales y la consideración, entre otros parámetros de los segmentos de negocio. En este sentido, en el segmento de Exploración y Producción, cada UGE corresponde a cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "campos"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios campos son interdependientes entre sí dichos campos se agrupan en una única UGE. En el caso del segmento Refinación y Petroquímica, las UGE corresponden a cada una de las refinerías del grupo y para el segmento de Transporte cada línea es tomada como una UGE independiente.

El valor recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de venta y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la UGE) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por impairment de valor como gasto.

El valor en uso se determina como la suma de los flujos de efectivo futuros descontados ajustados al riesgo estimado. Las estimaciones de los flujos de efectivo futuros utilizados en la evaluación del impairment de los activos se realizan con las proyecciones de los precios de los productos básicos, la oferta y la demanda y los márgenes de los productos. En el caso de los activos o unidades generadoras de efectivo dedicadas a la evaluación y exploración de reservas se consideran las reservas probadas, probables y posibles, considerando un factor de riesgo asociado a las mismas.

Una vez se ha registrado una pérdida por impairment de valor, el gasto por amortización futuro es calculado con base en el valor recuperable ajustado.

Las pérdidas por impairment podrían ser revertidas, excepto los correspondientes a crédito mercantil, únicamente si la reversión está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después que la pérdida por impairment fue reconocida. Estas reversiones no excederán el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que habría sido determinado si el impairment nunca se hubiese reconocido.

En la reclasificación de cualquier activo no corriente, a activos no corrientes mantenidos para la venta, el valor en libros de estos activos también son revisados a su valor razonable menos los costos de venta. Ninguna otra provisión por depreciación, agotamiento o amortización es registrada.

Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando Ecopetrol tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y sea probable que Ecopetrol requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida con fiabilidad. En los casos aplicables, se registran a su valor presente.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son cargados a gastos.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y Ecopetrol tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a la revelación en las notas explicativas cuando es posible la probabilidad de salida de recursos, incluyendo aquellos cuyos valores no pueden estimarse.

Obligación de retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas relacionadas con el retiro de componentes de pozos, ductos, inmuebles y equipo, en su caso, las mismas deben de ser

reconocidas utilizando la técnica de flujos de caja descontados y tomando en consideración el límite económico del campo o vida útil del activo respectivo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación confiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para realizar la mejor estimación.

El valor en libros de la provisión es revisada y ajustada anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del periodo, como gasto financiero.

Impuestos

El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto a la renta por pagar del periodo corriente (incluye, cuando aplique renta y complementarios y renta para la equidad CREE) y el efecto del impuesto diferido en cada periodo.

Impuesto corriente

La Compañía determina la provisión de impuesto de renta y complementarios e impuesto sobre la renta para la equidad CREE, con base en el mayor valor entre la utilidad gravable o la renta presuntiva (La cantidad mínima estimada de rentabilidad que la ley prevé para cuantificar y liquidar el impuesto sobre las ganancias). La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado de resultados integrales, debido a las partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles en diferentes periodos fiscal contable, deducciones tributarias especiales, pérdidas fiscales y partidas contabilizadas que conforme a las normas tributarias aplicables en cada jurisdicción se consideran no gravables o no deducibles.

Impuestos diferidos

El impuesto diferido se reconoce utilizando el método del pasivo, determinado sobre las diferencias temporarias entre las bases fiscales y el importe en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros consolidados. El pasivo por impuesto diferido se reconoce para todas las diferencias fiscales temporarias. El activo por impuesto diferido se reconoce para todas las diferencias temporarias deducibles y pérdidas fiscales por amortizar, en la medida en que resulte probable que la compañía disponga de ganancias fiscales futuras contra las cuales pueda compensar esas diferencias temporarias deducibles.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden empleando las tasas fiscales que se esperan serán aplicables al impuesto de renta durante los años en los cuales las diferencias temporales entre los valores fiscales y contables sean revertidos.

El importe en libros de un activo por impuestos diferidos se somete a revisión al final de cada periodo sobre el que se informe y se reduce, en la medida que estime probable que no se dispondrá de suficiente ganancia fiscal, en el futuro que permita la recuperación total o parcial del activo.

Los impuestos diferidos no son reconocidos cuando surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción (salvo en una combinación de negocios) que, en el momento de la transacción no afecta ni la utilidad contable ni la ganancia fiscal, o en relación con los impuestos sobre las posibles distribuciones futuras de utilidades acumuladas de subsidiarias o inversiones contabilizadas por el método de participación patrimonial, si el momento de la distribución puede ser controlado por Ecopetrol S.A. y es probable que las utilidades retenidas serán reinvertidas por las empresas del grupo y por lo tanto no sean distribuidas a Ecopetrol S.A.

El régimen tributario colombiano no contempla imposición alguna sobre grupos económicos o situaciones financieras consolidadas. No existe obligación de efectuar el cálculo del impuesto diferido a partir de estados financieros consolidados. No obstante, atendiendo los requerimientos de reporte de las NIIF sobre impuestos diferidos, este es calculado como la sumatoria del impuesto calculado en los estados financieros individuales de las compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol más o menos impuestos diferidos sobre combinaciones de negocios, transacciones inter-compañía u otros ajustes a nivel de consolidado.

Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo, el Acuerdo 01 de 1977 y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de las prestaciones legales, los empleados de Ecopetrol tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

Ecopetrol S.A. pertenecía al régimen especial de pensiones. Bajo este régimen las mesadas pensionales están a cargo de la compañía, no a cargo de un Fondo de Pensiones. Sin embargo la Ley 797 del 29 de enero de 2003 estableció que Ecopetrol no pertenecería más a dicho régimen sino que en adelante sus empleados estarían vinculados al Sistema General de Pensiones. En consecuencia los empleados que se jubilaron con Ecopetrol hasta el 31 de julio de 2010 siguen recibiendo mesadas a cargo de Ecopetrol. De igual manera, estos empleados tienen derecho a dicho bono pensional si trabajaron con Ecopetrol antes del 29 de enero de 2003, pero cuyo contrato de trabajo terminó, sin renovación antes de esa fecha.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos a cargo de la Compañía se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante el año.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Compañía hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones.

En el año 2008, Ecopetrol S.A. conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales. La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Los beneficios a empleados se dividen en cuatro grupos así:

a) Beneficios a empleados a corto plazo y post-empleo de aportaciones definidas

Los beneficios a empleados a corto plazo corresponden principalmente a aquellos cuyo pago será totalmente atendido en el término de los doce meses siguientes al cierre del periodo en el cual los empleados han prestado sus servicios. Esto incluye principalmente salarios, cesantías, vacaciones, bonos y otros beneficios.

Los beneficios post-empleo de aportaciones definidas corresponden a los pagos periódicos para cesantías, pensiones, riesgos profesionales que la Compañía realiza a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones.

Los anteriores beneficios se reconocen como un pasivo después de deducir cualquier valor ya pagado.

b) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, la Compañía suministra los beneficios acordados a los empleados actuales y anteriores, y asume los riesgos actuariales y de inversión.

Los siguientes beneficios son clasificados como beneficios definidos de largo plazo registrados en los estados financieros de acuerdo con los cálculos realizados por un actuario independiente:

- Pensiones.
- Servicio médico a familiares.
- Bonos pensionales.
- Plan educativo.
- Cesantías retroactivas.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera en relación con estos planes de beneficios, es el valor presente de la obligación por prestaciones definidas en la fecha del balance, menos el valor razonable de los activos del plan.

La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes con base en el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de las obligaciones por beneficios definidos se determina descontando los flujos de caja futuros estimados utilizando los tipos de interés de mercado, y que tienen unos plazos de vencimiento de los términos de la obligación por pensiones correspondiente.

Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en los supuestos actuariales se reconocen en el patrimonio en el otro resultado integral en el periodo en que se generan.

No existe costo de servicio para el plan de pensiones de los empleados que fueron retirados antes del 31 de julio de 2010. El coste del servicio es generado por los otros beneficios que incluyen los empleados actuales de la Compañía, el cual se reconoce en el resultado del ejercicio, reflejando el aumento de la obligación por planes de beneficios definidos el año en curso, reducción en los beneficios y liquidaciones.

c) Otros beneficios a largo plazo

Los otros beneficios a largo plazo incluyen la prima por quinquenio que hace parte del cálculo actuarial de la compañía. Este beneficio es un bono en efectivo que se acumula sobre una base anual y se paga al final de cada cinco años a los empleados de Ecopetrol S.A. La Compañía reconoce en el resultado del periodo el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficios definido.

d) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación de la relación laboral es reconocido sólo cuando existe un plan detallado para dicho proceso y no exista posibilidad de retirar la oferta. La Compañía reconoce un pasivo y un gasto por beneficios de terminación en la fecha más temprana entre la fecha en donde no se puede retirar la oferta de dichos beneficios o aquella en la que se reconocen los costos de reestructuración.

Estos beneficios no hacen parte del cálculo actuarial de la compañía y corresponden principalmente a las indemnizaciones por retiro.

Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, contados sus riesgos y beneficios. En el caso de productos refinados y petroquímicos, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados por la refinería; posteriormente, son ajustados de acuerdo con los volúmenes efectivamente entregados. Los ingresos por servicios de transporte se reconocen cuando los productos son

transportados y entregados al comprador conforme con los términos de la venta. En los demás casos, los ingresos se reconocen en el momento en que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

En virtud de la normatividad vigente, Ecopetrol S.A. y Refinería de Cartagena S.A. comercializan gasolina regular y ACPM a precio regulado.

De conformidad con el Decreto 1068 de 2015, corresponde al Ministerio de Minas y Energía calcular y liquidar la posición neta semestral de Ecopetrol y para cada combustible a ser estabilizada por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). La posición neta corresponde a la sumatoria de los diferenciales a lo largo del semestre, cuyo resultado será el monto en pesos a favor de las compañías con cargo a los recursos del FEPC. El diferencial corresponde al producto entre el volumen reportado por las Compañías al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes, expresados en pesos, referenciados al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado aplicando la Resolución 18 0522 de 2010 y el precio de referencia es el Ingreso al Productor definido por el Ministerio de Minas y Energía para estos efectos.

Costos y gastos

Los costos y gastos se presentan por función, detallando en las respectivas notas la composición del costo de ventas y los gastos asociados a las actividades de administración, operación, proyectos y otros gastos.

5. NUEVOS ESTÁNDARES Y CAMBIOS NORMATIVOS

Nuevos estándares emitidos por el IASB incorporados al marco contable colombiano

A continuación se detallan algunas normas e interpretaciones emitidas por el IASB que son de aplicación en los ejercicios anuales que comiencen el 1 de enero de 2016 o posteriormente, las cuales, fueron aprobadas por el Gobierno Colombiano mediante los Decretos 2615 del 17 de Diciembre de 2014, 2420 del 13 de diciembre de 2015 y 2496 del 24 de diciembre de 2015:

Normas	Descripción	Entrada en vigencia
NIIF 9 - Instrumentos Financieros	Incluye los requisitos de clasificación y medición, impairment, desreconocimiento y contabilidad de coberturas de instrumentos financieros. Con respecto al impairment de activos financieros, la NIIF 9 requiere un modelo de impairment por pérdida crediticia esperada, en oposición al modelo de impairment por pérdida crediticia incurrida, de conformidad con la NIIF 39. En este evento, no es necesario que ocurra un evento crediticio antes de que se reconozcan las pérdidas crediticias. La Compañía se encuentra evaluando actualmente el impacto de esta NIIF.	1 de enero del 2018

Normas	Descripción	Entrada en vigencia
<p>NIIF 15 - Ingresos procedentes de contratos con clientes</p>	<p>Establece nuevos criterios para la valoración e información de los ingresos de clientes.</p> <p>De acuerdo a esta norma, una entidad contabilizará un ingreso cuando (o siempre que) se satisfaga una obligación de rendimiento, es decir, cuando el “control” de los bienes y servicios basado en una obligación de rendimiento particular es transferido al cliente.</p> <p>La NIIF 15 reemplazará el actual lineamiento de reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 - Ingresos, la NIC 11 - Contratos de Construcción y las interpretaciones relativas en la fecha en que entre en vigencia.</p> <p>A pesar que esta norma se encuentra incorporada al marco contable aceptado en Colombia, su aplicación debe ser evaluada a partir del 1 de enero de 2016 y que no puede ser aplicada de manera anticipada. La Compañía se encuentra evaluando actualmente el impacto de esta NIIF.</p>	<p>1 de enero del 2017</p>
<p>Modificaciones a la NIIF 11 - Acuerdos Conjuntos</p>	<p>El IASB modificó la NIIF 11 con el fin de establecer los lineamientos para contabilizar la adquisición de una operación conjunta que constituya un negocio.</p> <p>La aprobación de esta enmienda podría afectar a la Compañía en caso de que aumente o disminuye su cuota de participación en una operación conjunta existente o invierta en una nueva operación conjunta.</p>	<p>1 de enero del 2016</p>
<p>Modificaciones a la NIC 16 - Propiedad, planta y equipo y la NIC 38 - Activos intangibles</p>	<p>Estas normas aclaran los métodos aceptables de depreciación y amortización. Se prohíbe a las entidades utilizar un método de depreciación basado en el ingreso para partidas de propiedad, planta y equipo y se introducen presunciones legales que afirman que el ingreso no es un principio apropiado para la amortización de un activo intangible.</p> <p>No se espera que la adopción de esta norma tenga un impacto material en la Compañía</p>	<p>1 de enero del 2016</p>
<p>Modificaciones a la NIIF 1 - Presentación de estados financieros</p>	<p>El IASB emitió enmiendas a la NIC 1 - Presentación de Estados Financieros para aclarar los requisitos existentes con la materialidad, orden de las notas, subtotales, políticas contables.</p> <p>No se espera que la adopción de esta enmienda tenga un impacto material en la divulgación de revelaciones de la compañía.</p>	<p>1° de enero del 2016</p>

Otros cambios normativos

En materia de legislación contable colombiana, durante el año 2015 se emitió la siguiente reglamentación con impacto en Ecopetrol:

- El 30 de septiembre de 2015, la Contaduría General de la Nación emitió la Resolución 509 mediante la cual permite a las empresas aplicar la contabilidad de coberturas para instrumentos no derivados a partir de cualquier fecha dentro del periodo de transición o del primer periodo de aplicación de la Normas internacionales de Contabilidad en Colombia, aun cuando no se haya documentado formalmente la relación de cobertura, el objetivo y estrategia de gestión de riesgo.

El alcance de la resolución es la aplicación de la contabilidad de coberturas para cubrir el riesgo de moneda extranjera de un activo o pasivo reconocido, de un compromiso en firme o una transacción altamente probable, siempre que se demuestre que a la fecha en la que se pretende dar inicio a la aplicación de la contabilidad de coberturas, existían la partida o elemento cubierto, el instrumento de cobertura, el riesgo cubierto y que la relación de cobertura ha sido eficaz desde la fecha de inicio y a lo largo de la aplicación de la contabilidad de coberturas.

Esta excepción tendrá lugar únicamente durante el primer periodo de aplicación del marco normativo anexo al Decreto 2784 de 2012. Ecopetrol S.A se acogió a lo establecido en esta resolución y aplicó la contabilidad de coberturas de flujo de efectivo para exportaciones de crudo altamente probables a partir del 1 de enero de 2015. Un detalle de este asunto puede verse en la nota 31 – Gestión de Riesgos.

- En diciembre del 2015, El Gobierno Colombiano emitió los Decretos 2420 y 2496 relacionados con las normas de Contabilidad, de información financiera y aseguramiento de la información, cuyos objetivos fue compilar las normas contables de carácter reglamentario expedidas en desarrollo de la Ley 1314 del 2019.

El decreto 2496 del 2015 contienen el marco técnico normativo contable emitidos en Español por el IASB al 30 de junio del 2014 para la preparación de los estados financieros separados y consolidados las NIIF, con vigencia a partir del 1° de enero del 2016 para el Grupo 1, permitiendo de manera voluntaria su aplicación anticipada.

Mediante Resolución 662 del 30 de diciembre del 2015, La Contaduría General de la Nación, estableció que el nuevo marco normativo de los Decretos 2420 y 2496 del 2015, podrían ser aplicado por las Empresas que sean emisores de valores y cuyos valores se encuentren inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores.

Ecopetrol, en calidad de emisor de valores, optó por aplicar anticipadamente el marco técnico normativo contenido en Anexo 1.1 del decreto 2496 de 2015 en la preparación de estos estados financieros consolidados.

- De acuerdo al concepto de la Contaduría General de la Nación No. 20162000000781 del 18 de enero del 2016, se establece que los impuestos diferidos originados por diferencias de cambio que surjan en la conversión de los Estados Financieros de negocios en el extranjero cuya moneda funcional es distinta a la moneda en la cual se declaran las ganancias o pérdidas fiscales, son no temporarias y por lo tanto, no es procedente el reconocimiento de un impuesto diferido en los estados financieros de dichos negocios en el extranjero.

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

El detalle del efectivo y equivalentes de efectivo comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Bancos y corporaciones	4,483,900	5,117,766	6,362,777
Inversiones financieras de corto plazo	2,065,731	2,499,685	2,441,845
Caja	819	727	468
	<u>6,550,450</u>	<u>7,618,178</u>	<u>8,805,090</u>

El saldo de efectivo y equivalentes incluye recursos restringidos por \$108,348 (Al 31 de diciembre y 1° de enero del 2014 por \$120,545 y \$218,848, respectivamente), relacionados principalmente con recursos para pago exclusivo de capital e intereses de préstamos adquiridos por Oleoducto Bicentenario S.A.S y Oleoducto de los Llanos.

El valor razonable del efectivo y sus equivalentes se aproxima a su valor registrado en libros debido a su naturaleza de corto plazo (menos de tres meses) y su alta liquidez.

7. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

El detalle de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 diciembre 2014	A 1° enero 2014
Corriente			
Cientes			
Exterior	1,126,511	1,718,507	2,934,134
Nacionales	1,731,547	1,261,623	1,162,197
Fondo de estabilización de precios (1)	155,789	750,055	1,058,739
Cuentas por cobrar Over & Under	67,931	202,327	117,186
Entes relacionados (Nota 32)	64,724	75,561	164,711
Cuentas por cobrar a empleados (2)	50,667	50,697	60,138
Servicios industriales	34,987	807	13,004

	A 31 de diciembre 2015	A 31 diciembre 2014	A 1° enero 2014
Deudas de difícil cobro	28,042	9,304	26,944
Deudores varios	195,256	227,976	294,386
Total	3,455,454	4,296,857	5,831,439
Menos - Provisión de cuentas de dudoso recaudo (3)	(28,042)	(9,304)	(26,944)
Total corriente	3,427,412	4,287,553	5,804,495
Parte no corriente			
Cientes			
Nacionales	12,478	11,417	7,314
Exterior	9,746	16,530	2,506
Cuentas por cobrar a empleados (2)	432,450	286,466	244,416
Deudas de difícil cobro	132,364	235,810	227,372
Fondo de estabilización de precios (1)	77,510	77,510	77,510
Deudores varios	52,387	43,481	24,627
Total	716,935	671,214	583,745
Menos - Provisión de cuentas de dudoso recaudo (3)	(132,364)	(235,810)	(227,372)
Total no corriente	584,571	435,404	356,373

- (1) Corresponden a recursos pendientes de pago por parte del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles que surge de los diferenciales de precios regulares de la gasolina y el Diesel de conformidad con la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010. El Ministerio realiza el pago en consideración de la resolución de liquidación de la posición neta a favor de la Compañía para los meses pendientes de pago. Durante el último trimestre del 2015, el Fondo de Estabilización canceló \$853,551 por concepto de las liquidaciones de las posiciones netas a favor de Ecopetrol correspondientes al cuarto trimestre del 2013, primer y segundo trimestre del 2014.
- (2) Ecopetrol S.A. otorgó la administración, manejo y control de los préstamos a los empleados a Cavipetrol, quien administra el detalle por trabajador de dichos préstamos y sus respectivas condiciones.
- (3) El movimiento de la provisión por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar el siguiente:

	A 31 diciembre 2015	A 31 diciembre 2014
Saldo inicial	245,114	254,316
(Recuperaciones) adiciones de provisiones	(74,378)	2,158
Castigo de cartera	(225)	-
Utilización y ajustes por diferencia en cambio	(10,105)	(11,360)
Saldo final	160,406	245,114

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar se aproxima a su valor razonable debido a que su naturaleza es del corto plazo.

8. INVENTARIOS

El detalle de inventarios comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Productos terminados			
Petróleo crudo para comercialización	701,428	611,250	1,019,618
Combustibles y petroquímicos	1,005,293	1,081,467	986,414
Productos comprados			
Petróleo crudo	143,652	224,106	296,289
Combustibles y petroquímicos	30,617	50,571	79,036
Materias primas			
Petróleo crudo para refinación	220,798	174,290	255,748
Combustibles y petroquímicos	44,774	59,079	40,180
Productos en proceso			
Combustibles y petroquímicos	500,192	392,768	496,027
Materiales para producción de bienes y otros	609,743	488,387	486,764
Total	3,256,497	3,081,918	3,660,076
<u>Menos</u> - Provisión de inventarios (1)	(198,539)	(151,997)	(100,490)
Total	3,057,958	2,929,921	3,559,586

(1) El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Saldo inicial	151,997	100,490
Adiciones (recuperaciones) de provisiones	53,205	74,683
Ajuste por conversión	13,670	6,741
Utilización de provisiones	(20,333)	(29,917)
Saldo final	198,539	151,997

Las variaciones en la provisión de inventarios se generan principalmente por ajuste a su valor neto de realización debido a las fluctuaciones en los precios internacionales del crudo y sus derivados.

9. IMPUESTOS

Activos y pasivos por impuestos corrientes

El siguiente es el detalle de activos y pasivos por impuestos corrientes:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Activos por impuestos corrientes			
Impuesto a las ganancias	3,403,190	331,594	132,820
Saldo a favor en impuestos (1)	1,098,544	1,687,472	1,412,715
Total	4,501,734	2,019,066	1,545,535
Pasivos por impuestos corrientes			
Impuesto a las ganancias	2,120,398	1,238,704	1,898,946
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	314,723	269,612	267,459
Otros impuestos por cobrar (2)	368,438	388,622	247,138
Impuesto al patrimonio	-	-	552,927
Total	2,803,559	1,896,938	2,966,470

(1) Incluye principalmente saldos a favor por concepto de impuesto al valor agregado (IVA).

(2) Incluye principalmente saldo por pagar por concepto del impuesto de Industria y Comercio.

Impuesto a las ganancias

Las disposiciones fiscales vigentes aplicables a Ecopetrol establecen que:

- (a) A partir del 1 de enero de 2013, las rentas fiscales en Colombia, se gravan a la tarifa del 25% a título de impuesto de renta y complementarios, 9% a título de impuesto sobre la renta para la equidad "CREE", exceptuando los contribuyentes que por expresa disposición manejen tarifas especiales y al 10% las rentas provenientes de ganancia ocasional, las compañías en zona franca tributan a una tarifa del 15%, y las que no generan renta líquida o la renta líquida es inferior a la presuntiva declaran sobre Renta Presuntiva a una tarifa del 3% sobre el patrimonio.

El 23 de diciembre de 2014, mediante la Ley 1739, se estableció una sobretasa al impuesto sobre la renta para la equidad – CREE para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la cual es responsabilidad de los sujetos pasivos de este tributo y aplicará a una base gravable superior a \$800 millones, a las tarifas de 5%, 6%, 8% y 9% por año, respectivamente.

El grupo Ecopetrol tiene empresas que liquidan sobre Renta Líquida con tarifa del método ordinario al 39%, compañías en Zona Franca, las cuales tributan con tarifa del 15%, otras que liquidan por renta presuntiva en Colombia y otras con rentas del exterior con tarifas de otros países.

- (b) A partir del año gravable 2007 y únicamente para efectos fiscales, los contribuyentes podrán reajustar anualmente el costo de los bienes muebles e inmuebles que tengan carácter de activos fijos. El porcentaje de ajuste será el que fije la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales mediante resolución.
- (c) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, Bioenergy, Bioenergy Zona Franca y Refinería de Cartagena compañías que hacen parte del grupo presentan pérdidas fiscales por compensar por valor neto de \$1,524,148 y \$1,466,326, respectivamente, originadas entre los años 2009 y 2015. De acuerdo con las normas fiscales vigentes las pérdidas fiscales originadas a partir del año gravable 2007 podrán ser compensadas, reajustadas fiscalmente, sin limitación porcentual, en cualquier tiempo, con las rentas líquidas ordinarias sin perjuicio de la renta presuntiva del ejercicio. Las pérdidas de las sociedades no serán trasladables a los socios.

Las pérdidas fiscales sin fecha de expiración ascienden a \$1,524,148 con un impuesto diferido de \$238,193, atribuibles a la Refinería de Cartagena, Bioenergy y Bioenergy Zona Franca.

A partir del año 2015, de conformidad con lo establecido por la Ley 1739 de diciembre de 2014, las pérdidas fiscales y excesos de base mínima podrán ser compensados con rentas futuras originadas en el impuesto sobre la renta para la equidad CREE, considerando las mismas reglas previstas para el impuesto sobre la renta y complementarios.

Gasto por impuesto a las ganancias

El siguiente es un detalle del impuesto a las ganancias reconocidos en el resultado por los años finalizados el 31 de diciembre del:

	2015	2014
Impuesto corriente	3,510,545	6,389,978
Impuesto diferido	(2,903,978)	(1,620,877)
Total gasto de impuesto a las ganancias	606,567	4,769,101

Conciliación del gasto por impuesto a las ganancias

La conciliación entre el gasto por impuesto a las ganancias y el impuesto determinado con base en la tarifa legal aplicable a la compañía en Colombia es la siguiente:

	2015	2014
(Pérdida) utilidad antes de impuestos	(2,476,279)	11.117.657
Tasa de renta nominal	39%	34%
Impuesto de renta a tasa nominal	(965,749) 39%	3,780,003 34%

Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:

Ajuste por diferencial de tasa y bases gravables	1,005,656	(40.6)%	(151,244)	(1.4)%
--	-----------	---------	-----------	--------

	2015		2014	
Impuesto a la riqueza	253,422	(10.2)%	-	0.0%
Ajustes por conversión y diferencia en cambio	125,915	(5.1)%	(77,856)	(0.7)%
Gastos no deducibles	155,249	(6.3)%	378,218	3.4%
Eliminación por valoración de inversiones	48,129	(1.9)%	(69,720)	(0.6)%
Ajuste por diferencia en cambio inversiones permanentes	-	0.0%	991,748	8.9%
Ingresos no gravados	(19,986)	0.8%	(17,352)	(0.2)%
Otros	3,931	(0.2)%	(64,696)	(0.6)%
Impuesto de renta calculado	606,567	(24.5)%	4,769,101	47.9%
Corriente	3,510,545		6,389,978	
Diferido	(2,903,978)		(1,620,877)	
	<u>606,567</u>		<u>4,769,101</u>	

La tasa efectiva al 31 de diciembre de 2015 es -24.5% (2014 - 47.9%). La disminución frente al año anterior se debe principalmente a los siguientes conceptos: a) La pérdida consolidada, b) La existencia en 2015, de impuesto a la riqueza que no es deducible c) El ajuste por diferencial de tasas de tributación del grupo diferente al nominal del 39%, donde el rubro más significativo lo constituye el impuesto diferido activo por amortizar a largo plazo, con una tarifa de 5% menor a la tasa nominal.

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables 2011 a 2014 y CREE de los años gravables 2013 y 2014 se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias. La administración de las Compañías del Grupo consideran que las sumas contabilizadas como pasivo por impuestos por pagar son suficientes y se encuentran soportadas en la normatividad, doctrina y jurisprudencia vigente para atender cualquier reclamación que se pudiera establecer con respecto a tales años. La Compañía tiene por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias.

Impuesto sobre las ganancias diferido

El siguiente es el detalle del saldo impuesto sobre la renta diferido:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Activo por impuesto diferido	7,961,968	4,092,443	3,979,165
Corto plazo	1,171,911	692,134	928,955
Largo plazo	6,790,057	3,400,309	3,050,210
	<u>7,961,968</u>	<u>4,092,443</u>	<u>3,979,165</u>
Pasivo por impuesto diferido	3,303,004	3,083,698	4,202,493
Corto plazo	79,308	101,857	132,529
Largo plazo	3,223,696	2,981,841	4,069,964
	<u>3,303,004</u>	<u>3,083,698</u>	<u>4,202,493</u>
Total de impuesto diferido, neto	4,658,964	1,008,745	(223,328)

Los activos y pasivos por impuestos diferidos fueron calculados considerando las tasas aplicables a la fecha de amortización según la normatividad fiscal vigente aplicable a cada compañía del grupo empresarial (ver política contable en numeral 4.14).

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos, neto es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Equivalentes de efectivo	(208)	39,000	-
Goodwill	(113,403)	(466,822)	(305,680)
Inversiones permanentes	97	349	501
Derivados de cobertura	41,439	53,047	-
Inversiones temporales	1,159	(544)	-
Cuentas y documentos por cobrar	(57,660)	105,166	112,117
Inventarios	56,324	140,673	(270,914)
Propiedad, planta y equipo (1)	3,307,046	(223,406)	(757,526)
Recursos naturales y del medio ambiente (1)	(818,098)	(785,338)	(1,864,107)
Activos intangibles	8,838	5,853	(4,950)
Cargos diferidos	89,435	36,769	551,106
Gastos Pagados por Anticipado	-	-	-
Leasing	(57,336)	(4,384)	(604)
Obligaciones financieras	(540,812)	(303,456)	(273,099)
Cuentas por pagar	726,256	111,300	504,816
Impuestos, contribuciones y tasas x pagar	854	684	(18)
Obligaciones laborales (2)	(45,017)	352,720	469,633
Pasivos estimados y provisiones	1,824,844	1,717,536	1,372,375
Ingresos diferidos	-	826	(4,486)
Otros	(2,987)	1,694	7,098
Pérdidas fiscales	238,193	227,078	202,240
Excesos de renta presuntiva	-	-	38,170
Total	4,658,964	1,008,745	(223,328)

(1) Para propósitos fiscales, los recursos naturales y del medio ambiente y la Propiedad, planta y equipo tienen una vida útil y una metodología de capitalización diferente a las que se determinan bajo normas contables internacionales. Esta diferencia se traduce en una base de amortización y depreciación diferente para efectos contables y fiscales.

(2) Impuesto diferido generado por la diferencia en valoración del pasivo por cálculo actuarial.

Los movimientos del impuesto diferido a las ganancias por los años terminados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 es el siguiente:

	2015	2014
Saldo inicial	1,008,745	(223,328)
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	2,903,978	1,620,877
Impuesto diferido reconocido otros resultados integrales (a)	746,241	(388,804)
Saldo final	<u>4,658,964</u>	<u>1,008,745</u>

(a) La siguiente es la composición del impuesto a las ganancias registrado contra otros resultados integrales

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2015

2015	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados (1)	(2,128,184)	723,582	(1,404,602)
Instrumentos financieros derivados (2)	100,134	(40,051)	60,083
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo (2)	3,858,506	(1,426,402)	2,432,104
Otros (2)	-	(3,369)	(3,369)
	<u>1,830,456</u>	<u>(746,240)</u>	<u>1,084,216</u>

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2014

2014	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados (1)	(1,126,959)	383,166	(743,793)
Otros (2)	-	5,638	5,638
	<u>(1,126,959)</u>	<u>388,804</u>	<u>(738,155)</u>

(1) Correspondiente a impuesto diferido.

(2) Correspondiente a impuesto corriente.

Precios de transferencia

Los contribuyentes del impuesto sobre la renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y/o ubicados en zona franca o con residentes ubicados en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, y sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones el principio de plena competencia.

Las Compañías obligadas presentaron sus declaraciones informativas de precios de transferencia del año gravable 2014 y su correspondiente documentación comprobatoria.

Impuesto a la riqueza

Por el año gravable 2015, las transacciones efectuadas con vinculados económicos del exterior, así como las condiciones de negocio bajo las cuales se desarrollaron tales operaciones y la estructura general, no variaron significativamente respecto del año anterior. Por esta razón, es posible inferir que dichas transacciones fueron llevadas a cabo de acuerdo con el principio de plena competencia. Se estima que no se requerirán ajustes derivados del análisis de precios de transferencia del año 2015, que impliquen modificaciones en la provisión de renta del año gravable 2015.

Mediante la Ley 1739 del año 2014, se estableció el impuesto a la riqueza cuyo hecho generador es la posesión de la misma al primero de enero de los años 2015, 2016 y 2017, a cargo de los contribuyentes del impuesto a la renta. Al 31 de diciembre de 2014, las condiciones para determinar el impuesto a la riqueza a pagar en el año 2015 fueron las siguientes:

Rango patrimonial	Tarifa
>0 < 2,000,000	(Base gravable)* 0.20%
>= 2,000,000 < 3,000,000	(Base gravable- 2,000,000,000) *0.35%+4,000,000
>= 3,000,000 < 5,000,000	(Base gravable- 3,000,000,000) *0.75%+ 7,500,000
>= 5,000,000	(Base gravable- 5,000,000,000) *1.15% + 22,500,000

Base gravable = patrimonio fiscal

Durante el año 2015, el impuesto a la riqueza a cargo cancelado por el grupo empresarial ascendió a \$649,800, el cual se reconoció como gasto del ejercicio y fue cancelado en su totalidad en dicho año.

10. INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO MEDIDOS A VALOR RAZONABLE

El detalle de activos no corrientes mantenidos para la venta comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Instrumentos de patrimonio			
Empresa de Energía de Bogotá (1)	434,870	1,072,867	968,735
Interconexión Eléctrica S.A (2)	478,618	508,599	536,298
	913,488	1,581,466	1,505,033

(1) Mediante el Decreto 2305 del 13 de noviembre del 2014, la Compañía obtuvo las autorizaciones por parte del Gobierno Nacional para comenzar el programa de enajenación de la participación accionaria en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.

Como consecuencia de lo anterior, el 27 de julio del 2015, se llevó a cabo la enajenación de 352,872,414 acciones en la Empresa de Energía de Bogotá a un precio de venta de \$1,740 por acción. El monto de la operación fue de \$613,998. Con el fin de continuar con el proceso de venta, Ecopetrol está facultado para adelantar hasta tres subastas adicionales, en la oportunidad y forma señaladas en el inicio de la segunda etapa de enajenación.

Al 31 de diciembre del 2015, la participación accionaria corresponde a 278,225,586 acciones equivalente al 3.03% de las acciones suscritas y pagadas. Al 31 de diciembre y 1° de enero del 2014 la participación de la Compañía ascendía a 631,098,000 acciones equivalentes al 6.87% de las acciones suscritas y pagadas.

(2) El 13 de abril de 2015, como parte de la Ley 226 de 1995, el Gobierno Nacional emitió concepto favorable al programa de enajenación de la participación accionaria que tiene Ecopetrol S.A. en Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., acogiendo la recomendación de la Junta Directiva de Ecopetrol. La participación accionaria en Interconexión Eléctrica S.A. ESP. asciende a 58,925,480 acciones (equivalentes al 5.32% de las acciones suscritas y pagadas).

Los recursos de la enajenación en las anteriores compañías serán utilizados para financiar el plan de inversiones de la Compañía.

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Saldo inicial	1,581,466	1,505,033
Ajuste al valor razonable	(106,911)	76,433
Producto de la venta de acciones	(613,998)	-
Utilidad en la venta de acciones	52,931	-
Saldo final	<u>913,488</u>	<u>1,581,466</u>

Estos instrumentos de patrimonio se encuentran medidos a su valor razonable con cambios en el otro resultado integral. Su nivel de jerarquía es 1, utilizando como referencia para ello el precio de cotización en la Bolsa de Valores de Colombia.

Los correspondientes saldos al 1 de enero del 2014, fueron reclasificados para propósitos comparativos con los saldos al 31 de diciembre del 2015 y 2014.

11. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

El detalle de otros activos financieros comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Activos medidos a valor razonable con cambio a resultados			
Títulos emitidos por:			
Gobierno de Estados Unidos	895,425	257,697	271,525
Entidades financieras	323,939	610,677	711,418
Gobierno Colombiano	228,148	271,252	92,969
Empresas patrocinadas por el gobierno	91,303	261,896	204,258

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Empresas privadas o economía mixta	36,844	27,138	62,238
	1,575,659	1,428,660	1,342,408
Activos medidos a costo amortizado			
Títulos emitidos por el Gobierno Colombiano	3,994	14,080	568,397
Otros activos financieros	5,370	39,079	140,828
	9,364	53,159	709,225
Instrumentos de cobertura	356	-	-
Total	1,585,379	1,481,819	2,051,633
Corriente	329,227	817,977	1,547,133
No corriente	1,256,152	663,842	504,500
	1,585,379	1,481,819	2,051,633

Restricciones

El portafolio de inversión en títulos Incluye recursos restringidos conformados por inversiones de renta fija, constituidas atendiendo las sentencias judiciales relacionadas con el proceso de Derecho Comunerros - Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar Ecopetrol, originados en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15A, 16 y 16A, declarados nulos de oficio por el Consejo de Estado en sentencia de 13 de septiembre de 1999. La siguiente es la composición:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Títulos emitidos por:			
Gobierno de Estados Unidos	461,566	148,230	19,175
Gobierno Colombiano	129,261	114,966	71,241
Empresas patrocinadas por el gobierno	52,568	137,276	162,129
Empresas privadas o economía mixta	28,560	22,603	52,957
Entidades financieras	27,877	125,338	65,889
	699,832	548,413	371,391

Vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los otros activos financieros:

	Activos sin restricción	Activos con restricción	Total
Menor a un año	292,155	37,072	329,227
Entre un año y 2 años	358,844	380,493	739,337
Entre 2 y 5 años	224,798	245,577	470,375
Mayor a 5 años	9,750	36,690	46,440
	885,547	699,832	1,585,379

Valor razonable

La clasificación de los otros activos financieros registrados a valor razonable es la siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Jerarquía valor razonable			
Nivel 1	79,536	257,697	149,643
Nivel 2	1,496,123	1,170,963	1,192,765
Total	1,575,659	1,428,660	1,342,408

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los periodos.

Los títulos del portafolio de Ecopetrol se valoran de manera diaria siguiendo lo estipulado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Para lo anterior, se utiliza la información provista por entidades autorizadas para dicho fin, las cuales recogen los datos de mercados activos. Para aquellos casos en los cuales no se cuenta con datos de mercado, se recurre a otros datos observables directa o indirectamente.

Para las inversiones denominadas en dólares, se tienen como proveedores de información a JP Morgan, Bloomberg, Merrill Lynch e Infovalmer. Para las inversiones denominadas en pesos, se cuenta exclusivamente con el proveedor Infovalmer, entidad autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para la prestación de este servicio.

Para el proceso de jerarquización de las inversiones, aparte de la información utilizada para la valoración, se tienen en cuenta otros aspectos relevantes tales como la calificación del emisor, clasificación de la inversión y análisis de riesgos del emisor realizado por Ecopetrol, lo que permite llegar a la clasificación de nivel de jerarquía adecuada de las inversiones.

12. OTROS ACTIVOS

El detalle de otros activos comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Corto plazo			
Asociados operaciones conjuntas (Nota 33)	431,523	761,703	383,233
Anticipos a contratistas y proveedores	370,269	323,370	330,803
Gastos pagados por anticipado	226,842	259,360	181,279
Otros anticipos y convenios	33,022	31,345	20,010
Entes relacionados (Nota 32)	28,668	9,338	15,558
Total corto plazo	1,090,324	1,385,116	930,883

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Largo plazo			
Gastos pagados por anticipado	282,373	290,592	176,829
Depósitos judiciales	146,701	86,485	59,827
Depósitos entregados en administración (1)	125,720	460,335	460,470
Beneficios a empleados	91,625	153,862	142,077
Bienes en dación de pago	38,731	38,758	58,477
Estudios y proyectos	28,894	18,834	10,756
Fondos para abandono de instalaciones	27,211	22,756	19,403
Anticipos, avances y depósitos	18,405	16,626	11,660
Otros activos	6,720	2,468	1,557
Total largo plazo	766,380	1,090,716	941,056
Total	1,856,704	2,475,832	1,871,939

(1) El saldo al 31 de diciembre del 2015, incluye principalmente depósitos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera - FAEP a favor de Ecopetrol para atender el remanente del Fondo Nacional de Regalías. Este tiene como destino exclusivo el pago de deudas y la financiación de proyectos y programas de desarrollo de los municipios y departamentos productores y no productores de hidrocarburos.

Al cierre del 2015, los recursos de pensión administrados por la Fiduciaria Bancolombia equivalentes a \$ 342,951, provenientes de la terminación del contrato de Asociación Cravo Norte con Occidental de Colombia, fueron restituidos a Ecopetrol S.A., toda vez que la obligación pensional proveniente de dicho contrato, se encuentra respaldada por los patrimonios autónomos pensionales descritos en la nota 22 - Provisiones por Beneficios a empleados.

13. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y SUS PASIVOS ASOCIADOS

Durante el último trimestre del 2015, bajo el marco del plan de desinversiones del grupo empresarial, se inició el proceso para la venta de los activos de los campos La Hocha y La Cañada, donde Hocol S.A. tiene una participación. El Grupo tiene la intención de vender estos activos en el transcurso de los próximos 12 meses. La Compañía espera que el valor razonable menos costo de ventas de estos activos será mayor al importe en libros total de los activos y pasivos relacionados.

El detalle de activos de estos campos es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Planta y equipo	201,466	1,318	1,318
Ductos, redes y líneas	34,179	-	-

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Edificaciones	4,700	41	41
Otros activos	2,400	3	3
	242,745	1,362	1,362

El detalle de los pasivos asociados a los activos mantenidos para la venta asciende a \$17,628 y corresponden principalmente a los costos de abandono y compromisos ambientales de dichos activos.

El resultado asociado a dichos activos no corrientes mantenidos para la venta por durante el año 2015 es el siguiente:

	A 31 de diciembre
	2015
Ingresos	52,335
Costo de venta	(97,880)
Perdida bruta	(45,545)
Gastos de operación	(120,104)
Resultado financiero, neto	10,807
Perdida antes de impuestos	(154,843)
Impuesto de renta	(8,017)
Resultado integral	(162,859)

14. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

Información sobre inversiones en compañías

El detalle de las participaciones en compañías subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Inversiones en negocios conjuntos			
Equion Energía Limited	1,628,210	1,479,470	1,706,354
Ecodiesel Colombia S.A.	37,161	29,908	25,343
	1,665,371	1,509,378	1,731,697
Menos- Impairment			
Equion Energía Limited	(370,532)	-	-
	1,294,839	1,509,378	1,731,697

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Inversiones en asociadas			
Offshore International Group	1,097,929	1,017,410	879,621
Invercolsa S.A.	61,503	56,742	109,664
Serviport S.A.	8,490	8,445	8,445
Sociedad Portuaria Olefinas	649	649	649
	1,168,571	1,083,246	998,379
Menos Impairment:			
Offshore International Group	(530,350)	(114,734)	-
Serviport S.A.	(1,126)	(1,126)	(1,126)
	637,095	967,386	997,253
	1,931,934	2,476,764	2,728,950

El detalle sobre estas participaciones acerca de su actividad económica, domicilio, área de operación e información financiera de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos se encuentra en el Anexo I.

El siguiente es el movimiento de las inversiones en compañías:

Por el año terminado el 31 de diciembre del 2015

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo inicial	967,386	1,509,378	2,476,764
Método de participación:			
Resultado del periodo	(72,794)	107,915	35,121
Ajuste por conversión	199,301	339,288	538,589
Dividendos decretados	(41,182)	(291,210)	(332,392)
Impairment	(415,616)	(370,532)	(786,148)
Saldo final	637,095	1,294,839	1,931,934

Por el año terminado el 31 de diciembre del 2014

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo inicial	997,253	1,731,697	2,728,950
Método de participación:			
Resultado del periodo	30,485	148,814	179,299
Ajuste por conversión	135,882	214,382	350,264
Dividendos decretados	(81,500)	(585,515)	(667,015)
Impairment	(114,734)	-	(114,734)
Saldo final	967,386	1,509,378	2,476,764

Durante el año 2014, la junta directiva de Ecopetrol S.A. autorizó la constitución de una nueva compañía colombiana con una participación indirecta del 100%, cuyo objeto será el desarrollo de las actividades costa afuera en Colombia, que actualmente tiene Ecopetrol en calidad de operador y no operador, y aprovechar los beneficios del Decreto 2682/14, "Por el cual se establecen condiciones y requisitos para la declaratoria de existencia de Zonas Francas Permanentes costa afuera". Al 31 de diciembre del 2015, se encontraba pendiente el trámite legal para formalizar la constitución de dicha subsidiaria

No se presentaron movimientos adicionales en las participaciones de compañías durante el 2015.

Impairment sobre el valor de las inversiones en compañías

Las inversiones en asociadas y negocios conjuntos del grupo son registradas a través del método de participación. A través de éste, Ecopetrol considera que se reconocen los impairment de activos que hayan surgido en el periodo en dichas compañías. Sin embargo, una vez aplicado el método de participación, Ecopetrol evalúa si existe alguna evidencia objetiva de que se ha deteriorado el valor de su inversión en dichas compañías, en especial, aquellas que fueron adquiridas con goodwill, utilizando como base su valor de uso, el cual implica su valoración por flujo de caja libre descontado.

Las compañías sobre las cuales Ecopetrol evaluó la existencia objetiva de indicios de impairment, una vez aplicado el método de participación, fueron Equion Energía Limited y Offshore International Group. Los supuestos utilizados en la determinación del valor en uso de estas compañías son los descritos en la nota 18 – Impairment sobre el valor de los activos, para compañías del Segmento Producción y Exploración.

Como resultado de lo anterior, la compañía reconoció un impairment en el valor de sus inversiones en compañías así:

Compañía	Valor
Equion Energía Limited	370,532
Offshore International Group	(415,616)
	(786,148)

El impairment obedece principalmente al actual contexto económico adverso del sector de hidrocarburos que trae como consecuencia una reducción del pronóstico del precio del petróleo y un aumento en el riesgo de mercado y país reflejado en la tasa de descuento.

Restricciones sobre inversiones en compañías

El número de acciones que posee la Ecopetrol en Invercolsa S.A. ha sido objeto de una disputa legal con otro accionista de esta compañía. Las decisiones de los tribunales fallaron a favor de Ecopetrol en una decisión judicial del 2011, en el cual se determinó

324 millones de acciones, equivalentes al 11,58% del capital social de Invercolsa, debían ser devueltos a Ecopetrol. Como resultado, el porcentaje de participación en dicha compañía es del 43,35%. Los dividendos pagados en relación con las acciones devueltas a Ecopetrol están siendo objeto de controversia, así como la propiedad de las acciones que constituyen 8,53% de Invercolsa

Sobre el proceso jurídico de Invercolsa S.A. se destaca lo siguiente: se encuentra pendiente que la Sala Civil de la Corte Suprema de Justicia disponga sentencia que defina los recursos extraordinarios de casación interpuestos por AFIB S.A. y Fernando Londoño Hoyos en contra de la sentencia del Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá, Sala Civil, el 11 de enero de 2011 y mediante la cual confirmó la sentencia de primera instancia proferida por el Juzgado 28 Civil del Circuito de Bogotá del 8 de febrero de 2007, trámite en el cual ya se surtieron todos los alegatos y traslados para que la Corte decida, sin embargo el Magistrado Ponente ya no hace parte de la Corte Suprema y se está en trámite el reemplazo del mismo para que continúe con la ponencia del proceso.

Se precisa que la sentencia del Tribunal Superior de Bogotá, objeto de casación del 11 de enero de 2011, declaró la nulidad absoluta de la compra de las 145 millones de acciones de Invercolsa efectuada por Fernando Londoño Hoyos, ii) Declaró a Ecopetrol y otras, propietarias y poseedoras de las 145 millones de acciones. iii) Ordenó inscribir en el libro de accionistas la cancelación de dicha adquisición, incluyendo la prenda a favor de los Bancos del Pacífico Colombia y Panamá, así como la dación de las acciones de Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana S.A., iv) Condenó a Fernando Londoño Hoyos y a AFIB a restituir a Ecopetrol los dividendos recibidos de Invercolsa, junto con las nuevas acciones recibidas por concepto de utilidades y/o revalorizaciones. v) Declaró que Fernando Londoño Hoyos no adquirió ni fue poseedor de buena fe de las 145 millones de acciones de Invercolsa, por consiguiente no puede repetir contra las demandantes por la cantidad que pagó como precio de dichas acciones. vi) Ordenó a Invercolsa ajustar su funcionamiento y su Asamblea a las declaraciones efectuadas en el fallo. vii) Absolvió a las demandadas Invercolsa, Corredor y Albán. viii) Condenó en costas a Fernando Londoño y a Ecopetrol respecto de las absueltas.

Información adicional sobre compañías asociadas y negocios conjuntos

El detalle de activos, pasivos y resultados de las principales inversiones en asociadas y negocios conjuntos es el siguiente:

	31 de diciembre del 2015		31 de diciembre del 2014		1° de enero del 2014	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de situación Financiera						
Activo corriente	854,445	310,677	1,052,893	350,969	1,900,976	386,259
Activo no corriente	2,261,103	2,089,841	2,029,038	1,893,416	1,615,375	1,663,224
Total activo	3,115,548	2,400,518	3,081,931	2,244,385	3,516,351	2,049,483
Pasivo corriente	549,281	477,611	815,463	511,918	793,321	562,447
Pasivo no corriente	110,352	409,946	92,259	380,543	113,890	410,689
Total Pasivo	659,633	887,557	907,722	892,461	907,211	973,136
Patrimonio	2,455,915	1,512,961	2,174,209	1,351,924	2,609,140	1,076,347

	31 de diciembre del 2015		31 de diciembre del 2014		1° de enero del 2014	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Otra información complementaria						
Efectivo y equivalentes de efectivo	340,797	25,760	470,710	63,858	155,479	47,112
Pasivos financieros corrientes (Préstamos)	423,132	337,506	690,741	334,944	737,610	307,329
Pasivos financieros no corrientes (Préstamos)	751	33,025	447	35,046	3,817	115,999

	Por los años finalizados el 31 de diciembre de			
	2015		2014	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group *	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de resultados Integrales				
Ingresos de actividades ordinarias	1,218,796	463,660	1,261,578	199,316
Costos	(958,467)	(654,095)	(602,751)	(137,654)
Gastos de administración y otros	(74,258)	(128,895)	(16,323)	(51,937)
Resultado financiero	37,970	(8,528)	34,115	(815)
Impuesto de Renta	(48,814)	90,294	(393,100)	(5,097)
Resultado del ejercicio	175,227	(237,564)	283,519	3,813

A continuación se presenta una conciliación entre el patrimonio de las participaciones más significativas y el valor en libros en las inversiones:

	31 de diciembre del 2015		31 de diciembre del 2014		1° de enero del 2014	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Patrimonio de la compañía	2,455,915	1,512,961	2,174,209	1,351,924	2,609,140	1,076,347
Ajuste utilidades no realizadas	-	-	(9,940)	-	-	-
Patrimonio ajustado	2,455,915	1,512,961	2,164,269	1,351,924	2,609,140	1,076,347
% Participación de Ecopetrol	51%	50%	51%	50%	51%	50%
Participación en patrimonio	1,252,519	756,482	1,103,777	675,962	1,330,661	538,173
Más: Crédito mercantil	5,159	-	375,693	341,448	375,693	341,448
Menos: Impairment Inversión	-	(188,903)	-	-	-	-
Valor en libros de la inversión	1,257,678	567,579	1,479,470	1,017,410	1,706,354	879,621

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

El movimiento de propiedades, planta y equipo por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014, con sus correspondientes depreciaciones e impairment, ha sido el siguiente:

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre del 2014	16,109,035	19,938,115	24,009,694	5,199,417	3,614,237	3,135,873	72,006,371
Adquisiciones	2,720,120	2,213,663	2,446,904	755,565	112,972	299,709	8,548,933
Aumento costos de abandono	242,815	(115,608)	14,184	-	-	-	141,391

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Intereses financieros capitalizados	-	-	553,061	-	-	-	553,061
Diferencia en cambio sobre préstamos capitalizada	-	-	36,226	-	-	-	36,226
Bajas por retiro o venta	(94,227)	(187,964)	(32,842)	(5,060)	(9,786)	(70,445)	(400,324)
Ajuste por conversión	7,046,431	2,526,312	(1,793,345)	258,070	354,898	190,381	8,582,747
Otros (reclasificaciones)	11,336,048	2,481,567	(14,293,131)	271,364	(3,370)	98,280	(109,242)
Saldo al 31 de diciembre del 2015	37,360,222	26,856,085	10,940,751	6,479,356	4,068,951	3,653,798	89,359,163
Depreciación acumulada y pérdida por impairment							
Saldo al 31 de diciembre del 2014	(7,446,991)	(6,071,305)	(1,209,229)	(1,146,453)	(70,332)	(397,054)	(16,341,364)
Depreciación del periodo	(1,168,864)	(1,300,687)	-	(329,396)	-	(124,309)	(2,923,256)
Pérdidas por impairment (Nota 18)	(3,871,363)	(827,700)	860,769	(187,614)	(13,689)	(105,157)	(4,144,754)
Bajas por retiro o venta	75,305	90,389	-	4,208	-	64,283	234,185
Ajuste por conversión	(219,358)	(481,180)	(404,872)	(37,259)	-	(10,491)	(1,153,160)
Otros (reclasificaciones)	(838,478)	18,110	733,766	(2,277)	70,332	18,547	-
Saldo al 31 de diciembre del 2015	(13,469,749)	(8,572,373)	(19,566)	(1,698,791)	(13,689)	(554,181)	(24,328,349)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2015	23,890,473	18,283,712	10,921,185	4,780,565	4,055,262	3,099,617	65,030,814

(1) En octubre de 2015, entró en operación el proyecto de la Refinería de Cartagena. Parte de la inversión en este proyecto que se habían acumulado en Construcciones en curso (\$13,853,231) fueron reclasificados a las diferentes clases de activos fijos, para iniciar su depreciación.

El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 2015, incluye principalmente inversiones realizadas para los proyectos de desarrollo de los campos Castilla, Rubiales, Chichimene, y los proyectos de modernización de la Refinería de Barrancabermeja y el plan maestro de servicios industriales.

ESTADOS
FINANCIEROS

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 1° de enero del 2014	14,458,014	16,516,463	17,427,438	3,894,171	3,438,685	2,784,635	58,519,406
Adquisiciones	1,257,314	1,783,076	4,225,263	911,098	129,121	617,696	8,923,568
Intereses financieros capitalizados	-	-	432,307	-	-	25,558	457,865
Diferencia en cambio capitalizada sobre préstamos	-	-	52,755	-	-	-	52,755
Bajas por retiro o venta	(187,009)	(70,256)	(30,907)	(18,425)	(24,001)	(228,852)	(559,450)
Ajuste por conversión	583,293	788,499	2,867,952	87,352	218,064	67,067	4,612,227
Otros (reclasificaciones)	(2,577)	920,333	(965,114)	325,221	(147,632)	(130,231)	-
Saldo al 31 de diciembre del 2014	16,109,035	19,938,115	24,009,694	5,199,417	3,614,237	3,135,873	72,006,371
Depreciación acumulada y pérdida por impairment							
Saldo al 1° de enero del 2014	(6,241,195)	(4,585,338)	-	(758,753)	-	(334,703)	(11,919,989)
Depreciación del periodo	(1,027,774)	(1,191,217)	-	(368,919)	-	(111,700)	(2,699,610)
Pérdidas por impairment (Nota 18)	(78,946)	(85,483)	(1,209,229)	(11,684)	(70,332)	(36,135)	(1,491,809)
Bajas por retiro o venta	160,868	28,193	-	4,047	-	66,627	259,735
Ajuste por conversión	(262,762)	(196,566)	-	(21,007)	-	(9,356)	(489,691)
Otros (reclasificaciones)	2,818	(40,894)	-	9,863	-	28,213	-
Saldo al 31 de diciembre del 2014	(7,446,991)	(6,071,305)	(1,209,229)	(1,146,453)	(70,332)	(397,054)	(16,341,364)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2014	8,662,044	13,866,810	22,800,465	4,052,964	3,543,905	2,738,819	55,665,007

(1) Incluye principalmente inversiones realizadas en la modernización de la planta de Refinería de Cartagena por \$16,888,232 (1° de enero del 2014 - \$10,322,246) y proyectos de plan de perforación en Ecopetrol por \$5,736,860 (1° de enero del 2014 \$4,943,214).

16. RECURSOS NATURALES Y DEL MEDIO AMBIENTE

El movimiento de recursos naturales y del medio ambiente por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014, con sus correspondientes agotamientos e impairment ha sido el siguiente:

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso (1)	Total
Costo.				
Saldo al 31 de diciembre del 2014	37,168,922	1,895,149	6,114,019	45,178,090
Aumentos	5,776,253	9,520	1,070,988	6,856,761
Disminución costos de abandono	-	(139,670)	-	(139,670)
Bajas por retiro o venta	(13,475)	-	(56,962)	(70,437)
Pozos secos (2)	-	-	(1,266,440)	(1,266,440)
Intereses financieros capitalizados	-	-	191,365	191,365
Diferencia en cambio capitalizada sobre préstamos	-	-	39,416	39,416
Ajuste por conversión	1,031,595	6,299	272,890	1,310,784
Reclasificaciones	185,058	(8,924)	(176,134)	-
Saldo al 31 de diciembre del 2015	44,148,353	1,762,374	6,189,142	52,099,869
Amortización acumulada y pérdida por impairment				
Saldo al 31 de diciembre del 2014	(20,223,671)	(833,755)	-	(21,057,426)
Amortización del periodo	(3,424,212)	(300,650)	-	(3,724,862)
Pérdidas (recuperaciones) por impairment	(2,865,077)	-	-	(2,865,077)
Bajas por retiro o venta	9,040	-	-	9,040
Ajuste por conversión	(356,815)	(61,432)	-	(418,247)
Reclasificaciones	(14,039)	14,039	-	-
Saldo al 31 de diciembre del 2015	(26,874,774)	(1,181,798)	-	(28,056,572)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2015	17,273,579	580,576	6,189,142	24,043,297

(1) El saldo de inversiones petrolíferas en curso incluye principalmente inversiones realizadas en proyectos de producción de operación directa en Castilla, Chichimene, Apiay, Tibu, Piedemonte. Adicionalmente, incluye proyectos de exploración Kronos, hidrocarburos no convencionales y Tayrona

(2) Incluye pozos secos Caño sur, Aullador 1 y 2 (Bloque Playon, GMM), Prometeo, Muergana Sur, Casabe, entre otros.

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso	Total
Costo				
Saldo al 1° de enero del 2014	31,277,932	1,227,664	5,575,489	38,081,085
Aumentos (1)	4,687,423	-	1,914,257	6,601,680
Aumento costos de abandono	-	647,441	-	647,441
Bajas por retiro o venta	(11)	-	(120,506)	(120,517)
Pozos secos (2)	-	-	(1,563,384)	(1,563,384)
Intereses financieros capitalizados	-	-	182,833	182,833
Diferencia en cambio capitalizada sobre préstamos	-	-	33,416	33,416
Ajuste por conversión	944,723	20,044	350,769	1,315,536
Reclasificaciones	258,855	-	(258,855)	-
Saldo al 31 de diciembre del 2014	37,168,922	1,895,149	6,114,019	45,178,090
Amortización acumulada y pérdida por impairment				
Saldo al 1° de enero del 2014	(15,707,554)	(648,052)	-	(16,355,606)
Amortización del periodo	(3,466,284)	(160,106)	-	(3,626,390)
Pérdidas (recuperaciones) por impairment	(694,720)	-	-	(694,720)
Bajas por retiro o venta	11	-	-	11
Ajuste por conversión	(368,513)	(12,208)	-	(380,721)
Reclasificaciones	13,389	(13,389)	-	-
Saldo al 31 de diciembre del 2014	(20,223,671)	(833,755)	-	(21,057,426)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2014	16,945,251	1,061,394	6,114,019	24,120,664

(1) Los aumentos representan inversiones principalmente en los campos: Castilla, Casabe, Chichimene, Rubiales, Pauto, Caño Sur Este, Quifa, Cusiana, Nare y Akacias CPO-9.

(2) Incluye principalmente pozos secos en las operaciones de Ecopetrol S.A. por \$527,670, Ecopetrol America Inc por \$462,060, Ecopetrol Brasil por \$116,608, Ecopetrol Germany por \$285,548 y Hocol S.A. por \$171,467.

El método de amortización usado es el método de unidades de producción.

17. INTANGIBLES

El movimiento de intangibles por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014, en las diferentes categorías y sus correspondientes amortizaciones ha sido el siguiente:

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre del 2014	575,535	127,519	703,054
Adquisiciones	107,815	4,440	112,255
Bajas por retiro o venta	(615)	-	(615)
Ajuste por conversión	53,242	-	53,242
Reclasificaciones	(2,862)	112,104	109,242
Saldo al 31 de diciembre del 2015	733,115	244,063	977,178
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre del 2014	(425,357)	(32,545)	(457,902)
Amortización del periodo	(66,043)	(24,196)	(90,239)
Bajas por retiro o venta	309	23	332
Ajuste por conversión	(41,318)	-	(41,318)
Reclasificaciones	(1,375)	1,375	-
Saldo al 31 de diciembre del 2015	(533,784)	(55,343)	(589,127)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2015	199,331	188,720	388,051
Vida útil	<5 años	<7 años	

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 1° de enero del 2014	534,789	504,946	1,039,735
Adquisiciones	29,082	82,936	112,018
Bajas por retiro o venta	(24,774)	(367,910)	(392,684)
Ajuste por conversión	32,552	-	32,552
Reclasificaciones	3,886	(92,453)	(88,567)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	575,535	127,519	703,054
Amortización acumulada			
Saldo al 1° de enero del 2014	(363,912)	(403,753)	(767,665)
Amortización del periodo	(59,828)	(16,409)	(76,237)
Pérdidas por impairment	(3,304)	-	(3,304)
Bajas por retiro o venta	23,745	367,910	391,655
Ajuste por conversión	(2,351)	-	(2,351)

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Reclasificaciones	(19,707)	19,707	-
Saldo al 31 de diciembre de 2014	(425,357)	(32,545)	(457,902)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2014	150,178	94,974	245,152
Vida útil	<5 años	<7 años	

(1) Incluye principalmente a servidumbres y derecho sobre la capacidad de uso del oleoducto Caño Limón – Coveñas.

18. IMPAIRMENT DE PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO, RECURSOS NATURALES E INTANGIBLES

Según lo mencionado en la sección 3.1.2, la Compañía evalúa cada año si existen indicios de deterioro en sus activos o unidades generadoras de efectivo. Lo anterior, teniendo en cuenta la aplicación por primera vez de las Normas Internacionales de Contabilidad (IFRS) que a diferencia de la normativa US GAAP requiere un descuento de los flujos futuros de caja que generaran los activos.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, con base en las pruebas de impairment realizadas por la Compañía, el valor en libros de ciertos activos exceden su valor recuperable, lo que llevó a reconocer un impairment en el estado de resultados de \$7,009,831 (2014 - \$2,189,833). A continuación se detallan por segmento la información sobre impairment:

Impairment	2015	2014
Exploración y Producción	3,649,451	853,179
Refinación y petroquímicos	3,278,993	1,336,158
Transporte y logística	81,387	496
	7,009,831	2,189,833
Reconocido en:		
Propiedad, planta y equipo (Nota 15)	4,144,754	1,491,809
Recursos Naturales (Nota 16)	2,865,077	694,720
Intangibles (Nota 17)	-	3,304
	7,009,831	2,189,833

Segmento Exploración y Producción

El impairment presentado durante el 2015 en el Segmento Producción y Exploración, se detalla a continuación:

UGE's con impairment	Valor contable neto	Valor recuperable	Impairment
Campos operados en Colombia	10,323,500	7,645,665	2,430,923
Campos operados en el exterior	1,242,979	24,451	1,218,528
	11,566,479	7,670,116	3,649,451

El impairment en este segmento obedece principalmente al actual contexto económico adverso del sector de hidrocarburos que trae como consecuencia una reducción del pronóstico del precio del petróleo, un aumento en el riesgo de mercado y país reflejado en la tasa de descuento y la reducción en el monto recuperable de las reservas. Las unidades generadoras de efectivo más representativas impactadas por los anteriores factores fueron los campos petroleros operados a nivel nacional: Casabe, Chichimene, Tibú, CP09, Apiay, Llanito y la Hocha y los campos en el Golfo de México K2 y Dalmatian.

El importe recuperable se calculó con base en el valor en uso, el cual corresponde a los flujos de caja futuros descontados de las reservas de hidrocarburos proyectados durante el límite económico de los campos de producción. Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyen:

- Tasa de descuento del 8,4% (2014 – 8,0%), determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) para el segmento de Exploración y Producción.
- Precio de petróleo – Brent iniciando en US\$40/barril en 2016, llegando a US\$60 a largo plazo. Los precios están basados en la compilación de pronósticos preparados por analistas independientes de la industria (Wood Mackenzie, Bloomeberg, PIRA, entre otros) los índices publicados y los análisis de la gerencia.
- Balance de reservas de crudo y gas (ver nota 36)

La agregación de los activos, para identificar las UGE's es consistente con relación al periodo anterior.

Segmento Refinación y Petroquímica

El impairment presentado durante el 2015 en el Segmento Refinación y Petroquímica se detalla a continuación:

UGE's con impairment	Valor contable neto	Valor recuperable	Impairment
Refinería de Cartagena	23,335,096	20,108,856	3,226,240
Otros menores	642,139	589,386	52,753
	23,977,235	20,698,242	3,278,993

El impairment en la Refinería de Cartagena obedece principalmente al actual contexto económico adverso del sector de hidrocarburos, que tiene como consecuencia una reducción en la expectativa de los márgenes de refinación en los próximos años, un aumento en los riesgos país y de mercado que se reflejan en un incremento de la tasa de descuento. Adicionalmente, se presentaron mayores niveles de inversiones para la puesta en marcha de la Refinería en el último trimestre del 2015.

El importe recuperable se calculó con base en el valor en uso, el cual corresponde a los flujos de caja futuros descontados. Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyen un factor promedio de utilización de la Refinería del 94% en el corto plazo y 92% en el largo plazo, una tasa de descuento del 7.2% (2014 – 7.1%) y márgenes de refinación calculados con base en los precios del estudio de IHS Inc. Para Reficar, especialista en pronósticos del sector.

Segmento Transporte y logística

El impairment en el segmento de transporte y logística en el año 2015 por \$81,387 corresponde principalmente a la actualización de las curvas de producción de hidrocarburos en el país bajo el nuevo escenario de precios y de las tarifas de transporte por oleoductos. La tasa de descuento utilizada fue del 5.9%. (2014 – 7.2%).

19. CRÉDITO MERCANTIL (GOODWILL)

Los siguientes son los saldos del crédito mercantil en la adquisición de compañías controladas:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Transporte y Logística			
CENT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S - Ocesa	683,496	683,496	683,496
Exploración y producción			
Hocol Petroleum Limited	537,598	537,598	537,598
Refinación y petroquímica			
Andean Chemical Limited	127,812	127,812	127,812
Propilco S.A.	108,137	108,137	108,137
	1,457,043	1,457,043	1,457,043
Menos: Pérdidas por impairment			
Hocol Petroleum Limited (2)	(537,598)	(49,829)	(49,829)
Total	919,445	1,407,214	1,407,214

Al 31 de diciembre del 2015, la Compañía evaluó la recuperabilidad del valor en libros del crédito mercantil generado en la adquisición de compañías controladas, utilizando como base su valor de uso, el cual implica valoración por flujo de caja libre.

Los principales supuestos utilizados para la determinación del valor en uso de estas compañías controladas adquiridas con goodwill incluyen:

- Las proyecciones financieras para las compañías del Segmento Producción se realizaron hasta el límite económico de los campos o con corte al plazo en el cual se revierten los contratos de asociación, E&P entre otros que las compañías tengan suscritos, lo que ocurra primero. En el caso de empresas del segmento de Transporte, el horizonte de tiempo proyectado corresponde el periodo en el cual termina la concesión y para el caso de las empresas del segmento Refinación se tomó un plazo de 10 años y considerando perpetuidad.
- La compañía basó sus proyecciones para los ingresos del segmento producción con base en un precio Brent iniciando en US\$40/barril en 2016, llegando a US\$60 a mediano plazo. Los perfiles de producción fueron estimados con base en las visiones de terceros las cuales se apoyan en la visión de las compañías. Las proyecciones de ingresos y costos para del segmento refinación y petroquímica fueron basadas en visión de la administración así como informes de terceros. Las proyecciones de los flujos futuros de Ocesa S.A. fueron construidos con base en las tarifas de transporte aprobadas en la resolución del Ministerio de Minas y Energía y las curvas de producción actualizadas ante el nuevo escenario de precios y contratos vigentes.

- Las tasas utilizadas para el descuento de los flujos de caja, reflejan el riesgo específico de cada segmento de negocio, así: Segmento producción y exploración: 8,4%, Segmento refinación y Petroquímico: 6,5% y Segmento de Transporte y Logística. 4.9%.

Como resultado de lo anterior, la compañía reconoció un impairment de crédito mercantil por \$487,769 (2014 - \$49,857) en Hocol Petroleum Limited, generado principalmente al actual contexto económico adverso del sector de hidrocarburos. Para las Compañías del Segmento Transporte y Logística y Refinación y Petroquímicos, Ecopetrol no identificó la necesidad de reconocimiento de impairment del crédito mercantil.

20. PRÉSTAMOS Y FINANCIACIONES

Composición de los préstamos y financiaciones

Nuevos préstamos

	Tasa de interés efectiva promedio ponderada al 31 diciembre del 2015	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1 de enero 2014
Moneda nacional				
Bonos	9.8%	1,960,695	1,931,140	1,927,467
Créditos sindicados	7.7%	4,226,454	4,446,529	4,597,181
Créditos comerciales y otros	7.9%	945,331	820,700	906,804
Total moneda nacional		7,132,480	7,198,369	7,431,452
Moneda extranjera				
Bonos	6.1%	29,121,535	18,527,409	7,821,818
Crédito comercial modernización Refinería de Cartagena	4.1%	9,107,938	7,480,719	5,831,549
Otros créditos comerciales	2.1%	7,101,195	1,125,480	835,935
Otros	1.4%	760,190	709,651	772,509
Total moneda extranjera		46,090,858	27,843,259	15,261,811
Total préstamos		53,223,338	35,041,628	22,693,263
Menos: parte a corto plazo		4,573,620	3,517,522	3,121,068
Total largo plazo		48,649,718	31,524,106	19,572,195

Las principales operaciones de financiación durante el 2015 y 2014 fueron las siguientes:

(a) Bonos

- En junio del 2015, Ecopetrol S.A. realizó una emisión por US\$1,500 millones de bonos de deuda en el mercado internacional con las siguientes características:

Plazo:	11 años
Fecha de vencimiento:	Junio 26, 2026
Precio:	99.328
Tasa rendimiento:	5.457%
Prima en tasa sobre bonos del Tesoro de EE.UU. :	305 puntos básicos
Tasa cupón:	5.375%
Fecha de pago de intereses:	Junio 26 y diciembre 26

- En mayo y septiembre del 2014, Ecopetrol S.A. realizó emisiones de bonos en el mercado internacional por US\$2,000 y US\$1,200 millones. La primera emisión tiene vencimiento en mayo del 2045 y cupón del 5.875%. La segunda emisión tiene vencimiento en de enero de 2025 y cupón de 4,125%.
- En mayo de 2014, Oleoducto Central S.A. realizó una emisión de bonos internacionales por US\$500 millones con cupón del 4% (RegS/144A), con vencimiento en mayo del 2021.

(b) Créditos comerciales

En febrero de 2015, Ecopetrol S.A. obtuvo un crédito comercial por US\$1,925 millones. La operación se realizó con la participación 8 bancos internacionales. El préstamo tiene vencimiento en febrero de 2020, amortizables al vencimiento e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor + 140 puntos básicos.

(c) Otros

Ecopetrol llevó a cabo operaciones de giros financiados de corto plazo en dólares con la banca nacional para el pago de importaciones por US\$222 (2014- US\$196), con una tasa de financiación Libor más 65 puntos básicos.

A continuación se detallan las principales características para los préstamos más significativos del grupo empresarial:

Clase de crédito	Compañía	Fecha inicial	Cantidad original en moneda origen (millones)	Saldo pendiente de pago del principal al 31 de diciembre del 2015	Fecha vencimiento	Tipo de interés	Amortización del principal	Pago de intereses		
Bonos moneda nacional	Ecopetrol S.A.	Dic/2010	COP \$ 138,700	COP \$ 138,700	Dic/2017	Flotante	Bullet	Semestral		
		Dic/2010	COP \$ 479,900	COP \$ 479,900	Dic/2020	Flotante	Bullet	Semestral		
		Dic/2010	COP \$ 284,300	COP \$ 284,300	Dic/2040	Flotante	Bullet	Semestral		
		Ago/2013	COP \$ 120,950	COP \$ 120,950	Ago/2018	Flotante	Bullet	Semestral		
		Ago/2013	COP \$ 168,600	COP \$ 168,600	Ago/2023	Flotante	Bullet	Semestral		
		Ago/2013	COP \$ 347,500	COP \$ 347,500	Ago/2028	Flotante	Bullet	Semestral		
		Ago/2013	COP \$ 262,950	COP \$ 262,950	Ago/2043	Flotante	Bullet	Semestral		
		May/2013	COP \$ 1,839,000	COP \$ 1,839,000	May/2025	Flotante	Semestral	Semestral		
		Jul/2012	COP \$ 2,100,000	COP \$ 1,717,625	Jul/2024	Flotante	Trimestral	Trimestral		
Crédito sindicado moneda nacional	ODL Finance S.A.	Ago/2013	COP \$ 647,029	COP \$ 608,000	Ago/2020	Flotante	Trimestral	Trimestral		
		Jul/2009	USD \$ 1,500	USD \$ 1,500 **	Jul/2019	Fijo	Bullet	Semestral		
		Sep/2013	USD \$ 350	USD \$ 350 **	Sep/2018	Fijo	Bullet	Semestral		
		Sep/2013	USD \$ 1,300	USD \$ 1,300 **	Sep/2023	Fijo	Bullet	Semestral		
		Sep/2013	USD \$ 850	USD \$ 850	Sep/2043	Fijo	Bullet	Semestral		
		May/2014	USD \$ 2,000	USD \$ 2,000	May/2045	Fijo	Bullet	Semestral		
		Sep/2014	USD \$ 1,200	USD \$ 1,200	May/2025	Fijo	Bullet	Semestral		
		Jun/2015	USD \$ 1,500	USD \$ 1,500	Jun/2026	Fijo	Bullet	Semestral		
		May/2014	USD \$ 500	USD \$ 500	May/2021	Fijo	Bullet	Semestral		
Bonos moneda extranjera	Ecopetrol S.A.	Dic/2011	USD \$ 2,747	USD \$ 2,394	Dic/2027	Fijo	Semestral	Semestral		
		Dic/2011	USD \$ 310	USD \$ 270	Dic/2027	Flotante	Semestral	Semestral		
		Dic/2011	USD \$ 440	USD \$ 402	Dic/2025	Flotante	Semestral	Semestral		
		Feb/2015	USD \$ 1,925	USD \$ 1,925 **	Feb/2020	Flotante	Bullet	Semestral		
		Mar/2013	USD \$ 245	USD \$ 196 **	Jul/2023	Flotante	Semestral	Semestral		
		Mar/2013	USD \$ 151	USD \$ 105 **	Jul/2019	Flotante	Semestral	Semestral		
		Créditos comerciales moneda extranjera	Refinería de Cartagena S.A.	Dic/2011	USD \$ 2,747	USD \$ 2,394	Dic/2027	Fijo	Semestral	Semestral
				Dic/2011	USD \$ 310	USD \$ 270	Dic/2027	Flotante	Semestral	Semestral
				Dic/2011	USD \$ 440	USD \$ 402	Dic/2025	Flotante	Semestral	Semestral
Créditos comerciales moneda extranjera	Ecopetrol S.A.	Feb/2015	USD \$ 1,925	USD \$ 1,925 **	Feb/2020	Flotante	Bullet	Semestral		
		Mar/2013	USD \$ 245	USD \$ 196 **	Jul/2023	Flotante	Semestral	Semestral		
		Mar/2013	USD \$ 151	USD \$ 105 **	Jul/2019	Flotante	Semestral	Semestral		

* Bullet: El valor facial es pagado en su totalidad en la fecha de vencimiento.

** Deuda financiera designada como instrumento de cobertura (ver nota 31)

Perfil de vencimiento de los préstamos

El siguiente es el perfil de vencimientos, bajo costo amortizado, de los préstamos al 31 de diciembre 2015:

	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	186,026	1,079,088	347,752	347,829	1,960,695
Créditos sindicados	591,870	2,195,275	1,439,309	-	4,226,454
Créditos comerciales y otros	170,034	229,465	323,031	222,801	945,331
Total moneda nacional	947,930	3,503,828	2,110,092	570,630	7,132,480
Moneda extranjera					
Bonos	1,639,597	9,919,064	10,019,228	7,543,646	29,121,535
Crédito Refinería Cartagena	901,813	3,324,039	4,345,978	536,108	9,107,938
Créditos comerciales	428,475	6,475,621	197,099	-	7,101,195
Otros	655,805	104,385	-	-	760,190
Total moneda extranjera	3,625,690	19,823,109	14,562,305	8,079,754	46,090,858
Total	4,573,620	23,326,937	16,672,397	8,650,384	53,223,338

Clasificación de los préstamos según tipo de interés

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1 de enero 2014
Moneda nacional			
Tasa fija	19,410	940	3,571
Tasa variable	7,113,070	7,197,429	7,427,881
	7,132,480	7,198,369	7,431,452
Moneda extranjera			
Tasa fija	36,994,095	25,311,898	12,895,126
Tasa variable	9,096,763	2,531,361	2,366,685
	46,090,858	27,843,259	15,261,811
Total préstamos	53,223,338	35,041,628	22,693,263

Los préstamos origen moneda nacional a tasa variable están indexados principalmente al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y a la DTF (Depósito a Término Fijo). Los préstamos en moneda extranjera a tasa variable están indexados principalmente a la Libor más un spread.

Préstamos designados como instrumentos de cobertura

El 30 de septiembre del 2015, La Junta Directiva designó deuda en moneda extranjera de Ecopetrol S.A. como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros de exportación en dólares altamente probables (ver nota 31 - Gestión de Riesgos) para mayor detalle.

Garantías

Para el financiamiento de Ecopetrol S.A. a través del mercado de capitales, que corresponden a las emisiones de bonos nacionales e internacionales, no se han otorgado garantías.

Refinería de Cartagena realizó una operación de endeudamiento por US\$3,497 millones para la financiación del proyecto de ampliación de la Refinería de Cartagena en el 2011. Esta operación impone restricciones al endeudamiento de la compañía, salvo por ciertas excepciones expresamente establecidas en los contratos y tendientes a satisfacer las necesidades de capital de trabajo. En cuanto a covenants financieros, esta filial es requerida a mantener una razón de cobertura de servicio a la deuda mínima de 1.35: 1 en ciertos momentos de la vida del crédito.

Bajo la misma operación, Refinería de Cartagena celebró un contrato de fiducia mercantil y un acuerdo de seguridad y depósitos, para la recepción de los recursos de la nueva refinería para cumplimiento de propósitos específicos tales como gastos de operación y servicio a la deuda, entre otros.

Para el caso del crédito obtenido por Oleoducto Bicentenario S.A.S., para la financiación del proyecto de construcción y puesta en marcha del oleoducto, se estableció la creación de un fondo de administración de recursos para el pago del crédito sindicado.

Valor razonable de los préstamos

El siguiente es el valor razonable de los préstamos:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1 de enero 2014
Valor razonable	49,668,119	33,564,765	21,755,619

Los préstamos del Grupo Empresarial están registrados en los Estados Financieros a su costo amortizado, el cual corresponde al valor presente de los flujos de caja, descontados al tipo de interés efectivo.

Para la medición a valor razonable, los bonos y títulos en moneda local fueron valorados utilizando los precios de referencia de Infovalmer, mientras que para los bonos denominados en dólares se tomó como fuente Bloomberg. Respecto a las demás obligaciones financieras para las que no existe un referente de mercado se utilizó una técnica de descuento a valor presente. Algunas de las tasas utilizadas fueron las mismas de los créditos puesto que se considera que se encuentran acorde con el mercado. Estas tasas incorporan el riesgo de mercado mediante algún referente (Libor, DTF) y el riesgo de crédito (spread) de la compañía.

21. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los siguientes son los saldos de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar:

	A 31 diciembre 2015	A 31 diciembre 2014	A 1° enero 2014
Proveedores	4,979,932	6,229,428	6,391,644
Dividendos por pagar	693,878	3,704	1,313,596
Anticipos asociados	675,527	1,440,947	849,933
Depósitos recibidos de terceros	571,577	312,787	613,812
Retención en la fuente	346,578	385,903	400,982
Entes relacionados	87,463	107,820	127,093
Acreeedores varios	402,328	348,815	306,945
	7,757,283	8,829,404	10,004,005
Corriente	7,757,277	8,798,965	9,966,622
No corriente	6	30,439	37,383
Total	7,757,283	8,829,404	10,004,005

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar es muy cercano a su valor razonable debido a su naturaleza de corto plazo.

22. PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS

Los siguientes son los saldos de las provisiones por beneficios a empleados:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Beneficios post-empleo			
Salud	3,593,428	4,787,793	5,127,275
Educación	535,356	679,890	512,800
Pensión	(262,182)	154,383	730,865
Bonos	(483,876)	(252,994)	13,183
Otros planes	41,263	48,126	34,537
	3,423,989	5,417,198	6,418,660

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Prestaciones sociales y salarios por pagar	353,285	308,512	266,420
Otros beneficios	74,841	73,983	66,544
Total	3,852,115	5,799,693	6,751,624
Corriente	1,392,266	1,379,706	1,337,616
No corriente	2,459,849	4,419,987	5,414,008
	3,852,115	5,799,693	6,751,624

Movimientos de las obligaciones actuariales

La siguiente tabla muestra el movimiento en los pasivos y activos, netos por beneficios post-empleo:

	Pensión y bonos (1)		Otros		Total	
	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
<u>Pasivos por beneficios a empleados</u>						
Saldo al 31 de diciembre del 2014	11,559,018	12,193,924	5,515,809	5,674,612	17,074,827	17,868,536
Costo del servicio actual	-	-	53,095	64,020	53,095	64,020
Costo del servicio pasado	-	-	-	(87,811)	-	(87,811)
Costos por intereses	839,716	821,783	395,977	385,400	1,235,693	1,207,183
Pérdidas actuariales	(1,252,017)	(771,717)	(1,490,315)	(232,315)	(2,742,332)	(1,004,032)
Beneficios pagados	(711,171)	(684,972)	(304,519)	(288,097)	(1,015,690)	(973,069)
Saldo al 31 de diciembre del 2015	10,435,546	11,559,018	4,170,047	5,515,809	14,605,593	17,074,827
<u>Activos del plan</u>						
Saldo al 31 de diciembre del 2014	11,657,629	11,449,876	-	-	11,657,629	11,449,876
Retorno esperado de los activos	849,556	773,292	-	-	849,556	773,292
Variación en el techo de los activos	(329,825)	(50,059)	-	-	(329,825)	(50,059)
Beneficios pagados	(711,432)	(688,466)	-	-	(711,432)	(688,466)
Ganancia (pérdida) actuarial	(284,324)	172,986	-	-	(284,324)	172,986
Saldo al 31 de diciembre del 2015	11,181,604	11,657,629	-	-	11,181,604	11,657,629
Pasivo (activo) neto por beneficios post-empleo	(746,058)	(98,611)	4,170,047	5,515,809	3,423,989	5,417,198

(1) No hay ningún costo por el servicio de pensiones y planes de pensiones debido a que los beneficiarios fueron retirados al 31 de julio de 2010.

La siguiente tabla muestra el movimiento en los resultados y otros resultados antes de impuestos, por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014:

	2015	2014
Reconocidos en resultado del periodo		
Costo del servicio	53,095	(23,791)
Costos por intereses, neto	386,137	433,891
	439,232	410,100
Reconocidos en otros resultados integrales antes de impuestos		
Salud	1,359,631	474,994
Pensión y bonos	967,693	944,703
Educación y cesantías	130,684	(242,679)
Cambio en el techo de los activos	(329,824)	(50,059)
	2,128,184	1,126,959

Activos del plan

Los activos del plan están representados en los recursos entregados a Patrimonios Autónomos Pensional, para el pago del pasivo pensional de la obligaciones de por mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación está a cargo de Ecopetrol. La destinación de los recursos de los patrimonios autónomos, así como sus rendimientos, no puede cambiarse de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones pensionales.

La siguiente es su composición de los activos del plan por tipo de inversión:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Títulos emitidos por el gobierno nacional	4,099,067	4,298,278	4,311,575
Bonos deuda privada	3,405,440	3,591,046	3,567,065
Otros bonos públicos	790,601	825,970	864,917
Bonos deuda pública externa	300,181	230,772	196,404
Otros moneda local	2,257,655	2,070,405	2,037,551
Otros moneda extranjera	429,828	480,712	389,416
Renta variable	278,716	210,505	82,948
Valor razonable de los activos del plan	11,561,488	11,707,688	11,449,876
Menos techo del valor de los activos	(379,884)	(50,059)	-
	11,181,604	11,657,629	11,449,876

La siguiente es la jerarquía de valor razonable de los activos del plan:

Valor razonable	A 31 de diciembre	A 31 de diciembre	A 1° de enero
	2015	2014	2014
Nivel 1	3,876,386	4,504,887	4,815,213
Nivel 2	7,685,102	7,202,801	6,634,663
	11,561,488	11,707,688	11,449,876

El valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando el precio cotizado en los mercados de activos. La compañía obtiene estos precios por intermedio de proveedores de datos financieros confiables reconocidos en Colombia o en el extranjero dependiendo de la inversión.

Para los títulos emitidos en moneda local, el valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando la información publicada por INFOVALMER, proveedor de precios autorizado por la Superintendencia Financiera de Colombia. De acuerdo con su metodología, los precios pueden ser calculados a partir de información de mercado del día de valoración o estimados a partir de insumos históricos de acuerdo a los criterios establecidos para el cálculo de cada uno de los tipos de precios.

El precio promedio es calculado principalmente del mercado más representativo de las transacciones llevadas a través de plataformas electrónicas aprobadas y supervisadas por el regulador.

Por otro lado, el precio estimado se calcula para las inversiones que no reflejan la información suficiente para estimar un precio promedio de mercado, replicando los precios cotizados para activos similares o precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa. Este precio estimado también está dado por INFOVALMER como resultado de la aplicación de metodologías robustas aprobadas por el regulador financiero y ampliamente utilizado por el sector financiero.

Supuestos actuariales

Los siguientes son los supuestos actuariales utilizados para determinar el valor presente de la obligación por beneficios definidos utilizados para los cálculos actuariales al 31 de diciembre del 2015 y 2014 y 1° de enero del 2014:

A 31 de diciembre del 2015	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento	8.50%	8.50%	8.50%	7.75%	8.00%
Incremento salarial	4.25%	N/A	N/A	N/A	4.25%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	3.50%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

A 31 de diciembre del 2014	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento	7.50%	7.00%	7.50%	6.75%	7.50%
Incremento salarial	4.25%	N/A	N/A	N/A	4.25%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	9.60%	9.40%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

1° de enero del 2014	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento	7.00%	6.25%	7.00%	6.50%	6.75%
Incremento salarial	4.50%	N/A	N/A	N/A	4.50%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tendencia del costo	N/A	N/A	10.40%	7.50%	N/A

La tendencia del costo es el incremento proyectado para el año inicial y la tasa incluye la inflación esperada.

La tabla de mortalidad usada para los cálculos fue la tabla rentistas para hombres y mujeres tomando la experiencia obtenida para el periodo 2005-2008, del Instituto Colombiano de Seguridad Social.

Perfil de vencimientos de la obligación

El flujo de caja para pagos de las obligaciones laborales post-empleo es el siguiente:

Periodo	Pensión y bonos	Otros beneficios	Total
2016	752,287	318,469	1,070,756
2017	794,341	316,343	1,110,684
2018	813,537	319,015	1,132,552
2019	829,656	320,929	1,150,585
2020	847,469	325,153	1,172,622
2021-2025	4,528,090	1,707,415	6,235,505

Análisis de sensibilidad de pasivos y activos actuariales

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el efecto de esos posibles cambios sobre la obligación por beneficios definidos, manteniendo los demás supuestos constantes, al 31 de diciembre de 2015:

	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	10,473,815	503,162	3,818,771	552,049	43,458
Duración (años)	10.3	7.7	12.2	4.7	6.5
+50 puntos básicos	9,469,073	466,168	3,390,058	527,183	40,761
Duración (años)	9.9	7.6	11.7	4.6	6.3
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	9,462,879	484,597	-	-	-
+50 puntos básicos	10,477,600	483,633	-	-	-
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	-	-	-	-	40,530
+50 puntos básicos	-	-	-	-	43,693
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	-	-	3,390,370	527,966	-
+50 puntos básicos	-	-	3,817,007	551,131	-

La Compañía efectuó un análisis de sensibilidad respecto de la variación de tipo de tasa interés en los activos del plan. Ver sección 31 - Gestión de Riesgos.

23. PROVISIONES Y CONTINGENCIAS

El movimiento por los años finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, en las diferentes categorías de provisiones y contingencias ha sido el siguiente:

	Costos de abandono	Litigios	Provisiones comuneros	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre del 2014	4,281,107	299,551	551,497	705,916	5,838,071
Adiciones (recuperaciones)	(60,813)	(188,962)	150,989	188,701	89,915
Utilizaciones	(84,333)	(10,791)	-	(74,876)	(170,000)
Costo financiero	238,876	-	-	2,417	241,293

	Costos de abandono	Litigios	Provisiones comuneros	Contingencias ambientales y otros	Total
Ajuste por conversión	89,793	-	-	5,905	95,698
Traslado a activos mantenidos para la venta	(12,261)	-	-	(5,369)	(17,630)
Saldo al 31 de diciembre del 2015	4,452,369	99,798	702,486	822,694	6,175,951
Corriente	195,858	85,364	-	372,275	653,497
No corriente	4,256,511	14,434	702,486	450,419	5,423,850
Total	4,452,369	99,798	702,486	822,694	6,077,347

	Costos de abandono	Litigios	Provisiones comuneros	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 1 de enero del 2014	3,456,184	537,440	445,364	479,358	4,918,346
Adiciones (recuperaciones)	657,024	(210,153)	106,133	234,539	787,543
Utilizaciones	(97,661)	(27,736)	-	(15,083)	(140,480)
Costo financiero	217,164	-	-	-	217,164
Ajuste por conversión	48,396	-	-	7,102	55,498
Saldo al 31 de diciembre del 2014	4,281,107	299,551	551,497	705,916	5,838,071
Corriente	174,022	284,680	-	384,255	842,957
No corriente	4,107,085	14,871	551,497	321,661	4,995,114
Total	4,281,107	299,551	551,497	705,916	5,838,071

Costos de abandono y desmantelamiento de activos

El pasivo estimado por costos de abandono corresponde a la obligación futura que tiene la Compañía de restaurar las condiciones ambientales similares a las existentes antes del inicio proyectos o actividades, de acuerdo a lo descrito en la sección 3.1.5. Por tratarse de obligaciones a largo plazo, este pasivo se proyecta los pagos futuros esperados y se descuenta a valor presente con una tasa referenciada a las obligaciones financieras de la Compañía, teniendo en cuenta la temporalidad y riesgos de esta obligación. En comparación con el año anterior, se presentó un aumento en la tasa de descuento que generó una recuperación de la provisión por costos de abandono.

Litigios

El siguiente cuadro detalla los principales litigios reconocidos en el estado de situación financiera consolidado, cuyas expectativas de pérdidas son de alta probabilidad y podrían implicar una salida de recursos:

Pretensiones	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Perjuicios a terceros en razón a servidumbre de hidrocarburos en inmueble cercano a la Refinería de Cartagena.	11,019	11,019	-
Proceso laboral del 2007 por la reliquidación de salarios y prestaciones con base en la convención colectiva de trabajo a 232 contratistas de Ecopetrol. En el último trimestre del 2015, el demandante presentó solicitud de conciliación con por nuevo importe de \$9,338.	9,338	10,060	-
Reliquidación de prestaciones sociales legales y extralegales y mesada pensional sobre dineros pagados bajo el beneficio de estímulo al ahorro.	5,632	4,731	18,689
Contribución al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, de conformidad con la Ley 142 de 1994.			
Ecopetrol interpuso una tutela para garantizar el derecho de defensa, la cual tuvo resultado exitoso ante el Consejo de Estado. Este organismo reconoció la violación de dicho derecho que impidió a Ecopetrol el acceso a la administración de justicia, lo cual conllevó a la nulidad de todo lo actuado en el proceso. Como resultado, la compañía considera que es no probable la salida de recursos a futuro por este proceso y reconoció una recuperación del monto que había provisionado en años anteriores.	-	141,505	283,010
Por extensión del Contrato de Asociación Garcero, en defensa del patrimonio público y la libre competencia económica.			
Este proceso tuvo sentencia de segunda instancia favorable a Ecopetrol, lo que genera una probabilidad remota de salida de recursos a futuro y la reversión de la provisión por dicho concepto.	-	77,592	155,184

Provisión comuneros – Santiago de las Atalayas

Corresponde a la provisión por contingencia derivada de una medida cautelar ordenada por el Consejo de Estado en auto de 1994 en la acción de nulidad del Ministerio de Minas y Energía contra los Comuneros de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar Ecopetrol originados en los contratos de regalías declarados nulos de oficio por el Consejo de Estado en sentencia de 1999, en la que se ordena cancelar la medida cautelar citada y la entrega de las sumas embargadas y secuestradas a la Nación - Ministerio de Minas. Ecopetrol tiene la condición de secuestre. De dicho monto, \$90,752 corresponde al valor

inicialmente reconocido por Ecopetrol, junto con la valorización del fondo donde se encuentran los recursos y \$505,743 a los intereses netos generados. En fallo del 12 de diciembre de 2012, notificado en edicto del 21 de enero de 2013, el Consejo de Estado declaró no prósperos los recursos extraordinarios de súplica interpuestos por los Comuneros. En noviembre del 2014 y diciembre del 2015, se radicó nuevamente memorial a través del cual Ecopetrol reitera la solicitud de entrega de los recursos que tiene en condición de secuestre en este proceso, toda vez que la Empresa pagó a la Nación y entidades territoriales beneficiarias el monto de regalías totales causadas en la vigencia de la medida cautelar, y por consiguiente, los recursos objeto de la cautela le pertenecen. No se ha obtenido pronunciamientos a la fecha (ver nota 11).

Contingencias ambientales y otros

Corresponde principalmente a obligaciones de compensación ambiental por el uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales en el marco de las autorizaciones ambientales y la inversión forzosa del 1% por el uso del agua tomada directamente de fuentes naturales de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993 artículo 43 y el Decreto 1900 de 2006, en relación con los proyectos que Ecopetrol desarrolla en las regiones.

Detalle de los procesos judiciales no provisionados

La siguiente es la relación de los principales pasivos contingentes no registrados en el Balance de Situación Financiera por considerarse que su probabilidad de ocurrencia es eventual:

Pretensiones	A 31 de Diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de Enero 2014
Transferencias del sector eléctrico por autogeneración de energía eléctrica, según Ley 142 de 1994.	219,944	219,944	219,944
Indemnización a terceros por daños ocasionados en derrames de hidrocarburos.	43,333	14,245	14,245
Reliquidación de prestaciones sociales legales y extralegales sobre dineros pagados bajo el beneficio de estímulo al ahorro.	16,562	16,562	16,562

Detalle de activos contingentes

A continuación se presenta el detalle de los principales activos por contingencias, cuya entrada de beneficios económicos a la Compañía es probable, pero no prácticamente cierta.

Pretensiones	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Nulidad de la resolución número 113 del año 1971 de la Presidencia de la República, en cuanto a que transfería la propiedad del subsuelo a particulares conocidos con el nombre de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana.	175,000	175,000	175,000
Incumplimiento de la orden de compra de tubería.	21,232	21,232	21,232
Nulidad de acto administrativo que impuso contribución especial por contratos de obra pública.	14,956	14,956	-
Nulidad de acto administrativo que impuso contribución especial por contratos de obra pública.	13,214	13,21	-
Incumplimiento de contrato para la entrega de unidades de hidrotatamiento. En el último trimestre del 2015, se presentó acuerdo conciliatorio entre las partes que dio origen a la culminación del proceso con un saldo a favor de Ecopetrol S.A. de \$17,000	-	142,715	142,715

Pretensiones	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Tribunal de arbitramento instituido para resolver las diferencias entre Offshore LLC contra Ecopetrol y KNOC. Durante el último trimestre del 2015, la Cámara Federal de apelaciones de Nueva York resolvió a favor de Ecopetrol y KNOC el proceso en relación a los reclamos por contingencias post-cierre relacionadas con la adquisición de Savia Perú.	176,885	176,885	-

24. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

La siguiente tabla resume los instrumentos financieros derivados al 31 de diciembre del 2015 y 2014 y las correspondientes ganancias (pérdidas) reconocidas en el periodo:

Instrumento de cobertura para flujo de caja	Cantidad nominal	Unidad	Precio promedio pactado	Valor razonable	
				A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Forward - Tipo de cambio - compra	14,880,659	USD	\$2,623	Pesos/ UDS	101,319
Forward - Tipo de cambio - venta	191,205,145	USD	\$2,433		
Opciones - Tipo de cambio Collar	20,000,000	USD/ mes	Piso: \$ 2,050 Techo:\$2,678	Pesos/ UDS	-
					4,038
			Total pasivos por instrumentos de cobertura		101,319
					140,055

Instrumentos financieros derivados	Ganancia/(pérdida) reconocida en el resultado del periodo		Ganancia/(pérdida) reconocida en el patrimonio	
	2015	2014	2015	2014
Commodities - Petróleo (Nota 31.1)	(4,141)	-	212	
Tipo de cambio	(108,486)	(138,631)	(43,802)	-
	(112,627)	(138,631)	(43,590)	-

(1) Instrumentos financieros derivados para tipo de cambio

Al 31 de diciembre del 2015, Oleoducto Central S.A tiene operaciones de contratos de derivados cuyo propósito es mitigar la volatilidad de la tasa de cambio en el flujo de caja requerido para su operación en el corto plazo. La mitigación de este riesgo se realiza a través de la compra /venta de dólares en contratos forward con la modalidad non - Delivery.

El valor razonable de estos instrumentos financieros derivados corresponde a su valor contable catalogado con el nivel de jerarquía 2, calculado a partir de entradas observables, utilizando la metodología de puntos forward.

25. PATRIMONIO

Los principales componentes del patrimonio se detallan a continuación:

Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es de \$36,540,000 dividido en 60,000,000,000 de acciones nominativas ordinarias, de las cuales se han suscrito 41,116,694,690 acciones representadas en un 11.51% (4,731,905,873 acciones) en personas naturales y jurídicas no estatales y 88.49% (36,384,788,817 acciones) en accionistas correspondientes a entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a \$11,499,933 conformada por 18,883,305,310 acciones. Al 31 de diciembre del 2015, el capital suscrito y pagado ascendía a \$25,040,068 (31 de diciembre y 1 de enero del 2014 \$ 10,279,175). No existe dilución potencial de acciones.

El 26 de marzo del 2015, la Asamblea General de Accionistas, aprobó la capitalización de reservas ocasionales de Ecopetrol S.A. por \$14,760,893 mediante el mecanismo de aumento del valor nominal. Esta capitalización de reservas no modificó el número de acciones nominativas ordinarias.

Prima en colocación de acciones

Corresponde, principalmente, a: (i) Exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el año 2007 por \$4,457,701, (ii) \$31,351, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, y (iii) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por \$2,118,492 y (iv) Prima en colocación de acciones por cobrar \$155.

Reservas patrimoniales

La siguiente es la composición de las reservas:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Reserva legal	5,227,726	5,271,104	5,033,539
Reservas ocasionales	488,089	12,938,995	9,956,267
Reservas fiscales y estatutarias	780,228	231,698	397,873
Total	6,496,043	18,441,797	15,387,679

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Saldo al inicio del periodo	18,441,797	15,387,679
Liberación de reservas ocasionales y estatutarias	(12,823,783)	(10,161,138)
Apropiación de reservas ocasionales y estatutarias	15,638,922	13,215,256
Capitalización de reservas ocasionales	(14,760,893)	-
Saldo al final del periodo	<u>6,496,043</u>	<u>18,441,797</u>

Reserva legal

El Código de Comercio Colombiano establece la obligatoriedad en la apropiación del 10% de sus utilidades netas anuales como reserva legal hasta que el saldo de la misma sea equivalente al 50% del capital suscrito. Esta reserva puede ser utilizada para compensar pérdidas o distribuir en caso de liquidación de la Compañía.

Reservas ocasionales

Corresponden a la apropiación de utilidades ordenadas por la Asamblea de Accionistas para llevar a cabo nuevas exploraciones e inversiones futuras, así como utilidades no realizadas entre compañías del grupo. El 26 de marzo del 2015, la Asamblea General de Accionistas aprobó, una vez realizada la apropiación de reservas ocasionales del ejercicio 2014, la capitalización de reservas ocasionales por \$14,760,895 mediante el mecanismo de aumento del valor nominal.

Reservas fiscales y obligatorias

El Régimen Tributario Colombiano contempla la apropiación de las utilidades del ejercicio equivalente al 70% cuando el valor de la depreciación solicitada para efectos fiscales supere la depreciación contable. Esta reserva puede ser liberada en la medida en que las depreciaciones posteriormente contabilizadas, excedan las solicitadas anualmente para efectos tributarios, o se vendan los activos que generaron el mayor valor deducido.

Asimismo, el decreto 2336 de 1995, estableció la obligatoriedad de la constitución de una reserva por valoración de inversiones. Las utilidades que se generen al cierre del ejercicio contable como consecuencia de la aplicación de sistemas especiales de valoración a precios de mercado y que no se hayan realizado en cabeza de la sociedad se llevarán a una reserva.

Ganancias acumuladas y pago de dividendos

El monto y movimiento de las ganancias acumuladas es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Saldo al inicio del año	8,447,344	16,466,304
Utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol	(3,987,726)	5,725,500
Apropiación de reservas	(2,815,139)	(3,054,118)
Dividendos decretados	(5,468,521)	(10,690,342)
Saldo final	<u>(3,824,042)</u>	<u>8,447,344</u>

La compañía distribuye dividendos con base en sus Estados Financieros Separados, preparados bajo Norma Internacionales de Información Financiera Colombiana.

Sobre los resultados del ejercicio 2014, la Asamblea General de Accionistas aprobó la distribución de un dividendo ordinario por acción de \$133. En junio del 2015, se canceló \$629,344 a los accionistas minoritarios y \$4,149,000 al accionista mayoritario. Los dividendos decretados en el año 2015 al accionista mayoritario que están pendientes de pago al 31 de diciembre del 2015, ascienden a \$690,177.

En el año 2014, se cancelaron dividendos ordinarios por acción de \$227 pesos y extraordinario de \$33 pesos por acción, para un dividendo total de \$260 pesos por acción, los cuales fueron cancelados en su totalidad al 31 de diciembre del 2014.

Otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de Ecopetrol

La siguiente es la composición de los otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de la controlante:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido (nota 22)	2,148,395	743,793
Ganancias (pérdidas) en instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable (1)	(49,881)	76,435
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 31)	(2,432,104)	
Coberturas flujo de efectivo - instrumentos derivados tipo de cambio	(43,590)	-
Ganancias (pérdidas) por revaluación de activos fijos	58,643	-
Ajuste por conversión	9,355,482	3,425,230
	9,036,945	4,245,458

(1) Durante el tercer trimestre de 2015, se reclasificó al resultado del periodo \$19,407 producto de la realización de las valoraciones a precio de mercado acumuladas en el patrimonio de activos financieros disponibles para la venta - Empresa de Energía de Bogotá (Nota 10).

26. INGRESOS POR VENTAS

El siguiente es el detalle de los ingresos por ventas por los años finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2014
Ventas nacionales		
Destilados medios	10,215,224	11,983,455
Gasolinas	6,128,208	6,394,422
Servicios	4,435,274	3,778,073
Gas natural	1,845,345	1,346,625
Plastico y caucho	724,392	667,563
Crudos	491,279	1,213,718
Asfaltos	461,188	459,072
G.L.P. y propano	335,494	426,450
Otros productos	988,346	1,001,321
	25,624,750	27,270,699
Reconocimiento diferencial precios (1)	441,871	485,409
	26,066,621	27,756,108
Ventas al exterior		
Crudos	21,181,265	30,835,510
Combustóleo	2,166,469	3,921,703
Comercialización de crudo	1,309,196	1,486,060
Plastico y caucho	1,096,730	975,282
Gas natural	182,950	423,461
Gasolinas y turbocombustible	93,125	127,090
Diesel	81,982	179,738
Amortización cobertura flujo de efectivo (Nota 31)	(248,698)	-
Otros productos	161,287	266,936
	26,024,306	38,215,780
Total ingresos	52,090,927	65,971,888

(1) Corresponde a la aplicación del Decreto 1880 de septiembre de 2014 y la Resolución 180522 de 2010, que definieron el procedimiento para el diferencial de precios (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). Para más detalle ver sección 4.16 Políticas contables - Reconocimiento de ingresos.

27. COSTO DE VENTAS

El siguiente es el detalle del costo de ventas discriminado por función, por los años finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2014
Costos variables		
Productos importados (1)	12,935,878	13,264,700
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	5,166,455	5,114,053
Compras de hidrocarburos - ANH (2)	3,741,010	6,630,309
Compras de crudo asociación y concesión	1,928,938	3,293,594
Servicios de transporte de hidrocarburos	1,380,733	1,548,115
Compras de otros productos y gas	703,163	1,021,327
Servicios contratados asociación	563,032	612,013
Regalías de gas en dinero (3)	481,029	399,752
Energía eléctrica	424,920	408,248
Materiales de proceso	366,454	349,953
Impairment (recuperación) de inventarios	(11,559)	52,057
Inventario inicial menos final y otras asignaciones	(310,988)	46,847
	27,369,065	32,740,968
Costos fijos		
Mantenimiento	2,334,130	2,646,832
Costos laborales	1,542,701	1,369,654
Depreciaciones y amortizaciones	1,433,263	1,144,437
Servicios contratados asociación	1,415,422	1,674,322
Servicios contratados	1,301,094	1,578,918
Impuestos y contribuciones	461,624	607,494
Costos generales	461,994	441,718
Materiales y suministros de operación	435,238	500,934
Servicios de transporte de hidrocarburos	147,733	74,976
Costos de proyectos no capitalizados	92,252	194,875
	9,625,451	10,234,160
	36,994,516	42,975,128

(1) Los productos importados corresponden principalmente a ACPM y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado.

(2) Corresponde a las compras de crudo de regalías que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos derivadas de la producción nacional, tanto de la Empresa en operación directa como de terceros.

(3) La Agencia Nacional de Hidrocarburos, mediante Resolución 877 de septiembre de 2013, estableció que a partir del 1 de enero del 2014, recaudaría el pago de regalías generadas por la explotación de gas en dinero y no en especie.

28. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y PROYECTOS

El siguiente es el detalle de los gastos de administración, operación y proyectos, discriminado por función, por los años finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2014
Gastos de administración		
Impuestos (1)	730,841	102,028
Gastos laborales	491,748	463,836
Gastos generales y otros	393,971	410,288
Depreciaciones y amortizaciones	84,425	54,883
	1,700,985	1,031,035
Gastos de operación y proyectos		
Gastos de exploración	1,584,249	2,576,294
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	878,259	1,244,045
Proyectos corporativos	456,159	269,495
Impuestos	348,871	449,824
Gastos laborales	309,021	266,362
Mantenimientos	181,630	241,313
Cuota de fiscalización	77,909	108,263
Depreciaciones y amortizaciones	86,215	103,834
Diversos	111,955	260,895
	4,034,268	5,520,325

(1) Incluye principalmente el reconocimiento del impuesto a la riqueza. Ver nota 9 - Activos y pasivos por impuestos corrientes.

29. OTRAS GANANCIAS Y PÉRDIDAS OPERACIONALES

	2015	2014
Ingresos diferidos BOMTS	193,197	140,372
Indemnizaciones recibidas	29,848	24,648
Utilidad venta materiales y propiedad, planta y equipo	50,116	8,426
Pérdida en baja de activos fijos y recursos naturales	(43,372)	(119,804)

	2015	2014
Recuperación de provisiones por litigios (Nota 23)	205,879	203,688
Gasto por de impairment de activos (1)	(8,286,608)	(2,329,356)
Disponibilidad gasoductos contratos BOMTS	(124,957)	(102,916)
Otros ingresos (gastos), netos	70,688	178,569
	<u>(7,905,209)</u>	<u>(1,996,373)</u>

(1) BOMT: (Build, Operate, Maintain and Transfer) – Contratos de Construcción, mantenimiento y transferencia

(2) El detalle de impairment es el siguiente:

	2015	2014
Activos corrientes	(2,858)	(24,784)
Activos no corrientes		
Propiedad, planta y equipo, Recursos naturales e intangibles (Nota 18)	(7,009,831)	(2,189,834)
Impairment Inversiones en compañías y crédito mercantil (Notas 14 y 18)	(1,273,919)	(114,738)
	<u>(8,283,750)</u>	<u>(2,304,572)</u>
	<u>(8,286,608)</u>	<u>(2,329,356)</u>

30. RESULTADO FINANCIERO, NETO

El siguiente es el detalle del resultado por los años finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2014
Ingresos financieros		
Rendimientos e intereses	293,507	286,527
Resultados provenientes de activos financieros	164,615	57,807
Utilidad en venta de inversiones	72,338	-
Dividendos	91,464	53,202
Ganancias derivados de cobertura	-	2,282
	<u>621,924</u>	<u>399,818</u>
Gastos financieros		
Intereses (1)	(1,768,618)	(754,276)
Costos financieros de pasivos a largo plazo	(627,827)	(651,055)

	2015	2014
Resultados provenientes de activos financieros	(167,869)	(57,640)
Pérdidas derivados de cobertura	(108,486)	(140,913)
Otros gastos financieros	(45,614)	(36,410)
	(2,718,414)	(1,640,294)
Pérdida por diferencia en cambio, neta (2)	(1,870,859)	(2,270,193)
Resultado financiero, neto	(3,967,349)	(3,510,669)

- (1) Durante el periodo se capitalizaron intereses financieros contra el rubro de Recursos naturales y Propiedad, planta y equipo por \$744,426 (2014 - \$640,698).
- (2) En el mes de septiembre del 2015, con el fin de cubrir el riesgo generado por la volatilidad de la tasa de cambio sobre la deuda en moneda extranjera de Ecopetrol S.A., la Junta Directiva aprobó la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, Ecopetrol aplicó esta cobertura iniciando el 1° de enero del 2015, por tal motivo, el efecto de la volatilidad cambiaria acumulada sobre la deuda que es instrumento de cobertura, es trasladada al Patrimonio, en la línea del Otro resultado integral. Un detalle de este asunto puede verse en la nota 31 - Gestión de Riesgos.

31. GESTIÓN DE RIESGOS

Riesgo de precios de commodities

El negocio de la Compañía depende substancialmente de los precios internacionales del crudo y de los productos refinados. Los precios de estos productos son volátiles; cambios drásticos podrían afectar adversamente las perspectivas de negocios y resultados de las operaciones.

Una alta proporción de los ingresos provienen de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados que están indexados a precios internacionales de referencia tales como el Brent. En consecuencia, las fluctuaciones en esos índices tienen un efecto directo en la situación financiera y en el resultado de las operaciones de la Compañía.

Los precios de crudo, gas natural y productos refinados han fluctuado tradicionalmente como resultado de una variedad de factores fundamentales internos y externos tales como; la competencia dentro de la industria de hidrocarburos, cambios en los precios internacionales de crudo, gas natural y productos refinados, cambios en el balance oferta/demanda, cambios regulatorios, factores geopolíticos, desarrollo de nuevas tecnologías, cambios en el costo de capital, condiciones económicas adversas, transacciones en instrumentos financieros derivados relacionados con el petróleo y gas y disponibilidad de combustibles alternos.

El grupo empresarial Ecopetrol cuenta con una guía aprobada por la Junta Directiva que le permite utilizar instrumentos financieros derivados en el mercado organizado u over the counter (OTC) para cubrirse ante las fluctuaciones de los precios del crudo y productos refinados asociadas a las transacciones físicas. La Compañía ha establecido procesos apropiados para el manejo del riesgo que incluyen el monitoreo constante del mercado físico y financiero para identificar riesgos para posteriormente elaborar y ejecutar estrategias de cobertura.

Durante junio del 2015, la compañía celebró una operación de derivados de corto plazo con el fin de mitigar en una exportación, la exposición al riesgo a índices de precios diferentes al benchmark de la estrategia de comercio internacional de la Compañía. Esta operación fue liquidada en julio del 2015 con una pérdida de \$4,141 en el resultado del periodo.

Al 31 de diciembre de 2015, existe una posición abierta de una operación de cobertura de precio en la exportación de Crudo Napo hasta por 225.000 barriles, con liquidación en enero del 2016. Al 31 de diciembre, se reconoció en Otros resultados Integrales, neto de impuestos \$213.

Riesgo de tipo de cambio

El grupo opera principalmente en Colombia y realiza ventas en el mercado local e internacional, por tal razón, está expuesto al riesgo de tipo de cambio, el cual surge de diversas exposiciones en moneda extranjera debido a transacciones comerciales y a activos y pasivos en moneda extranjera. El impacto de las fluctuaciones en las tasas de cambio, especialmente la tasa de cambio peso/dólar de los Estados Unidos, ha sido material.

La tasa de cambio del dólar de los Estados Unidos/peso ha fluctuado durante los últimos años. El peso se depreció en promedio 37.3% en el 2015 y 7.1% en el 2014. Las tasas de cambio fueron \$3,149.47, \$2,392.46 y \$1,926.83 al 31 de diciembre del 2015, 2014 y 2013, respectivamente.

Cuando el peso se revalúa contra el dólar de los Estados Unidos, los ingresos de exportaciones bajan al convertirse a pesos. Sin embargo, los bienes importados, servicios petroleros e intereses sobre la deuda externa denominada en dólares de los Estados Unidos se tornan menos costosos. Por el contrario, cuando el peso se deprecia contra el dólar de los Estados Unidos, los ingresos de exportaciones, al ser convertidos a pesos, aumentan, y las importaciones y servicio de la deuda externa se vuelven más costosos.

Los valores en libros de los activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera a nivel consolidado se presentan en la siguiente tabla:

	A 31 de diciembre	A 31 de diciembre	A 1° de enero
Millones de USD	2015	2014	2014
Efectivo y equivalentes de efectivo	970	1,905	1,528
Otros activos financieros	381	438	1,009
Cuentas comerciales por cobrar y pagar, neto	(546)	(463)	(439)
Préstamos y financiaciones	(14,634)	(11,638)	(7,921)
Posición pasiva neta	(13,829)	(9,758)	(5,823)

Del total de la posición neta pasiva, aproximadamente el 31% corresponde a activos y pasivos financieros de compañías con moneda funcional pesos colombianos, cuya valoración afecta el resultado del ejercicio. El 69% de la posición neta corresponde a activos y pasivos monetarios de compañías del grupo con moneda funcional dólar e instrumentos de cobertura no derivados de Ecopetrol S.A., cuya valoración es reconocida en el Otro resultado integral.

La estrategia de gestión de riesgos de la Compañía implica el uso de instrumentos financieros no derivados relacionados con cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones para reducir al mínimo la exposición de divisas riesgo de tipo.

Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía

Ecopetrol S.A. se encuentra expuesta al riesgo de moneda extranjera dado que un porcentaje importante de sus ingresos por exportaciones de crudo está denominado en dólares estadounidenses. En los últimos años, la compañía ha adquirido

deuda de largo plazo para actividades de inversión en la misma moneda que proyecta recibir el flujo de sus ingresos por exportación. Esta relación crea una cobertura natural debido a que los riesgos por la realización de la diferencia en cambio de los ingresos por exportación a la moneda funcional de Ecopetrol (pesos colombianos) están cubiertos naturalmente con los riesgos de valoración por moneda extranjera a pesos de la deuda de largo plazo, en línea con la estrategia de gestión de riesgos de la Compañía.

Con el objetivo de expresar en los Estados Financieros el efecto de la cobertura natural existente entre exportaciones y endeudamiento, entendiendo que el riesgo por tasa de cambio se materializa cuando se realizan las exportaciones, el 30 de septiembre de 2015, la Junta Directiva designó la suma de US\$5,440 millones de la deuda de Ecopetrol S.A como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros de exportación, para el periodo 2015 - 2023, de acuerdo con la IAS 39 - Instrumentos financieros: reconocimiento y medición.

La contabilidad de coberturas genera que el impacto en el estado de resultados se presente efectivamente en el momento de realización del riesgo cubierto. Para que esto ocurra, mensualmente cuando se actualiza la deuda en moneda extranjera por la tasa de cierre para reconocerla en pesos colombianos, los efectos por diferencia en cambio se reconocen como un componente del Otro Resultado Integral, dentro del Patrimonio y, a medida que se realizan las exportaciones de crudo, la diferencia en cambio acumulada en el Otro resultado integral, se reclasifica en el resultado del ejercicio, impactando la utilidad operacional y el EBITDA.

De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, esta política contable fue adoptada por Ecopetrol S.A. a partir del 1° de enero del 2015.

A continuación se presenta el movimiento de este instrumento de cobertura no derivado:

	US\$ (millones)
Instrumento de cobertura designado al 1° de enero del 2015	3,515
Nuevos instrumentos de cobertura designados	1,925
Reasignación de instrumentos de cobertura	1,062
Realización de las exportaciones	(1,062)
Abonos a capital	(64)
Instrumento de cobertura al 31 de diciembre del 2015	5,376

El impacto en el otro resultado integral ha sido el siguiente:

	2015
Diferencia en cambio sobre instrumentos de cobertura	4,107,205
Reclasificación al estado de pérdidas y ganancias	(248,698)
Impuesto de renta diferido	(1,426,403)
	2,432,104

La reclasificación esperada de la diferencia en cambio acumulada en el Otro Resultado Integral al Estado de Pérdidas y ganancias es la siguiente:

Año	Pesos equivalentes	Impuesto	Neto
2016	497,872	(184,052)	313,820
2017	497,872	(184,052)	313,820
2018	497,872	(184,052)	313,820
2019	497,872	(184,052)	313,820
2020	497,872	(184,052)	313,820
2021	497,872	(184,052)	313,820
2022	497,872	(184,052)	313,820
2023	373,403	(138,039)	235,364
	3,858,507	(1,426,403)	2,432,104

Desde la fecha de inicio de la cobertura para futuras exportaciones, esta ha sido efectiva de acuerdo a los test de efectividad realizados.

Análisis de sensibilidad para riesgo de tipo de cambio

El siguiente es el efecto que tendría una variación del 1% y 5% en tipo de cambio de pesos colombianos Vs dólar de los Estados Unidos, relacionado con la exposición de activos y pasivos financieros en moneda extranjera al 31 de diciembre del 2015:

Escenario/ Variación en la TRM	Efecto en resultados antes de impuestos (+/-)	Efecto en otros resultados integrales (+/-)
1%	136,215	299,326
5%	681,073	1,496,628

El análisis de sensibilidad sólo incluye los activos y pasivos financieros celebrados en el extranjero en la fecha de cierre.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que la Compañía pueda sufrir pérdidas como consecuencia del incumplimiento por parte de clientes en la venta de crudo, gas, productos o servicios, instituciones financieras en las que se mantienen inversiones o las contrapartes con las que se tienen contratados instrumentos financieros derivados.

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y servicios de transporte, la Compañía puede estar expuesta al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La administración

de este riesgo ha demandado el diseño de mecanismos y procedimientos que han permitido minimizar su probabilidad de materialización, salvaguardando así el flujo de efectivo de la empresa.

La Compañía realiza un análisis continuo de la fortaleza financiera de las contrapartes, la cual implica su clasificación de acuerdo con su nivel de riesgo y respaldos financieros ante una posible cesación de pagos. Asimismo, se realiza un monitoreo constante de las condiciones del mercado nacional e internacional para establecer alertas tempranas de cambios importantes que puedan impactar las obligaciones de pago oportunos de los clientes con la Compañía.

Para la cartera que es considerada deteriorada, se realiza un análisis individual que permite analizar la situación de cada cliente y así definir las provisiones que haya a lugar, como edad de cartera a provisionar. El grupo lleva a cabo las acciones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el reconocimiento de interés de clientes que no cumplan con las políticas de pago.

Al 31 de diciembre del 2015, El grupo empresarial no mantiene concentraciones significativas de riesgo de crédito. El siguiente es el análisis de antigüedad de la cartera por clientes en mora pero no considerara deteriorada a dicha fecha:

	A 31 de diciembre
	2015
Vencidos con menos de tres meses	71,791
Vencidos entre 3 y 6 meses	4,862
Vencidos con más de 6 meses	116,849
Total	<u>193,502</u>

Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se ocasiona debido a que existen instrumentos indexados a tasas flotantes tanto en el portafolio de inversiones, como en algunas deudas financieras (LIBOR, DTF e IPC, entre otras). Por lo tanto, la volatilidad en tasas de interés puede afectar el costo amortizado, el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con las inversiones y deuda.

Al 31 de diciembre de 2015, el 31% del endeudamiento tiene tasa flotante. Con lo cual, si la tasa de interés del mercado sube, los gastos de financiación aumentarán, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones.

Ecopetrol S.A. establece controles para la exposición de tasa de interés, estableciendo controles límites en la duración del portafolio, el Valor en Riesgo - VAR y tracking error.

Los patrimonios autónomos vinculados a las obligaciones pensionales de la compañía (PAP) están expuestos a cambios en las tasas de interés, debido a que incluyen instrumentos de tasa fija y variable. La regulación Colombiana establece lineamientos sobre patrimonios autónomos destinados a la garantía de y pago de pensiones (Decretos 941 de 2002 y 1861 de 2012), donde indican que el régimen aplicable será el mismo establecido para el Fondo Moderado de los Fondos de Pensiones Obligatorias.

En la siguiente tabla se detalla el impacto en el Resultado Financiero y Otro resultado integral, para los 12 meses siguientes, ante una variación en las tasas de interés de 100 puntos básicos:

Variación en tasas de interés	Pasivos financieros (Gastos financieros)	Activos financieros (ingresos financieros)	Patrimonios autónomos (Otro resultado integral)
+ 100 puntos básicos	(159,051)	(24,742)	(281,926)
- 100 puntos básicos	148,408	24,742	281,926

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la respectiva nota de Provisiones por beneficios a empleados.

Riesgo de liquidez

La habilidad para acceder a los mercados de crédito y de capitales para obtener financiación bajo términos favorables para el plan de inversiones de la Compañía, puede verse limitada debido a impairment de las condiciones de estos mercados. Una nueva crisis financiera podría empeorar la percepción de riesgo en los mercados emergentes.

De otro lado, la ocurrencia de situaciones que puedan afectar el entorno político y regional de Colombia, podrían dificultar a nuestras subsidiarias, el acceso a los mercados de capitales. Estas condiciones, junto con potenciales pérdidas significativas en el sector de servicios financieros y cambios en las valoraciones del riesgo crediticio, pueden dificultar la obtención de financiación en términos favorables. Como resultado, la Compañía se puede ver forzada a revisar la oportunidad y alcance de las inversiones según sea necesario, o acceder a los mercados financieros bajo términos menos favorables, afectando por lo tanto negativamente los resultados de operaciones y situación financiera.

El riesgo de liquidez se gestiona de acuerdo con nuestras políticas destinadas a garantizar que haya fondos netos suficientes para cumplir con los compromisos financieros de la Compañía dentro de su cronograma de vencimientos, sin costes adicionales. El principal método para la medición y seguimiento de la liquidez es la previsión de flujo de efectivo.

El siguiente es un resumen de la madurez de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2015. Los montos presentados en la tabla son los flujos de efectivo contractuales no descontados. Los pagos previstos en moneda extranjera fueron re expresados tomando tipo de cambio de \$3,149.47 pesos / dólar. En consecuencia, estas cantidades no pueden reconciliarse con los montos presentados en el Estado consolidado de situación financiera.

	Hasta 1 año	1-5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Préstamos (Pago de principal e intereses)	4,888,992	27,408,454	23,396,829	25,878,137	81,572,412
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	7,757,277	500,714	-	3	8,257,994
Instrumentos financieros derivados	101,319	-	-	-	101,319
Total	12,747,588	27,909,168	23,396,829	25,878,140	89,931,725

Gestión del capital

El principal objetivo de la Gestión del Capital de Ecopetrol es asegurar una estructura financiera que optimice el costo de capital de la compañía, que maximice el rendimiento a sus accionistas y permita el acceso a los mercados financieros a un costo competitivo para cubrir sus necesidades de financiación.

El siguiente es el índice de endeudamiento sobre los periodos informados:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Préstamos (Nota 20)	53,223,338	35,041,628	22,693,263
Efectivo y equivalentes de efectivo sin restricción (Nota 6)	(6,442,102)	(7,618,178)	(8,805,090)
Otros activos financieros no restringidos (Nota 11)	(885,547)	(933,406)	(1,680,242)
Deuda financiera neta	45,895,689	26,490,044	12,207,931
Patrimonio (nota 25)	45,231,768	49,532,668	49,919,317
Apalancamiento (1)	50.36%	34.84%	19.65%

(1) Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio)

32. ENTES RELACIONADOS

Compañías asociadas y negocios conjuntos

Los saldos con compañías asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre del 2015, 31 de diciembre y 1° de enero del 2014 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos
Negocios conjuntos				
Equion Energía Limited	64,583	28,668	62,861	45,913
Asociadas				
Ecodiesel Colombia S.A.	-	-	22,243	-
Serviport S.A.	141	-	2,359	-
Saldo a diciembre de 2015	64,724	28,668	87,463	45,913

	Cuentas por cobrar	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos
Negocios conjuntos				
Equion Energía Limited	75,561	9,338	84,006	36,728
Asociadas				
Ecodiesel Colombia S.A.	-	-	20,308	-
Serviport S.A.	-	-	3,506	-
Saldo a diciembre de 2014	75,561	9,338	107,820	36,728

	Cuentas por cobrar	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos
Negocios conjuntos				
Equion Energía Limited	164,711	15,558	102,529	578,423
Asociadas				
Ecodiesel Colombia S.A.	-	-	22,890	-
Serviport S.A.	-	-	1,674	-
Saldo a 1° enero de 2014	164,711	15,558	127,093	578,423

Los importes pendientes no están garantizados y se liquidarán en efectivo. No se han otorgado ni recibido garantías. No se ha reconocido ningún gasto en el periodo actual ni en periodos anteriores con respecto a incobrables o cuentas de dudoso cobro relacionados con los importes adeudados por partes relacionadas.

Las principales transacciones con entes relacionados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 se detallan como sigue:

	2015		2014	
Negocios conjuntos				
Equion Energía Limited	515,968	190,158	908,357	79,264
Asociadas				
Ecodiesel Colombia S.A.	7,245	267,647	3,840	220,834
Total transacciones	<u>523,213</u>	<u>457,805</u>	<u>912,197</u>	<u>300,098</u>

Directivos claves de la gerencia

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas del año 2012, los honorarios de los directores por asistencia a las reuniones de la Junta Directiva y/o del Comité aumentaron de cuatro a seis salarios mínimos mensuales legales vigentes, valor que asciende aproximadamente de \$3,700 para 2014 a \$3,900 para 2015. Para las sesiones no presenciales, se fijan en el 50% de la cuota de las reuniones presenciales. Los miembros de la Junta Directiva no tienen ninguna clase de remuneración variable.

La compensación total pagada a los directores, funcionarios ejecutivos y altos directivos vigentes al 31 de diciembre del 2015 ascendió a \$6,690 (año 2014 - \$ 9,058). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2014 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación

a nuestros funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a \$10,341 (2014 -\$13,958).

Al 31 de diciembre del 2015, los siguientes Directivos Claves de la gerencia poseían menos del 1% de las acciones en circulación de Ecopetrol S.A así:

Personal clave de la gerencia	% Acciones
Joaquín Moreno Uribe	<1% acciones en circulación
Roberto Steiner Sampedro	<1% acciones en circulación
Mauricio Cárdenas S	<1% acciones en circulación
Hector Manosalva Rojas	<1% acciones en circulación
Juan Carlos Echeverry	<1% acciones en circulación

Entidades relacionadas del Gobierno

El Gobierno Colombiano posee el control de Ecopetrol S.A. con una participación del 88,49 %. Las transacciones más significativas con Entidades gubernamentales se detallan a continuación:

a) Compra de hidrocarburos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Por la naturaleza del negocio, la compañía tiene una relación directa con ANH, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo es administrar integralmente las reservas y recursos de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

Ecopetrol S.A compra el crudo que la ANH recibe de todos los productores de Colombia a los precios fijados de acuerdo a una fórmula establecida en conjunto, que refleja los precios de venta de exportación (crudos y productos), ajuste a la calidad de la gravedad API, contenido de azufre, tarifas de transporte de la cabeza del pozo a los puertos de Coveñas y Tumaco, el costo del proceso de refinado y una cuota de comercialización. Este contrato fue prorrogado hasta el 30 de junio 2016.

Hasta diciembre de 2013, la Compañía comercializó, en nombre de la ANH, el gas natural recibido por esta en especie de los productores. Desde enero del 2014, la ANH recibe las regalías de producción de gas natural en efectivo.

El valor de compra de hidrocarburos a la ANH se detalla en la Nota 27- costo de ventas.

Adicionalmente, Ecopetrol al igual que las demás compañías petroleras, participa en rondas para asignación de bloques exploratorios en territorio colombiano, sin que ello implique un tratamiento especial para Ecopetrol por ser una entidad cuyo accionista mayoritario es el Ministerio de Hacienda.

b) Diferencial de precios

Los precios de venta de gasolina regular y ACPM son regulados por el Gobierno Nacional. En este evento, se presentan diferenciales entre el volumen reportado por las Compañías al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes. Estos diferenciales pueden ser a favor o en contra de los productores. El valor de este diferencial se encuentra detallado en la nota 26 – Ingresos por ventas.

c) Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

Ecopetrol como cualquier otra Compañía en Colombia, tiene obligaciones de tipo tributario que debe cumplir ante esta entidad, no se tiene ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma. Para mayor información ver nota 9 – Impuestos.

d) Contraloría General de la República:

Ecopetrol al igual que las demás entidades estatales en Colombia, tiene la obligación de atender los requerimientos de esta entidad de control y realizar el pago anual de la cuota de sostenimiento a dicha entidad. No existe ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

33. OPERACIONES CONJUNTAS

La Compañía realiza operaciones de exploración y producción a través de los contratos de Exploración y Producción (E & P), Evaluación Técnica (TEA), contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (Agencia Nacional de Hidrocarburos, en adelante ANH), así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos. Las principales operaciones conjuntas al cierre de 2015 son:

Contratos en los cuales Ecopetrol es no operador:

Socios	Contrato	Tipo	Zona geográfica de operación	% Participación
ANADARKO	K2	Producción	EEUU	9%
	BM-C-29.	Exploración	Brasil	50%
	Fuerte Norte, Fuerte Sur, Purple Angel, Col-5 y URA-4	Exploración	Offshore Caribe Sur	50%
APACHE	Parmer	Exploración	EEUU	30%
EQUION ENERGIA LIMITED	Niscota	Exploración	Colombia	20%
	Piedemonte	Producción	Colombia	50%
MURPHY OIL	Dalmatian North	Producción	EEUU	30%
	Dalmatian South	Exploración	EEUU	30%
	Sea Eagle	Exploración	EEUU	50%
NOBLE ENERGY	Gunflint	Exploración	EEUU	32%
PERENCO COLOMBIA LIMITED	Casanare	Producción	Colombia	64%
	Corocora	Producción	Colombia	28%
	Estero	Producción	Colombia	7%
	Garcero	Producción	Colombia	15%
	Orocue	Producción	Colombia	23%

ESTADOS
FINANCIEROS

Socios	Contrato	Tipo	Zona geográfica de operación	% Participación
REPSOL	Leon	Exploración	EEUU	40%
	BM-ES-29.	Exploración	Brasil	30%
	Ronda Caribe RC-11 Y RC-12	Exploración	Offshore Caribe Norte	50%
SHELL	Deep Rydberg/Aleatico	Exploración	EEUU	29%
	SIN OFF - 7	Exploración	Offshore Caribe Sur	35%
OCCIDENTAL ANDINA LLC	Chipiron	Producción	Colombia	30%
	Cosecha	Producción	Colombia	30%
	Cravo norte	Producción	Colombia	50%
	Rondon	Producción	Colombia	50%
Socios	Contrato	Tipo	Zona geográfica de operación	% Participación
CHEVRONTEXACO PETROLEUM COMPANY	Guajira	Producción	Colombia	57%
	CE-M-715_R11	Exploración	Brasil	50%
MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD	Nare	Producción	Colombia	50%
META PETROLEUM CORP SUCURSAL (1)	Quifa	Producción	Colombia	30%
	Rubiales	Producción	Colombia	58%
LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	SSJN1	Exploración	Colombia	50%
PETROBRAS	PAMA-M-187.	Exploración	Brasil	30%
	PAMA-M-188.	Exploración	Brasil	30%
	PAMA-M-222.	Exploración	Brasil	30%
	PAMA-M-223.	Exploración	Brasil	30%
	BM-C-44.	Exploración	Brasil	38%
	BM-S-74.	Exploración	Brasil	13%
HESS	BM-ES-30.	Exploración	Brasil	30%
ONGC	BM-S-73.	Exploración	Brasil	13%
VANCO	BM-S-63.	Exploración	Brasil	30%
	BM-S-71.	Exploración	Brasil	30%
	BM-S-72.	Exploración	Brasil	30%
ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIA	Ronda Caribe RC-10	Exploración	Offshore Caribe Norte	50%
PETROBRAS, REPSOL & STATOIL	Tayrona	Exploración	Offshore Caribe Norte	30%
REPSOL & STATOIL	TEA GUA OFF-1	Exploración	Offshore Caribe Norte	50%

- (1) En marzo de 2015, Ecopetrol y Pacific Rubiales Energy anunciaron que acordaron no extender de los contratos de participación de riesgo en Rubiales y joint venture en Piriri que expiran en el 2016. Como resultado, Ecopetrol obtendrá una participación del 100% en ambos campos desde junio de 2016 y los operará directamente

Contratos en los cuales Ecopetrol es operador:

Socios	Contrato	Tipo	Zona geográfica de operación	% Participación
EXXONMOBIL EXPLORATION COLOMBIA	VMM29	Exploración	Colombia	50%
MAUREL & PROM COLOMBIA	CPO-17	Exploración	Colombia	50%
TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD	CPO9	Exploración	Colombia	55%
	CPO9 - AKACIAS	Producción	Colombia	55%
OCCIDENTAL ANDINA LLC	La Cira Infantas	Producción	Colombia	56%
ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIA	RONDA CARIBE NUEVE	Exploración	Colombia	50%
PERENCO COLOMBIA LIMITED	San Jacinto y Rio Paez	Exploración	Colombia	36%
		Producción	Colombia	18%
LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	Clarinero	Exploración	Colombia	50%

34. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

Bases de clasificación

La operación del Grupo Empresarial se realiza en tres segmentos de negocio: 1) Exploración y producción, 2) Transporte y logística y 3) Refinación, petroquímica y biocombustibles.

- Exploración y producción.** Este segmento incluye las actividades relacionadas con la exploración y producción de petróleo y gas. Los ingresos se derivan de la venta a precios de mercado de petróleo crudo, combustibles regulados, combustibles no regulados y gas natural a otros segmentos y a terceros (distribuidores locales y extranjeros). Los costos incluyen los costos incurridos en la producción. Los gastos incluyen todos los costos de exploración que no se capitalizan.
- Transporte y logística.** Este segmento incluye los ingresos y costos asociados con la operación de transporte y distribución de hidrocarburos, derivados y productos.
- Refinación, petroquímica.** Este segmento incluye las actividades realizadas en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, donde se transforman en productos los crudos que llegan de los campos de producción. Los ingresos de productos son realizados a otros segmentos y a clientes nacionales y del exterior e incluyen productos refinados y petroquímicos a precios de mercado y en algunos combustibles a precio regulado. Este segmento también incluye ventas de servicios industriales a clientes.

Estas funciones se han definido como los segmentos de operación del Grupo, teniendo en cuenta que: (a) se dedican a actividades comerciales diferenciales, de las que se generan los ingresos y se incurren los costos y gastos; (b) los resultados de operación son revisados regularmente por el Gobierno del Grupo que toma las decisiones de operación para asignar recursos a los segmentos y evaluar su desempeño; y (c) se dispone de información financiera diferenciada. Las transferencias internas representan las ventas a los segmentos entre compañías y se registran y se presentan a precios de mercado.

Información financiera por segmentos

La siguiente información por segmentos es reportada con base en la información utilizada por la Junta Directiva, cómo máximo órgano para la toma de decisiones estratégicas y operativas de los segmentos de negocio. El desempeño de los segmentos se basa principalmente en análisis de ingresos, costos, gastos y resultado del periodo generados por cada segmento, los cuales son monitoreados de manera periódica.

La información revelada en cada segmento se presenta neta de las de transacciones realizadas entre las empresas del Grupo.

A continuación se presenta el resultado integral consolidado por segmento por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014

	Por el año terminado el 31 de diciembre del 2015				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	Total
Ventas terceros	25,412,869	22,456,866	4,221,192	-	52,090,927
Ventas intersegmento	6,063,398	788,810	6,623,358	(13,475,566)	-
Ingresos netos	31,476,267	23,245,676	10,844,550	(13,475,566)	52,090,927
Costos fijos	7,208,632	1,902,797	3,304,815	(2,790,793)	9,625,451
Costos variables	18,500,240	18,856,011	439,607	(10,426,793)	27,369,065
Costos de ventas	25,708,872	20,758,808	3,744,422	(13,217,586)	36,994,516
Utilidad bruta	5,767,395	2,486,868	7,100,128	(257,980)	15,096,411
Gastos de administración	731,626	451,250	518,109	-	1,700,985
Gastos de operación y proyectos	2,969,723	1,155,301	157,596	(248,352)	4,034,268
Otras ganancias y pérdidas operacionales, neto	4,523,413	3,401,587	(19,791)	-	7,905,209
Resultado de la operación	(2,457,367)	(2,521,270)	6,444,214	(9,628)	1,455,949

	Por el año terminado el 31 de diciembre del 2015				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	Total
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	536,119	135,622	86,568	(136,385)	621,924
Gastos financieros	(1,670,443)	(451,906)	(596,133)	68	(2,718,414)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio	(1,897,401)	(386,801)	413,341	-	(1,870,859)
	(3,031,723)	(703,085)	(96,224)	(136,317)	(3,967,349)
Participación en las utilidades de compañías	11,401	23,187	533	-	35,121
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(5,477,689)	(3,201,168)	6,348,523	(145,945)	(2,476,279)
Impuesto a las ganancias	1,142,825	655,660	(2,405,052)	-	(606,567)
(Pérdida) utilidad neta del periodo	(4,334,864)	(2,545,508)	3,943,471	(145,945)	(3,082,846)
(Pérdida) utilidad atribuible:					
A los accionistas	(4,334,868)	(2,540,758)	3,033,842	(145,941)	(3,987,726)
Participación no controladora	-	(4,750)	909,630	-	904,880
	(4,334,868)	(2,545,508)	3,943,472	(145,941)	(3,082,846)
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	5,318,587	570,033	881,738	-	6,770,358
Impairment de activos no corrientes	4,923,369	3,278,993	81,388	-	8,283,750

	Por el año terminado el 31 de diciembre del 2014				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	Total
Ventas terceros	35,903,045	26,612,204	3,456,639	-	65,971,888
Ventas intersegmento	9,252,146	560,096	4,887,295	(14,699,537)	-
Ingresos netos	45,155,191	27,172,300	8,343,934	(14,699,537)	65,971,888
Costos fijos	6,788,549	1,888,558	3,538,797	(1,981,744)	10,234,160
Costos variables	21,139,234	23,648,670	402,255	(12,449,191)	32,740,968
Costos de ventas	27,927,783	25,537,228	3,941,052	(14,430,935)	42,975,128
Utilidad bruta	17,227,408	1,635,072	4,402,882	(268,602)	22,996,760
Gastos de administración	335,432	354,221	341,523	(141)	1,031,035
Gastos de operación y proyectos	4,288,108	1,039,695	380,940	(188,418)	5,520,325
Otras ganancias y pérdidas operacionales, neto	679,786	1,352,576	(37,764)	1,775	1,996,373
Resultado de la operación	11,924,082	(1,111,420)	3,718,183	(81,818)	14,449,027
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	251,902	113,237	127,262	(92,583)	399,818
Gastos financieros	(837,510)	(306,174)	(496,615)	5	(1,640,294)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio	(2,243,938)	(309,449)	283,194	-	(2,270,193)
	(2,829,546)	(502,386)	(86,159)	(92,578)	(3,510,669)
Participación en las utilidades de compañías	168,045	11,254	-	-	179,299
Resultado antes de impuesto a las ganancias	9,262,581	(1,602,552)	3,632,024	(174,396)	11,117,657
Impuesto a las ganancias	(4,059,985)	439,648	(1,148,764)	-	(4,769,101)
(Pérdida) utilidad neta del periodo	5,202,596	(1,162,904)	2,483,260	(174,396)	6,348,556

	Por el año terminado el 31 de diciembre del 2014				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	Total
Utilidad (pérdida) atribuible:					
A los accionistas	5,202,594	(1,158,806)	1,856,109	(174,396)	5,725,500
Participación no controladora	-	(4,098)	627,154	-	623,056
	<u>5,202,594</u>	<u>(1,162,904)</u>	<u>2,483,263</u>	<u>(174,396)</u>	<u>6,348,556</u>
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	5,172,743	548,539	695,925	-	6,417,207
Impairment de activos no corrientes	965,607	1,340,086	(1,121)	-	2,304,572

Información de ventas por producto, zona geográfica, clientes e inversiones

A continuación se detallan las ventas por producto de cada uno de los segmentos por los años finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	25,782	10,206,599	-	(17,157)	10,215,224
Gasolinas	-	6,464,661	-	(336,453)	6,128,208
Servicios	118,812	198,369	10,822,078	(6,703,985)	4,435,274
Gas natural	2,198,284	-	-	(352,939)	1,845,345
Crudos	5,847,368	-	-	(5,356,089)	491,279
Diesel y Asfaltos	49,583	411,605	-	-	461,188
Plástico y caucho	-	724,392	-	-	724,392
G.L.P. y propano	154,201	190,346	-	(9,053)	335,494
Otros productos	262,906	1,070,725	22,472	(367,757)	988,346
	<u>8,656,936</u>	<u>19,266,697</u>	<u>10,844,550</u>	<u>(13,143,433)</u>	<u>25,624,750</u>
Reconocimiento diferencial precios	-	441,871	-	-	441,871
	<u>8,656,936</u>	<u>19,708,568</u>	<u>10,844,550</u>	<u>(13,143,433)</u>	<u>26,066,621</u>

ESTADOS
FINANCIEROS

	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	Total
Ventas al exterior					
Crudos	21,495,762	-	-	(314,497)	21,181,265
Combustóleo	-	2,166,469	-	-	2,166,469
Comercialización de crudo	1,309,196	-	-	-	1,309,196
Gas natural	233,500	-	-	(50,550)	182,950
Gasolinas y turbocombustible	27,756	65,369	-	-	93,125
Diesel	-	81,982	-	-	81,982
Plástico y caucho	-	1,096,730	-	-	1,096,730
Amortización cobertura flujo de efectivo	(248,698)	-	-	-	(248,698)
Otros productos y Servicios	1,815	126,558	-	32,914	161,287
	22,819,331	3,537,108	-	(332,133)	26,024,306
Total ingresos	31,476,267	23,245,676	10,844,550	(13,475,566)	52,090,927

	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	1,241	11,982,214	-	-	11,983,455
Gasolinas	-	6,979,197	-	(584,775)	6,394,422
Servicios	245,798	152,267	8,324,753	(4,944,745)	3,778,073
Gas natural	1,580,941	-	-	(234,316)	1,346,625
Crudos	9,487,864	-	-	(8,274,146)	1,213,718
Diesel y Asfaltos	46,336	412,736	-	-	459,072
Plástico y caucho	-	667,563	-	-	667,563
G.L.P. y propano	181,806	248,578	-	(3,934)	426,450
Otros productos	102,696	812,510	19,181	66,934	1,001,321
	11,646,682	21,255,065	8,343,934	(13,974,982)	27,270,699
Reconocimiento diferencial precios (1)		485,409			485,409
	11,646,682	21,740,474	8,343,934	(13,974,982)	27,756,108
Ventas al exterior					
Crudos	31,524,915	-	-	(689,405)	30,835,510
Combustóleo	-	3,921,703	-	-	3,921,703
Comercialización de crudo	1,486,060	-	-	-	1,486,060
Gas natural	439,076	-	-	(15,615)	423,461
Gasolinas y turbocombustible	-	127,090	-	-	127,090
Diesel	-	179,738	-	-	179,738
Plástico y caucho	-	975,282	-	-	975,282

	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	Total
Amortización cobertura flujo de efectivo	-	-	-	-	-
Otros productos	58,458	228,013	-	(19,535)	266,936
	33,508,509	5,431,826	-	(724,555)	38,215,780
Total ingresos	45,155,191	27,172,300	8,343,934	(14,699,537)	65,971,888

Ventas por zona geográfica

Los ingresos ordinarios generados por área geográfica, son los siguientes:

Zona	2015	Participación	2014	Participación
Colombia	26,066,621	50.0%	27,756,107	42.1%
Estados Unidos	11,803,802	22.7%	14,977,109	22.7%
Asia	6,062,071	11.6%	13,416,506	20.3%
Europa	3,943,475	7.6%	5,915,190	9.0%
Centro América y el caribe	3,333,653	6.4%	3,049,688	4.6%
Sur América y otros	881,305	1.7%	857,287	1.3%
Total	52,090,927	100.0%	65,971,887	100.0%

Concentración de clientes

Durante el año finalizado el 31 de diciembre del 2015, un cliente del segmento de refinación representó el 14.4% de total de las ventas del periodo (2014 - 13.7%); ningún otro cliente tiene más del 10% del total de ventas. No existe riesgo en la situación financiera por una potencial pérdida del mismo.

Distribución de activos no corrientes por áreas geográficas

La mayoría de los activos y actividades desarrolladas por la Compañía se encuentran localizados en Colombia. La posición financiera y los resultados de las operaciones de las subsidiarias localizadas en el exterior no son materiales para el grupo.

Inversión por segmentos

El siguiente ha sido el movimiento de las inversiones realizadas por cada segmento por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y año 2014:

2015	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Refinación y Petroquímica	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,460,975	3,590,279	2,497,679	8,548,933
Recursos naturales	5,590,321	-	-	5,590,321
Intangibles	69,126	18,494	24,635	112,255
	8,120,422	3,608,773	2,522,314	14,251,509

2014	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Refinación y Petroquímica	Total
Propiedad, Planta y Equipo	3,556,535	3,730,289	1,636,743	8,923,567
Recursos naturales	5,038,296	-	-	5,038,296
Intangibles	26,610	10,636	74,772	112,018
	8,621,441	3,740,925	1,711,515	14,073,881

35. ADOPCIÓN POR PRIMERA VEZ DE LAS NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA – NIIF EN COLOMBIA

Como parte del proceso de adopción a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante “NIIF”) de conformidad con lo previsto en la Ley 1314 de 2009, el Decreto Reglamentario 2784 de diciembre de 2012, los Decretos 3023 y 3024 de 2013 y Decretos 2420 y 2496 del 2015 en Colombia, Ecopetrol y sus compañías subsidiarias pertenecen al Grupo 1 de preparadores de la información financiera y por consiguiente, esta es la emisión de los primeros estados financieros bajo Normas Internacionales de Información Financiera al 31 de diciembre de 2015 y el balance de apertura al 1 de enero de 2014, con período de transición el año 2014. Las políticas de contabilidad indicadas en la nota 4 se han aplicado de manera consistente desde el balance de apertura.

En la elaboración de estos estados financieros, la Compañía ha ajustado las cifras reportadas previamente en sus anteriores Estados Financieros preparados de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA anteriores), aplicando las siguientes exenciones opcionales y obligatorias a la aplicación retroactiva de las NIIF.

Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por la Compañía

(a) *Combinaciones de negocios* NIIF 1 – Adopción por primera vez incluye una exención opcional para las combinaciones de negocios como una alternativa para aplicar la NIIF 3 – Combinación de negocios retroactivamente (combinaciones de negocios anteriores a la fecha de transición a las NIIF). Sin embargo, la Compañía puede optar por re-expresar combinaciones de negocios desde cualquier fecha anterior a la fecha de transición. Si alguna combinación de negocio es re-expresada se deben re-expresar todas las combinaciones de negocio y aplicar NIIF 10 – Estados Financieros Consolidados.

Ecopetrol aplicó la exención antes mencionada para todas las combinaciones de negocios realizadas hasta la fecha de transición. Por lo tanto, no ha re-expresado las combinaciones de negocios que tuvieron lugar con anterioridad a la fecha de transición del 1 de enero del 2014, las cuales se registraron a su costo atribuido al balance de apertura.

(b) *Uso del valor razonable como costo atribuido de las propiedades, planta y equipo* – La exención de la NIIF 1 permite el uso del valor razonable a la fecha de transición a las NIIF como costo atribuido de propiedad, planta y equipo, activos intangibles y propiedades de inversión. La NIIF 1 establece que la revaluación bajo PCGA anteriores, a la fecha de transición o anterior, puede ser usado como costo atribuido en la fecha de la revaluación, si esta fue a esa fecha sustancialmente comparable:

- Al valor razonable; o
- Al costo depreciado según las NIIF.

Ecopetrol S.A. optó por la medición de algunos terrenos a su valor razonable a la fecha de transición y utilizó este valor como el costo atribuido en el balance de apertura bajo NIIF. El valor razonable de estos activos fue medido mediante avalúo realizado por expertos externos independientes. Para otras partidas de propiedad planta y equipo, las vidas útiles se determinaron con evaluaciones y soporte técnico de las áreas operativas de la Compañía. Se efectuaron recálculos de la depreciación acumulada con base en estas nuevas vidas útiles, dichos efectos fueron reconocidos en el balance de apertura. Para elementos menores en propiedad planta y equipo como muebles y enseres, equipo de cómputo y equipo de transporte, la Compañía ha considerado el costo depreciado o revaluado bajo PCGA anteriores como costo atribuido a la fecha de transición, ya que este es comparable con su costo depreciado de acuerdo a NIIF.

- (c) *Arrendamientos* - La exención de la NIIF 1 establece que la Compañía puede determinar si un acuerdo vigente en la fecha de transición a las NIIF contiene un arrendamiento, a partir de la consideración de los hechos y circunstancias existentes a dicha fecha.

Ecopetrol S.A. decidió utilizar esta exención y por lo tanto ha considerado los hechos y circunstancias existentes a la fecha de transición para determinar la existencia de arrendamientos implícitos en sus contratos y acuerdos.

- (d) *Pasivos por desmantelamiento incluidos en el costo de propiedades, planta y equipo y recursos naturales y del medio ambiente* - Una entidad que adopta por primera vez las NIIF puede elegir por no cumplir con los requerimientos de IFRIC 1 - Cambios en pasivos existentes por retiro del servicio, restauración y similares. Por lo cual la compañía puede:

- i. Medir el pasivo en la fecha de transición a las NIIF de acuerdo con la NIC 37;
- ii. En la medida en que el pasivo esté dentro del alcance de la IFRIC 1, estimar el importe que habría sido incluido en el costo del activo correspondiente cuando surgió el pasivo por primera vez, mediante el descuento del pasivo a esa fecha utilizando su mejor estimación de la tasa de descuento histórico, ajustada por el riesgo, que habría sido aplicado para ese pasivo a lo largo del periodo correspondiente; y
- iii. Calcular la depreciación acumulada sobre ese importe, hasta la fecha de transición a las NIIF, sobre la base de la estimación actual de la vida útil del activo, utilizando la política de depreciación adoptada por la entidad conforme a las NIIF.

Ecopetrol optó por aplicar esta exención y medir a la fecha de transición los pasivos por costos de abandono y para el activo correspondiente estimar el costo inicial del activo y depreciarlo a la fecha de transición.

- (e) *Costos por préstamos* - NIIF 1 permite a la Compañía optar por capitalizar los costos por préstamos incurridos para la construcción de cualquier activo calificado; o puede designar cualquier fecha anterior a la fecha de transición y aplicar la norma a los costos por préstamos relacionados con todos los activos calificados para los que la fecha de capitalización sea dicha fecha u otra posterior.

La Compañía optó por aplicar esta exención y adoptó como política la capitalización de los costos por préstamos de acuerdo con la NIC 23 - Costos por préstamos a partir de la fecha de transición.

- (f) *Clasificación de los instrumentos financieros* - NIIF 1 permite un número de excepciones opcionales en relación con la designación de los instrumentos financieros reconocidos previamente para adoptantes por primera vez aplicando NIIF 9 - Instrumentos Financieros. Ecopetrol optó por aplicar las siguientes excepciones:

- a. Un adoptante por primera vez puede designar un activo financiero como medido a valor razonable con cambios en resultados siempre y cuando el activo cumpla con los criterios para esta clasificación a la fecha de transición a las NIIF.
- b. Una entidad puede designar un instrumento de patrimonio como medido a valor razonable con cambios en otro resultado siempre y cuando el activo cumpla con los criterios para esta clasificación a la fecha de transición a las NIIF.

- (g) *Medición al valor razonable de activos financieros o pasivos financieros en el reconocimiento inicial* – Ecopetrol aplicó de forma prospectiva la medición al valor razonable de los activos y pasivos financieros a la fecha de transición.
- (h) *Activos financieros y activos intangibles de acuerdos de concesión de servicios* – Ecopetrol reconoció los activos financieros y activos intangibles a la fecha de transición a las NIIF, al valor contable en libros en dicha fecha.
- (i) *Efectos en las variaciones en el tipo de cambio* – NIIF 1 permite a la entidad no determinar las diferencias en conversión acumuladas a la fecha de transición a las NIIF, reconocidas en el otro resultado integral. Si la exención es aplicada, la diferencia en conversión acumulada por las operaciones en el exterior será cero a la fecha de transición a las NIIF.

Conciliación de la situación financiera

Las conciliaciones que se presentan a continuación reflejan el impacto de la transición a las NIIF sobre la situación financiera previamente informada por Ecopetrol:

Conciliación del patrimonio al 31 de diciembre y 1° de enero de 2014:

	Nota	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Patrimonio consolidado bajo PCGA anteriores		68,545,972	71,119,203
Propiedades, planta y equipo y recursos naturales	(1)	(26,151,215)	(22,143,077)
Interés no controlante de Equion	(2)	(1,017,201)	(1,222,118)
Impuesto diferido	(3)	1,443,901	(217,857)
Cargos diferidos	(4)	(230,516)	(706,655)
Interés no controlante	(5)	4,195,935	4,573,748
Efecto en conversión	(6)	1,359,487	-
Pasivos y activos a costo amortizado, método de participación patrimonial y otros	(7)	1,339,736	(94,358)
Pasivos por beneficios a empleados	(8)	46,569	(1,389,569)
Patrimonio consolidado bajo NIIF		49,532,668	49,919,317

(1) El siguiente es el detalle de los ajustes relacionados con propiedades, planta y equipo y recursos naturales:

	Nota	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Reversión valorizaciones y provisiones reconocidas bajo PCGA anteriores	(i)	(21,747,734)	(22,821,658)
Intereses y diferencia en cambio no capitalizables	(ii)	(2,362,465)	(422,288)

	Nota	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Impairment de activos	(iii)	(2,377,760)	(592,061)
Costos de abandono	(iv)	(478,055)	(402,489)
Depreciaciones, amortización y eliminación ajustes por inflación	(v)	814,799	2,095,419
Total ajustes Propiedades, planta y equipo		(26,151,215)	(22,143,077)

- i. Reversión de las valorizaciones y provisiones registradas bajo PCGA anteriores, teniendo en cuenta que la Compañía optó por reconocer bajo NIIF sus propiedades, planta y equipo, diferentes a terrenos, por el método del costo.
- ii. Incluyen principalmente:
- Intereses y diferencia en cambio sobre préstamos no capitalizados bajo NIIF por valor de \$2,212,286. Debido a la exención adoptada por la Compañía descrita en la nota 35.1, no hay ajuste por este concepto en el balance de apertura. Bajo los PCGA anteriores, la Compañía capitalizó un mayor valor concepto de diferencia en cambio relacionada con los préstamos en moneda extranjera. Bajo NIIF, la diferencia en cambio está limitada a un gasto hipotético generado en un escenario de endeudamiento en la moneda funcional de la Compañía.
 - Ventas de crudo de pruebas extensas por \$157,420 (1° de enero del 2014 - \$146,985), correspondientes a los activos en fase de exploración y evaluación, las cuales se reconocen como un menor valor de estos activos. Bajo PCGA anteriores, los ingresos obtenidos por pruebas extensas se reconocían como ingresos, en el resultado del periodo.
 - Ajustes por activos relacionados con patrimonio institucional incorporado por valor de \$41,203 (1° de enero del 2014 - \$43,033).
 - Ajustes por (\$48,444) por concepto de mantenimientos capitalizables y otros ajustes menores (1° de enero del 2014 - \$232,270).
- iii. Reconocimiento de la pérdida por impairment de activos, conforme a los criterios establecidos bajo la NIC 36 - Impairment de activos, teniendo en cuenta que la Compañía determinó como Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) los campos de producción de petróleo y gas, las refinerías y los oleoductos o poliductos. Esto difiere de los PCGA anteriores, los cuales solo reconocían una pérdida por obsolescencia.
- iv. Efecto por reconocimiento al valor presente de los costos por desmantelamiento y retiro de activos y su depreciación asociada. Bajo los PCGA anteriores, esta obligación era reconocida al valor nominal y no se realizaba su estimación para la totalidad de los activos.
- v. Efecto generado por el cambio de vidas útiles y método de depreciación de los activos. Bajo PCGA anteriores, las vidas útiles de las propiedades planta y equipo se determinaban bajo criterios fiscales. Para NIIF, las vidas útiles de los activos se determinan con base en criterios técnicos y económicos. Adicionalmente, se eliminaron los ajustes por inflación que se habían reconocido bajo los PCGA anteriores, dado que la compañía adoptó el método del costo para valoración bajo NIIF.
- (2) Producto de la evaluación de control sobre compañías, se determinó bajo NIIF que Equion se reconocería como un negocio conjunto, valorada por el método de participación patrimonial. Bajo PCGA anteriores, la Compañía consolidaba esta inversión.

- (3) Disminución neta en impuesto diferido generada por las variaciones en la medición de los activos y pasivos por la aplicación de NIIF. Por la adopción de las NIIF, se presenta un impuesto diferido pasivo por el aumento en la base contable de propiedades, planta y equipo. A su vez, se presenta un mayor impuesto diferido activo por excesos de renta presuntiva y pérdidas fiscales. Bajo PCGA anteriores, no se calculaba impuesto diferido sobre estos conceptos.
- (4) Se presenta una disminución en cargos diferidos debido a que bajo NIIF ciertas partidas, como el impuesto al patrimonio, no cumplen con los criterios de reconocimiento como activos.
- (5) Para NIIF, el interés no controlante debe ser presentado como un componente del patrimonio. Bajo PCGA anteriores, este rubro era presentado como un mayor valor del pasivo. De igual forma, se realizó nuevamente el recálculo del interés no controlante tomando las bases bajo NIIF de las filiales.
- (5) Corresponde al ajuste por conversión, para propósitos de consolidación, de aquellas compañías del Grupo Empresarial, cuya moneda funcional es diferente al peso colombiano.
- (7) Incluye los siguientes ajustes:
- Con la adopción de las NIIF, los préstamos son valorados bajo la metodología de costo amortizado, utilizando la tasa de interés efectiva. Bajo PCGA anteriores, los préstamos eran reconocidos a su valor nominal, causando los intereses respectivos. El efecto es de \$736,515 (1° de enero del 2014 - \$(38,257)).
 - Recálculo en el método de participación patrimonial para inversiones en asociadas y negocios conjuntos por \$818,571 (1° de enero del 2014 - \$319,729). Este ajuste se genera por el reconocimiento de Equion como negocio conjunto y el cambio de las bases contables de las asociadas bajo NIIF.
 - Otros ajustes menores por (\$215,350) (1° de enero del 2014 - \$187,114).
- (8) Con la adopción de las NIIF; se reconocieron como activos, los patrimonios autónomos que respaldan el pasivo pensional. Estos eran reconocidos en cuentas de orden bajo PCGA anteriores. Asimismo, se reconocieron los pasivos por obligaciones laborales por pensiones de jubilación, bonos pensionales, prima por quinquenio, salud y educación, utilizando el método de la unidad de crédito proyectada, metodología que difiere de las estimaciones realizadas bajo PCGA anteriores, principalmente, en la tasa utilizada en los cálculos actuariales (Bajo NIIF corresponde a una tasa de largo plazo, mientras que bajo los PCGA anteriores, esta tasa es establecida por ley).

Conciliación de la utilidad neta

Conciliación de la utilidad por el año finalizado el 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

		Año 2014
Utilidad consolidada bajo PCGA anteriores		7,510,270
Diferencia en cambio e intereses	(a)	(2,212,286)
Propiedades, planta y equipo y recursos naturales	(b)	(2,889,188)
Cargos diferidos	(c)	483,551
Obligaciones laborales	(d)	309,178
Impuestos diferidos	(e)	2,105,645

		Año 2014
Efecto de consolidación, método de participación patrimonial y otros	(f)	418,330
Utilidad consolidada bajo NIIF		5,725,500
Ajustes por conversión		3,512,185
Ganancia en valor razonable activos financieros mantenidos para la venta (g)	(g)	76,435
Actualización de la obligación por planes de beneficios definidos	(d)	743,793
Total resultado integral bajo NIIF		10,057,913

- (a) La utilidad bajo NIIF disminuye por concepto de diferencia en cambio de préstamos en moneda extranjera e intereses sobre préstamos, los cuales bajo los PCGA anteriores se registraban como mayor valor de los proyectos de inversión, sin un límite. Bajo NIIF, la diferencia en cambio sobre préstamos en moneda extranjera y gastos por intereses relacionados, están limitados a gastos hipotéticos generados en un escenario de endeudamiento en la moneda funcional de la Compañía.
- (b) Los ajustes realizados a la Propiedad, planta y equipo y recursos naturales están dados por: i) una menor base depreciable que genera un menor gasto por depreciación debido al uso de vidas útiles que consideran la utilización esperada del activo y estimación de costos de desmantelamiento descontados a valor presente. Bajo los PCGA anteriores, las vidas útiles utilizadas correspondían a vidas útiles mayores utilizadas para efectos fiscales y los costos de desmantelamiento de activos no eran descontados a valor presente. ii) un mayor impairment de activos, generado por bases contables diferentes en la evaluación anual del importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo.
- (c) Los ajustes por cargos diferidos se presentan principalmente por la reversión para NIIF del gasto generado por impuesto al patrimonio, el cual, para el balance de apertura, fue reconocido en su totalidad. Los PCGA anteriores permitían reconocer este impuesto gradualmente en el estado de resultado por un plazo de 4 años (2010 a 2014).
- (d) Se presenta un aumento en la utilidad neta bajo NIIF debido a que las ganancias o pérdidas actuariales de activos y pasivos pensionales por empleados jubilados son reconocidos directamente en el patrimonio, en el otro resultado integral. Bajo PCGA anteriores, dichas actualizaciones eran llevadas directamente como resultado del ejercicio. Adicionalmente, bajo NIIF, se reconoce un componente de actualización financiera a los pasivos laborales objeto de cálculo actuarial con impacto al resultado del periodo. Bajo PCGA anteriores, el componente de actualización financiera no se reconocía.
- (e) Se generan diferencias entre el impuesto diferido bajo NIIF y los PCGA anteriores, debido a las variaciones en la medición de los activos y pasivos por la aplicación de NIIF, que han resultado en diferencias temporarias, entre las cuales se destacan: a) un mayor valor de impuesto diferido activo originado por cambio en la metodología de contabilización de intereses y diferencia en cambio capitalizables, b) cambios en las bases contables de propiedades planta y equipo producto de la adopción por primera vez de NIIF, lo cual genera una menor alícuota de depreciación, c) diferencia en los costos de abandono respecto a los PCGA anteriores que generan un mayor gasto de impuesto diferido.
- (f) Efectos correspondientes a ajustes a nivel de consolidación por diferencias entre NIIF y PCGA anteriores, principalmente en utilidades no realizadas y aplicación del método de participación en asociadas y recálculo del interés no controlante.
- (g) La ganancia en valoración de activos mantenidos para la venta corresponde al reconocimiento a valor razonable de la participación accionaria que Ecopetrol S.A. tiene en Interconexión Eléctrica S.A y la Empresa de Energía de Bogotá, que bajo NIIF, las ganancias y pérdidas no realizadas que resulten en la medición del valor razonable de estos activos son registradas al Otro resultado Integral. Bajo PCGA anteriores, estas inversiones eran medidas a costo histórico.

Conciliación del flujo de efectivo

Al cierre de 31 de diciembre del 2014, el saldo en balance del efectivo y equivalentes de efectivo bajo los PCGA anteriores era de \$7,951,201 y bajo IFRS \$7,618,178. La diferencia entre el saldo IFRS y el saldo RCP de \$333,023 se explica por:

- (a) Aumento de \$131,388 debido a cambios en los criterios de presentación de recursos financieros que bajo principios contables anteriores se reconocían como otros activos financieros y otros activos.
- (b) Disminución de \$464,411 en el efectivo por la no consolidación de Equion Energy Limited.

La transición de RCP a IFRS no cambio materialmente los flujos de efectivo subyacentes de la compañía.

Los principales cambios en las actividades de operación son justificados por el impacto explicado en la sección 35.3 y las reclasificaciones de los intereses financieros pagados y recibidos, los cuales bajo los PCGA anteriores se reconocían como flujos de efectivo de la operación. El cambio en las actividades de inversión se genera por la presentación de los intereses recibidos en esta categoría y por la diferencia de criterio para la capitalización de mantenimientos de activos fijos; y el cambio en las actividades de financiación se debe a la presentación de los intereses pagados como actividad de financiación los cuales eran presentados en las actividades de operación bajo PCGA anteriores.

36. RESERVAS DE PETRÓLEO (NO AUDITADAS POR PWC)

Ecopetrol se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la SEC. El proceso es liderado por la Dirección de Reservas quien presenta el informe a la Junta Directiva para su aprobación.

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 2 compañías auditoras especializadas: DeGolyer and MacNaughton y Ryder Scott Company. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la SEC de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad del Grupo Empresarial en 2015, 2014 y 2013, la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por la Empresa

	2015			2014		
	Petroleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petroleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	1,465.2	3,529.1	2,084.3	1,433.6	3,068.4	1,971.9
Revisión de estimaciones	(64.1)	224.8	(24.7)	153.7	665.1	270.4
Recobro mejorado	15.3	2.9	15.8	34.0	0.4	34.1
Compras	2.7	7.0	3.9	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	24.4	0.4	24.4	40.6	59.0	50.9

	2015			2014		
	Petroleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petroleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Ventas	(2.7)	(7.0)	(3.9)	-	-	-
Producción	(202.0)	(277.8)	(250.7)	(196.8)	(263.8)	(243.0)
Saldo final	1,238.8	3,479.2	1,849.2	1,465.2	3,529.1	2,084.3
Reservas probadas desarrolladas:						
Saldo inicial	1,042.3	3,284.0	1,618.5	933.0	2,663.3	1,400.2
Saldo final	912.8	3,176.0	1,470.0	1,042.3	3,284.0	1,618.5
Reservas probadas no desarrolladas:						
Saldo inicial	422.9	244.9	465.9	500.6	405.0	571.7
Saldo final	326.0	303.3	379.2	422.9	244.9	465.9

Mbls = Millones de barriles

Mbpe = Millones de barriles de petróleo equivalente

Gpc: Giga pies cúbicos

37. EVENTOS POSTERIORES

- El 28 de enero del 2016, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó el inicio del proceso de enajenación de su participación accionaria en la sociedad Polipropileno del Caribe S.A. – Propilco S.A. con el fin de obtener recursos para fortalecer los negocios de Exploración y Producción. Dicho proceso implica que Ecopetrol S.A. deba tramitar y obtener la correspondiente aprobación por parte del Gobierno Nacional.
- Durante enero del 2016, Ecopetrol adquirió un crédito comercial bilateral por US\$175 millones (equivalente COP\$578 mil millones). La operación se realizó con The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd. con un plazo de 5 años, amortizable con 2,5 años de gracia sobre capital e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor + 145 puntos básicos. Asimismo, en febrero del 2016, la compañía adquirió un crédito comercial en moneda nacional con Bancolombia S.A. por \$990,000 con un vencimiento a 8 años, amortizable con 2 años de gracia sobre capital, con intereses con tasa DTF + 560 puntos básicos, pagaderos semestralmente.
- La Junta Directiva de Ecopetrol tomó la decisión de retirar los ADRs de la compañía de la Bolsa de Valores de Toronto. Esta decisión está basada en el análisis hecho por parte de la Junta Directiva, entre otros, del bajo volumen de ADRs operado en Canadá, y de la existencia de un mercado líquido para los ADRs en la Bolsa de Valores de Nueva York, y para las acciones ordinarias en el mercado local colombiano a través de la Bolsa de Valores de Colombia.
- Ecopetrol decidió suspender las actividades de producción y desarrollo del campo Caño Sur Este, ubicado en Puerto Gaitán (Meta), al sur del campo Rubiales, debido a que a pesar de las eficiencias aplicadas, el campo no logra ser rentable en la coyuntura actual.

- Durante los años 2008 a 2015 Refinería de Cartagena S.A. emprendió un proceso de modernización de su refinería. Al cierre de diciembre de 2015 la planta de refinería tiene un costo aproximado de US\$7,610. El pasado mes de enero la Contraloría General de la República publicó un informe denominado “Refinería de Cartagena: Lecciones aprendidas y no aprendidas de un megaproyecto”, el cual no contiene ningún hallazgo administrativo, fiscal, penal o disciplinario. La Contraloría General de la República inició una Actuación Especial con el fin de evaluar la gestión de Reficar en la modernización y ampliación de la refinería de Cartagena con el fin de determinar el adecuado manejo de los recursos públicos a partir de un análisis del modelo institucional y financiero de Reficar. A la fecha, esta actuación se encuentra en curso. A su turno, la Fiscalía General de la Nación ha anunciado el inicio de investigaciones, y la Procuraduría General de la Nación, en adición a la investigación que adelanta desde 2012, anunció una más, dentro de ámbito de sus respectivas funciones. Ecopetrol y Reficar han suministrado la información requerida y continuarán prestando el apoyo a todos los órganos de control para la revisión de los hechos materia de dicha averiguaciones.

Por su parte, Ecopetrol S.A. y Refinería de Cartagena S.A., su subsidiaria, han activado el protocolo para evaluación y revisión de los asuntos referidos por la Contraloría General de la República, entre otros.

Anexo 1. Compañías consolidadas, asociadas y negocios conjunto

Compañías subsidiarias consolidadas

Compañía	Porcentaje Participación Ecopetrol	Actividad	Participaciones Accionarias	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (perdida) del ejercicio
Ecopetrol Global Energy	100%	Vehículo de Inversiones	Ecopetrol America Inc., Ecopetrol oleo & Gas do Brasil Ltda, Ecopetrol del Perú S. A., Ecopetrol Germany Gmbh, Refinería de Cartagena S. A., Bioenergy S. A.	España	España	2,995,805	(1,693,311)
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Sociedad portuaria de oleofinas y derivados, Propileno del Caribe S. A	Brasil	Brasil	23,489	(64,654)
Ecopetrol del Perú S. A.	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Propileno del Caribe S.A	Perú	Perú	57,037	(28,177)
Ecopetrol América Inc.	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Ecopetrol Perú S.A., Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda. , Propileno del Caribe S. A., Sociedad portuaria de oleofinas y derivados	Estados Unidos	Estados Unidos	2,895,667	(1,530,457)
Black Gold Re Ltd.	100%	Reaseguradora de Ecopetrol y sus subordinadas	-	Bermuda	Bermuda	572,662	32,932
Ecopetrol Germany Gmbh	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	-	Alemania	Angola	19,506	(69,529)
Hocol Petroleum Limited	100%	Vehículo de Inversiones	Hocol S. A.	Bermuda	Bermuda	4,276,727	(240,467)

Compañía	Porcentaje Participación Ecopetrol	Actividad	Participaciones Accionarias	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (perdida) del ejercicio
Hocol S.A	100%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Oleoducto de Colombia S.A. y Oleoducto Bicentenario OBC	Islas Caimán	Colombia	2,512,144	(231,033)
Andean Chemicals Ltd.	100%	Vehículo de inversión	Bioenergy S. A., Refinería de Cartagena, Propileno del Caribe S. A, Comai S.A Sociedad Portuaria Olefinas y derivados.	Bermuda	Bermuda	5,964,361	(1,744,606)
Refinería de Cartagena S. A.	100%	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos	-	Colombia	Colombia	9,179,600	(3,157,196)
Propileno del Caribe Propilco S. A.	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Comai S. A., Refinería de Cartagena., Bioenergy S. A. Sociedad Portuaria Olefinas y Derivados	Colombia	Colombia	1,322,827	-
119,403							
COMAI - Compounding and Masterbatching Industry	100%	Fabricar compuestos de Polipropileno y masterbatches para una amplia gama de usos	Refinería de Cartagena., Bioenergy S. A., Zona franca de cartagena S.A , Sociedad Portuaria del Dique	Colombia	Colombia	112,567	51,666
Bioenergy S. A.	93.47%	Producción de biocombustibles	Bioenergy Zona Franca S. A., Amandine Holdings Corp. y Los Arces Group Corp.	Colombia	Colombia	286,680	(108,422)
Bioenergy Zona Franca S. A. S.	93.47%	Producción de biocombustibles	-	Colombia	Colombia	259,080	(91,211)
Amandine Holdings Corp.	93.47%	En liquidación	-	Panamá	Panamá	6,657	-
Los Arces Group Corp.	93.47%	En liquidación	-	Panamá	Panamá	5,100	-
Cenit S.A.S.	100%	Almacenamiento y Transporte por ductos de Hidrocarburos	Oleoducto Bicentenario, Ocesa, ODC, ODL, Serviport	Colombia	Colombia	11,584,811	3,110,127
Oleoducto Central S. A. - Ocesa	72,65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	-	Colombia	Colombia	3,301,432	2,090,915
Oleoducto de los Llanos Orientales S. A. - ODL	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	-	Panamá	Colombia	1,202,479	303,710

ESTADOS
FINANCIEROS

Compañía	Porcentaje Participación Ecopetrol	Actividad	Participaciones Accionarias	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (perdida) del ejercicio
Oleoducto de Colombia S. A. - ODC	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo	-	Colombia	Colombia	378,739	243,996
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	55.97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	-	Colombia	Colombia	938,158	334,798
Ecopetrol Capital AG	100%	Financiación, liquidación de financiaci3nes de sociedades de grupos o cualquier tipo de empresa y toda actividad que esté relacionada con ella	-	Suiza	Suiza	1,004,996	118,474
Ecopetrol Global Capital S.L.U	100%	Vehículo de Inversiones	-	España	España	87	(204)

Compañías asociadas y negocios conjuntos

Compañías asociadas							
Invercolsa S.A.	43,35%	Holding con inversiones de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia		141,875	89,525
Offshore International Group Inc.	50%	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos	Estados Unidos	Perú		1,512,961	(237,564)
Serviport S.A.	49%	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga	Colombia	Colombia		12,704	8,083
Sociedad Portuaria Olefinas y Derivados S.A.	50%	Construcción, uso, mantenimiento, adecuación y administración de instalaciones portuarias, puertos, muelles privados o de servicio al público en general	Colombia	Colombia		1,050	(202)

Negocios conjuntos

Equion Energía Limited	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	2,455,915	175,227
Ecodiesel Colombia S.A.	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos	Colombia	Colombia	74,322	26,989

9

ANEXO
ESTADOS
FINANCIEROS
SEPARADOS

...

CERTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE LEGAL Y CONTADOR DE LA COMPAÑÍA

A los señores Accionistas de Ecopetrol S. A.:

2 de marzo de 2016

Los suscritos Representante Legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros separados de la Compañía al 31 de diciembre de 2015 y por el periodo de doce meses terminados en esa fecha, han sido fielmente tomados de los libros y que antes de ser puestos a su disposición y de terceros, hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en ellos:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros separados de la Compañía al 31 de diciembre de 2015, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante el año terminado en esta fecha.
2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante el año terminado en 31 de diciembre de 2015 se han reconocido en los estados financieros separados.
3. Los activos representan probables derechos económicos futuros (derechos) y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo de la Compañía al 31 de diciembre de 2015.
4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.
5. Todos los hechos económicos que afectan la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros separados.

Original firmado

Juan Carlos Echeverry G.
Presidente

Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T

INFORME DEL REVISOR FISCAL

A la asamblea de Accionistas de Ecopetrol S.A.

2 de marzo de 2016

He auditado el estado de situación financiera de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2015 y los correspondientes estados de ganancias o pérdidas, estado de otros resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo del año terminado en esa fecha y el resumen de las principales políticas contables indicadas en la Nota 3 y otras notas explicativas.

La Administración es responsable por la adecuada preparación y presentación de estos estados financieros de acuerdo con normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia. Esta responsabilidad incluye diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para que estos estados financieros estén libres de errores de importancia relativa debido a fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables que sean razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre dichos estados financieros con base en mi auditoría. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones de revisoría fiscal y llevé a cabo mi trabajo de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Estas normas requieren que planee y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable de si los estados financieros están libres de errores de importancia relativa.

Una auditoría de estados financieros comprende, ente otras cosas, realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los valores y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del revisor fiscal, incluyendo la evaluación del riesgo de errores de importancia relativa en los estados financieros. En la evaluación de esos riesgos, el revisor fiscal considera el control interno relevante de la entidad para la preparación y razonable presentación de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de las políticas contables usadas y de las estimaciones contables realizadas por la administración de la entidad, así como evaluar la presentación de los estados financieros en conjunto. Considero que la evidencia de auditoría que obtuve proporciona una base razonable para fundamentar la opinión que expreso a continuación.

En mi opinión, los citados estados financieros auditados por mí, que fueron fielmente tomados de los libros, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2015 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esta fecha, de conformidad con normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.

Sin calificar mi opinión, llamo la atención a lo indicado en la Nota 33 a los estados financieros donde se describe que la Contraloría General de la República, inició desde enero de 2016 una actuación especial que se encuentra en curso en Refinería de Cartagena S.A., una subsidiaria significativa de la Compañía, con el fin de evaluar la gestión de esa subsidiaria en la ejecución de la ampliación de su planta de refinación, a su turno la Fiscalía General de la Nación anunció el inicio de investigaciones. Adicionalmente, la Compañía activó un protocolo con el propósito de evaluar los asuntos referidos por la Contraloría General de la República, entre otros.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 no incluidos en el presente informe y que fueron preparados bajo principios de contabilidad pública generalmente aceptados en Colombia promulgados por la Contaduría General de la Nación vigentes a esa fecha, fueron auditados por otro contador público vinculado a PwC , quien en informe de fecha 2 de marzo de 2015 expresó una opinión sin salvedades sobre los mismos. Como se indica en la Nota 3, los estados financieros que se acompañan al 31 de diciembre de 2014 y 1 enero de 2014 preparados con base en las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia, se presentan sólo para propósitos comparativos y por consiguiente, mi trabajo con respecto a ellos consistió en revisar selectivamente los ajustes efectuados a dichos estados para adecuarlos a los nuevos principios contables con el único propósito de determinar su impacto en los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y no con el propósito de expresar una opinión separada con respecto a ellos, por no ser requerido.

Con base en el resultado de mis pruebas, en mi concepto:

- a. La contabilidad de la Compañía ha sido llevada conforme a las normas legales y a la técnica contable.
- b. Las operaciones registradas en los libros y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea.
- c. La correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente.
- d. Existen medidas adecuadas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía y los de terceros que están en su poder.
- e. Las normas establecidas en la Circular Externa 062 de 2007, mediante la cual la Superintendencia Financiera estableció la obligación de implementar mecanismos para la prevención y control del lavado de activos y de la financiación del terrorismo proveniente de actividades ilícitas a través del mercado de valores, han sido cumplidas.
- f. Existe concordancia entre los estados financieros que se acompañan y el informe de gestión preparado por los administradores. Los administradores dejaron constancia en dicho informe de gestión, que no entorpecieron la libre circulación de las facturas emitidas por los vendedores o proveedores.
- g. La información contenida en las declaraciones de autoliquidación de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral, en particular la relativa a los afiliados y a sus ingresos base de cotización, ha sido tomada de los registros y soportes contables. La Compañía no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral.

Original firmado

Carlos E. Moreno S.

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional No 24887-T

Miembro de PricewaterhouseCoopers Ltda.

ECOPETROL S.A.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA

**Al 30 de diciembre de 2015,
31 de diciembre del 2014 y 1 de enero del 2014**

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Notas	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Activos				
Activos corrientes				
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	2,317,046	2,197,450	3,901,277
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7	2,697,957	3,768,316	5,827,546
Inventarios	8	2,256,556	2,529,324	2,931,522
Otros activos financieros	9	2,832,520	708,509	1,469,255
Activos por impuestos corrientes	10	3,676,016	1,624,160	1,125,562
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	913,488	1,581,466	1,505,033
Otros activos	12	704,463	1,007,981	486,946
Total activos corrientes		15,398,046	13,417,206	17,247,141
Activos no corrientes				
Inversiones en compañías	13	33,253,964	28,437,948	23,619,267
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7	2,915,719	3,507,791	1,934,979
Propiedades, planta y equipo	14	22,243,801	21,244,518	19,491,352
Recursos naturales y del medio ambiente	15	19,832,484	20,390,320	18,962,138
Intangibles	17	174,532	137,773	233,813
Activos por impuestos diferidos	10	4,878,708	2,325,216	2,849,341
Otros activos financieros	9	717,481	480,840	361,557
Otros activos	12	812,478	1,156,245	1,057,777
Total activos no corrientes		84,829,167	77,680,651	68,510,224
Total activos		100,227,213	91,097,857	85,757,365

	Notas	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Pasivos				
Pasivos corrientes				
Prestámos y financiaciones	18	2,980,414	1,994,458	1,324,269
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19	6,265,474	6,776,320	8,337,525
Provisiones por beneficios a empleados	20	1,362,063	1,329,834	1,284,683
Pasivos por impuestos corrientes	10	514,888	901,453	2,137,897
Provisiones y contingencias	21	503,142	770,717	922,659
Total pasivos corrientes		11,625,981	11,772,782	14,007,033
Pasivos no corrientes				
Prestámos y financiaciones	18	36,156,347	20,545,836	10,950,630
Provisiones por beneficios a empleados	20	2,457,309	4,419,987	5,414,008
Pasivos por impuestos diferidos	10	1,791,344	1,706,066	2,947,647
Provisiones y contingencias	21	4,586,003	4,257,838	3,275,835
Otros pasivos no corrientes		253,516	373,962	508,468
Total pasivos no corrientes		45,244,519	31,303,689	23,096,588
Total pasivos		56,870,500	43,076,471	37,103,621
Patrimonio				
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	22	43,356,713	48,021,386	48,653,744
Total Patrimonio		43,356,713	48,021,386	48,653,744
Total pasivos y patrimonio		100,227,213	91,097,857	85,757,365

Véanse las notas que acompañan a los Estados Financieros Separados

Original firmado

Juan Carlos Echeverry G.
Presidente
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T
(Ver certificación adjunta)

Carlos E. Moreno S.
Revisor Fiscal
T.P 24887-T
(Ver informe adjunto)

ECOPETROL S.A.

ESTADOS DE GANANCIAS O PÉRDIDAS

(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción que está expresada en pesos colombianos)

	Notas	Por los años terminados el 31 de diciembre de	
		2015	2014
Ingresos por ventas	23	43,290,600	58,079,472
Costos de ventas	24	35,320,201	40,107,543
Utilidad bruta		7,970,399	17,971,929
Gastos de administración	25	861,353	426,203
Gastos de operación y proyectos	25	2,960,120	3,455,025
Otras ganancias y pérdidas operacionales	26	3,126,999	665,594
Resultado de la operación		1,021,927	13,425,107
Resultado financiero, neto	27		
Ingresos financieros		598,404	423,513
Gastos financieros		(2,186,900)	(1,164,255)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio		(2,303,025)	(2,699,363)
		(3,891,521)	(3,440,105)
Participación en las utilidades del período de compañías	13	(2,070,693)	(333,460)
Resultado antes de impuesto a las ganancias		(4,940,287)	9,651,542
Impuesto a las ganancias	10	952,561	(3,926,042)
(Pérdida) utilidad neta del periodo		(3,987,726)	5,725,500
(Pérdida) utilidad básica y diluida por acción		(97.0)	139.2

Véanse las notas que acompañan a los Estados Financieros Separados

Original firmado

Juan Carlos Echeverry G.
Presidente
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T
(Ver certificación adjunta)

Carlos E. Moreno S.
Revisor Fiscal
T.P 24887-T
(Ver informe adjunto)

ECOPETROL S.A.**ESTADOS DE RESULTADOS
INTEGRALES**

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Por los años finalizados el 31 de diciembre de	
	2015	2014
Utilidad neta del periodo	(3,987,726)	5,725,500
Elementos del resultado integral (neto de impuestos) que pueden ser reclasificados a la cuenta de resultados:		
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 28)	(2,432,103)	-
Ganancias (pérdidas) en mediciones instrumentos de patrimonio medios a valor razonable (Nota 11)	(126,316)	76,436
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados	213	-
Método de participación patrimonial en compañías (Nota 13)	5,886,449	3,512,183
	3,328,243	3,588,619
Elementos del resultado integral (neto de impuestos) que no serán reclasificados a la cuenta de resultados:		
Ganancias y pérdidas actuariales (Nota 20)	1,404,602	743,793
Otros	58,643	-
	1,463,245	743,793
Otros resultados integrales del periodo	4,791,488	4,332,412
Total resultado integral del periodo	803,762	10,057,912

Original firmado

Juan Carlos Echeverry G.
Presidente
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T
(Ver certificación adjunta)

Carlos E. Moreno S.
Revisor Fiscal
T.P 24887-T
(Ver informe adjunto)

ECOPETROL S.A.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión	Reserva Legal	Otras reservas	Otros resultados integrales	Utilidades Acumuladas	Total Patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2014	10.279.175	6.607.612	5.139.587	12.823.783	4.332.412	8.838.817	48.021.386
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	(3.987.726)	(3.987.726)
Distribución de dividendos (Nota 22)	-	-	-	-	-	(5.468.521)	(5.468.521)
Capitalización reservas	14.760.895	-	-	(14.760.895)	-	-	-
Dilución de acciones	(2)	-	-	-	-	-	(2)
Adiciones prima en colocación de acciones	-	5	-	-	-	-	5
Prima en colocación de acciones por cobrar	-	82	-	-	-	-	82
Liberación de reservas (Nota 22)	-	-	-	(12.823.783)	-	12.823.783	-
Apropiación de reservas (Nota 22)	-	-	-	-	-	(405.660)	-
Fiscales y estatutarias (Nota 22)	-	-	-	405.660	-	-	-
Ocasionales (Nota 22)	-	-	-	14.762.218	-	(14.762.218)	-
Otros resultado integrales	-	-	-	-	1.404.602	-	1.404.602
Cálculo actuarial (Nota 20)	-	-	-	-	(126.316)	-	(126.316)
Ganancias (pérdidas) Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable (Nota 11)	-	-	-	-	(2.432.103)	-	(2.432.103)
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 28)	-	-	-	-	213	-	213
Coberturas flujo de efectivo - instrumentos derivados	-	-	-	-	58.643	-	58.643
Ganancias por revaluación	-	-	-	-	5.886.449	-	5.886.449
Método participacion en compañías (Nota 13)	-	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2015	25.040.068	6.607.699	5.139.587	406.983	9.123.900	-2.961.525	43.356.712

	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión	Reserva Legal	Otras reservas	Otros resultados integrales	Utilidades Acumuladas	Total Patrimonio
Saldo al 1º de enero de 2014	10.279.175	6.607.540	5.139.587	10.161.138	-	16.466.304	48.653.744
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	5.725.500	5.725.500
Distribución de dividendos (Nota 22)	-	-	-	-	-	(10.690.342)	(10.690.342)
Adiciones prima en colocación de acciones	-	41	-	-	-	-	41
Prima en colocación de acciones por cobrar	-	31	-	-	-	-	31
Liberación de reservas (Nota 22)	-	-	-	(10.161.138)	-	10.161.138	-
Apropiación de reservas (Nota 22)	-	-	-	-	-	-	-
Fiscales y estatutarias (Nota 22)	-	-	-	20.989	-	(20.989)	-
Ocasionales (Nota 22)	-	-	-	12.802.794	-	(12.802.794)	-
Otros resultado integrales	-	-	-	-	743.793	-	743.793
Cálculo actuarial (Nota 20)	-	-	-	-	76.436	-	76.436
Ganancias (pérdidas) Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable (Nota 11)	-	-	-	-	-	-	-
Método participación en compañías (Nota 13)	-	-	-	-	3.512.183	-	3.512.183
Saldo al 31 de diciembre de 2014	10.279.175	6.607.612	5.139.587	12.823.783	4.332.412	8.838.817	48.021.386

Original firmado

Juan Carlos Echeverry G.
 Presidente
 (Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa
 Contador Público
 T. P. 167682 - T
 (Ver certificación adjunta)

Carlos E. Moreno S.
 Revisor Fiscal
 T.P. 24887-T
 (Ver informe adjunto)

ECOPETROL S.A.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción que está expresada en pesos colombianos)

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
(Pérdida) Utilidad neta del periodo	(3,987,726)	5,725,500
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:		
Cargo por impuesto a las ganancias	(952,561)	3,926,042
Depreciación, agotamiento y amortización	5,118,279	5,189,140
Pérdida por diferencia en cambio	2,303,025	2,699,363
Costo financiero reconocido en resultados	2,031,124	1,106,445
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	35,546	90,450
Pérdida por impairment de activos	3,436,912	1,005,047
Ganancia por valoración de activos financieros	(32,722)	(8,087)
Resultado de las inversiones en compañías	2,070,693	333,460
Ganancia en venta de instrumentos de patrimonio medido a valor razonable	(72,339)	-
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	248,698	-
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	1,924,816	769,607
Inventarios	267,529	336,995
Otros activos	673,213	(623,145)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(1,549,366)	(253,641)
Activos y pasivos por impuestos corrientes	(1,511,506)	(2,774,906)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados	(188,403)	(255,800)
Provisiones	(327,926)	(160,087)
Otros pasivos	(121,516)	(134,507)
Impuesto de renta pagado	(1,743,849)	(3,976,121)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	7,621,921	12,995,755

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Aportes de capital en inversiones en sociedades	(6,437,766)	(3,192,077)
Inversión en propiedad, planta y equipo	(2,993,170)	(4,087,401)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(4,323,902)	(4,276,253)
Adquisiciones de intangibles	(92,802)	(27,363)
Ingreso de activos financieros disponibles para la venta	633,406	-
Adquisición (venta) de otros activos financieros	(1,160,413)	1,208,242
Intereses recibidos	268,457	277,374
Dividendos recibidos	4,269,510	1,490,583
Ingresos por venta de activos	1,319	6,167
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(9,835,361)	(8,600,728)
Flujo de efectivo en actividades de financiación:		
Aumento (pago) de prestamos	7,659,165	6,273,380
Pago de intereses	(1,384,818)	(882,262)
Capitalizaciones	3	41
Dividendos pagados	(4,778,347)	(12,000,234)
Efectivo neto generado (usado) en actividades de financiación	1,496,003	(6,609,075)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	837,033	510,221
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	119,596	(1,703,827)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	2,197,450	3,901,277
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	2,317,046	2,197,450
Principales transacciones que no generaron efectivo:		
Pago de impuesto a las ganancias mediante compensación de saldos a favor	894,451	-
Dividendos recibidos de compañías controladas en títulos	2,517,708	-
Capitalización de reservas	14,760,895	-
Adquisición de giros financiados para pago a proveedores	662,099	457,367

Original firmado

Juan Carlos Echeverry G.
Presidente
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T
(Ver certificación adjunta)

Carlos E. Moreno S.
Revisor Fiscal
T.P 24887-T
(Ver informe adjunto)

ECOPETROL S. A.

ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS

Por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014, al 31 de diciembre del 2015 y 2014 y balance de apertura al 1° de enero del 2014.



1. ENTIDAD **REPORTANTE**

Ecopetrol S.A. es una compañía de economía mixta pública por acciones, de carácter comercial constituida en 1948 en Bogotá - Colombia, casa matriz del grupo empresarial Ecopetrol, dedicada a actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, directamente o por medio de sus subordinadas (denominadas en conjunto "Ecopetrol" o la "Compañía").

El 11.51% de las acciones de Ecopetrol S.A. se cotizan públicamente en las bolsas de valores de Colombia, Nueva York, Lima y Toronto. Las acciones restantes (89.49% de las acciones en circulación) le pertenecen al Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.

El domicilio de la oficina principal de Ecopetrol S.A. es Bogotá - Colombia, Carrera 13 No. 36 - 24.

2. BASES **DE PRESENTACIÓN**

Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros

Estos estados financieros separados de Ecopetrol S.A. por los años finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 han sido preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia, fundamentados en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés) hasta el 30 de junio de 2014, traducidas al español, incorporadas mediante decretos 2420 y 2496 del 2015 y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación, que pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otros organismos de control del Estado. Ecopetrol adoptó las NIIF desde el 1° de enero del 2015, con fecha de transición del 1° de enero de 2014 y como tal, estos son sus primeros estados financieros separados emitidos bajo las NIIF.

Los estados financieros separados de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre del 2014 y 2013 fueron preparados de acuerdo con normas y principios de contabilidad de entidades públicas colombianas emitidos por la Contaduría General de la Nación y otras disposiciones legales, las cuales fueron consideradas como los principios de contabilidad generalmente aceptados anteriores (PCGA anteriores), los PCGA anteriores difieren en ciertos aspectos de las NIIF, como se describe en la nota 31 - Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF.

Estos estados financieros separados fueron aprobados por la Administración el 2 de marzo del 2016

Bases de medición

Los estados financieros separados de la Compañía han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral que se valúan a sus valores razonables al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de los bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de medición. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la Compañía toma en cuenta las características del activo o pasivo si los participantes del mercado toman en cuenta esas características al valorar el activo o pasivo a la fecha de medición.

Moneda funcional y de presentación

Las partidas incluidas en los presentes estados financieros se valoran y presentan utilizando pesos colombianos, la cual es la moneda del entorno económico principal en que Ecopetrol opera. Esta a su vez, es su moneda funcional.

Moneda extranjera

Al preparar los estados financieros de Ecopetrol, las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional de la entidad, son registradas utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas en que se efectúan las operaciones. Al final de cada periodo, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a esa fecha y las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la conversión de pasivos financieros designados como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo, las cuales se reconocen en el otro resultado Integral, dentro del Patrimonio. Cuando la partida cubierta afecta el resultado, las diferencias en cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican al Estado de Pérdidas y Ganancias como parte del resultado de la operación.

Las partidas no monetarias registradas al valor razonable, denominadas en moneda extranjera, son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable.

Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

En el Estado de Situación Financiera, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

Utilidad neta por acción (básica y diluida)

La utilidad neta por acción básica y diluida se calcula como el cociente entre el resultado neto del periodo atribuible a los accionistas controlantes y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho periodo. No existe dilución potencial de acciones.

3. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES SIGNIFICATIVOS

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia de la Compañía realice estimaciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos reconocidos en los Estados Financieros. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados. Revisiones a las estimaciones son reconocidas prospectivamente en el periodo en el cual la estimación es revisada.

Los siguientes son los juicios contables críticos y estimaciones con efecto más significativo en la preparación de los estados contables:

Reservas de petróleo y gas natural

Las mediciones de depreciaciones, agotamientos, amortizaciones, impairment y obligaciones por costos de abandono se determinan en parte sobre la estimación de reservas de petróleo y gas natural de la Compañía. La estimación de reservas es un procedimiento inherentemente complejo e implica el ejercicio del juicio profesional.

El proceso de estimación de reservas se realiza anualmente al 31 de diciembre, de conformidad con las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) y las normas establecidas en la Regla 4-10(a) del Reglamento S-X y las directrices de divulgación contenida en la regla final de Modernización de Reporte de Petróleo y Gas.

Las cantidades de reservas estimadas se basan en el precio promedio durante el período de 12 meses anteriores a la fecha de fin del período que cubre este informe, determinado como el promedio aritmético no ponderado de los precios el primer día del mes, para cada uno de los meses dentro de dicho período, a menos que los precios fueran definidos por acuerdos contractuales, como es requerido por la regulación de la SEC.

Las estimaciones de reservas se preparan usando factores geológicos, técnicos y económicos, incluyendo proyecciones futuras de tasas de producción, precios del petróleo, datos de ingeniería y la duración y monto de futuras inversiones; todas ellas, sujetas a cierto grado de incertidumbre. Estas estimaciones reflejan las condiciones regulatorias y de mercado existentes a la fecha de reporte, las cuales podrían diferir significativamente de otros momentos a lo largo del año o de periodos futuros. Cualquier cambio en las condiciones regulatorias y/o de mercado y en los supuestos utilizados pueden impactar materialmente la estimación de las reservas.

Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en la depreciación y agotamientos

Los cambios en las estimaciones de reservas probadas desarrolladas afectan de forma prospectiva los importes de la depreciación, agotamiento y amortización cargada y, en consecuencia, el valor en libros de los activos de exploración y producción. Manteniendo las demás variables constantes, una reducción en la estimación de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor de gastos de depreciación y amortización, mientras que un aumento en las reservas resultaría en una reducción del gasto por depreciación y amortización.

La información sobre el valor en libros de los activos de exploración y producción y las cantidades con cargo a resultados, incluyendo la depreciación, agotamiento y amortización, es presentada en las notas 14 y 15

impairment (recuperación de impairment) de activos

La Compañía utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de impairment con base en factores internos y externos. El importe recuperable de las Unidades Generadoras de Efectivo se calcula con supuestos razonables

con respecto a: (1) Estimación de volúmenes y valor de mercado de reservas de petróleo y gas natural; (2) perfiles de producción de los campos petroleros y producción futura de productos refinados y químicos; (3) Inversiones, impuestos y costos futuros; (4) vida útil para las propiedades; y (5) precios futuros, (6) tasa de descuento determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés), entre otros factores. Una vez determinado el importe recuperable (valor en uso) es comparado con el valor neto del activo en libros, determinando así si el activo es sujeto de reconocimiento de impairment.

Cambios en las estimaciones y juicios pueden afectar el monto recuperable de las Unidades Generadoras de Efectivo y como consecuencia el reconocimiento o recuperación de impairment de activos.

Costos de exploración y evaluación

Ciertos gastos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente con la intención de establecer reservas comercialmente viables. La Compañía realiza estimaciones para evaluar la viabilidad económica de la extracción de los recursos petrolíferos así como revisiones técnicas y comerciales para confirmar la intención de continuar desarrollando los proyectos. Cambios en el nivel de éxito de la perforación, costos de producción, niveles de inversión, entre otros, pueden llegar a establecer que los costos de perforación de exploración capitalizados, sean reconocidos como costo en el Estado de Resultados del periodo.

Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE's)

La asignación de activos en UGE's requiere juicio significativo por parte de la Compañía e interpretaciones con respecto a la integración entre los activos, la existencia de mercados activos, la exposición similar a los riesgos de mercado, las infraestructuras compartidas, y la forma en que la gestión supervisa las operaciones. Ver nota 4.11 - impairment en el valor de los activos para mayor información.

Abandono de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de petróleos, la Compañía debe reconocer los costos por el abandono de instalaciones de extracción y transporte de petróleo, los cuales incluyen el costo de taponamiento y abandono de pozos, desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas.

La estimación de costos para el abandono y desmantelamiento de estas instalaciones son registrados al momento de la instalación de estos activos. La obligación estimada constituida para el abandono y desmantelamiento es objeto de revisión anual y es ajustada para reflejar el mejor estimado, debido a cambios tecnológicos y asuntos políticos, económicos, ambientales, de seguridad y de relaciones con grupos de interés.

Los cálculos de estos estimados son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia, como lo son las proyecciones internas de costos, tasas futuras de inflación y de descuento. Las variaciones significativas en factores externos utilizados para el cálculo de la estimación pueden llegar a impactar significativamente los estados financieros.

Plan de pensión y otros beneficios

La determinación de gastos, pasivos y ajustes relacionados con los planes de pensión y otros beneficios de retiro definidos requieren que la administración utilice el juicio en la aplicación de supuestos actuariales. Los supuestos actuariales incluyen estimaciones de la mortalidad futura, retiros, cambios en la remuneración y la tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo; así como la tasa de rendimiento de los activos del plan. Estos supuestos se revisan en forma anual para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir en forma material de los resultados reales debido a las condiciones económicas cambiantes y de mercado, eventos regulatorios, decisiones judiciales, tasas de retiro más altas o más bajas, o expectativas de vida de los empleados más largas o más cortas. El cálculo de los bonos pensionales se mantiene para cumplir con las obligaciones pensionales a cargo de la Empresa, según la regulación establecida.

Litigios

La Compañía está sujeta a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras reclamaciones que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La administración evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se materialicen y las sumas involucradas, para decidir sobre los importes

reconocidos en estados financieros. Este análisis, el cual puede requerir considerables juicios, incluye procesos legales instaurados en contra de la Compañía y reclamos aún no iniciados. De acuerdo con la evaluación de la administración y guías establecidas en las NIIF, se han constituido provisiones para cumplir con estos costos cuando se considera que la contingencia es probable y se pueden hacer estimados razonables de dicho pasivo.

Impuestos

El cálculo de la provisión por impuesto de renta requiere que se realice la interpretación normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera la Compañía. Juicios significativos son requeridos para la determinación de las estimaciones de impuesto a las ganancias y para evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos, los cuales se basan en estimaciones de resultados fiscales futuros y capacidad para generación de resultados suficientes durante los periodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles.

En la medida en que los flujos de efectivo futuros y la renta imponible difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad de la Compañía para utilizar los impuestos diferidos activos netos registrados a la fecha de presentación, podrían verse afectados. Adicionalmente, cambios en las leyes fiscales podrían limitar la capacidad de la Compañía para obtener deducciones fiscales en ejercicios futuros.

Contabilidad de coberturas

El proceso de identificación de las relaciones de cobertura entre los elementos e instrumentos de cobertura, derivados y no derivados tales como a deuda en moneda extranjera de largo plazo) y su correspondiente efectividad, requiere juicios de la administración. La Compañía evalúa periódicamente la alineación entre las coberturas identificadas y su política de gestión de riesgos.

4. POLÍTICAS CONTABLES

Las políticas contables que se indican a continuación se han aplicado consistentemente para todos los periodos presentados, a menos que se indique lo contrario.

Instrumentos financieros

La clasificación de un instrumento financiero depende de su naturaleza y propósito por el cual el activo o pasivo financiero es adquirido y se determina al momento del reconocimiento inicial. Los activos y pasivos financieros se valúan inicialmente a su valor razonable. Los costos de la transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos de los activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados) se suman o reducen del valor razonable de los activos y pasivos financieros, en su caso, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros a su valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados y con cambios en otro resultado integral se contabilizarán posteriormente por su valor razonable. Los instrumentos a costo amortizado, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento se contabilizan por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las inversiones de patrimonio medidos a valor razonable que no tienen un precio de cotización en el mercado y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, se miden al costo menos cualquier pérdida por impairment identificada al final de cada periodo en el que se informa.

Valor razonable

La jerarquía del valor razonable se basa en el nivel de información disponible de mercado que incluye la seguridad de liquidez, la disponibilidad de los precios de intercambio o indicadores generados de las operaciones de mercado (tasas, curvas, volatilidades y otras variables de valoración requerida).

- Nivel 1: Precios de cotización (no ajustados) de mercados activos para activos y pasivos idénticos. Para la Compañía, el nivel 1 incluye valores negociables activamente transados.
- Nivel 2: Entradas distintas de nivel 1 que son observables, ya sea directa o indirectamente. Para la Compañía, las entradas del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa, y los precios que pueden ser corroborados substancialmente con otros datos observables con el mismo término que el contrato.
- Nivel 3: Datos de entrada no observables. La Compañía no utiliza entradas al nivel 3 para cualquiera de sus mediciones recurrentes al valor razonable. Entradas al nivel 3 pueden ser necesarias para la determinación del valor razonable asociado con ciertas mediciones no recurrentes de los activos y pasivos no financieros. La Compañía utiliza nivel 3 entradas para determinar el valor razonable de determinados activos no financieros no recurrentes.

Método de la tasa de interés efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de registro del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo todas las comisiones, costos de transacción y otras primas o descuentos que estén incluidos en el cálculo de la tasa de interés efectiva) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.

Impairment

Los activos financieros a costo amortizado son evaluados por indicadores de impairment al final de cada período de reporte. Se considera que los activos financieros se han deteriorado cuando existe evidencia objetiva que, como resultado de uno o más eventos que ocurren con posterioridad al reconocimiento inicial, los flujos de efectivo futuros estimados del activo se han afectado. Para los activos financieros medidos al costo amortizado, el importe de la pérdida por impairment es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente del flujo de efectivo estimado futuro del activo, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Bajas de activos financieros

Ecopetrol da de baja un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero y transfiera de manera sustancial los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo financiero a otra entidad. Si no se transfieren sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad y continúa reteniendo el control del activo transferido, se reconoce la participación en el activo y la obligación asociada por los montos que tendría que pagar. Si se retienen sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, se continuará reconociendo el activo financiero así como un préstamo colateral por los ingresos recibidos.

Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo comprenden inversiones financieras y depósitos especiales con vencimiento dentro de los noventa (90) días desde la fecha de su adquisición y con bajo nivel de riesgo en cambios de su valor.

Activos financieros

Las inversiones en activos financieros son clasificadas en las siguientes categorías, lo cual depende del propósito de su adquisición:

a) Activos financieros al valor razonable con cambios en los resultados

Son activos financieros al valor razonable con cambios a resultados los activos adquiridos principalmente para venderse en el corto plazo. Los activos financieros al valor razonable con cambios a resultados se reconocen a su valor razonable, las ganancias o pérdidas que surgen en la re-medicación son reconocidas en el resultado del periodo.

b) Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable

Los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable son instrumentos de patrimonio de otras compañías no controladas y no estratégicas que no permiten ejercer ningún tipo de control o influencia significativa sobre las mismas y donde la administración de la Compañía no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las pérdidas o ganancias no realizadas que resulten en su valor razonable, se reconocen en el otro resultado integral. En el momento de su venta o pérdidas de impairment en su valor, los ajustes acumulados por valoración se imputan en el resultado del ejercicio.

c) Préstamos y cuentas por cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo, se clasifican en activos corrientes, excepto para los vencimientos superiores a doce meses desde la fecha del balance, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar que son medidas inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su costo amortizado, utilizando el método de interés efectivo.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor actual de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo. Esta diferencia inicial se reconoce como beneficio a empleados.

Pasivos financieros

Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por la Compañía a través de créditos bancarios y emisiones de bonos, cuentas por pagar a proveedores y acreedores.

Los créditos bancarios y emisiones de bonos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de costos de transacción incurridos. La diferencia entre el importe recibido y su valor principal, se reconoce en el resultado del periodo durante el tiempo de amortización de la obligación financiera, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Las cuentas por pagar a proveedores y acreedores son pasivos financieros a corto plazo registrados por su valor nominal, toda vez que no difieren significativamente de su valor razonable.

Instrumentos financieros derivados y operaciones de cobertura

Los instrumentos financieros derivados financieros se reconocen en el Estado de Situación Financiera como activos o pasivos y se valoran a su valor razonable desde la fecha en que se contrata el derivado. El método de reconocimiento de la ganancia o pérdida depende si el derivado es designado como instrumento de cobertura, y si es así, de la naturaleza de la partida cubierta.

La Compañía designa ciertos instrumentos de cobertura, derivados y no derivados, con relación al riesgo que desea cubrir así:

- Coberturas del valor razonable, cuando se tiene como propósito cubrir la exposición a cambios en el valor razonable del activo o pasivo reconocido o compromiso en firme no reconocido, o parte identificado en dicho activo, pasivo o compromiso firme.

- Coberturas de flujo de efectivo, cuyo propósito es cubrir la exposición a la fluctuación de los flujos de efectivo que se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable.
- Coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero.

Al inicio de la relación de cobertura, la Compañía documenta la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, junto con sus objetivos de gestión de riesgo y su estrategia para llevar a cabo transacciones de cobertura. Adicionalmente, al inicio de la cobertura y de manera continua, la Compañía documenta si el instrumento de cobertura es altamente eficaz en contrarrestar los cambios en los valores razonables o flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

El valor razonable de los instrumentos de cobertura es clasificado como activo o pasivo no corriente cuando el remanente de la partida cubierta es superior a 12 meses y como activo o pasivo corriente, cuando el valor residual de la partida cubierta es inferior a 12 meses.

Cobertura de flujo de efectivo

La parte de los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados y no derivados, que se determina que es una cobertura eficaz de los flujos de efectivo, se reconocerá en otro resultado integral y se acumulará bajo el título de reserva de cobertura del flujo de efectivo. La parte ineficaz de la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura se reconocerá inmediatamente en el resultado del periodo, en la línea del Resultado Financiero, neto.

Los montos previamente reconocidos en los otros resultados integrales y acumulados en el patrimonio se reclasifican a los resultados en los periodos cuando la partida cubierta afecta los resultados, en la misma línea de la partida cubierta reconocida. Sin embargo, si la cobertura de una transacción prevista diese lugar posteriormente al reconocimiento de un activo no financiero o un pasivo no financiero, las pérdidas o ganancias previamente reconocidas en otro resultado integral y acumuladas en el patrimonio se transfieren y se incluyen en la medición inicial del costo del activo no financiero o del pasivo no financiero.

La contabilización de coberturas será interrumpida cuando la Compañía revoque la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura expira, o es vendido, resuelto o ejercido o la cobertura deja de cumplir los requisitos establecidos para la contabilidad de coberturas. La ganancia o pérdida que haya sido reconocida en otro resultado integral y acumulada en el patrimonio continuará en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista sea reconocida en los resultados. Cuando ya no se espera que la transacción prevista ocurra, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se reconoce inmediatamente en ganancias o pérdidas.

Al 30 de septiembre del 2015, la Compañía designó ciertos instrumentos de cobertura, con respecto a los riesgos de la tasa de cambio de moneda extranjera (nota 28 – Gestión de Riesgos).

Inventarios

Los inventarios incluyen bienes extraídos, en proceso, transformados y adquiridos a cualquier título para ser vendidos, destinados para la transformación y consumidos en el proceso de producción, o como parte de la prestación de servicios.

El crudo es valorado al costo de producción, incluyendo los gastos de transporte incurridos de los inventarios en sus ubicaciones actuales.

El costo de los inventarios se efectúa bajo el método de promedio ponderado, el cual incluye los costos de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costos en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales, tal como los costos de transporte.

Los inventarios de consumibles (repuestos y suministros) son reconocidos como inventario y posteriormente cargados al gasto, mantenimiento o proyecto en la medida en que tales elementos sean consumidos.

Ecopetrol realiza una evaluación del valor neto de realización de los inventarios al final del periodo, registrando con cargo a resultado, un impairment al valor cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejaran de existir, o cuando existiera clara evidencia de incremento en el valor neto de realización debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

Partes relacionadas

Para efecto de los Estados Financieros, se consideran partes relacionadas aquellas en donde una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control compartido, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas o es un miembro del personal clave de la gerencia o pariente de la entidad. La Compañía ha considerado como partes relacionadas las compañías subsidiarias, asociadas, negocios conjuntos, directivos de la gerencia claves, y algunas transacciones relevantes celebradas con entidades del Gobierno, como son la compra de hidrocarburos y el fondo de estabilización petrolera.

Compañías subsidiarias

Las subsidiarias son todas las compañías sobre las que la Ecopetrol tiene el poder de gobernar sus políticas operativas y financieras. Generalmente estas entidades son aquellas donde Ecopetrol tiene más de la mitad de sus acciones con derecho de voto. Estas inversiones en subsidiarias se reconocen en el estado financiero por el método de participación y tienen incluido el goodwill que se haya generado en el momento de su adquisición.

Inversiones en asociadas

Una compañía asociada es una entidad sobre la cual Ecopetrol ejerce influencia significativa pero no control. Generalmente estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria entre 20% y 50% de los derechos a voto.

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de participación e inicialmente se reconocen a su costo. La inversión de la Compañía en entidades asociadas incluye el crédito mercantil generado en la adquisición, neto de cualquier pérdida por impairment acumulada.

La participación de la Compañía en la utilidad o pérdida de sus asociadas se registra en el estado de Ganancias o pérdidas y su participación en los movimientos de reservas es reconocida en las reservas patrimoniales de la Compañía.

Ecopetrol realiza, cuando sea necesario, ajustes a las políticas contables de las asociadas para garantizar la coherencia con las políticas adoptadas por la Compañía.

Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual dos o más partes que tienen control conjunto tienen derecho a los activos netos del acuerdo. El control conjunto se presenta cuando requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. El tratamiento contable para el reconocimiento de los negocios conjuntos es el mismo que las inversiones en asociadas.

Operaciones conjuntas

Los contratos de Operación Conjunta son suscritos entre Ecopetrol y terceros con el fin de compartir el riesgo, conseguir capital, maximizar eficiencia operativa y optimizar la recuperación de reservas. En estas operaciones conjuntas, una parte es designada como operador para ejecutar el presupuesto de gastos e inversión y reportar a los socios del acuerdo

al porcentaje de participación. Asimismo, cada una de las partes toma la propiedad de hidrocarburos (crudo o gas) producidos de acuerdo con su participación en la producción.

Cuando Ecopetrol actúa como socio no operador, registra los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos con base en el reporte de los operadores. Cuando Ecopetrol opera directamente los contratos de asociación, registra su porcentaje de activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en las partidas correspondientes a los activos, pasivos, gastos, costos e ingresos.

Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos no corrientes y los grupos de activos para su disposición se clasifican como mantenidos para la venta si sus valores en libros son recuperables a través de una operación de venta y no mediante su uso continuo. Esta condición se considera cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable dentro del período de un año desde la fecha de clasificación y el activo (o grupo de activos para su disposición) está disponible para la venta inmediata en su estado actual. Estos activos son valorados al menor importe entre su valor en libros y el valor razonable, disminuyendo los costos de ventas asociados.

Propiedades, plantas y equipos

Reconocimiento y medición

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos la depreciación acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. Los componentes tangibles de los activos relacionados con recursos naturales y del medio ambiente forman parte de las propiedades, planta y equipo.

Se consideran capitalizables todos los costos directamente atribuibles a la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Compañía. Tales costos principalmente: a) su precio de adquisición, incluidos los aranceles de importación y los impuestos indirectos no recuperables, b) los costos de beneficios a los empleados, que procedan directamente de la construcción o adquisición c) todos los costos directamente atribuibles a la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Gerencia, d) los costos por intereses de préstamos atribuibles a la adquisición o construcción de activos, e) la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y abandono del elemento.

Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se registran como inventarios, y se reconocen como gasto cuando se consumen. Las piezas de repuesto importantes y el equipo de mantenimiento permanente, que la Compañía espera usar durante más de un período, son reconocidos como propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida en el retiro de algún elemento de propiedades, planta y equipo es reconocida en los resultados del período respectivo.

Desembolsos posteriores

Corresponden a todos los desembolsos que se realicen sobre activos existentes con el fin de aumentar o prolongar la vida útil inicial esperada, aumentar la productividad o eficiencia productiva, permitir una reducción significativa de los costos de operación, aumentar el nivel de reservas en áreas de explotación o desarrollo o reemplazar una parte o componente de un activo que sea considerado crítico para la operación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. No obstante, los desembolsos asociados a mantenimientos mayores son capitalizados.

Depreciación

Las propiedades, planta y equipo se deprecian siguiendo el método lineal, excepto los asociados a las actividades de Exploración y Producción, los cuales se depreciaron según el método de unidades técnicas de producción. Las vidas útiles técnicas se actualizan anualmente considerando razones tales como: adiciones o mejoras (por reposición de partes o componentes críticos para la operación del activo), avances tecnológicos, obsolescencia u otros factores; el efecto de estos cambios se reconoce a partir del periodo contable en el cual se efectúa. La depreciación de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

La vida útil se define bajo los criterios de utilización prevista del activo, su desgaste físico esperado, la obsolescencia técnica o comercial y los límites legales o restricciones sobre el uso del activo.

Las vidas útiles estimadas oscilan entre los siguientes rangos:

Planta y equipo	7 - 56 años
Ductos, redes y líneas	10 - 53 años
Edificaciones	19 - 72 años
Otros	3 - 38 años

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones y tienen una vida útil indefinida y por tanto no son objeto de depreciación.

Los métodos de depreciación y las vidas útiles son revisados anualmente por parte de las unidades de negocio y ajustados si así se requiere.

Recursos naturales y del medio ambiente

Reconocimiento y medición

Ecopetrol emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 - Exploración y evaluación de recursos minerales.

Costos de exploración

Los costos de adquisición y exploración son registrados como activos de exploración y evaluación en curso hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de no ser exitosa, todos los costos incurridos son reconocidos en resultados.

Los costos de exploración son aquellos incurridos con el objetivo de identificar áreas en las que hay expectativas de la existencia de reservas de crudo y gas, incluyendo costos de geología y geofísica, costos de sísmica, pozos exploratorios, pozos para test estratigráfico de naturaleza exploratoria, entre otros. Los costos de pozos exploratorios se contabilizan como activos hasta que se determine si resultan comercialmente viables y, en caso contrario, se cargan a los gastos de exploración. Otros gastos por exploración se cargan a los gastos de exploración, al momento de incurrirse.

Un activo para exploración y evaluación dejará de ser clasificado como tal cuando la fiabilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral sean demostrables. Antes de proceder a la reclasificación, se evalúa el impairment de los activos y se reconoce cualquier pérdida por impairment de su valor. Se analiza el impairment de los activos para exploración y evaluación cuando los hechos y circunstancias sugieran que el valor en libros puede superar a su valor recuperable.

Costos de desarrollo

Los costos de desarrollo corresponden a aquellos costos incurridos para acceder a las reservas probadas de hidrocarburos y de proporcionar las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, recogida y almacenamiento. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican como recursos naturales y del medio ambiente, los costos posteriores a la etapa de exploración son capitalizados como costos de desarrollo de las propiedades que comprendan tales activos de recursos naturales. Todos los costos de desarrollo se capitalizan, incluidos los costos de perforación sin éxito de pozos de desarrollo.

Costos de producción

Son aquellos incurridos para operar y mantener los pozos productivos así como el equipo e instalaciones correspondientes. La actividad de producción incluye la extracción del crudo y del gas a la superficie, su recolección, tratamiento y procesado y el almacenamiento en el campo. Los costos de producción son gastos en el momento en que se incurren a menos que adicionen reservas, en tal caso son capitalizados.

Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo y hacen parte de las propiedades, planta y equipo sujetos a depreciación.

Los costos capitalizados también incluyen el costo de desmantelamiento, retiro y restauración, así como el valor estimado por obligaciones ambientales futuras. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, son llevados al activo correspondiente.

Los costos capitalizados también incluyen el valor de los ingresos obtenidos neto de los costos por la venta de crudo de pruebas extensas, por cuanto se consideran necesarios para completar el activo.

Amortización

La amortización de los elementos de recursos naturales y del medio ambiente es determinadas según el método de unidades de producción por campo, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas. Los factores de amortización se revisan anualmente, con base en el estudio de reservas y el impacto sobre cambios de dichos factores sobre el gasto por amortización, se reconoce de manera prospectiva en los Estados Financieros desde el último trimestre del año en adelante.

Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva de la Compañía. Las reservas probadas se refieren a las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas por los datos geológicos y de ingeniería que poseen un nivel de recuperación razonable durante los años siguientes frente a las reservas conocidas, bajo las condiciones económicas y de operación vigentes, esto es, con la aplicación de los precios y costos de la fecha en que se hacen los estimados.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible pérdida en su valor recuperable anualmente. Ver política 3.13 – impairment en el valor de los activos.

Capitalización de costos por préstamos

Los costos por préstamo relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo calificado que requiere un período de tiempo sustancial para estar listo para su uso, se capitalizan como parte del costo de ese activo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros retornen a la Compañía y puedan ser medidos con fiabilidad. Los demás costos por intereses se reconocen como gastos financieros en el período en que se incurren.

Intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida, adquiridos separadamente, son registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. La amortización es reconocida sobre una base de línea recta de acuerdo con sus vidas útiles estimadas. La vida útil estimada y el método de amortización son revisados al final de cada periodo de reporte, con el efecto de cualquier cambio en la estimación siendo registrada sobre una base prospectiva.

Los desembolsos originados por las actividades de investigación se reconocen como un gasto en el periodo en el cual se incurren.

Arrendamientos

Los arrendamientos se clasifican como financieros cuando los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad. Todos los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Los activos que se mantienen bajo arrendamientos financieros cuando Ecopetrol es arrendatario, se reconocen al menor entre el valor razonable al inicio del arrendamiento y el valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. El pasivo correspondiente al arrendador se incluye en el estado de posición financiera como un pasivo por arrendamiento financiero.

Los pagos por arrendamiento se distribuyen entre los gastos financieros y la reducción de las obligaciones por arrendamiento a fin de alcanzar una tasa de interés constante sobre el saldo remanente del pasivo. Los gastos financieros se cargan directamente a resultados.

Los pagos por rentas de arrendamientos operativos se cargan a resultados empleando el método de línea recta, durante el plazo correspondiente al arrendamiento, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de prorrateo para reflejar más adecuadamente el patrón de los beneficios del arrendamiento para el usuario. Las rentas contingentes se reconocen como gastos en los periodos en los que se incurren.

Impairment en el valor de los activos

Con el fin de evaluar la recuperabilidad de los activos tangibles e intangibles, Ecopetrol compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable por lo menos a la fecha de cierre del período o antes, en caso de identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

Para efectuar el análisis de impairment, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGE. La agrupación de los activos en distintas UGE implica la realización de juicios profesionales y la consideración, entre otros parámetros de los segmentos de negocio. En este sentido, en el segmento de Exploración y Producción, cada UGE corresponde a cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "campos"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios campos son interdependientes entre sí dichos campos se agrupan en una única UGE. En el caso del segmento Refinación y Petroquímica, las UGE corresponden a la refinería y para el segmento de Transporte cada línea es tomada como una UGE independiente.

El valor recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de venta y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la UGE) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por impairment de valor como gasto.

El valor en uso se determina como la suma de los flujos de efectivo futuros descontados ajustados al riesgo estimado. Las estimaciones de los flujos de efectivo futuros utilizados en la evaluación del impairment de los activos se realizan con las proyecciones de los precios de los productos básicos, la oferta y la demanda y los márgenes de los productos. En el caso de los activos o unidades generadoras de efectivo dedicadas a la evaluación y exploración de reservas se consideran las reservas probadas, probables y posibles, considerando un factor de riesgo asociado a las mismas.

Una vez se ha registrado una pérdida por impairment de valor, el gasto por amortización futuro es calculado con base en el valor recuperable ajustado.

Las pérdidas por impairment podrían ser revertidas, excepto los correspondientes a crédito mercantil, únicamente si la reversión está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después que la pérdida por impairment fue reconocida. Estas reversiones no excederán el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que habría sido determinado si el impairment nunca se hubiese reconocido.

En la reclasificación de cualquier activo no corriente, a activos no corrientes mantenidos para la venta, el valor en libros de estos activos también son revisados a su valor razonable menos los costos de venta. Ninguna otra provisión por depreciación, agotamiento o amortización es registrada.

Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando Ecopetrol tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y sea probable que Ecopetrol requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida con fiabilidad. En los casos aplicables, se registran a su valor presente.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son cargados a gastos.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y Ecopetrol tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo.

Los pasivos contingentes no son reconocidos, pero están sujetos a la revelación en las notas explicativas cuando es posible la probabilidad de salida de recursos, incluyendo aquellos cuyos valores no pueden estimarse.

Obligación de retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas relacionadas con el retiro de componentes de pozos, ductos, inmuebles y equipo, en su caso, las mismas deben de ser reconocidas utilizando la técnica de flujos de caja descontados y tomando en consideración el límite económico del campo o vida útil del activo respectivo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación confiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para realizar la mejor estimación.

El valor en libros de la provisión es revisada y ajustada anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del periodo, como gasto financiero.

Impuestos

El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto a la renta por pagar del periodo corriente (incluye, cuando aplique renta y complementarios y renta para la equidad CREE) y el efecto del impuesto diferido en cada periodo.

Impuesto corriente

La Compañía determina la provisión de impuesto de renta y complementarios e impuesto sobre la renta para la equidad CREE, con base en el mayor valor entre la utilidad gravable o la renta presuntiva (La cantidad mínima estimada de rentabilidad que la ley prevé para cuantificar y liquidar el impuesto sobre las ganancias). La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado de resultados integrales, debido a las partidas de ingresos o gastos imponderables o deducibles en diferentes periodos fiscal contable, deducciones tributarias especiales, pérdidas fiscales y partidas contabilizadas que conforme a las normas tributarias aplicables en cada jurisdicción se consideran no gravables o no deducibles.

Impuestos diferidos

El impuesto diferido se reconoce utilizando el método del pasivo, determinado sobre las diferencias temporarias entre las bases fiscales y el importe en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros. El pasivo por impuesto diferido se reconoce para todas las diferencias fiscales temporarias. El activo por impuesto diferido se reconoce para todas las diferencias temporarias deducibles y pérdidas fiscales por amortizar, en la medida en que resulte probable que la compañía disponga de ganancias fiscales futuras contra las cuales pueda compensar esas diferencias temporarias deducibles.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden empleando las tasas fiscales que se esperan serán aplicables al impuesto de renta durante los años en los cuales las diferencias temporales entre los valores fiscales y contables sean revertidos.

El importe en libros de un activo por impuestos diferidos se somete a revisión al final de cada periodo sobre el que se informe y se reduce, en la medida que estime probable que no se dispondrá de suficiente ganancia fiscal, en el futuro que permita la recuperación total o parcial del activo.

Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo, el Acuerdo 01 de 1977 y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de las prestaciones legales, los empleados de Ecopetrol tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en periodos diferentes al de prueba.

Ecopetrol S.A. pertenecía al régimen especial de pensiones. Bajo este régimen las mesadas pensionales están a cargo de la compañía, no a cargo de un Fondo de Pensiones. Sin embargo la Ley 797 del 29 de enero de 2003 estableció que Ecopetrol no pertenecería más a dicho régimen sino que en adelante sus empleados estarían vinculados al Sistema General de Pensiones. En consecuencia los empleados que se jubilaron con Ecopetrol hasta el 31 de julio de 2010 siguen recibiendo mesadas a cargo de Ecopetrol. De igual manera, estos empleados tienen derecho a dicho bono pensional si trabajaron con Ecopetrol antes del 29 de enero de 2003, pero cuyo contrato de trabajo terminó, sin renovación antes de esa fecha.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos a cargo de la Compañía se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante el año.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Compañía hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones.

En el año 2008, Ecopetrol S.A. conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados hasta que

se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales. La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Los beneficios a empleados se dividen en cuatro grupos así:

a) Beneficios a empleados a corto plazo y post-empleo de aportaciones definidas

Los beneficios a empleados a corto plazo corresponden principalmente a aquellos cuyo pago será totalmente atendido en el término de los doce meses siguientes al cierre del periodo en el cual los empleados han prestado sus servicios. Esto incluye principalmente salarios, cesantías, vacaciones, bonos y otros beneficios.

Los beneficios post-empleo de aportaciones definidas corresponden a los pagos periódicos para cesantías, pensiones, riesgos profesionales que la Compañía realiza a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones.

Los anteriores beneficios se reconocen como un pasivo después de deducir cualquier valor ya pagado.

b) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, la Compañía suministra los beneficios acordados a los empleados actuales y anteriores, y asume los riesgos actuariales y de inversión.

Los siguientes beneficios son clasificados como beneficios definidos de largo plazo registrados en los estados financieros de acuerdo con los cálculos realizados por un actuario independiente:

- Pensiones.
- Servicio médico a familiares.
- Bonos pensionales.
- Plan educativo.
- Cesantías retroactivas.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera en relación con estos planes de beneficios, es el valor presente de la obligación por prestaciones definidas en la fecha del balance, menos el valor razonable de los activos del plan.

La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes con base en el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de las obligaciones por beneficios definidos se determina descontando los flujos de caja futuros estimados utilizando los tipos de interés de mercado, y que tienen unos plazos de vencimiento de los términos de la obligación por pensiones correspondiente.

Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en los supuestos actuariales se reconocen en el patrimonio en el otro resultado integral en el periodo en que se generan.

No existe costo de servicio para el plan de pensiones de los empleados que fueron retirados antes del 31 de julio de 2010. El coste del servicio es generado por los otros beneficios que incluyen los empleados actuales de la Compañía, el cual se reconoce en el resultado del ejercicio, reflejando el aumento de la obligación por planes de beneficios definidos el año en curso, reducción en los beneficios y liquidaciones.

c) Otros beneficios a largo plazo

Los otros beneficios a largo plazo incluyen la prima por quinquenio que hace parte del cálculo actuarial de la compañía. Este beneficio es un bono en efectivo que se acumula sobre una base anual y se paga al final de cada cinco años a los

empleados de Ecopetrol S.A. La Compañía reconoce en el resultado del periodo el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficios definido.

d) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación de la relación laboral es reconocido sólo cuando existe un plan detallado para dicho proceso y no exista posibilidad de retirar la oferta. La Compañía reconoce un pasivo y un gasto por beneficios de terminación en la fecha más temprana entre la fecha en donde no se puede retirar la oferta de dichos beneficios o aquella en la que se reconocen los costos de reestructuración.

Estos beneficios no hacen parte del cálculo actuarial de la compañía y corresponden principalmente a las indemnizaciones por retiro.

Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, contados sus riesgos y beneficios. En el caso de productos refinados y petroquímicos, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados por la refinería; posteriormente, son ajustados de acuerdo con los volúmenes efectivamente entregados. Los ingresos por servicios de transporte se reconocen cuando los productos son transportados y entregados al comprador conforme con los términos de la venta. En los demás casos, los ingresos se reconocen en el momento en que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

En virtud de la normatividad vigente, Ecopetrol S.A. comercializa gasolina regular y ACPM a precio regulado.

De conformidad con el Decreto 1068 de 2015, corresponde al Ministerio de Minas y Energía calcular y liquidar la posición neta semestral de Ecopetrol y para cada combustible a ser estabilizada por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). La posición neta corresponde a la sumatoria de los diferenciales a lo largo del semestre, cuyo resultado será el monto en pesos a favor de la Compañía con cargo a los recursos del FEPC. El diferencial corresponde al producto entre el volumen reportado por la Compañía al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes, expresados en pesos, referenciados al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado aplicando la Resolución 18 0522 de 2010 y el precio de referencia es el Ingreso al Productor definido por el Ministerio de Minas y Energía para estos efectos.

Costos y gastos

Los costos y gastos se presentan por función, detallando en las respectivas notas la composición del costo de ventas y los gastos asociados a las actividades de administración, operación, proyectos y otros gastos.

Información por segmento de negocio

Ecopetrol S.A presenta las correspondientes revelaciones relacionadas con sus segmentos de negocio en sus Estados Financieros Consolidados de acuerdo con el párrafo 4 de la NIIF 8 – Segmentos de operación.

5. NUEVOS ESTÁNDARES Y CAMBIOS NORMATIVOS

Nuevos estándares emitidos por el IASB incorporados al marco contable colombiano

A continuación se detallan algunas normas e interpretaciones emitidas por el IASB que son de aplicación en los ejercicios anuales que comiencen el 1 de enero de 2016 o posteriormente, las cuales, fueron aprobadas por el Gobierno Colombiano mediante los Decretos 2615 del 17 de Diciembre de 2014, 2420 del 13 de diciembre de 2015 y 2496 del 24 de diciembre de 2015:

Normas	Descripción	Entrada en vigencia
NIIF 9 - Instrumentos Financieros	<p>Incluye los requisitos de clasificación y medición, impairment desreconocimiento y contabilidad de coberturas de instrumentos financieros. Con respecto al impairment de activos financieros, la NIIF 9 requiere un modelo de impairment por pérdida crediticia esperada, en oposición al modelo de impairment por pérdida crediticia incurrida, de conformidad con la NIIF 39. En este evento, no es necesario que ocurra un evento crediticio antes de que se reconozcan las pérdidas crediticias.</p> <p>La Compañía se encuentra evaluando actualmente el impacto de esta NIIF.</p>	1 de enero del 2018
NIIF 15 - Ingresos procedentes de contratos con clientes	<p>Establece nuevos criterios para la valoración e información de los ingresos de clientes.</p> <p>De acuerdo a esta norma, una entidad contabilizará un ingreso cuando (o siempre que) se satisfaga una obligación de rendimiento, es decir, cuando el "control" de los bienes y servicios basado en una obligación de rendimiento particular es transferido al cliente.</p> <p>La NIIF 15 reemplazará el actual lineamiento de reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 - Ingresos, la NIC 11 - Contratos de Construcción y las interpretaciones relativas en la fecha en que entre en vigencia.</p> <p>A pesar que esta norma se encuentra incorporada al marco contable aceptado en Colombia, su aplicación debe ser evaluada a partir del 1 de enero de 2016 y no puede ser aplicada de manera anticipada. La Compañía se encuentra evaluando actualmente el impacto de esta NIIF.</p>	1 de enero del 2017
Modificaciones a la NIIF 11 - Acuerdos Conjuntos	<p>El IASB modificó la NIIF 11 con el fin de establecer los lineamientos para contabilizar la adquisición de una operación conjunta que constituya un negocio.</p> <p>La aprobación de esta enmienda podría afectar a la Compañía en caso de que aumente o disminuye su cuota de participación en una operación conjunta existente o invierta en una nueva operación conjunta.</p>	1 de enero del 2016

Normas	Descripción	Entrada en vigencia
Modificaciones a la NIC 16 – Propiedad, planta y equipo y la NIC 38 – Activos intangibles	Estas normas aclaran los métodos aceptables de depreciación y amortización. Se prohíbe a las entidades utilizar un método de depreciación basado en el ingreso para partidas de propiedad, planta y equipo y se introducen presunciones legales que afirman que el ingreso no es un principio apropiado para la amortización de un activo intangible. No se espera que la adopción de esta norma tenga un impacto material en la Compañía	1 de enero del 2016
Modificaciones a la NIIF 1 - Presentación de estados financieros	El IASB emitió enmiendas a la NIC 1 – Presentación de Estados Financieros para aclarar los requisitos existentes con la materialidad, orden de las notas, subtotales, políticas contables. No se espera que la adopción de esta enmienda tenga un impacto material en la divulgación de revelaciones de la compañía.	1° de enero del 2016
Modificaciones a la NIC 27 – Estados Financieros Separados	La modificación a la NIC 27 – Estados Financieros Separados permite que las entidades utilicen el método de participación en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. Ecopetrol, anticipó la adopción de esta modificación para reconocer el método de participación en estas compañías desde el 1° de enero del 2014.	1° de enero del 2016

Otros cambios normativos

En materia de legislación contable colombiana, durante el año 2015 se emitió la siguiente reglamentación con impacto en Ecopetrol:

- El 30 de septiembre de 2015, la Contaduría General de la Nación emitió la Resolución 509 mediante la cual permite a las empresas aplicar la contabilidad de coberturas para instrumentos no derivados a partir de cualquier fecha dentro del periodo de transición o del primer periodo de aplicación de la Normas internacionales de Contabilidad en Colombia, aun cuando no se haya documentado formalmente la relación de cobertura, el objetivo y estrategia de gestión de riesgo.

El alcance de la resolución es la aplicación de la contabilidad de coberturas para cubrir el riesgo de moneda extranjera de un activo o pasivo reconocido, de un compromiso en firme o una transacción altamente probable, siempre que se demuestre que a la fecha en la que se pretende dar inicio a la aplicación de la contabilidad de coberturas, existían la partida o elemento cubierto, el instrumento de cobertura, el riesgo cubierto y que la relación de cobertura ha sido eficaz desde la fecha de inicio y a lo largo de la aplicación de la contabilidad de coberturas.

Esta excepción tendrá lugar únicamente durante el primer periodo de aplicación del marco normativo anexo al Decreto 2784 de 2012. Ecopetrol S.A se acogió a lo establecido en esta resolución y aplicó la contabilidad de coberturas de flujo de efectivo para exportaciones de crudo altamente probables a partir del 1 de enero de 2015. Un detalle de este asunto puede verse en la nota 28 – Gestión de Riesgos.

- En diciembre del 2015, el Gobierno colombiano emitió los Decretos 2420 y 2496 relacionados con las normas de Contabilidad, de información financiera y aseguramiento de la información, cuyos objetivos fue compilar las normas contables de carácter reglamentario expedidas en desarrollo de la Ley 1314 del 2019.

El decreto 2496 del 2015 contiene el marco técnico normativo contable emitidos en Español por el IASB al 30 de junio del 2014 para la preparación de los estados financieros separados y consolidados las NIIF, con vigencia a partir del 1° de enero del 2016 para el Grupo 1, permitiendo de manera voluntaria su aplicación anticipada. Este decreto ratifica que en los Estados Financieros Separados, las entidades controladoras deben registrar sus inversiones en Subsidiarias de acuerdo a lo establecido en el artículo 35 de la Ley 222 de 1995 por el método de participación patrimonial.

Mediante Resolución 662 del 30 de diciembre del 2015, La Contaduría General de la Nación, estableció que el nuevo marco normativo de los Decretos 2420 y 2496 del 2015, podrían ser aplicado por las Empresas que sean emisores de valores y cuyos valores se encuentren inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores.

Ecopetrol, en calidad de emisor de valores, optó por aplicar anticipadamente el marco técnico normativo contenido en Anexo 1.1 del decreto 2496 de 2015 en la preparación de estos estados financieros separados.

- De acuerdo al concepto de la Contaduría General de la Nación No. 20162000000781 del 18 de enero del 2016, se establece que los impuestos diferidos originados por diferencias de cambio que surjan en la conversión de los Estados Financieros de negocios en el extranjero cuya moneda funcional es distinta a la moneda en la cual se declaran las ganancias o pérdidas fiscales, son no temporarias y por lo tanto, no es procedente el reconocimiento de un impuesto diferido en los estados financieros de dichos negocios en el extranjero.

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

El detalle del efectivo y equivalentes de efectivo comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Bancos y corporaciones	1,418,563	1,221,116	2,866,624
Inversiones financieras de corto plazo	897,788	975,751	1,034,316
Caja	695	583	337
	2,317,046	2,197,450	3,901,277

El saldo de efectivo y equivalentes incluye recursos restringidos por \$2,654 (Al 31 de diciembre y 1° de enero del 2014 por \$3,085 y \$73,977, respectivamente) relacionados con recursos del litigio de Santiago de las Atalayas (ver nota 21 - Provisiones y contingencias).

El valor razonable del efectivo y sus equivalentes se aproxima a su valor registrado en libros debido a su naturaleza de corto plazo (menos de tres meses) y su alta liquidez.

7. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

El detalle de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Parte corriente			
Cientes			
Nacionales	1,019,715	706,313	587,464
Exterior	690,069	1,279,190	2,269,246
Entes relacionados (Nota 29)	696,926	884,845	1,489,214
Préstamos a entes relacionados	-	-	217,880
Cuentas por cobrar a empleados (1)	46,876	46,973	56,103
Fondo de estabilización de precios (2)	40,395	563,027	845,093
Servicios industriales	30,102	23,603	7,914
Cuentas por cobrar Over & Under	-	68,594	79,504
Deudores varios	173,874	195,771	275,128
Total	2,697,957	3,768,316	5,827,546
Parte no corriente			
Préstamos a entes relacionados(Nota 29)	2,100,563	2,442,819	1,247,999
Cuentas por cobrar a empleados (1)	424,977	278,961	235,040
Entes relacionados (Nota 29)	291,029	685,144	351,997
Deudas de difícil cobro	132,364	235,810	227,372
Fondo de estabilización de precios	77,510	77,510	77,510
Deudores varios	21,640	23,357	22,433
Total	3,048,083	3,743,601	2,162,351
Menos - Provisión de cuentas de dudoso recaudo	(132,364)	(235,810)	(227,372)
Total no corriente	2,915,719	3,507,791	1,934,979

(1) Ecopetrol S.A. otorgó la administración, manejo y control de los préstamos a los empleados a Cavipetrol, quien administra el detalle por trabajador de dichos préstamos y sus respectivas condiciones.

(2) Corresponden a recursos pendientes de pago por parte del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles que surge de los diferenciales de precios regulares de la gasolina y el Diesel de conformidad con la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010. El Ministerio realiza el pago en consideración de la resolución de liquidación de la posición neta a favor de la Compañía para los meses pendientes de pago. Durante el último trimestre del 2015, el Fondo de Estabilización canceló \$853,551 por concepto de las liquidaciones de las posiciones netas a favor de Ecopetrol correspondientes al cuarto trimestre del 2013, primer y segundo trimestre del 2014.

(3) El movimiento de la provisión por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Saldo inicial	235,810	227,372
Recuperaciones de provisiones	(96,074)	(46)
Castigo de Cartera	(225)	0
Utilizaciones	(787)	(62)
Ajustes por diferencia en cambio	(6,360)	8,546
Saldo final	132,364	235,810

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar se aproxima a su valor razonable.

8. INVENTARIOS

El detalle de inventarios comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Productos terminados			
Petróleo crudo	611,711	622,205	928,343
Combustibles y petroquímicos	731,426	873,882	773,346
Productos comprados			
Petróleo crudo	106,941	200,374	296,289
Combustibles y petroquímicos	29,853	50,571	78,995
Materias primas			
Petróleo crudo	69,421	105,454	150,042
Productos en proceso			
Combustibles y petroquímicos	267,837	371,828	369,661
Materiales para producción de bienes y otros	514,435	426,434	406,714
Total	2,331,624	2,650,748	3,003,390
Menos - Provisión de inventarios (1)	(75,068)	(121,424)	(71,868)
Total	2,256,556	2,529,324	2,931,522

(1) El movimiento de la provisión de inventarios es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Saldo inicial	121,424	71,868
(Recuperaciones) adiciones de provisiones	(26,088)	54,402
Utilización de provisiones	(20,268)	(4,846)
Saldo final	75,068	121,424

Las variaciones en la provisión de inventarios se generan principalmente por ajuste a su valor neto de realización debido a las fluctuaciones en los precios internacionales del crudo y sus derivados.

9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

El detalle de otros activos financieros comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Activos medidos a valor razonable con cambio a resultados			
Títulos emitidos por:			
Empresas privadas o economía mixta (1)	2,546,268	22,838	627,801
Gobierno de Estados Unidos	461,566	185,928	19,175
Entidades financieras	316,805	546,575	707,545
Gobierno Colombiano	167,257	228,296	300,992
Empresas patrocinadas por el gobierno	52,568	200,998	170,381
	3,544,464	1,184,635	1,825,894
Activos medidos a costo amortizado			
Otros activos financieros	5,181	4,714	4,918
	5,181	4,714	4,918
Instrumentos de Cobertura	356	-	-
Total	3,550,001	1,189,349	1,830,812
Corriente	2,832,520	708,509	1,469,255
No corriente	717,481	480,840	361,557
	3,550,001	1,189,349	1,830,812

(1) Incluye recursos invertidos en títulos de la compañía vinculada Ecopetrol Capital AG por \$2,517,708 al 31 de diciembre del 2015.

Restricciones

El portafolio de inversión en títulos incluye recursos restringidos conformados por inversiones de renta fija, constituidas atendiendo las sentencias judiciales relacionadas con el proceso de Derecho Comunerros - Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar Ecopetrol, originados en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15A, 16 y 16A, declarados nulos de oficio por el Consejo de Estado en sentencia de 13 de septiembre de 1999. La siguiente es la composición:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Títulos emitidos por:			
Gobierno de Estados Unidos	461,566	148,230	19,175
Gobierno Colombiano	129,261	114,966	71,241
Empresas patrocinadas por el gobierno	52,568	137,276	162,129
Empresas privadas o economía mixta	28,560	22,603	52,957
Entidades financieras	27,877	125,338	65,889
	699,832	548,413	371,391

Vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los otros activos financieros:

	Activos sin restricción	Activos con restricción	Total
Menor a un año	2,795,448	37,072	2,832,520
Entre un año y 2 años	16,862	380,493	397,355
Entre 2 y 5 años	28,109	245,577	273,686
Mayor a 5 años	9,750	36,690	46,440
	2,850,169	699,832	3,550,001

Valor razonable

La clasificación de los otros activos financieros registrados a valor razonable es la siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Jerarquía valor razonable			
Nivel 1	79,536	257,697	149,643
Nivel 2	3,464,928	926,938	1,676,251
Total	3,544,464	1,184,635	1,825,894

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los periodos.

Los títulos del portafolio de Ecopetrol se valoran de manera diaria siguiendo lo estipulado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Para lo anterior, se utiliza la información provista por entidades autorizadas para dicho fin, las cuales recogen los datos de mercados activos. Para aquellos casos en los cuales no se cuenta con datos de mercado, se recurre a otros datos observables directa o indirectamente.

Para las inversiones denominadas en dólares, se tienen como proveedores de información a JP Morgan, Bloomberg, Merrill Lynch e Infovalmer. Para las inversiones denominadas en pesos, se cuenta exclusivamente con el proveedor Infovalmer, entidad autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para la prestación de este servicio.

Para el proceso de jerarquización de las inversiones, aparte de la información utilizada para la valoración, se tienen en cuenta otros aspectos relevantes tales como la calificación del emisor, clasificación de la inversión y análisis de riesgos del emisor realizado por Ecopetrol, lo que permite llegar a la clasificación de nivel de jerarquía adecuada de las inversiones.

10. IMPUESTOS

Activos y pasivos por impuestos corrientes

El siguiente es el detalle de activos y pasivos por impuestos corrientes:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Activos por impuestos corrientes			
Impuesto a las ganancias	2,873,649	207,643	-
Saldo a favor en impuestos (1)	802,367	1,416,517	1,125,562
Total	3,676,016	1,624,160	1,125,562
Pasivos por impuestos corrientes			
Impuesto a las ganancias	-	391,206	1,288,954
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	268,159	229,613	224,694
Otros impuestos por pagar(2)	246,729	280,634	147,755
Impuesto al patrimonio	-	-	476,494
Total	514,888	901,453	2,137,897

(1) Incluye principalmente saldos a favor por concepto de impuesto al valor agregado (IVA).

(2) Incluye principalmente saldo por pagar por concepto del impuesto de Industria y Comercio.

Impuesto a las ganancias

Las disposiciones fiscales vigentes aplicables a Ecopetrol S.A. establecen que:

- (a) A partir del 1 de enero de 2013, las rentas fiscales en Colombia, se gravan a la tarifa del 25% a título de impuesto de renta y complementarios, 9% a título de impuesto sobre la renta para la equidad "CREE", exceptuando los contribuyentes que por expresa disposición manejen tarifas especiales y al 10% las rentas provenientes de ganancia ocasional. La base para determinar el impuesto sobre la renta no puede ser inferior al 3% de su patrimonio líquido en el último día del ejercicio gravable inmediatamente anterior (renta presuntiva), exceptuando los que por ley tengan disposiciones diferentes.
- (b) El 23 de diciembre de 2014, mediante la Ley 1739, se estableció una sobretasa al impuesto sobre la renta para la equidad - CREE para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la cual es responsabilidad de los sujetos pasivos de este tributo y aplicará a una base gravable superior a \$800 millones, a las tarifas de 5%, 6%, 8% y 9% por año, respectivamente.
- (c) Al 31 de diciembre de 2014 la Compañía no presenta excesos de renta presuntiva sobre renta ordinaria ni pérdidas fiscales.

Gasto por impuesto a las ganancias

El siguiente es un detalle del impuesto a las ganancias reconocidos en el resultado:

	Por los años finalizados el 31 de diciembre del	
	2015	2014
Impuesto corriente	816,935	5,015,985
Impuesto diferido	(1,769,496)	(1,089,943)
Total gasto de impuesto a las ganancias	(952,561)	3,926,042

Conciliación del gasto por impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias se reconoce aplicando a la renta líquida fiscal la tarifa de impuesto de renta, renta para la equidad CREE y sobretasa del CREE vigentes, equivalente al 39% acumulado.

La conciliación entre el gasto determinado con base en la tarifa legal (nominal) aplicable a la compañía y el gasto calculado conforme la depuración de la renta líquida fiscal es el siguiente:

	2015		2014	
(Pérdida) utilidad antes de impuestos	(4,940,287)		9,651,542	
Tasa de renta nominal	39%		34%	
Impuesto a las ganancias a tasa nominal	(1,926,712)	39%	3,281,524	34%
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:				
Método de Participación	821,267	(16.6)%	174,338	1.8%
Ajuste por diferencial de tasa y bases gravables	(209,384)	4.2%	(557,994)	(5.8)%
Impuesto a la riqueza	162,675	(3.3)%	-	0.0%
Ingresos no gravados	-	0.0%	(9,790)	(0.1)%

	2015		2014	
Ajuste por diferencia en cambio inversiones permanentes	-	0.0%	991,748	10.3%
Gastos no deducibles	209,329	(4.2)%	96,498	1.0%
Otros	(9,736)	0.2%	(50,282)	(0.5)%
Impuesto a las ganancias calculado	(952,561)	19.3%	3,926,042	40.7%
Corriente	816,935		5,015,985	
Diferido	(1,769,496)		(1,089,943)	
	(952,561)		3,926,042	

La tasa efectiva de tributación calculada al 31 de diciembre de 2015 es 19.3% (2014 – 40.7%). La variación frente al año anterior se debe principalmente al reconocimiento del método de participación en compañías, incremento del impuesto diferido activo originado en propiedad planta y equipo, la disminución del gasto por impuesto corriente directamente asociada a la disminución de los resultados y gastos no deducibles, entre el que se destaca el nuevo impuesto a la riqueza.

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables, 2012, 2013 y 2014 y la declaración de impuesto de renta para la equidad CREE del año gravable 2014 se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias.

Impuesto sobre las ganancias diferido

El siguiente es el detalle del saldo impuesto sobre las ganancias diferido:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Activo por impuesto diferido	4,878,708	2,325,216	2,849,341
Corto plazo	1,070,056	551,284	913,090
Largo plazo	3,808,652	1,773,932	1,936,251
	4,878,708	2,325,216	2,849,341
Pasivo por impuesto diferido	1,791,344	1,706,066	2,947,647
Corto plazo	-	-	126,585
Largo plazo	1,791,344	1,706,066	2,821,062
	1,791,344	1,706,066	2,947,647
Total de impuesto diferido neto	3,087,364	619,150	(98,306)

Los activos y pasivos por impuestos diferidos fueron calculados considerando las tasas aplicables a la fecha de amortización según la normatividad fiscal aplicable a Ecopetrol S.A.

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos, neto es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Detalle del impuesto diferido neto			
Goodwill (1)	(113,403)	(466,822)	(305,680)
Inversiones temporales	1,159	(544)	-
Cuentas y documentos por cobrar	(71,743)	75,631	71,370
Inventarios	37,446	123,120	(321,201)
Propiedad, planta y equipo (2)	2,413,620	(132,061)	(249,836)
Recursos naturales y del medio ambiente	(1,078,777)	(936,949)	(1,914,443)
Activos intangibles	2,750	(117)	(9,897)
Cargos diferidos	12,353	(19,308)	509,811
Obligaciones financieras	(484,217)	(139,585)	(146,590)
Cuentas por pagar	726,256	111,300	504,816
Obligaciones laborales	(45,017)	352,720	469,633
Pasivos estimados y provisiones	1,689,324	1,650,775	1,287,688
Otros	(2,387)	990	6,023
Total	3,087,364	619,150	(98,306)

(1) De acuerdo con la ley tributaria en Colombia los intangibles y el goodwill son amortizables, mientras que bajo NIIF no puede ser amortizado, diferencia que genera como resultado un impuesto diferido pasivo.

(2) Para propósitos fiscales los recursos naturales y del medio ambiente y la Propiedad, planta y equipo tienen una vida útil específica. Bajo NIIF, la vida útil es determinada por un análisis técnico. Esta diferencia se traduce en una base de depreciación diferente para efectos contables y fiscales.

Los movimientos del impuesto diferido a las ganancias por los años terminados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 es el siguiente:

	2015	2014
Saldo inicial	619,150	(98,306)
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	1,769,496	1,089,943
Impuesto diferido reconocido otros resultados integrales (a)	702,679	(383,166)
Cuentas por cobrar	(3,961)	10,679
Saldo final	3,087,364	619,150

(a) La siguiente es la composición del impuesto a las ganancias registrado contra otros resultados integrales:

2015	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados (1)	(2,128,184)	723,582	(1,404,602)
Instrumentos financieros derivados (2)	(356)	143	(213)
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo (2) (Nota 28)	3,858,507	(1,426,404)	2,432,103
	1,729,967	(702,679)	1,027,288

2014	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados (1)	(1,126,959)	383,166	(743,793)
	(1,126,959)	383,166	(743,793)

(1) Correspondiente a impuesto diferido.

(2) Correspondiente a impuesto corriente.

Precios de transferencia

Los contribuyentes del impuesto sobre la renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y/o ubicados en zona franca o con residentes ubicados en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, y sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones el principio de plena competencia. Con base en el concepto de los asesores externos en Precios de Transferencia de la Compañía, para el año gravable 2015 no se prevén cambios significativos relacionados con el cumplimiento del principio de plena competencia consagrado en el Artículo 260-2 del Estatuto Tributario, ni se prevén ajustes en la determinación del gasto por impuesto de renta para dicho año.

La Compañía presentó la declaración informativa de precios de transferencia del año gravable 2014 y su correspondiente documentación comprobatoria.

Impuesto a la riqueza

Mediante la Ley 1739 del año 2014, se estableció el impuesto a la riqueza cuyo hecho generador es la posesión de la misma al primero de enero de los años 2015, 2016 y 2017, a cargo de los contribuyentes del impuesto a la renta. Al 31 de diciembre de 2014, las condiciones para determinar el impuesto a la riqueza a pagar en el año 2015 fueron las siguientes:

Rango patrimonial	Tarifa
>0 < 2,000,000	(Base gravable)* 0.20%
>= 2,000,000 < 3,000,000	(Base gravable- 2,000,000,000) *0.35%+4,000,000
>= 3,000,000 < 5,000,000	(Base gravable- 3,000,000,000) *0.75%+ 7,500,000
>= 5,000,000	(Base gravable- 5,000,000,000) *1.15% + 22,500,000

Base gravable = patrimonio fiscal

Durante el año 2015, el impuesto a la riqueza a cargo cancelado por Ecopetrol ascendió a \$417,115, el cual se reconoció como gasto del ejercicio.

11. INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO MEDIDOS A VALOR RAZONABLE

El detalle de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Instrumentos de patrimonio			
Empresa de Energía de Bogotá (1)	434,870	1,072,867	968,735
Interconexión Eléctrica S,A (2)	478,618	508,599	536,298
	913,488	1,581,466	1,505,033

(1) Mediante el Decreto 2305 del 13 de noviembre del 2014, la Compañía obtuvo las autorizaciones por parte del Gobierno Nacional para comenzar el programa de enajenación de la participación accionaria en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.

Como consecuencia de lo anterior, el 27 de julio del 2015, se llevó a cabo la enajenación de 352,872,414 acciones en la Empresa de Energía de Bogotá a un precio de venta de \$1,740 por acción. El monto de la operación fue de \$613,998. Con el fin de continuar con el proceso de venta, Ecopetrol está facultado para adelantar hasta tres subastas adicionales, en la oportunidad y forma señaladas en el inicio de la segunda etapa de enajenación.

Al 31 de diciembre del 2015, la participación accionaria corresponde a 278,225,586 acciones equivalente al 3.03% de las acciones suscritas y pagadas. Al 31 de diciembre y 1° de enero del 2014 la participación de la Compañía ascendía a 631,098,000 acciones equivalentes al 6.87% de las acciones suscritas y pagadas.

(2) El 13 de abril de 2015, como parte de la Ley 226 de 1995, el Gobierno Nacional emitió concepto favorable al programa de enajenación de la participación accionaria que tiene Ecopetrol S.A. en Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., acogiendo la recomendación de la Junta Directiva de Ecopetrol. La participación accionaria en Interconexión Eléctrica S.A. ESP. asciende a 58,925,480 acciones (equivalentes al 5.32% de las acciones suscritas y pagadas).

Los recursos de la enajenación en las anteriores compañías serán utilizados para financiar el plan de inversiones de la Compañía.

El movimiento de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Saldo inicial	1,581,466	1,505,033
Ajuste al valor razonable	(106,911)	76,433
Producto de la venta de acciones	(613,998)	-
Utilidad en la venta de acciones	52,931	-
Saldo final	<u><u>913,488</u></u>	<u><u>1,581,466</u></u>

Estos instrumentos de patrimonio se encuentran medidos a su valor razonable con cambios en el otro resultado integral. Su nivel de jerarquía es 1, utilizando como referencia para ello el precio de cotización en la Bolsa de Valores de Colombia.

Los correspondientes saldos al 1° de enero del 2014, fueron reclasificados para propósitos comparativos con los saldos al 31 de diciembre del 2015 y 2014.

12. OTROS ACTIVOS

El detalle de otros activos comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Corto plazo			
Asociados en operaciones conjuntas (ver nota 30)	416,021	719,801	359,281
Gastos pagados por anticipado	137,021	163,945	70,001
Entes relacionados (Nota 29)	114,032	91,205	34,293
Activos mantenidos para la venta	2,787	1,362	1,362
Anticipos a contratistas y proveedores	1,707	2,983	2,154

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Otros anticipos y convenios	32,895	28,685	19,855
Total corto plazo	704,463	1,007,981	486,946
Largo plazo			
Gastos pagados por anticipado	278,973	288,033	174,382
Entes relacionados (Nota 29)	180,509	180,509	224,406
Depósitos entregados en administración (1)	116,689	449,373	459,563
Depósitos judiciales	144,682	84,465	57,347
Beneficios a empleados	91,625	153,865	142,079
Total largo plazo	812,478	1,156,245	1,057,777
Total	1,516,941	2,164,226	1,544,723

(1) El saldo al 31 de diciembre del 2015, incluye principalmente depósitos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera - FAEP a favor de Ecopetrol para atender el remanente del Fondo Nacional de Regalías. Este tiene como destino exclusivo el pago de deudas y la financiación de proyectos y programas de desarrollo de los municipios y departamentos productores y no productores de hidrocarburos.

Al cierre del 2015, los recursos de pensión administrados por la Fiduciaria Bancolombia equivalentes a \$ 342,951, provenientes de la terminación del contrato de Asociación Cravo Norte con Occidental de Colombia, fueron restituidos a Ecopetrol S.A., toda vez que la obligación pensional proveniente de dicho contrato, se encuentra respaldada por los patrimonios autónomos pensionales descritos en la nota 20 - Provisiones por Beneficios a empleados.

13. INVERSIONES EN COMPAÑÍAS

Información sobre inversiones en compañías

El detalle de las participaciones en compañías subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos es el siguiente:

Compañía	Porcentaje Participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Al 31 de diciembre del 2015		Al 31 de diciembre del 2014		Al 1° de enero del 2014
					Patrimonio neto	Ganancia (perdida) del ejercicio	Patrimonio neto	Ganancia (perdida) del ejercicio	Patrimonio neto
Compañías subsidiarias									
Andean Chemicals Ltd	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	5,964,361	(1,744,606)	3,789,849	(728,937)	2,898,357
Black Gold Re Limited	100%	Reaseguradora de Ecopetrol y sus subordinadas	Bermuda	Bermuda	572,662	32,932	405,609	27,779	299,331
Ecopetrol Capital AG	100%	Financiación, liquidación de financiaciones de sociedades de grupos o cualquier tipo de empresa y toda actividad que esté relacionada con ella	Suiza	Suiza	1,004,996	118,474	660,214	49,302	292,530
Ecopetrol Global Capital S.L.U.	100%	Vehículo de Inversiones	España	España	87	(204)	9	-	8
Ecopetrol Global Energy S.L.U	100%	Vehículo de Inversiones	España	España	2,995,806	(1,693,311)	2,349,561	(1,113,006)	1,610,003
Hocol Petroleum Limited	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	4,276,727	(240,467)	3,548,513	161,740	2,815,660
Propilco S.A.	50%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia	1,322,827	119,403	971,054	35,783	774,935
Refinería de Cartagena S.A.	47%	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos	Colombia	Colombia	9,179,600	(3,157,196)	5,750,861	(1,313,475)	4,298,607
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	100%	Almacenamiento y Transporte por ductos de Hidrocarburos	Colombia	Colombia	11,584,811	3,110,127	11,291,725	1,828,873	8,752,785

Compañía	Porcentaje Participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Al 31 de diciembre del 2015		Al 31 de diciembre del 2014		Al 1° de enero del 2014
					Patrimonio neto	Ganancia (perdida) del ejercicio	Patrimonio neto	Ganancia (perdida) del ejercicio	Patrimonio neto
Compañías asociadas									
Invercolsa S.A.	43%	Holding con inversiones de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia	141,875	89,525	130,893	86,813	252,973
Offshore International Group	50%	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos	Estados Unidos	Perú	1,512,961	(237,564)	1,351,924	3,813	1,076,347
Negocios conjuntos									
Ecodiesel Colombia S.A.	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos	Colombia	Colombia	74,322	26,989	59,817	18,581	50,684
Equion Energía Limited	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	2,455,915	175,227	2,174,209	283,519	2,609,140

Composición y movimientos

El saldo de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, valorados por el método de participación, comprendía:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Inversiones en Subsidiarias			
CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	12,094,729	11,843,120	8,127,293
Andean Chemical Limited	6,092,173	3,917,661	3,026,169
Refinería de Cartagena	3,622,671	2,250,573	1,738,416
Hocol Petroleum Limited	4,761,319	4,023,625	3,251,596
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	2,948,086	2,328,297	1,594,500
Ecopetrol Capital AG	1,006,151	660,845	292,628
Propilco S.A.	769,763	589,242	492,858
Black Gold Re Limited	572,662	405,609	299,331
Ecopetrol Global Capital	87	9	8

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Ecopetrol Pipelines (1)	-	-	2,125,316
	31,867,641	26,018,981	20,948,115
Menos - Impairment Hocol Petroleum Limited	(537,598)	(49,829)	(49,829)
	31,330,043	25,969,152	20,898,286
Inversiones en asociadas			
Offshore International Group	1,097,929	1,017,410	879,621
Invercolsa S.A.	61,503	56,742	109,664
	1,159,432	1,074,152	989,285
Menos - Impairment Offshore International Group	(530,350)	(114,734)	-
	629,082	959,418	989,285
Inversiones en negocios conjuntos			
Ecodiesel Colombia S.A.	37,161	29,908	25,342
Equion Energía Limited	1,628,210	1,479,470	1,706,354
	1,665,371	1,509,378	1,731,696
Menos - Impairment Equion Energía Limited	(370,532)	-	-
	1,294,839	1,509,378	1,731,696
Total	33,253,964	28,437,948	23,619,267

(1) Durante el último trimestre del año 2014, se formalizó el acuerdo de fusión por absorción entre Cenit y EPI- Ecopetrol Pipelines International Limited. Producto de la operación, Ecopetrol aumentó su inversión en Cenit, equivalente al 100% de la participación accionaria.

El siguiente es el movimiento de las inversiones en compañías:

Por el año finalizado el 31 de diciembre del 2015:

	Compañías subsidiarias	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo inicial	25,969,152	959,418	1,509,378	28,437,948
Capitalizaciones	6,437,766	-	-	6,437,766
Método de participación reconocido:				
Resultado del periodo	(2,105,814)	(72,793)	107,914	(2,070,693)
Otro Resultado integral	5,347,862	199,301	339,288	5,886,451
Dividendos decretados	(3,831,154)	(41,228)	(291,209)	(4,163,591)
Impairment reconocido	(487,769)	(415,616)	(370,532)	(1,273,917)
Saldo final	31,330,043	629,082	1,294,839	33,253,964

Por el año finalizado el 31 de diciembre del 2014:

	Compañías subsidiarias	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo inicial	20,898,286	989,285	1,731,696	23,619,267
Capitalizaciones	3,192,077	-	-	3,192,077
Método de participación reconocido:				
Resultado del periodo	(512,758)	30,483	148,815	(333,460)
Otro resultado integral	3,161,919	135,882	214,382	3,512,183
Dividendos decretados	(770,372)	(81,498)	(585,515)	(1,437,385)
Impairment reconocido	-	(114,734)	-	(114,734)
Saldo final	25,969,152	959,418	1,509,378	28,437,948

Durante el año 2015 y 2014, las principales capitalizaciones se presentaron en las compañías: Andean Chemical Limited, Ecopetrol Global Energy S.L.U. y Refinería de Cartagena S.A.

Durante el año 2014, la junta directiva de Ecopetrol S.A. autorizó la constitución de una nueva compañía colombiana con una participación indirecta del 100%, cuyo objeto será el desarrollo de las actividades costa afuera en Colombia, que actualmente tiene Ecopetrol en calidad de operador y no operador, y aprovechar los beneficios del Decreto 2682/14, "Por el cual se establecen condiciones y requisitos para la declaratoria de existencia de Zonas Francas Permanentes costa afuera". Al 31 de diciembre del 2015, se encontraba pendiente el trámite legal para formalizar la constitución de dicha subsidiaria.

Impairment sobre el valor de las inversiones en compañías

Las inversiones en compañías del grupo, asociadas, negocios conjuntos del grupo son registradas a través del método de participación. A través de éste, Ecopetrol considera que se reconoce el impairment de activos que hayan surgido en el periodo en dichas compañías. Sin embargo, una vez aplicado el método de participación, Ecopetrol evalúa si existe alguna evidencia objetiva de que se ha deteriorado el valor de su inversión en dichas compañías, en especial, aquellas que fueron adquiridas con goodwill, utilizando como base su valor en uso, el cual implica su valoración por flujo de caja libre descontado.

Las compañías sobre las cuales Ecopetrol evaluó la existencia objetiva de indicios de impairment, una vez aplicado el método de participación, fueron:

- Segmento Exploración y Producción: Hocol Petroleum Limited, Equion Energía Limited y Offshore International Group.
- Segmento Refinación y Petroquímica: Propilco S.A. y Andean Chemical Limited
- Segmento Transporte y Logística: Oleoducto Central S.A.

Los principales supuestos utilizados para la determinación del valor en uso de las compañías evaluadas incluyen:

- Las proyecciones financieras para las compañías del Segmento Exploración y Producción se realizaron hasta el límite económico de los campos o con corte al plazo en el cual se revierten los contratos de asociación, entre otros que las compañías tengan suscritos, lo que ocurra primero. En el caso de empresas del segmento de Transporte, el horizonte de tiempo proyectado corresponde el periodo en el cual termina la concesión y para el caso de las empresas del segmento Refinación se tomó un plazo de 10 años y considerando perpetuidad.
- La compañía basó sus proyecciones para los ingresos del segmento producción con base en un precio Brent iniciando en US\$40/barril en 2016, llegando a US\$60 a largo plazo. Los perfiles de producción fueron estimados con base en las visiones de terceros las cuales se apoyan en la visión de las compañías. Las proyecciones de ingresos y costos para del segmento refinación y petroquímica fueron basadas en visión de la administración así como informes de terceros. Las proyecciones de los flujos futuros de Ocesa S.A. fueron construidos con base en las tarifas de transporte aprobadas en la resolución del Ministerio de Minas y Energía y las curvas de producción actualizadas ante el nuevo escenario de precios y contratos vigentes.
- Las tasas utilizadas para el descuento de los flujos de caja están basadas en la metodología WACC, y reflejan el riesgo específico de cada segmento de negocio, así: Segmento producción y exploración: 8,4%, Segmento refinación y Petroquímico: 6,5% y Segmento de Transporte y Logística. 4.9%.

Como resultado de lo anterior, la compañía reconoció un impairment en el valor de sus inversiones en compañías, una vez aplicado el método de participación así:

Compañía	Valor
Hocol Petroleum Limited	487,769
Equion Energía Limited	370,532
Offshore International Group	415,616

El impairment obedece principalmente al actual contexto económico adverso del sector de hidrocarburos que trae como consecuencia una reducción del pronóstico del precio del petróleo y un aumento en el riesgo de mercado y país reflejado en la tasa de descuento.

Restricciones sobre inversiones

El número de acciones que posee Ecopetrol en Invercolsa S.A. ha sido objeto de una disputa legal con otro accionista de esta compañía. Las decisiones de los tribunales fallaron a favor de Ecopetrol en una decisión judicial del 2011, en el cual se determinó 324 millones de acciones, equivalentes al 11,58% del capital social de Invercolsa, debían ser devueltos a Ecopetrol. Como resultado, el porcentaje de participación en dicha compañía es del 43,35%. Los dividendos pagados en relación con las acciones devueltas a Ecopetrol están siendo objeto de controversia, así como la propiedad de las acciones que constituyen 8,53% de Invercolsa.

Sobre el proceso jurídico de Invercolsa S.A. se destaca lo siguiente: se encuentra pendiente que la Sala Civil de la Corte Suprema de Justicia disponga sentencia que defina los recursos extraordinarios de casación interpuestos por AFIB S.A. y Fernando Londoño Hoyos en contra de la sentencia del Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá, Sala Civil, el 11 de enero de 2011 y mediante la cual confirmó la sentencia de primera instancia proferida por el Juzgado 28 Civil del Circuito de Bogotá del 8 de febrero de 2007, trámite en el cual ya se surtieron todos los alegatos y traslados para que la

Corte decida, sin embargo el Magistrado Ponente ya no hace parte de la Corte Suprema y se está en trámite el reemplazo del mismo para que continúe con la ponencia del proceso.

Se precisa que la sentencia del Tribunal Superior de Bogotá, objeto de casación del 11 de enero de 2011, declaró la nulidad absoluta de la compra de las 145 millones de acciones de Invercolsa efectuada por Fernando Londoño Hoyos, ii) Declaró a Ecopetrol y otras, propietarias y poseedoras de las 145 millones de acciones. iii) Ordenó inscribir en el libro de accionistas la cancelación de dicha adquisición, incluyendo la prenda a favor de los Bancos del Pacífico Colombia y Panamá, así como la dación de las acciones de Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana S.A., iv) Condenó a Fernando Londoño Hoyos y a AFIB a restituir a Ecopetrol los dividendos recibidos de Invercolsa, junto con las nuevas acciones recibidas por concepto de utilidades y/o revalorizaciones. v) Declaró que Fernando Londoño Hoyos no adquirió ni fue poseedor de buena fe de las 145 millones de acciones de Invercolsa, por consiguiente no puede repetir contra las demandantes por la cantidad que pagó como precio de dichas acciones. vi) Ordenó a Invercolsa ajustar su funcionamiento y su Asamblea a las declaraciones efectuadas en el fallo. vii) Absolvió a las demandadas Invercolsa, Corredor y Albán. viii) Condenó en costas a Fernando Londoño y a Ecopetrol respecto de las absueltas.

Información adicional sobre compañías asociadas y negocios conjuntos

El detalle de activos, pasivos y resultados de las principales inversiones en asociadas y negocios conjuntos es el siguiente:

	31 de diciembre del 2015		31 de diciembre del 2014		1° de enero del 2014	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de situación Financiera						
Activo corriente	854,445	310,677	1,052,893	350,969	1,900,976	386,259
Activo no corriente	2,261,103	2,089,841	2,029,038	1,893,416	1,615,375	1,663,224
Total activo	3,115,548	2,400,518	3,081,931	2,244,385	3,516,351	2,049,483
Pasivo corriente	549,281	477,611	815,463	511,918	793,321	562,447
Pasivo no corriente	110,352	409,946	92,259	380,543	113,890	410,689
Total Pasivo	659,633	887,557	907,722	892,461	907,211	973,136
Patrimonio	2,455,915	1,512,961	2,174,209	1,351,924	2,609,140	1,076,347
Otra información complementaria						
Efectivo y equivalentes de efectivo	340,797	25,760	470,710	63,858	155,479	47,112
Pasivos financieros corrientes (Préstamos)	423,132	337,506	690,741	334,944	737,610	307,329
Pasivos financieros no corrientes (Préstamos)	751	33,025	447	35,046	3,817	115,999

	Por los años finalizados el 31 de diciembre de			
	2015		2014	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de resultados Integrales				
Ingresos de actividades ordinarias	1,218,796	463,660	1,261,578	199,316
Costos	(958,467)	(654,095)	(602,751)	(137,654)
Gastos de administración y otros	(74,258)	(128,895)	(16,323)	(51,937)
Resultado financiero	37,970	(8,528)	34,115	(815)
Impuesto de Renta	(48,814)	90,294	(393,100)	(5,097)
Resultado del ejercicio	175,227	(237,564)	283,519	3,813

A continuación se presenta una conciliación entre el patrimonio de las participaciones más significativas y el valor en libros en las inversiones:

	31 de diciembre del 2015		31 de diciembre del 2014		1 de enero del 2014	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Patrimonio de la compañía	2,455,915	1,512,961	2,174,209	1,351,924	2,609,140	1,076,347
Ajuste utilidades no realizadas	-	-	(9,940)	-	-	-
Patrimonio ajustado	2,455,915	1,512,961	2,164,269	1,351,924	2,609,140	1,076,347
% Participación de Ecopetrol	51%	50%	51%	50%	51%	50%
Participación en patrimonio	1,252,519	756,482	1,103,777	675,962	1,330,661	538,173
Más: Crédito mercantil	5,159	-	375,693	341,448	375,693	341,448
Menos: Impairment	-	(188,903)	-	-	-	-
Valor en libros de la inversión	1,257,678	567,579	1,479,470	1,017,410	1,706,354	879,621

14. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

El movimiento de propiedades, planta y equipo por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 con sus correspondientes depreciaciones e impairment, ha sido el siguiente:

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Proyectos en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre del 2014	11,545,746	6,615,959	5,736,952	3,528,650	2,030,134	2,192,175	31,649,616
Adquisiciones (capitalizaciones)	2,287,532	1,195,815	(1,226,301)	519,958	80,513	135,653	2,993,170
Aumento costos de abandono	242,815	-	-	-	-	-	242,815
Intereses financieros capitalizados	-	-	175,879	-	-	-	175,879
Diferencia en cambio capitalizada sobre préstamos	-	-	36,226	-	-	-	36,226
Bajas por retiro o venta	(84,900)	(35,919)	52	(5,008)	(9,723)	(66,270)	(201,768)
Otros (2)	2,881	(16,526)	58,669	3,303	(5,295)	(43,447)	(415)
Saldo al 31 de diciembre del 2015	13,994,074	7,759,329	4,781,477	4,046,903	2,095,629	2,218,111	34,895,523
Depreciación acumulada y pérdida por impairment							
Saldo al 31 de diciembre del 2014	(5,885,500)	(3,289,276)	-	(962,660)	-	(267,662)	(10,405,098)
Depreciación del periodo	(773,102)	(715,013)	-	(259,824)	-	(83,995)	(1,831,934)
Pérdidas por impairment (Nota 16)	(405,370)	(106,421)	-	(109,462)	(13,689)	(3,666)	(638,608)
Bajas por retiro o venta	68,679	31,751	-	4,191	-	63,384	168,005
Otros (2)	14,068	23,852	-	761	-	17,232	55,913
Saldo al 31 de diciembre del 2015	(6,981,225)	(4,055,107)	-	(1,326,994)	(13,689)	(274,707)	(12,651,722)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2015	7,012,849	3,704,222	4,781,477	2,719,909	2,081,940	1,943,404	22,243,801

- (1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 2015, incluye principalmente inversiones realizadas para los proyectos de desarrollo de los campos Castilla, Rubiales, Chichimene, y los proyectos de modernización de la Refinería de Barrancabermeja y el plan maestro de servicios industriales.
- (2) El movimiento de otros, neto de \$55,498 corresponde principalmente al reconocimiento de revaluación de activos de contratos de asociación, registrados contra el patrimonio.

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Proyectos en curso	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 1° de enero del 2014	10,960,765	5,222,071	4,943,304	2,851,076	2,104,505	2,061,234	28,142,955
Adquisiciones	735,251	1,398,464	766,657	694,522	75,408	417,099	4,087,401
Intereses financieros capitalizados	-	-	288,639	-	-	-	288,639
Diferencia en cambio capitalizada sobre préstamos	-	-	52,755	-	-	-	52,755
Bajas por retiro o venta	(49,037)	(17,666)	-	(4,873)	(4,758)	(143,573)	(219,907)
Otros (1)	(101,233)	13,090	(314,403)	(12,075)	(145,021)	(142,585)	(702,227)
Saldo al 31 de diciembre del 2014	11,545,746	6,615,959	5,736,952	3,528,650	2,030,134	2,192,175	31,649,616
Depreciación acumulada y pérdida por impairment							
Saldo al 1° de enero del 2014	(5,190,097)	(2,546,359)	-	(650,730)	-	(264,417)	(8,651,603)
Depreciación del periodo	(692,023)	(749,036)	-	(297,783)	-	(83,936)	(1,822,778)
Pérdidas por impairment	(40,971)	(64,356)	-	(25,597)	-	(13,937)	(144,861)
Bajas por retiro o venta	34,773	15,464	-	1,587	-	67,714	119,538
Otros (1)	2,818	55,011	-	9,863	-	26,914	94,606
Saldo al 31 de diciembre del 2014	(5,885,500)	(3,289,276)	-	(962,660)	-	(267,662)	(10,405,098)
	5,660,246	3,326,683	5,736,952	2,565,990	2,030,134	1,924,513	21,244,518

- (1) El movimiento de otros, neto de \$607,621 corresponde principalmente a los activos relacionados con el segmento de transporte, transferidos a Cenit y traslados de los activos intangibles de proyectos en curso a Recursos Naturales y medio ambiente.

15. RECURSOS NATURALES Y DEL MEDIO AMBIENTE

El movimiento de recursos naturales y del medio ambiente por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014 sus correspondientes agotamientos, calculados con base en unidades de producción, e impairment ha sido el siguiente:

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso (1)	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre del 2014	32,578,221	1,792,240	4,983,809	39,354,270
Aumentos	4,862,677	-	373,920	5,236,597
Disminución en costos de abandono	-	(204,349)	-	(204,349)
Bajas por retiro o venta	(13,475)	-	3	(13,472)
Pozos secos (2)	-	-	(912,695)	(912,695)
Intereses financieros capitalizados	-	-	191,365	191,365
Diferencia en cambio capitalizada sobre préstamos	-	-	39,416	39,416
Otros (3)	(69,647)	(9,520)	-	(79,167)
Saldo al 31 de diciembre del 2015	37,357,776	1,578,371	4,675,818	43,611,965
Agotamiento acumulada y pérdida por impairment				
Saldo al 31 de diciembre del 2014	(18,193,793)	(770,157)	-	(18,963,950)
Agotamiento del periodo	(2,927,829)	(303,365)	-	(3,231,194)
Pérdidas por impairment (Nota 16)	(1,646,549)	-	-	(1,646,549)
Bajas por retiro o venta	9,040	-	-	9,040
Otros (3)	49,290	3,882	-	53,172
Saldo al 31 de diciembre del 2015	(22,709,841)	(1,069,640)	-	(23,779,481)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2015	14,647,935	508,731	4,675,818	19,832,484

(1) El saldo de inversiones petrolíferas en curso incluye principalmente inversiones realizadas en proyectos de producción de operación directa en Castilla, Chichimene, Apiay, Tibu, Piedemonte. Adicionalmente, incluye proyectos de exploración Kronos, hidrocarburos no convencionales y Tayrona.

(2) Incluye pozos secos Caño sur, Aullador 1 y 2 (Bloque Playon, GMM), Prometeo, Muergana Sur, Casabe, entre otros.

(3) El movimiento de otros, neto de \$25,995 corresponde principalmente a activos transferidos a filiales.

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso	Total
Costo				
Saldo al 1° de enero del 2014	28,290,720	1,146,561	4,496,954	33,934,235
Aumentos	4,324,261	-	479,692	4,803,953
Aumento costos de abandono	-	645,679	-	645,679
Bajas por retiro o venta	(11)	-	-	(11)
Pozos secos	-	-	(527,700)	(527,700)
Intereses financieros capitalizados	-	-	182,833	182,833
Diferencia en cambio capitalizada sobre préstamos	-	-	33,416	33,416
Otros (1)	(36,749)	-	318,614	281,865
Saldo al 31 de diciembre del 2014	32,578,221	1,792,240	4,983,809	39,354,270
Agotamiento acumulada y pérdida por impairment				
Saldo al 1° de enero del 2014	(14,370,804)	(601,293)	-	(14,972,097)
Agotamiento del periodo	(3,160,017)	(155,474)	-	(3,315,491)
Pérdidas por impairment	(691,093)	-	-	(691,093)
Bajas por retiro o venta	11	-	-	11
Otros (1)	28,110	(13,390)	-	14,720
Saldo al 31 de diciembre del 2014	(18,193,793)	(770,157)	-	(18,963,950)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2014	14,384,428	1,022,083	4,983,809	20,390,320

El método de amortización usado es el método de unidades de producción.

(1) El movimiento de otros, neto de \$296,585 corresponde transferencias del rubro de Propiedades, Planta y Equipo de la correspondiente parte intangible de proyectos.

16. IMPAIRMENT DE PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO Y RECURSOS NATURALES

Según lo mencionado en la sección 3.1.2, la Compañía evalúa cada año si existen indicios de impairment en sus activos o unidades generadoras de efectivo. Lo anterior, teniendo en cuenta la aplicación por primera vez de las Normas Internacionales de Contabilidad (IFRS) que a diferencia de la normativa US GAAP requiere un descuento de los flujos futuros de caja que generaran los activos.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, con base en las pruebas de impairment realizadas por la Compañía, el valor en libros de ciertos activos exceden su valor recuperable, lo que llevó a reconocer un impairment en el estado de resultados de \$2,285,157 (2014 - \$835,954), así:

UGE's	Valor contable neto	Valor recuperable	Impairment
Campos petroleros	9,793,924	7,291,101	2,285,157
Reconocido en:			
Propiedad, planta y equipo (Nota 14)			(638,608)
Recursos Naturales (Nota 15)			(1,646,549)
			<u>(2,285,157)</u>

El impairment obedece principalmente al actual contexto económico adverso del sector hidrocarburos que trae como consecuencia una reducción del pronóstico del precio del petróleo, un aumento en el riesgo de mercado y país, reflejado en la tasa de descuento y la reducción en el monto recuperable de las reservas. Las Unidades generadoras de efectivo más representativas impactadas por los anteriores factores fueron los campos petroleros: Casabe, Chichimene, Tibu, CP09, Apiay, Llanito y Caño Sur.

El importe recuperable se calculó con base en el valor en uso, el cual corresponde a los flujos de caja futuros descontados de las reservas de hidrocarburos proyectados durante el límite económico de los campos de producción. Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyen:

- Tasa de descuento del 8,4% (2014 – 8,0%), determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) para el segmento de Exploración y Producción.
- Precio de petróleo – Brent iniciando en US\$40/barril en 2015 y 2016, llegando a US\$60 a largo plazo. Los precios están basados en la compilación de pronósticos preparados por analistas independientes de la industria (Wood Mackenzie, Bloomeberg, PIRA y otros), los índices publicados y los análisis de la gerencia.
- Balance de reservas de crudo y gas (ver nota 32)

La agregación de los activos, para identificar las UGE's es consistente con relación al periodo anterior.

No se presentó impairment adicional durante el 2015 para los activos relacionados con el segmento Refinación y Petroquímica y Transporte y Logística.

17. INTANGIBLES

El movimiento de por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014, en las diferentes categorías y sus correspondientes amortizaciones ha sido el siguiente:

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre del 2014	392,567	56,807	449,374
Adquisiciones	89,259	3,543	92,802

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Otros	(1,735)	(665)	(2,400)
Saldo al 31 de diciembre del 2015	480,091	59,685	539,776
Amortización acumulada e impairment			
Saldo al 31 de diciembre del 2014	(286,069)	(25,532)	(311,601)
Amortización del periodo	(44,547)	(10,603)	(55,150)
Bajas por retiro o venta	-	23	23
Otros	1,007	477	1,484
Saldo al 31 de diciembre del 2015	(329,609)	(35,635)	(365,244)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2015	150,482	24,050	174,532
Vida útil	<5 años	<7 años	

	Licencias y software	Otros intangibles	Total
Costo			
Saldo al 1° de enero del 2014	377,428	504,946	882,374
Adquisiciones	15,139	12,224	27,363
Bajas por retiro o venta	-	(367,910)	(367,910)
Otros (2)	-	(92,453)	(92,453)
Saldo al 31 de diciembre del 2014	392,567	56,807	449,374
Amortización acumulada e impairment			
Saldo al 1° de enero del 2014	(244,808)	(403,753)	(648,561)
Amortización del periodo	(41,474)	(9,396)	(50,870)
Bajas por retiro o venta	-	367,910	367,910
Otros (2)	213	19,707	19,920
Saldo al 31 de diciembre del 2014	(286,069)	(25,532)	(311,601)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2014	106,498	31,275	137,773
Vida útil	<5 años	<7 años	

(1) Corresponde principalmente a servidumbres.

(2) El movimiento de otros, neto de \$72,533 corresponde principalmente a los activos relacionados con el segmento de transporte transferidos a Cenit.

18. PRÉSTAMOS Y FINANCIACIONES

Composición de los préstamos y financiaciones

	Tasa de interés efectiva promedio ponderada al 31 diciembre del 2015	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Moneda nacional				
Bonos	9,8%	1,960,695	1,931,140	1,927,467
Créditos sindicados	7,8%	1,860,876	1,856,258	1,851,127
Otros		3,916	3,603	18,245
Total moneda nacional		3,825,487	3,791,001	3,796,839
Moneda extranjera				
Bonos	6,2%	27,550,789	17,342,902	7,821,820
Créditos comerciales	2,1%	7,000,296	831,052	557,933
Otros	1,4%	760,189	575,339	98,307
Total moneda extranjera		35,311,274	18,749,293	8,478,060
Total préstamos		39,136,761	22,540,294	12,274,899
Menos: parte a corto plazo		2,980,414	1,994,458	1,324,269
Total largo plazo		36,156,347	20,545,836	10,950,630

Nuevos préstamos

Las principales operaciones de financiación durante el 2015 y 2014 fueron las siguientes:

a. Bonos

En junio del 2015, Ecopetrol S.A. realizó una emisión por US\$1,500 millones de bonos de deuda en el mercado internacional con las siguientes características:

Plazo:	11 años
Fecha de vencimiento:	Junio 26, 2026
Precio:	99.328
Tasa rendimiento:	5.457%
Prima en tasa sobre bonos del Tesoro de EE.UU. :	305 puntos básicos
Tasa cupón:	5.375%
Fecha de pago de intereses:	Junio 26 y diciembre 26

En mayo y septiembre del 2014, Ecopetrol S.A. realizó emisiones de bonos en el mercado internacional por US\$2,000 y US\$1,200 millones. La primera emisión tiene vencimiento en mayo del 2045 y cupón del 5.875%. La segunda emisión tiene vencimiento en de enero de 2025 y cupón de 4,125%.

b. Créditos comerciales

En febrero de 2015, Ecopetrol S.A. obtuvo un crédito comercial por US\$1,925 millones. La operación se realizó con la participación de 8 bancos internacionales. El préstamo tiene vencimiento en febrero de 2020, amortizable al vencimiento e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor + 140 puntos básicos.

c. Otros

Incluye operaciones de giros financiados en dólares con la banca nacional para el pago de importaciones por US\$222 (2014- US\$196), con una tasa de financiación Libor más 65 puntos básicos.

A continuación se detallan las principales características para los préstamos más significativos de Ecopetrol S.A.:

Clase de crédito	Fecha inicial	Cantidad original en moneda origen (millones)	Saldo pendiente de pago del principal al 31 de diciembre del 2015	Fecha vencimiento	Tipo de interés	Amortización del principal	Pago de interés
Bonos moneda nacional	Dic/2010	COP \$ 138,700	COP \$ 138,700	Dic/2017	Flotante	Bullet*	Semestral
	Dic/2010	COP \$ 479,900	COP \$ 479,900	Dic/2020	Flotante	Bullet	Semestral
	Dic/2010	COP \$ 284,300	COP \$ 284,300	Dic/2040	Flotante	Bullet	Semestral
	Ago/2013	COP \$ 120,950	COP \$ 120,950	Ago/2018	Flotante	Bullet	Semestral
	Ago/2013	COP \$ 168,600	COP \$ 168,600	Ago/2023	Flotante	Bullet	Semestral
	Ago/2013	COP \$ 347,500	COP \$ 347,500	Ago/2028	Flotante	Bullet	Semestral
	Ago/2013	COP \$ 262,950	COP \$ 262,950	Ago/2043	Flotante	Bullet	Semestral
Crédito sindicado moneda nacional	May/2013	COP \$ 1,839,000	COP \$ 1,839,000	May/2025	Flotante	Semestral	Semestral
Bonos moneda extranjera	Jul/2009	USD \$ 1,500	USD \$ 1,500 **	Jul/2019	Fijo	Bullet	Semestral
	Sep/2013	USD \$ 350	USD \$ 350 **	Sep/2018	Fijo	Bullet	Semestral
	Sep/2013	USD \$ 1,300	USD \$ 1,300 **	Sep/2023	Fijo	Bullet	Semestral
	Sep/2013	USD \$ 850	USD \$ 850	Sep/2043	Fijo	Bullet	Semestral
	May/2014	USD \$ 2,000	USD \$ 2,000	May/2045	Fijo	Bullet	Semestral
	Sep/2014	USD \$ 1,200	USD \$ 1,200	May/2025	Fijo	Bullet	Semestral
Créditos comerciales internacionales	Jun/2015	USD \$ 1,500	USD \$ 1,500	Jun/2026	Fijo	Bullet	Semestral
	Feb/2015	USD \$ 1,925	USD \$ 1,925 **	Feb/2020	Flotante	Bullet	Semestral
	Mar/2013	USD \$ 245	USD \$ 196 **	Jul/2023	Flotante	Semestral	Semestral
	Mar/2013	USD \$ 151	USD \$ 105 **	Jul/2019	Flotante	Semestral	Semestral

* Bullet: El valor facial es pagado en su totalidad en la fecha de vencimiento.

** Deuda financiera designada como instrumento de cobertura (ver nota 28).

Perfil de vencimiento de los préstamos

El siguiente es el perfil de vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre 2015:

	Hasta 1año	1-5años	5-10años	>10años	Total
Moneda nacional					
Bonos	186,025	1,079,088	347,752	347,830	1,960,695
Créditos sindicados	228,962	993,068	638,846	-	1,860,876
Otros	3,916	-	-	-	3,916
Total moneda nacional	418,903	2,072,156	986,598	347,830	3,825,487
Moneda extranjera					
Bonos	1,576,608	9,667,107	8,763,429	7,543,645	27,550,789
Créditos comerciales	329,097	6,474,099	197,100	-	7,000,296
Otros	655,806	104,383	-	-	760,189
Total moneda extranjera	2,561,511	16,245,589	8,960,529	7,543,645	35,311,274
Total	2,980,414	18,317,745	9,947,127	7,891,475	39,136,761

Clasificación de los préstamos según tipo de interés

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Moneda nacional			
Tasa fija	3,916		
Tasa variable	3,821,571	3,791,001	3,796,839
	3,825,487	3,791,001	3,796,839
Moneda extranjera			
Tasa fija	28,310,978	17,918,241	7,920,127
Tasa variable	7,000,296	831,052	557,933
	35,311,274	18,749,293	8,478,060
Total préstamos	39,136,761	22,540,294	12,274,899

Los préstamos origen moneda nacional a tasa variable están indexados principalmente al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y a la DTF (Depósito a Término Fijo). Los préstamos en moneda extranjera a tasa variable están indexados principalmente a la Libor más un spread.

Préstamos designados como instrumentos de cobertura

El 30 de septiembre del 2015, la Junta Directiva designó deuda en moneda extranjera de Ecopetrol S.A. como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros de exportación en dólares altamente probables (ver nota 28 - Gestión de Riesgos) para mayor detalle.

Garantías

Para el financiamiento de Ecopetrol S.A. a través del mercado de capitales, que corresponden a las emisiones de bonos nacionales e internacionales, no se han otorgado garantías.

Valor razonable de los préstamos

El siguiente es el valor razonable de los préstamos:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Valor razonable	35,570,297	23,223,767	12,970,637

Los préstamos están registrados en los estados financieros a su costo amortizado, el cual corresponde al valor presente de los flujos de caja, descontados al tipo de interés efectivo.

Para la medición a valor razonable, los bonos y títulos en moneda local fueron valorados utilizando los precios de referencia de Infovalmer, mientras que para los bonos denominados en dólares se tomó como fuente Bloomberg. Respecto a las demás obligaciones financieras para las que no existe un referente de mercado se utilizó una técnica de descuento a valor presente. Estas tasas incorporan el riesgo de mercado mediante algún referente (Libor, DTF) y el riesgo de crédito (spread) de la compañía.

20. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Los siguientes son los saldos de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Proveedores	3,218,053	4,447,360	4,656,694
Entes relacionados (ver nota 29)	828,156	520,719	406,303
Dividendos por pagar (ver nota 22)	693,877	3,704	1,313,596
Anticipos asociados	639,038	1,095,246	821,833
Depósitos recibidos de terceros	503,496	264,005	579,689
Retención en la fuente	243,723	328,808	350,414
Acreedores varios	139,131	116,478	208,996
Total corriente	6,265,474	6,776,320	8,337,525

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar es muy cercano a su valor razonable debido a su naturaleza de corto plazo.

Provisiones por beneficios a empleados

Los siguientes son los saldos de las provisiones por beneficios a empleados:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Beneficios post-empleo			
Salud	3,593,428	4,787,793	5,127,275
Educación	535,356	679,890	512,800
Pensión	(262,182)	154,383	730,865
Bonos	(483,876)	(252,994)	13,183
Otros planes	41,263	48,126	34,537
	3,423,989	5,417,198	6,418,660
Prestaciones sociales y salarios	323,082	258,638	213,488
Otros beneficios	72,301	73,985	66,543
Total	3,819,372	5,749,821	6,698,691
Corriente	1,362,063	1,329,834	1,284,683
No corriente	2,457,309	4,419,987	5,414,008
	3,819,372	5,749,821	6,698,691

Movimientos de las obligaciones actuariales

La siguiente tabla muestra el movimiento en los pasivos y activos, netos por beneficios post-empleo:

	Pensión y bonos (1)		Otros		Total	
	A 31 de diciembre	A 31 de diciembre	A 31 de diciembre	A 31 de diciembre	A 31 de diciembre	A 31 de diciembre
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Pasivos por beneficios a empleados						
Saldo al 31 de diciembre del 2014	11,559,018	12,193,924	5,515,809	5,674,612	17,074,827	17,868,536
Costo del servicio actual	-	-	53,095	64,020	53,095	64,020
Costo del servicio pasado	-	-	-	(87,811)	-	(87,811)
Costos por intereses	839,716	821,783	395,977	385,400	1,235,693	1,207,183
Pérdidas actuariales	(1,252,017)	(771,717)	(1,490,315)	(232,315)	(2,742,332)	(1,004,032)
Beneficios pagados	(711,171)	(684,972)	(304,519)	(288,097)	(1,015,690)	(973,069)
Saldo al 31 de diciembre del 2015	10,435,546	11,559,018	4,170,047	5,515,809	14,605,593	17,074,827
Activos del plan						
Saldo al 31 de diciembre del 2014	11,657,629	11,449,876	-	-	11,657,629	11,449,876
Retorno esperado de los activos	849,556	773,292	-	-	849,556	773,292
Variación en el techo de los activos	(329,825)	(50,059)	-	-	(329,825)	(50,059)
Beneficios pagados	(711,432)	(688,466)	-	-	(711,432)	(688,466)
Ganancia (pérdida) actuarial	(284,324)	172,986	-	-	(284,324)	172,986
Saldo al 31 de diciembre del 2015	11,181,604	11,657,629	-	-	11,181,604	11,657,629
Pasivo (activo) neto por beneficios post-empleo	(746,058)	(98,611)	4,170,047	5,515,809	3,423,989	5,417,198

(1) No hay ningún costo por el servicio de pensiones y planes de pensiones debido a que los beneficiarios fueron retirados al 31 de julio de 2010.

La siguiente tabla muestra el movimiento en los resultados y otros resultados integrales, antes de impuestos, por los años finalizados el 31 de diciembre del 2015 y 2014:

	2015	2014
Reconocidos en resultado del periodo		
Costo del servicio	53,095	(23,791)
Costos por intereses, neto	386,137	433,891
	439,232	410,100
Reconocidos en otros resultados integrales antes de impuestos		
Salud	1,359,631	474,994
Pensión y bonos	967,693	944,703
Educación y cesantías	130,684	(242,679)
Cambio en el techo de los activos	(329,824)	(50,059)
	2,128,184	1,126,959

Activos del plan

Los activos del plan están representados en los recursos entregados a Patrimonios Autónomos Pensional, para el pago del pasivo pensional de la obligaciones de por mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación está a cargo de Ecopetrol. La destinación de los recursos de los patrimonios autónomos, así como sus rendimientos, no puede cambiarse de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones pensionales.

La siguiente es su composición de los activos del plan por tipo de inversión:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Títulos emitidos por el gobierno nacional	4,099,067	4,298,278	4,311,575
Bonos deuda privada	3,405,440	3,591,046	3,567,065
Otros bonos públicos	790,601	825,970	864,917
Bonos deuda pública externa	300,181	230,772	196,404
Otros moneda local	2,257,655	2,070,405	2,037,551
Otros moneda extranjera	429,828	480,712	389,416
Renta variable	278,716	210,505	82,948
Valor razonable de los activos del plan	11,561,488	11,707,688	11,449,876
Menos techo del valor de los activos	(379,884)	(50,059)	-
	11,181,604	11,657,629	11,449,876

La siguiente es la jerarquía de valor razonable de los activos del plan:

	A 31 de diciembre	A 31 de diciembre	A 1° de enero
Valor razonable	2015	2014	2014
Nivel 1	3,876,386	4,504,887	4,815,213
Nivel 2	7,685,102	7,202,801	6,634,663
	11,561,488	11,707,688	11,449,876

El valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando el precio cotizado en los mercados de activos. La compañía obtiene estos precios por intermedio de proveedores de datos financieros confiables reconocidos en Colombia o en el extranjero dependiendo de la inversión.

Para los títulos emitidos en moneda local, el valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando la información publicada por INFOVALMER, proveedor de precios autorizado por la Superintendencia Financiera de Colombia. De acuerdo con su metodología, los precios pueden ser calculados a partir de información de mercado del día de valoración o estimados a partir de insumos históricos de acuerdo a los criterios establecidos para el cálculo de cada uno de los tipos de precios.

El precio promedio es calculado principalmente del mercado más representativo de las transacciones llevadas a través de plataformas electrónicas aprobadas y supervisadas por el regulador.

Por otro lado, el precio estimado se calcula para las inversiones que no reflejan la información suficiente para estimar un precio promedio de mercado, replicando los precios cotizados para activos similares o precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa. Este precio estimado también está dado por INFOVALMER como resultado de la aplicación de metodologías robustas aprobadas por el regulador financiero y ampliamente utilizado por el sector financiero.

Supuestos actuariales

Los siguientes son los supuestos actuariales utilizados para determinar el valor presente de la obligación por beneficios definidos utilizados para los cálculos actuariales al 31 de diciembre del 2015 y 2014 y 1° de enero del 2014:

A 31 de diciembre del 2015	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento	8.50%	8.50%	8.50%	7.75%	8.00%
Incremento salarial	4.25%	N/A	N/A	N/A	4.25%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	3.50%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

A 31 de diciembre del 2014	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento	7.50%	7.00%	7.50%	6.75%	7.50%
Incremento salarial	4.25%	N/A	N/A	N/A	4.25%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	9.60%	9.40%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

1° de enero del 2014	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento	7.00%	6.25%	7.00%	6.50%	6.75%
Incremento salarial	4.50%	N/A	N/A	N/A	4.50%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tendencia del costo	N/A	N/A	10.40%	7.50%	N/A

La tendencia del costo es el incremento proyectado para el año inicial y la tasa incluye la inflación esperada.

La tabla de mortalidad usada para los cálculos fue la tabla rentistas para hombres y mujeres tomando la experiencia obtenida para el periodo 2005-2008, del Instituto Colombiano de Seguridad Social.

Perfil de vencimientos de la obligación

El flujo de caja para pagos de las obligaciones laborales post-empleo es el siguiente:

Periodo	Pensión y bonos	Otros beneficios	Total
2016	752,287	318,469	1,070,756
2017	794,341	316,343	1,110,684
2018	813,537	319,015	1,132,552
2019	829,656	320,929	1,150,585
2020	847,469	325,153	1,172,622
2021-2025	4,528,090	1,707,415	6,235,505

Análisis de sensibilidad de pasivos y activos actuariales

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el efecto de esos posibles cambios sobre la obligación por beneficios definidos, manteniendo los demás supuestos constantes, al 31 de diciembre de 2015:

	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	10,473,815	503,162	3,818,771	552,049	43,458
Duración (años)	10.3	7.7	12.2	4.7	6.5
+50 puntos básicos	9,469,073	466,168	3,390,058	527,183	40,761
Duración (años)	9.9	7.6	11.7	4.6	6.3
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	9,462,879	484,597	-	-	-
+50 puntos básicos	10,477,600	483,633	-	-	-
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	-	-	-	-	40,530
+50 puntos básicos	-	-	-	-	43,693
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	-	-	3,390,370	527,966	-
+50 puntos básicos	-	-	3,817,007	551,131	-

La Compañía efectuó un análisis de sensibilidad respecto de la variación de tipo de tasa interés en los activos del plan. Ver sección 28 - Gestión de Riesgos.

21. PROVISIONES Y CONTINGENCIAS

El movimiento por los años finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, en las diferentes categorías de provisiones y contingencias ha sido el siguiente:

	Costos abandono	Litigios	Provisiones comuneros	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre del 2014	3,637,530	279,233	551,497	560,295	5,028,555
Adiciones (recuperaciones)	(34,463)	(190,822)	150,989	92,542	18,246
Utilizaciones	(81,796)	(9,982)	-	(64,509)	(156,287)
Costo financiero	198,631	-	-	-	198,631
Saldo al 31 de diciembre del 2015	3,719,902	78,429	702,486	588,328	5,089,145
Corriente	186,663	78,429	-	238,050	503,142
No corriente	3,533,239	-	702,486	350,278	4,586,003
Total	3,719,902	78,429	702,486	588,328	5,089,145

	Costos abandono	Litigios	Provisiones comuneros	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 1° de enero del 2014	2,926,994	516,446	445,364	309,690	4,198,494
Adiciones (recuperaciones)	633,538	(210,335)	106,133	259,937	789,273
Utilizaciones	(99,625)	(26,878)	-	(9,332)	(135,835)
Costo financiero	176,623	-	-	-	176,623
Saldo al 31 de diciembre del 2014	3,637,530	279,233	551,497	560,295	5,028,555
Corriente	164,526	279,233	-	326,958	770,717
No corriente	3,473,004	-	551,497	233,337	4,257,838
Total	3,637,530	279,233	551,497	560,295	5,028,555

Costos de abandono y desmantelamiento de activos

El pasivo estimado por costos de abandono corresponde a la obligación futura que tiene la Compañía de restaurar las condiciones ambientales similares a las existentes antes del inicio proyectos o actividades, de acuerdo a lo descrito en la sección 3.1.5. Por tratarse de obligaciones a largo plazo, este pasivo se proyecta los pagos futuros esperados y se descuenta a valor presente con una tasa referenciada a las obligaciones financieras de la Compañía, teniendo en cuenta la temporalidad y riesgos de esta obligación. En comparación con el año anterior, se presentó un aumento en la tasa de descuento que generó una recuperación de la provisión por costos de abandono.

Litigios

El siguiente cuadro detalla los principales litigios reconocidos en el estado de situación financiera, cuyas expectativas de pérdidas son de alta probabilidad y podrían implicar una salida de recursos:

Pretensiones	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Perjuicios a terceros en razón a servidumbre de hidrocarburos en inmueble cercano a la Refinería de Cartagena.	11,019	11,019	-
Proceso laboral del 2007 por la reliquidación de salarios y prestaciones con base en la convención colectiva de trabajo a 232 contratistas de Ecopetrol. En el último trimestre del 2015, el demandante presentó solicitud de conciliación con por nuevo importe de \$9,338.	9,338	10,060	-
Reliquidación de prestaciones sociales legales y extralegales y mesada pensional sobre dineros pagados bajo el beneficio de estímulo al ahorro.	5,632	4,731	18,689

Pretensiones	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Contribución al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, de conformidad con la Ley 142 de 1994. Ecopetrol interpuso una tutela para garantizar el derecho de defensa, la cual tuvo resultado exitoso ante el Consejo de Estado. Este organismo reconoció la violación de dicho derecho que impidió a Ecopetrol el acceso a la administración de justicia, lo cual conllevó a la nulidad de todo lo actuado en el proceso. Como resultado, la compañía considera que es no probable la salida de recursos a futuro por este proceso y reconoció una recuperación del monto que había provisionado en años anteriores.	-	141,505	283,010
Por extensión del Contrato de Asociación <i>Garcero</i> , en defensa del patrimonio público y la libre competencia económica. Este proceso tuvo sentencia de segunda instancia favorable a Ecopetrol, lo que genera una probabilidad remota de salida de recursos a futuro y la reversión de la provisión por dicho concepto.	-	77,592	155,184

Provisiones comuneros - Santiago de las Atalayas

Corresponde a la provisión por contingencia derivada de una medida cautelar ordenada por el Consejo de Estado en auto de 1994 en la acción de nulidad del Ministerio de Minas y Energía contra los Comuneros de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar Ecopetrol originados en los contratos de regalías declarados nulos de oficio por el Consejo de Estado en sentencia de 1999, en la que se ordena cancelar la medida cautelar citada y la entrega de las sumas embargadas y secuestradas a la Nación - Ministerio de Minas. Ecopetrol tiene la condición de secuestre. De dicho monto, \$90,752 corresponde al valor inicialmente reconocido por Ecopetrol, junto con la valorización del fondo donde se encuentran los recursos y \$505,743 a los intereses netos generados. En fallo del 12 de diciembre de 2012, notificado en edicto del 21 de enero de 2013, el Consejo de Estado declaró no prósperos los recursos extraordinarios de súplica interpuestos por los Comuneros. En noviembre del 2014 y diciembre del 2015, se radicó nuevamente memorial a través del cual Ecopetrol reitera la solicitud de entrega de los recursos que tiene en condición de secuestre en este proceso, toda vez que la Empresa pagó a la Nación y entidades territoriales beneficiarias el monto de regalías totales causadas en la vigencia de la medida cautelar, y por consiguiente, los recursos objeto de la cautela le pertenecen. No se ha obtenido pronunciamientos a la fecha.

Contingencias ambientales y otros

Corresponde principalmente a obligaciones de compensación ambiental por el uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales en el marco de las autorizaciones ambientales y la inversión forzosa del 1% por el uso del agua tomada directamente de fuentes naturales de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993 artículo 43 y el Decreto 1900 de 2006, en relación con los proyectos que Ecopetrol desarrolla en las regiones.

Detalle de los procesos judiciales no provisionados

La siguiente es la relación de los principales pasivos contingentes no registrados en el Balance de Situación Financiera por considerarse que su probabilidad de ocurrencia es eventual:

Pretensiones	A 31 de Diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de Enero 2014
Transferencias del sector eléctrico por autogeneración de energía eléctrica, según Ley 142 de 1994.	219,944	219,944	219,944
Indemnización a terceros por daños ocasionados en derrames de hidrocarburos.	43,333	14,245	14,245
Reliquidación de prestaciones sociales legales y extralegales sobre dineros pagados bajo el beneficio de estímulo al ahorro.	16,562	16,562	16,562

Detalle de activos contingentes

A continuación se presenta el detalle de los principales activos por contingencias, cuya entrada de beneficios económicos a la Compañía es probable, pero no prácticamente cierta.

Pretensiones	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Nulidad de la resolución número 113 del año 1971 de la Presidencia de la República, en cuanto a que transfería la propiedad del subsuelo a particulares conocidos con el nombre de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana.	175,000	175,000	175,000
Incumplimiento de la orden de compra de tubería.	21,232	21,232	21,232
Nulidad de acto administrativo que impuso contribución especial por contratos de obra pública.	14,956	14,956	-
Nulidad de acto administrativo que impuso contribución especial por contratos de obra pública.	13,214	13,214	-

Pretensiones	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Incumplimiento de contrato para la entrega de unidades de hidrotreatmento. En el último trimestre del 2015, se presentó acuerdo conciliatorio entre las partes que dio origen a la culminación del proceso con un saldo a favor de Ecopetrol S.A. de \$17,000	-	142,715	142,715
Tribunal de arbitramento instituido para resolver las diferencias entre Offshore LLC contra Ecopetrol y KNOC. Durante el último trimestre del 2015, la Cámara Federal de apelaciones de Nueva York resolvió a favor de Ecopetrol y KNOC el proceso en relación a los reclamos por contingencias post-cierre relacionadas con la adquisición de Savia Perú.	176,885	176,885	-

22. PATRIMONIO

Los principales componentes del patrimonio se detallan a continuación:

Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es de \$36,540,000 dividido en 60,000,000,000 de acciones nominativas ordinarias, de las cuales se han suscrito 41,116,694,690 acciones representadas en un 11.51% (4,731,905,873 acciones) en personas naturales y jurídicas no estatales y 88.49% (36,384,788,817 acciones) en accionistas correspondientes a entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a \$11,499,933 conformada por 18,883,305,310 acciones. Al 31 de diciembre del 2015, el capital suscrito y pagado ascendía a \$25,040,068 (31 de diciembre y 1 de enero del 2014 \$ 10,279,175). No existe dilución potencial de acciones.

El 26 de marzo del 2015, la Asamblea General de Accionistas, aprobó la capitalización de reservas ocasionales de Ecopetrol S.A. por \$14,760,893 mediante el mecanismo de aumento del valor nominal. Esta capitalización de reservas no modificó el número de acciones nominativas ordinarias.

Prima en colocación de acciones

Corresponde, principalmente, a: (i) Exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el año 2007 por \$4,457,701, (ii) \$31,351, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, y (iii) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por \$2,118,492 y (iv) Prima en colocación de acciones por cobrar \$155.

Reservas patrimoniales

La siguiente es la composición de las reservas:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Reserva legal	5,139,587	5,139,587	5,139,587
Reservas ocasionales	1,323	12,802,794	9,945,732
Reservas fiscales y estatutarias	405,660	20,989	215,406
Total	5,546,570	17,963,370	15,300,725

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Saldo al inicio del periodo	17,963,370	15,300,725
Liberación de reservas ocasionales y estatutarias	(12,823,783)	(10,161,138)
Apropiación de reservas ocasionales y estatutarias	15,167,878	12,823,783
Capitalización de reservas ocasionales (nota 22.1)	(14,760,895)	-
Saldo al final del periodo	5,546,570	17,963,370

Reserva legal

El Código de Comercio Colombiano establece la obligatoriedad en la apropiación del 10% de sus utilidades netas anuales como reserva legal hasta que el saldo de la misma sea equivalente al 50% del capital suscrito. Esta reserva puede ser utilizada para compensar pérdidas o distribuir en caso de liquidación de la Compañía.

Reservas ocasionales

Corresponden a la apropiación de utilidades ordenadas por la Asamblea de Accionistas para llevar a cabo nuevas exploraciones e inversiones futuras, así como utilidades no realizadas entre compañías del grupo. El 26 de marzo del 2015, la Asamblea General de Accionistas aprobó, una vez realizada la apropiación de reservas ocasionales del ejercicio 2014, la capitalización de reservas ocasionales por \$14,760,895 mediante el mecanismo de aumento del valor nominal.

Reservas fiscales y obligatorias

El Régimen Tributario Colombiano contempla la apropiación de las utilidades del ejercicio equivalente al 70% cuando el valor de la depreciación solicitada para efectos fiscales supere la depreciación contable. Esta reserva puede ser liberada en la medida en que las depreciaciones posteriormente contabilizadas, excedan las solicitadas anualmente para efectos tributarios, o se vendan los activos que generaron el mayor valor deducido.

Asimismo, el decreto 2336 de 1995, estableció la obligatoriedad de la constitución de una reserva por valoración de inversiones. Las utilidades que se generen al cierre del ejercicio contable como consecuencia de la aplicación de sistemas especiales de valoración a precios de mercado y que no se hayan realizado en cabeza de la sociedad se llevarán a una reserva.

Ganancias acumuladas y pago de dividendos

El monto y movimiento de las ganancias acumuladas es el siguiente:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Saldo al inicio del año	8,838,817	16,466,304
Utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol	(3,987,726)	5,725,500
Liberación de reservas	12,823,783	10,161,138
Apropiación de reservas	(15,167,878)	(12,823,783)
Dividendos decretados	(5,468,521)	(10,690,342)
Saldo final	(2,961,525)	8,838,817

La compañía distribuye dividendos con base en sus Estados Financieros Separados, preparados bajo Norma Internacionales de Información Financiera Colombiana.

Sobre los resultados del ejercicio 2014, la Asamblea General de Accionistas aprobó la distribución de un dividendo ordinario por acción de \$133. En junio del 2015, se canceló \$629,344 a los accionistas minoritarios y \$4,149,000 al accionista mayoritario. Los dividendos al accionista mayoritario que están pendientes de pago al 31 de diciembre del 2015, ascienden a \$690,177.

En el año 2014, se cancelaron dividendos ordinarios por acción de \$227 pesos y extraordinario de \$33 pesos por acción, para un dividendo total de \$260 pesos por acción, los cuales fueron cancelados en su totalidad al 31 de diciembre del 2014.

Otros resultados integrales

La siguiente es la composición de los otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de la controlante:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido (nota 20)	2,148,395	743,793
Ganancias (pérdidas) en mediciones instrumentos de patrimonio medios a valor razonable (1)	(49,880)	76,436
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones (ver nota 28)	(2,432,104)	-
Instrumentos financieros derivados	213	
Ganancias por revaluación de activos	58,643	
Método de participación en compañías (nota 13)	9,398,634	3,512,183
	9,123,901	4,332,412

(1) Durante el tercer trimestre de 2015, se reclasificó al resultado del periodo \$19,407 producto de la realización de las valoraciones a precio de mercado acumuladas en el patrimonio de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable - Empresa de Energía de Bogotá (ver nota11).

23. INGRESOS POR VENTAS

El siguiente es el detalle de los ingresos por ventas por los años finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2014
Ventas nacionales		
Destilados medios	8,401,877	9,980,847
Gasolinas	5,163,352	5,440,530
Servicios	1,209,156	2,117,537
Gas natural	1,860,575	1,359,667
Crudos	1,607,154	2,622,551
Asfaltos	461,188	459,072
G.L.P. y propano	335,494	426,450
Aromáticos	221,334	206,988
Combustóleo	143,397	144,373
Polietileno	134,218	124,997
Otros productos	435,046	473,602
	19,972,791	23,356,614
Reconocimiento diferencial precios (1)	330,920	353,312
	20,303,711	23,709,926
Ventas al exterior		
Crudos	20,787,511	30,079,993
Combustóleo	2,111,137	3,641,996
Gas natural	202,563	413,001
Propileno	94,027	196,327
Amortización cobertura futuras exportaciones (Ver nota 28)	(248,698)	-
Otros productos	40,349	38,229
	22,986,889	34,369,546
Total ingresos	43,290,600	58,079,472

(1) Corresponde a la aplicación del Decreto 1880 de septiembre de 2014 y la Resolución 180522 de 2010, que definieron el procedimiento para el diferencial de precios (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). Para más detalle ver sección 4.15 Políticas contables - Reconocimiento de ingresos.

24. COSTO DE VENTAS

El siguiente es el detalle del costo de ventas discriminado por función por los años finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2014
Costos variables		
Productos importados (1)	9,029,618	9,276,273
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	4,570,931	4,742,733
Compras de hidrocarburos - ANH (2)	3,741,010	6,630,309
Servicios de transporte de hidrocarburos	4,348,213	3,626,045
Compras de crudo asociación y concesión	1,966,812	3,395,061
Servicios contratados asociación	563,032	612,013
Compras de otros productos y gas	500,907	876,015
Regalías de gas en dinero (3)	481,029	388,147
Materiales de proceso	288,063	267,460
Energía eléctrica	172,367	193,987
Ajuste a valor razonable de inventarios	(37,013)	52,057
Inventario inicial menos final y otras asignaciones	251,042	212,019
	25,876,011	30,272,119
Costos fijos		
Servicios de transporte de hidrocarburos	2,926,623	2,051,118
Costos laborales	1,463,303	1,298,623
Servicios contratados asociación	1,398,837	1,650,434
Servicios contratados	1,304,195	1,564,717
Mantenimiento	1,026,226	1,822,289
Depreciaciones y amortizaciones	522,039	418,871
Impuestos y contribuciones	395,767	424,376
Materiales y suministros de operación	281,744	354,039
Costos de proyectos no capitalizados	1,845	105,219
Costos generales	123,611	145,738
	9,444,190	9,835,424
	35,320,201	40,107,543

(1) Los productos importados corresponden principalmente a ACPM y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado.

(2) Corresponde a las compras de crudo de regalías que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos derivadas de la producción nacional, tanto de la Empresa en operación directa como de terceros.

(3) La Agencia Nacional de Hidrocarburos, mediante Resolución 877 de septiembre de 2013, estableció que a partir del 1 de enero del 2014, recaudaría el pago de regalías generadas por la explotación de gas en dinero y no en especie.

25. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y PROYECTOS

El siguiente es el detalle de los gastos de administración, operación y proyectos, discriminado por función, por los años finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2014
Gastos de administración		
Impuestos (1)	429,033	404
Gastos laborales	275,239	258,823
Gastos generales y otros	131,772	139,440
Depreciaciones y amortizaciones	25,309	27,536
	861,353	426,203
Gastos de operación y proyectos		
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	947,593	1,258,861
Gastos de exploración	1,092,348	1,240,902
Gastos laborales	297,906	255,279
Impuestos	283,233	386,424
Proyectos corporativos	215,221	137,850
Cuota de fiscalización	73,211	94,939
Diversos	50,608	80,770
	2,960,120	3,455,025

(1) Incluye principalmente el reconocimiento del impuesto a la riqueza causado en el primer trimestre del 2015. Ver nota 10 - Impuestos).

26. OTRAS GANANCIAS Y PÉRDIDAS OPERACIONALES

El siguiente es el detalle de otras ganancias y pérdidas operacionales, por los años finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2014
Recuperación de provisiones por litigios	279,320	202,703
Ingresos diferidos BOMTS (1)	193,197	140,372
Indemnizaciones recibidas	14,305	4,175
Utilidad venta materiales y propiedad, planta y equipo	7,848	7,089

	2015	2014
Pérdida en baja de activos fijos y recursos naturales	(38,961)	(97,539)
Disponibilidad gasoductos contratos BOMTS	(124,957)	(102,916)
(Gasto) recuperación de impairment de activos		
Activos corrientes	85,149	(2,299)
Activos no corrientes (2)	(3,559,074)	(950,691)
Otros ingresos (gastos), netos	16,175	133,512
	(3,126,999)	(665,594)

(1) BOMT: (Build, Operate, Maintain and Transfer) – Contratos de Construcción, mantenimiento y transferencia.

(2) Incluye impairment de Propiedad, planta y equipo, Recursos naturales por \$2,285,157 e impairment de inversiones en compañías por \$1,273,916.

27. RESULTADO FINANCIERO, NETO

El siguiente es el detalle del resultado financiero por los años finalizados el 31 de diciembre de:

	2015	2014
Ingresos financieros		
Dividendos	91,464	53,202
Rendimientos e intereses	268,457	277,374
Resultados provenientes de activos financieros	166,144	91,993
Utilidad en venta de inversiones	72,339	-
Ganancias derivados de cobertura	-	944
	598,404	423,513
Gastos financieros		
Intereses (1)	(1,446,356)	(495,931)
Costos financieros de otros pasivos	(584,768)	(610,514)
Resultados provenientes de activos financieros	(154,645)	(54,257)
Pérdidas derivados de cobertura	-	(563)
Otros gastos financieros	(1,131)	(2,990)
	(2,186,900)	(1,164,255)
Pérdida por diferencia en cambio, neta (2)	(2,303,025)	(2,699,363)
Resultado financiero, neto	(3,891,521)	(3,440,105)

- (1) Durante el periodo se capitalizaron contra el rubro de Recursos naturales y Propiedad, planta y equipo \$367,244 (2014 - \$471,471).
- (2) En el mes de septiembre del 2015, con el fin de cubrir el riesgo generado por la volatilidad de la tasa de cambio sobre la deuda en moneda extranjera de Ecopetrol S.A., la Junta Directiva aprobó la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, Ecopetrol aplicó esta cobertura iniciando el 1° de enero del 2015. Un detalle de este asunto puede verse en la nota 28 – Gestión de Riesgos.

28. GESTIÓN DE RIESGOS

Riesgo de precios de commodities

El negocio de la Compañía depende substancialmente de los precios internacionales del crudo y de los productos refinados. Los precios de estos productos son volátiles; cambios drásticos podrían afectar adversamente las perspectivas de negocios y resultados de las operaciones.

Una alta proporción de los ingresos provienen de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados que están indexados a precios internacionales de referencia tales como el Brent. En consecuencia, las fluctuaciones en esos índices tienen un efecto directo en la situación financiera y en el resultado de las operaciones de la Compañía.

Los precios de crudo, gas natural y productos refinados han fluctuado tradicionalmente como resultado de una variedad de factores fundamentales internos y externos tales como; la competencia dentro de la industria de hidrocarburos, cambios en los precios internacionales de crudo, gas natural y productos refinados, cambios en el balance oferta/demanda, cambios regulatorios, factores geopolíticos, desarrollo de nuevas tecnologías, cambios en el costo de capital, condiciones económicas adversas, transacciones en instrumentos financieros derivados relacionados con el petróleo y gas y disponibilidad de combustibles alternos.

Ecopetrol cuenta con una guía aprobada por la Junta Directiva que le permite utilizar instrumentos financieros derivados en el mercado organizado over the counter (OTC) para cubrirse ante las fluctuaciones de los precios del crudo y productos refinados asociadas a las transacciones físicas. La Compañía ha establecido procesos apropiados para el manejo del riesgo que incluyen el monitoreo constante del mercado físico y financiero para identificar riesgos para posteriormente elaborar y ejecutar estrategias de cobertura.

Durante el 2015, la compañía celebró una operación de derivados de corto plazo con el fin de mitigar en exportaciones de crudo, la exposición al riesgo a índices de precios diferentes al benchmark de la estrategia de comercio internacional de la Compañía. Esta cobertura fue liquidada con una pérdida de \$4,141 en el resultado del periodo.

Al 31 de diciembre de 2015, existe una posición abierta de una operación de cobertura de precio en la exportación de Crudo Napo hasta por 225.000 barriles, con liquidación en enero del 2016. Al 31 de diciembre, se reconoció en Otros resultados Integrales, neto de impuestos \$213.

Riesgo de tipo de cambio

Ecopetrol opera principalmente en Colombia y realiza ventas en el mercado local e internacional, por tal razón, está expuesto al riesgo de tipo de cambio, el cual surge de diversas exposiciones en moneda extranjera debido a transacciones

comerciales y a activos y pasivos en moneda extranjera. El impacto de las fluctuaciones en las tasas de cambio, especialmente la tasa de cambio peso/dólar de los Estados Unidos, ha sido material.

La tasa de cambio del dólar de los Estados Unidos/peso ha fluctuado durante los últimos años. El peso se depreció en promedio 37.3% en el 2015 y 7.1% en el 2014. Las tasas de cambio fueron \$3,149.47, \$2,392.46 y \$1,926.83 al 31 de diciembre del 2015, 2014 y 2013, respectivamente.

Cuando el peso se revalúa contra el dólar de los Estados Unidos, los ingresos de exportaciones bajan al convertirse a pesos. Sin embargo, los bienes importados, servicios petroleros e intereses sobre la deuda externa denominada en dólares de los Estados Unidos se tornan menos costosos. Por el contrario, cuando el peso se deprecia contra el dólar de los Estados Unidos, los ingresos de exportaciones, al ser convertidos a pesos, aumentan, y las importaciones y servicio de la deuda externa se vuelven más costosos.

Los valores en libros de los activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera se presentan en la siguiente tabla:

Millones de USD	A 31 de diciembre	A 31 de diciembre	A 1° de enero
	2015	2014	2014
Efectivo y equivalentes de efectivo	448	533	688
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	603	1,158	1,658
Otros activos financieros	785	333	901
Otros activos	76	124	122
Total activos	1,912	2,148	3,369
Préstamos y financiaciones	11,173	7,792	4,434
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	751	1,005	1,144
Otros pasivos	142	227	332
Total pasivos	12,066	9,024	5,910
Posición pasiva neta	(10,154)	(6,876)	(2,541)

La estrategia de gestión de riesgos de la Compañía implica el uso de instrumentos financieros no derivados relacionados con cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones para reducir al mínimo la exposición de divisas riesgo de tipo.

Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía

Ecopetrol S.A. se encuentra expuesta al riesgo de moneda extranjera dado que un porcentaje importante de sus ingresos por exportaciones de crudo está denominado en dólares estadounidenses. En los últimos años, la compañía ha adquirido deuda de largo plazo para actividades de inversión en la misma moneda que proyecta recibir el flujo de sus ingresos por exportación. Esta relación crea una cobertura natural debido a que los riesgos por la realización de la diferencia en cambio de los ingresos por exportación a la moneda funcional de Ecopetrol (pesos colombianos) están cubiertos naturalmente con los riesgos de valoración por moneda extranjera a pesos de la deuda de largo plazo, en línea con la estrategia de gestión de riesgos de la Compañía.

Con el objetivo de expresar en los Estados Financieros el efecto de la cobertura natural existente entre exportaciones y endeudamiento, entendiendo que el riesgo por tasa de cambio se materializa cuando se realizan las exportaciones, el 30 de septiembre de 2015, la Junta Directiva designó la suma de US\$5,440 millones de la deuda de Ecopetrol S.A como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros de exportación, para el periodo 2015 - 2023, de acuerdo con la IAS 39 - Instrumentos financieros: reconocimiento y medición.

La contabilidad de coberturas genera que el impacto en el estado de resultados se presente efectivamente en el momento de realización del riesgo cubierto. Para que esto ocurra, mensualmente cuando se actualiza la deuda en moneda extranjera por la tasa de cierre para reconocerla en pesos colombianos, los efectos por diferencia en cambio se reconocen como un componente del Otro Resultado Integral, dentro del Patrimonio y, a medida que se realizan las exportaciones de crudo, la diferencia en cambio acumulada en el Otro resultado integral, se reclasifica en el resultado del ejercicio, impactando la utilidad operacional y el EBITDA.

De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, esta política contable fue adoptada por Ecopetrol S.A. a partir del 1° de enero del 2015.

A continuación se presenta el movimiento de este instrumento de cobertura no derivado:

	US\$ (millones)
Instrumento de cobertura designado al 1° de enero del 2015	3,515
Nuevos instrumentos de cobertura designados	1,925
Reasignación de instrumentos de cobertura	1,062
Realización de las exportaciones	(1,062)
Abonos a capital	(64)
Instrumento de cobertura al 31 de diciembre del 2015	<u>5,376</u>

El impacto en el otro resultado integral ha sido el siguiente:

	2015
Diferencia en cambio sobre instrumentos de cobertura	4,107,205
Reclasificación al estado de pérdidas y ganancias	(248,698)
Impuesto de renta diferido	(1,426,403)
	<u>2,432,104</u>

La reclasificación esperada de la diferencia en cambio acumulada en el Otro Resultado Integral al Estado de Pérdidas y ganancias es la siguiente:

Año	Pesos equivalentes	Impuesto	Neto
2016	497,872	(184,052)	313,820
2017	497,872	(184,052)	313,820
2018	497,872	(184,052)	313,820

Año	Pesos equivalentes	Impuesto	Neto
2019	497,872	(184,052)	313,820
2020	497,872	(184,052)	313,820
2021	497,872	(184,052)	313,820
2022	497,872	(184,052)	313,820
2023	373,403	(138,039)	235,364
	3,858,507	(1,426,403)	2,432,104

Desde la fecha de inicio de la cobertura para futuras exportaciones, esta ha sido efectiva de acuerdo a los tests de efectividad realizados.

Análisis de sensibilidad para riesgo de tipo de cambio

El siguiente es el efecto que tendría una variación del 1% y 5% en tipo de cambio de pesos colombianos Vs dólar de los Estados Unidos, relacionado con la exposición de activos y pasivos financieros en moneda extranjera al 31 de diciembre del 2015:

Escenario/ Variación en la TRM	Efecto en resultados antes de impuestos (+/-)	Efecto en otros resultados integrales (+/-)
1%	150,482	169,316
5%	752,408	846,578

El análisis de sensibilidad sólo incluye los activos y pasivos financieros celebrados en el extranjero en la fecha de cierre.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que la Compañía pueda sufrir pérdidas como consecuencia del incumplimiento por parte de clientes en la venta de crudo, gas, productos o servicios, instituciones financieras en las que se mantienen inversiones o las contrapartes con las que se tienen contratados instrumentos financieros derivados.

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y servicios de transporte, la Compañía puede estar expuesta al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La administración de este riesgo ha demandado el diseño de mecanismos y procedimientos que han permitido minimizar su probabilidad de materialización, salvaguardando así el flujo de efectivo de la empresa.

La Compañía realiza un análisis continuo de la fortaleza financiera de las contrapartes, la cual implica su clasificación de acuerdo con su nivel de riesgo y respaldos financieros ante una posible cesación de pagos. Asimismo, se realiza un monitoreo constante de las condiciones del mercado nacional e internacional para establecer alertas tempranas de cambios importantes que puedan impactar las obligaciones de pago oportunos de los clientes con la Compañía.

Para la cartera que es considerada deteriorada, se realiza un análisis individual que permite analizar la situación de cada cliente y así definir las provisiones que haya a lugar, como edad de cartera a provisionar. El Compañía lleva a cabo las acciones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el reconocimiento de interés de clientes que no cumplan con las políticas de pago.

Al 31 de diciembre del 2015, Ecopetrol no mantiene concentraciones significativas de riesgo de crédito. El siguiente es el análisis de antigüedad de la cartera por clientes en mora pero no considerara deteriorada a dicha fecha:

	A 31 de diciembre 2015
Vencidos con menos de tres meses	6,884
Vencidos entre 3 y 6 meses	78
Vencidos con más de 6 meses	93,360
Total	100,322

Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se ocasiona debido a que existen instrumentos indexados a tasas flotantes tanto en el portafolio de inversiones, como en algunas deudas financieras (LIBOR, DTF e IPC). Por lo tanto, la volatilidad en tasas de interés puede afectar el costo amortizado, el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con las inversiones y deuda.

Al 31 de diciembre de 2015, el 28% del endeudamiento tiene tasa flotante. Con lo cual, si la tasa de interés del mercado sube, los gastos de financiación aumentarán, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones.

Ecopetrol S.A. establece controles para la exposición de tasa de interés, estableciendo controles límites en la duración del portafolio, el Valor en Riesgo - VAR y tracking error.

Los patrimonios autónomos vinculados a las obligaciones pensionales de la compañía (PAP) están expuestos a cambios en las tasas de interés, debido a que incluyen instrumentos de tasa fija y variable. La regulación Colombiana establece lineamientos sobre patrimonios autónomos destinados a la garantía de y pago de pensiones (Decretos 941 de 2002 y 1861 de 2012), donde indican que el régimen aplicable será el mismo establecido para el Fondo Moderado de los Fondos de Pensiones Obligatorias.

En la siguiente tabla se detalla el impacto en el Resultado Financiero y Otro resultado integral, para los 12 meses siguientes, ante una variación en las tasas de interés de 100 puntos básicos:

Variación en tasas de interés	Pasivos financieros (Gastos financieros)	Activos financieros (Ingresos financieros)	Patrimonios autónomos (otro resultado integral)
+ 100 puntos básicos	104,818	104,818	(281,926)
- 100 puntos básicos	(94,153)	(94,153)	281,926

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la nota 20 - Provisiones por beneficios a empleados.

Riesgo de liquidez

La habilidad para acceder a los mercados de crédito y de capitales para obtener financiación bajo términos favorables para el plan de inversiones de la Compañía, puede verse limitada debido a impairment de las condiciones de estos mercados. Una nueva crisis financiera podría empeorar la percepción de riesgo en los mercados emergentes.

De otro lado, la ocurrencia de situaciones que puedan afectar el entorno político y regional de Colombia, podrían dificultar a nuestras subsidiarias, el acceso a los mercados de capitales. Estas condiciones, junto con potenciales pérdidas significativas en el sector de servicios financieros y cambios en las valoraciones del riesgo crediticio, pueden dificultar la obtención de financiación en términos favorables. Como resultado, la Compañía se puede ver forzada a revisar la oportunidad y alcance de las inversiones según sea necesario, o acceder a los mercados financieros bajo términos menos favorables, afectando por lo tanto negativamente los resultados de operaciones y situación financiera.

El riesgo de liquidez se gestiona de acuerdo con nuestras políticas destinadas a garantizar que haya fondos netos suficientes para cumplir con los compromisos financieros de la Compañía dentro de su cronograma de vencimientos, sin costes adicionales. El principal método para la medición y seguimiento de la liquidez es la previsión de flujo de efectivo.

El siguiente es un resumen de la madurez de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2015. Los montos presentados en la tabla son los flujos de efectivo contractuales no descontados. Los pagos previstos en moneda extranjera fueron re expresados tomando tipo de cambio de \$3,149.47 pesos/dólar. En consecuencia, estas cantidades no pueden reconciliarse con los montos presentados en el Estado de situación financiera.

	Hasta 1 año	1-5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Préstamos (Pago de principal e intereses)	3,025,174	21,213,135	15,087,132	24,944,993	64,270,434
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	5,992,925	-	-	-	-
Total	3,025,174	21,213,135	15,087,132	24,944,993	70,263,359

Gestión del capital

El principal objetivo de la Gestión del Capital de Ecopetrol es asegurar una estructura financiera que optimice el costo de capital de la compañía, que maximice el rendimiento a sus accionistas y permita el acceso a los mercados financieros a un costo competitivo para cubrir sus necesidades de financiación.

El siguiente es el índice de endeudamiento sobre los periodos informados:

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Préstamos y financiaciones (nota 18)	39,136,761	22,540,294	12,274,899
Efectivo y equivalentes de efectivo (nota 6)	2,317,046	2,197,450	3,901,277

	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Otros activos financieros no restringidos (nota 9)	2,850,169	640,936	1,459,421
Deuda financiera neta	44,303,976	25,378,680	17,635,597
Patrimonio (nota 22)	43,356,713	48,021,386	48,653,744
Apalancamiento (1)	50.54%	34.58%	26.60%

(1) Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio)

29. ENTES RELACIONADOS

Compañías subordinadas, asociadas y negocios conjuntos

Los saldos con compañías subordinadas, asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre del 2015, 31 de diciembre y 1° de enero del 2014 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar
Subsidiarias					
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	611,367	-	4,882	-	256,479
Refinería de Cartagena S.A.	170,432	1,370,992	-	-	29,166
Hocol S.A.	130,312	-	8,417	-	94,490
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	11,470	-	254,183	-	5,737
Oleoducto Central S.A.	7,557	-	-	-	247,382
Compounding and Masterbatching Industry Ltda.	6,649	-	-	-	21
Oleoducto de Colombia S.A.	1,683	-	-	-	29,544
Polipropileno del Caribe S.A.	1,089	-	-	-	-
Bioenergy Zona Franca S.A.S.	950	-	-	-	-
ODL S.A.	420	-	-	-	63,372
Black Gold Re Limited	72	-	-	-	-
Ecopetrol America INC	39	-	39	-	18,236
Ecopetrol Oleo & Gas Do Brasil Ltda.	7	-	-	-	-
Ecopetrol Capital AG	-	729,571	-	2,517,708	-

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar
Negocios conjuntos					
Equion Energía Limited	45,767	-	27,020	-	59,126
Asociadas					
Ecodiesel Colombia S.A.	141	-	-	-	22,243
Serviport S.A.	-	-	-	-	2,360
Saldo al 31 de diciembre de 2015	987,955	2,100,563	294,541	2,517,708	828,156
Corriente	696,926	-	114,032	2,517,708	828,156
No corriente	291,029	2,100,563	180,509	-	-
	987,955	2,100,563	294,541	2,517,708	828,156

	Cuentas por cobrar	Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar
Controladas				
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	1,322,440	-	12,013	6,861
Hocol S.A.	123,958	-	8,652	93,076
Compounding and Masterbatching Industry Ltda.	20,565	-	-	-
Refinería de Cartagena S.A.	16,144	1,306,398	-	14,486
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	15,297	1,335	241,711	681
Oleoducto Central S.A.	5,534	-	-	191,272
Oleoducto de Colombia S.A.	5,398	-	-	19,161
ODL S.A.	2,149	-	-	43,239
Ecopetrol America INC	67	-	-	46,965
Ecopetrol Oleo & Gas Do Brasil Ltda.	53	-	-	-
Black Gold Re Limited	6	-	-	-
Andean Chemicals Ltd	1	-	-	-
Hocol Petroleum Ltd	1	-	-	-
Ecopetrol Capital AG	-	1,135,086	-	-
Negocios Conjuntos				
Equion Energía Limited	58,376	-	9,338	81,164
Asociadas				
Ecodiesel Colombia S.A.	-	-	-	20,308
Serviport S.A.	-	-	-	3,506
Saldo a Diciembre de 2014	1,569,989	2,442,819	271,714	520,719
Corriente	884,845	-	91,205	520,719
No corriente	685,144	2,442,819	180,509	-
	1,569,989	2,442,819	271,714	520,719

	Cuentas por cobrar	Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar
Controladas				
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	1,035,856	-	-	21,337
Refinería de Cartagena S.A.	371,664	1,247,999	-	314
Hocol S.A.	246,346	-	18,735	27,714
Compounding and Masterbatching Industry Ltda.	9,524	-	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	6,401	-	224,406	-
ODL S.A.	2,762	-	-	6,928
Oleoducto Central S.A.	2,616	-	-	140,247
Oleoducto de Colombia S.A.	1,497	-	-	35,355
Ecopetrol Capital AG	149	217,880	-	-
Ecopetrol del Peru	26	-	-	-
Black Gold Re Limited	25	-	-	-
Ecopetrol America INC	-	-	-	50,402
Negocios Conjuntos				
Equion Energía Limited	164,341	-	15,558	99,442
Asociadas				
Ecodiesel Colombia S.A.	-	-	-	22,890
Serviport S.A.	-	-	-	1,674
Saldo al 1° de enero del 2014	1,841,207	1,465,879	258,699	406,303
Corriente	1,489,210	217,880	34,293	406,303
No corriente	351,997	1,247,999	224,406	-
	1,841,207	1,465,879	258,699	406,303

Las siguientes son las características de los créditos otorgados a Compañías subordinadas:

- Préstamo otorgado a Capital AG por US\$600 millones cuyo saldo del capital al 31 de diciembre del 2015 asciende a US\$231.5 millones (2014 - US\$473.7 millones), con una tasa de interés del 1,2% E.A. pagaderos anualmente y vencimiento a tres años.
- Acuerdo de crédito subordinado con Refinería de Cartagena S.A. por US\$600 millones, de los cuales se han desembolsado US\$588 millones al 31 de diciembre del 2015 (\$1,109,626). Se causan intereses equivalentes a la tasa DTF vigente al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior, al inicio de cada uno de los periodos de pago de las cuotas, adicionada en un margen de 3,06% T.A. (DTF T.A.+3.06%). Una vez extinguidas todas las obligaciones no subordinadas con terceros por parte de la Refinería de Cartagena, la amortización de capital será de tres (3) años, en seis (6) pagos iguales, semestrales y consecutivos. No obstante a lo anterior, el plazo máximo es veinte (20) años.

Los importes pendientes no están garantizados y se liquidarán en efectivo. No se ha reconocido ningún gasto en el periodo actual ni en periodos anteriores con respecto a incobrables o cuentas de dudoso cobro relacionados con los importes adeudados por partes relacionadas.

Las principales transacciones con entes relacionados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014 se detallan como sigue:

	2015		2014	
	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros
Controladas				
Cenit S.A.S.	792,250	2,103,146	1,730,602	1,560,096
Hocol S.A.	1,100,808	278,434	1,378,104	13,383
Refinería de Cartagena S.A.	594,706	25,800	967,838	46,262
Hocol Petroleum Limited	25	-	-	-
Compounding and Masterbatching Industry	94,027	-	196,327	1,515
Oleoducto Central S.A.	23,647	2,554,602	21,318	1,810,995
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	22,314	577,430	16,117	421,220
Polipropileno del Caribe S.A.	1,402	-	-	-
Ecopetrol Capital AG	17,006	39	2,583	-
Oleoducto de Colombia S.A.	13,123	304,582	14,364	178,530
ODL Finance	11,140	605,459	18,527	383,771
Bioenergy Zona Franca S.A.S.	819	-	-	-
Black Gold Re Limited	542	-	259	-
Ecopetrol America INC	286	2,409	549	469
Bioenergy S.A.	252	-	336	-
Ecopetrol Oleo & Gas Do Brasil Ltda.	147	-	84	-
Andean Chemicals LTD	20	-	10	-
Ecopetrol Del Perú	2	-	2	-
Negocios Conjuntos				
Equion Energía Limited	313,652	186,729	750,905	75,162
Asociadas				
Ecodiesel Colombia S.A.	7,245	267,647	3,840	220,834
Saldo a Diciembre de 2015	2,993,413	6,906,277	5,101,765	4,712,237

Los dividendos recibidos por estas compañías están relacionados en la nota 13 – Inversiones en Compañías.

Directivos claves de la gerencia

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas del año 2012, los honorarios de los directores por asistencia a las reuniones de la Junta Directiva y/o del Comité aumentaron de cuatro a seis salarios mínimos mensuales legales vigentes, valor que asciende aproximadamente de \$3,700 para 2014 a \$3,900 para 2015. Para las sesiones no presenciales, se fijan en el 50% de la cuota de las reuniones presenciales. Los miembros de la Junta Directiva no tienen ninguna clase de remuneración variable.

La compensación total pagada a los directores, funcionarios ejecutivos y altos directivos vigentes al 31 de diciembre del 2015 ascendió a \$6,690 (año 2014 - \$ 9,058). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2014 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación a nuestros funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a \$10,341 (2014 - \$13,958).

Al 31 de diciembre del 2015, los siguientes Directivos Claves de la gerencia poseían menos del 1% de las acciones en circulación de Ecopetrol S.A así:

Personal clave de la gerencia	% Acciones
Joaquín Moreno Uribe	<1% acciones en circulación
Roberto Steiner Sampedro	<1% acciones en circulación
Mauricio Cárdenas S	<1% acciones en circulación
Hector Manosalva Rojas	<1% acciones en circulación
Juan Carlos Echeverry	<1% acciones en circulación

Entidades relacionadas del Gobierno

El Gobierno Colombiano posee el control de Ecopetrol S.A. con una participación del 88,49 %. Las transacciones más significativas con Entidades gubernamentales se detallan a continuación:

a) Compra de hidrocarburos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Por la naturaleza del negocio, la compañía tiene una relación directa con ANH, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo es administrar integralmente las reservas y recursos de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

Ecopetrol S.A compra el crudo que la ANH recibe de todos los productores de Colombia a los precios fijados de acuerdo a una fórmula establecida en conjunto, que refleja los precios de venta de exportación (crudos y productos), ajuste a la calidad de la gravedad API, contenido de azufre, tarifas de transporte de la cabeza del pozo a los puertos de Coveñas y Tumaco, el costo del proceso de refinado y una cuota de comercialización. Este contrato fue prorrogado hasta el 30 de junio de 2016.

Hasta diciembre de 2013, la Compañía comercializó, en nombre de la ANH, el gas natural recibido por esta en especie de los productores. Desde enero del 2014, la ANH recibe las regalías de producción de gas natural en efectivo.

El valor de compra de hidrocarburos a la ANH se detalla en la Nota 24- costo de ventas.

Adicionalmente, Ecopetrol al igual que las demás compañías petroleras, participa en rondas para asignación de bloques exploratorios en territorio colombiano, sin que ello implique un tratamiento especial para Ecopetrol por ser una entidad cuyo accionista mayoritario es el Ministerio de Hacienda.

b) Diferencial de precios

Los precios de venta de gasolina regular y ACPM son regulados por el Gobierno Nacional. En este evento, se presentan diferenciales entre el volumen reportado por las Compañías al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes. Estos diferenciales pueden ser a favor o en contra de los productores. El valor de este diferencial se encuentra detallado en la nota 23 – Ingresos por ventas.

c) Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

Ecopetrol como cualquier otra Compañía en Colombia, tiene obligaciones de tipo tributario que debe cumplir ante esta entidad, no se tiene ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma. Para mayor información ver nota 10 - Impuestos.

d) Contraloría General de la República

Ecopetrol al igual que las demás entidades estatales en Colombia, tiene la obligación de atender los requerimientos de esta entidad de control y realizar el pago anual de la cuota de sostenimiento a dicha entidad. No existe ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

30. OPERACIONES CONJUNTAS

La Compañía realiza operaciones de exploración y producción a través de los contratos de Exploración y Producción (E & P), Evaluación Técnica (TEA), contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (Agencia Nacional de Hidrocarburos, en adelante ANH), así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos. Las principales operaciones conjuntas al cierre del 2015 son:

Contratos en los cuales Ecopetrol es no operador:

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
Occidental Andina LLC	Chipiron	Producción	30%	Colombia
	Cosecha		30%	
	Cravo norte		50%	
	Rondon		50%	
Chevron Petroleum Company	Guajira	Producción	57%	Colombia
Mansarovar Energy Colombia Ltd	Nare	Producción	50%	Colombia
Meta Petroleum Corp (1)	Rubiales	Producción	58%	Colombia
	Quifa		30%	
Equion Energía Ilimited	Piedemonte	Producción	50%	Colombia
Perenco Colombia Limited	Casanare	Producción	64%	Colombia
ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIA	Ronda Caribe RC-10	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
PETROBRAS, REPSOL & STATOIL	Tayrona	Exploración	30%	Offshore Caribe Norte
REPSOL & STATOIL	TEA GUA OFF-1	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
ANADARKO	Fuerte Norte	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
	Fuerte Sur	Exploración	50%	

(1) En marzo de 2015, Ecopetrol y Pacific Rubiales Energy anunciaron que acordaron no extender de los contratos de participación de riesgo en Rubiales y joint venture en Piriri que expiran en el 2016. Como resultado, Ecopetrol obtendrá una participación del 100% en ambos campos desde junio de 2016 y los operará directamente.

Contratos en los cuales Ecopetrol es operador:

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
Talisman Colombia Oil & Gas Lt	CPO9	Exploración	55%	Colombia
	CPO9 - AKACIAS	Producción	55%	
Occidental Andina Llc	La Cira Infantas	Producción	56%	Colombia
Exxonmobil Exploration Colombia	VMM29	Exploración	50%	Colombia

31. ADOPCIÓN POR PRIMERA VEZ DE LAS NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA – NIIF EN COLOMBIA

Como parte del proceso de adopción a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante “NIIF”) de conformidad con lo previsto en la Ley 1314 de 2009, el Decreto Reglamentario 2784 de diciembre de 2012, los Decretos 3023 y 3024 de 2013 y Decretos 2420 y 2496 del 2015 en Colombia, Ecopetrol S.A. pertenece al Grupo 1 de preparadores de la información financiera y por consiguiente, esta es la emisión de los primeros estados financieros bajo Normas Internaciones de Información Financiera al 31 de diciembre de 2015 y el balance de apertura al 1° de enero de 2014, con período de transición el año 2014. Las políticas de contabilidad indicadas en la nota 4 se han aplicado de manera consistente desde el balance de apertura.

En la preparación del balance de apertura, la Compañía ha ajustado las cifras reportadas previamente en los estados financieros preparados de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA anteriores), aplicando las siguientes exenciones opcionales y obligatorias a la aplicación retroactiva de las NIIF.

Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por la Compañía

(a) *Combinaciones de negocios.* NIIF 1 – Adopción por primera vez incluye una exención opcional para las combinaciones de negocios como una alternativa para aplicar la NIIF 3 – Combinaciones de negocios retroactivamente (combinaciones de negocios anteriores a la fecha de transición a las NIIF). Sin embargo, la Compañía puede optar por re-expresar combinaciones de negocios desde cualquier fecha anterior a la fecha de transición. Si alguna combinación de negocio es re-expresada se deben re-expresar todas las combinaciones de negocio y aplicar NIIF 10 – Estados Financieros Consolidados.

Ecopetrol aplicó la exención antes mencionada para todas las combinaciones de negocios realizadas hasta la fecha de transición. Por lo tanto, no ha re-expresado las combinaciones de negocios que tuvieron lugar con anterioridad a la fecha de transición del 1° de enero del 2014, las cuales se registraron a su costo atribuido al balance de apertura.

(b) *Uso del valor razonable como costo atribuido de las propiedades, planta y equipo.* La exención de la NIIF 1 permite el uso del valor razonable a la fecha de transición a las NIIF como costo atribuido de propiedad, planta y equipo, activos intangibles y propiedades de inversión. La NIIF 1 establece que la revaluación bajo los PCGA anteriores, a la fecha de transición o anterior, puede ser usado como costo atribuido en la fecha de la revaluación, si esta fue a esa fecha sustancialmente comparable:

- Al valor razonable; o
- Al costo depreciado según las NIIF.

Ecopetrol S.A. optó por la medición de algunos terrenos a su valor razonable a la fecha de transición y utilizó este valor como el costo atribuido en el balance de apertura bajo NIIF. El valor razonable de estos activos fue medido mediante avalúo realizado por expertos externos independientes. Para otras partidas de propiedad planta y equipo, las vidas útiles se determinaron con evaluaciones y soporte técnico de las áreas operativas de la Compañía. Se efectuaron recálculos de la depreciación acumulada con base en estas nuevas vidas útiles, dichos efectos fueron reconocidos en el balance de apertura. Para elementos menores en propiedad planta y equipo como muebles y enseres, equipo de cómputo y equipo de transporte, la Compañía ha considerado el costo depreciado o revaluado bajo PCGA anteriores como costo atribuido a la fecha de transición, ya que este es comparable con su costo depreciado de acuerdo a NIIF.

(c) *Arrendamientos.* La exención de la NIIF 1 establece que la Compañía puede determinar si un acuerdo vigente en la fecha de transición a las NIIF contiene un arrendamiento, a partir de la consideración de los hechos y circunstancias existentes a dicha fecha.

Ecopetrol S.A. decidió utilizar esta exención y por lo tanto ha considerado los hechos y circunstancias existentes a la fecha de transición para determinar la existencia de arrendamientos implícitos en sus contratos y acuerdos.

(d) *Pasivos por desmantelamiento incluidos en el costo de propiedades, planta y equipo y recursos naturales.* Una entidad que adopta por primera vez las NIIF puede elegir por no cumplir con los requerimientos de IFRIC 1 – Cambios en pasivos existentes por retiro del servicio, restauración y similares,. Por lo cual la compañía puede:

- i. Medir el pasivo en la fecha de transición a las NIIF de acuerdo con la NIC 37;
- ii. En la medida en que el pasivo esté dentro del alcance de la IFRIC 1, estimar el importe que habría sido incluido en el costo del activo correspondiente cuando surgió el pasivo por primera vez, mediante el descuento del pasivo a esa fecha utilizando su mejor estimación de la tasa de descuento histórico, ajustada por el riesgo, que habría sido aplicado para ese pasivo a lo largo del periodo correspondiente; y
- iii. la depreciación acumulada sobre ese importe, hasta la fecha de transición a las NIIF, sobre la base de la estimación actual de la vida útil del activo, utilizando la política de depreciación adoptada por la entidad conforme a las NIIF.

Ecopetrol optó por aplicar esta exención y medir a la fecha de transición los pasivos por costos de abandono y para el activo correspondiente estimar el costo inicial del activo y depreciarlo a la fecha de transición.

(e) *Costos por préstamos-* NIIF 1 permite a la Compañía optar por capitalizar los costos por préstamos incurridos para la construcción de cualquier activo calificado; o puede designar cualquier fecha anterior a la fecha de transición y aplicar la norma a los costos por préstamos relacionados con todos los activos calificados para los que la fecha de capitalización sea dicha fecha u otra posterior.

La Compañía optó por aplicar esta exención y adoptó como política la capitalización de los costos por préstamos de acuerdo con la NIC 23 – costos por préstamos a partir de la fecha de transición.

- (f) *Clasificación de los instrumentos financieros*, NIIF 1 permite un número de excepciones opcionales en relación con la designación de los instrumentos financieros reconocidos previamente para adoptantes por primera vez aplicando NIIF 9 – Instrumentos Financieros. Ecopetrol optó por aplicar las siguientes excepciones:
- ii. Un adoptante por primera vez puede designar un activo financiero como medido a valor razonable con cambios en resultados siempre y cuando el activo cumpla con los criterios para esta clasificación a la fecha de transición a las NIIF.
 - iii. Una entidad puede designar un instrumento de patrimonio como medido a valor razonable con cambios en otro resultado siempre y cuando el activo cumpla con los criterios para esta clasificación a la fecha de transición a las NIIF.
- (g) *Medición al valor razonable de activos financieros o pasivos financieros en el reconocimiento inicial*. Ecopetrol aplicó de forma prospectiva la medición al valor razonable de los activos y pasivos financieros a la fecha de transición.
- (h) *Activos financieros y activos intangibles de acuerdos de concesión de servicios*. Ecopetrol reconoció los activos financieros y activos intangibles a la fecha de transición a las NIIF, al valor contable en libros en dicha fecha.
- (i) *Efectos en las variaciones en el tipo de cambio* – NIIF 1 permite a la entidad no determinar las diferencias en conversión acumuladas a la fecha de transición a las NIIF, reconocidas en el otro resultado integral. Si la exención es aplicada, la diferencia en conversión acumulada por las operaciones en el exterior será cero a la fecha de transición a las NIIF.

Conciliación de la situación financiera

Las conciliaciones que se presentan a continuación reflejan el impacto de la transición a las NIIF sobre la situación financiera previamente informada por Ecopetrol:

Conciliación del patrimonio al 31 de diciembre y 1 de enero de 2014:

	Nota	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Patrimonio bajo PCGA anteriores		69,540,236	71,794,525
Valoración Inversiones patrimoniales	(1)	(11,399,893)	(13,187,463)
Propiedades, planta y equipo y recursos naturales	(2)	(11,243,673)	(8,162,866)
Impuesto diferido	(3)	988,895	36,028
Pasivos por beneficios a empleados	(4)	46,569	(1,389,569)
Cargos diferidos	(5)	(292)	(476,820)
Otros		89,544	39,909
Patrimonio bajo NIIF		48,021,386	48,653,744

- (1) Reconocimiento en los estados financieros Separados de las participaciones en las compañías sobre las que se tiene control e influencia significativa por el método de participación, basados en sus correspondientes patrimonios bajo NIIF.

Bajo los PCGA anteriores, las inversiones patrimoniales en entidades asociadas se reconocían al costo de adquisición siempre que este fuera menor que el valor intrínseco. Las inversiones en compañías subordinadas, se reconocía

bajo el método de participación patrimonial. El crédito mercantil generado en la adquisición de estas compañías, era reconocido de manera independiente y amortizado con base en el método de línea recta durante el plazo en que se esperaba recuperar la inversión. Bajo NIIF las inversiones en asociadas y subordinadas son reconocidas bajo el método de participación patrimonial y el crédito mercantil hace parte del mayor valor de la inversión desde la fecha del periodo de transición y el mismo no es amortizable

(2) El siguiente es el detalle de los ajustes relacionados con propiedades, planta y equipo y recursos naturales:

	Nota	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Reversión valorizaciones y provisiones reconocidas bajo PCGA anteriores	(i)	(6,952,802)	(7,378,766)
Intereses y diferencia en cambio no capitalizables	(ii)	(2,282,587)	(369,909)
Impairment de activos	(iii)	(620,782)	(169,026)
Costos de abandono	(iv)	(483,454)	(349,919)
Depreciaciones, amortización y eliminación ajustes por inflación	(v)	(904,048)	104,754
Total ajustes propiedades, planta y equipo		(11,243,673)	(8,162,866)

- i. Reversión de las valorizaciones y provisiones registradas bajo PCGA anteriores, teniendo en cuenta que la Compañía optó por reconocer bajo NIIF sus propiedades, planta y equipo, diferentes a terrenos, por el método del costo.
- ii. Incluyen principalmente:
 - Intereses y diferencia en cambio sobre préstamos no capitalizados bajo NIIF por valor de \$2,212,286. Debido a la exención adoptada por la Compañía descrita en la nota 31.1, no hay ajuste por este concepto en el balance de apertura. Bajo los PCGA anteriores, la Compañía capitalizó un mayor valor concepto de diferencia en cambio relacionada con los préstamos en moneda extranjera. Bajo NIIF, la diferencia en cambio está limitada a un gasto hipotético generado en un escenario de endeudamiento en la moneda funcional de la Compañía.
 - Ventas de crudo de pruebas extensas por \$156,877 (1° de enero del 2014 - \$146,442), correspondientes a los activos en fase de exploración y evaluación, las cuales se reconocen como un menor valor de estos activos. Bajo PCGA anteriores, los ingresos obtenidos por pruebas extensas se reconocían como ingresos, en el resultado del periodo.
 - Ajustes por activos relacionados con patrimonio institucional incorporado por valor de \$41,203 (1° de enero del 2014 - \$43,033).
 - Ajustes por (\$127,779) por concepto de mantenimientos capitalizables y otros ajustes menores (1° de enero del 2014 - \$180,434).
- iii. Reconocimiento de la pérdida por impairment de activos, conforme a los criterios establecidos bajo la NIC 36 - Impairment de activos, teniendo en cuenta que la Compañía determinó como Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) los campos de producción de petróleo y gas, la refinería y los oleoductos o poliductos. Esto difiere de los PCGA anteriores, los cuales solo reconocían una pérdida por obsolescencia.

- iv. Efecto por reconocimiento al valor presente de los costos por desmantelamiento y retiro de activos y su depreciación asociada. Bajo los PCGA anteriores, esta obligación era reconocida al valor nominal y no se realizaba su estimación para la totalidad de los activos.
- v. Efecto generado por el cambio de vidas útiles y método de depreciación de los activos. Bajo PCGA anteriores, las vidas útiles de las propiedades planta y equipo se determinaban bajo criterios fiscales. Para NIIF, las vidas útiles de los activos se determinan con base en criterios técnicos y económicos. Adicionalmente, se eliminaron los ajustes por inflación que se habían reconocido bajo los PCGA anteriores, dado que la compañía adoptó el método del costo para valoración bajo NIIF.
- (3) Disminución neta en impuesto diferido generada por las variaciones en la medición de los activos y pasivos por la aplicación de NIIF. Por la adopción de las NIIF, se presenta un impuesto diferido pasivo por el aumento en la base contable de propiedades, planta y equipo, principalmente.
- (4) Con la adopción de las NIIF; se reconocieron como activos, los patrimonios autónomos que respaldan el pasivo pensional. Estos eran reconocidos en cuentas de orden bajo PCGA anteriores. Asimismo, se reconocieron los pasivos por obligaciones laborales por pensiones de jubilación, bonos pensionales, prima por quinquenio, salud y educación, utilizando el método de la unidad de crédito proyectada, metodología que difiere de las estimaciones realizadas bajo PCGA anteriores, principalmente, en la tasa utilizada en los cálculos actuariales (Bajo NIIF corresponde a una tasa de largo plazo, mientras que bajo los PCGA anteriores, esta tasa es establecida por ley).
- (5) Se presenta una disminución en cargos diferidos debido a que bajo NIIF ciertas partidas, como el impuesto al patrimonio, no cumplen con los criterios de reconocimiento como activos.

Conciliación de la utilidad neta

Conciliación de la utilidad por el año finalizado el 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

		Año 2014
Utilidad consolidada bajo PCGA anteriores		7,812,615
Diferencia en cambio e intereses	(a)	(2,212,286)
Propiedades, planta y equipo y recursos naturales	(b)	(1,456,471)
Impuestos diferidos	(c)	1,371,284
Valoración Inversiones en compañías	(d)	(621,921)
Cargos diferidos	(e)	439,148
Obligaciones laborales	(f)	309,178
Otros		83,953
Utilidad consolidada bajo NIIF		5,725,500
Método de participación patrimonial en compañías	(d)	3,512,183
Ganancia en valor razonable activos financieros mantenidos para la venta (g)	(g)	76,436
Actualización de la obligación por planes de beneficios definidos	(h)	743,793
Total resultado integral bajo NIIF		10,057,912

- (a) La utilidad bajo NIIF disminuye por concepto de diferencia en cambio de préstamos en moneda extranjera e intereses sobre préstamos, los cuales bajo los PCGA anteriores se registraban como mayor valor de los proyectos de inversión, sin un límite. Bajo NIIF, la diferencia en cambio sobre préstamos en moneda extranjera y gastos por intereses relacionados, están limitados a gastos hipotéticos generados en un escenario de endeudamiento en la moneda funcional de la Compañía.
- (b) Los ajustes realizados a la Propiedad, planta y equipo y recursos naturales están dados por: i) una menor base depreciable que genera un menor gasto por depreciación debido al uso de vidas útiles que consideran la utilización esperada del activo y estimación de costos de desmantelamiento descontados a valor presente. Bajo los PCGA anteriores, las vidas útiles utilizadas correspondían a vidas útiles mayores utilizadas para efectos fiscales y los costos de desmantelamiento de activos no eran descontados a valor presente. ii) un mayor impariment de activos, generado por bases contables diferentes en la evaluación anual del importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo.
- (c) Se generan diferencias entre el impuesto diferido bajo NIIF y los PCGA anteriores, debido a las variaciones en la medición de los activos y pasivos por la aplicación de NIIF, que han resultado en diferencias temporarias, entre las cuales se destacan: a) un mayor valor de impuesto diferido activo originado por cambio en la metodología de contabilización de intereses y diferencia en cambio capitalizables, b) cambios en las bases contables de propiedades planta y equipo producto de la adopción por primera vez de NIIF, lo cual genera una menor alícuota de depreciación, c) diferencia en los costos de abandono respecto a los PCGA anteriores que generan un mayor gasto de impuesto diferido.
- (d) Efectos correspondientes recalcular del método de participación en compañías subordinadas, asociadas y negocios conjuntos, de acuerdo a sus resultados y patrimonio bajo NIIF.
- (e) Los ajustes por cargos diferidos se presentan principalmente por la reversión para NIIF del gasto generado por impuesto al patrimonio, el cual, para el balance de apertura, fue reconocido en su totalidad. Los PCGA anteriores permitían reconocer este impuesto gradualmente en el estado de resultado por un plazo de 4 años (2010 a 2014).
- (f) Se presenta un aumento en la utilidad neta bajo NIIF debido a que las ganancias o pérdidas actuariales de activos y pasivos pensionales por empleados jubilados son reconocidos directamente en el patrimonio, en el otro resultado integral. Bajo PCGA anteriores, dichas actualizaciones eran llevadas directamente como resultado del ejercicio. Adicionalmente, bajo NIIF, se reconoce un componente de actualización financiera a los pasivos laborales objeto de cálculo actuarial con impacto al resultado del periodo. Bajo PCGA anteriores, el componente de actualización financiera no se reconocía.
- (g) La ganancia en valoración de activos mantenidos para la venta corresponde al reconocimiento a valor razonable de la participación accionaria que Ecopetrol S.A. tiene en Interconexión Eléctrica S.A y la Empresa de Energía de Bogotá, que bajo NIIF, las ganancias y pérdidas no realizadas que resulten en la medición del valor razonable de estos activos son registradas al Otro resultado Integral. Bajo PCGA anteriores, estas inversiones eran medidas a costo histórico.

Conciliación del flujo de efectivo

Al cierre de 31 de diciembre del 2014, el saldo en balance del efectivo y equivalentes de efectivo bajo los PCGA anteriores y bajo IFRS es de \$2,197.450.

Los principales cambios en las actividades de operación son justificados por el impacto explicado en la sección 31.3 y las reclasificaciones de los intereses financieros pagados y recibidos, los cuales bajo los PCGA anteriores se reconocían como flujos de efectivo de la operación. El cambio en las actividades de inversión se genera por la presentación de los intereses recibidos en esta categoría y por la diferencia de criterio para la capitalización de mantenimientos de activos

fijos; y el cambio en las actividades de financiación se debe a la presentación de los intereses pagados como actividad de financiación los cuales eran presentados en las actividades de operación bajo PCGA anteriores.

Reservas de petróleo (no auditadas por PwC)

Ecopetrol se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la SEC. El proceso es liderado por la Dirección de Reservas quien presenta el informe a la Junta Directiva para su aprobación.

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 2 compañías auditoras especializadas: DeGolyer and MacNaughton y Ryder Scott Company. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la SEC de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad de Ecopetrol en 2015, 2014 y 2013 (No Incluye compañías filiales ni subordinadas), la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por la Empresa.

	2015			2014		
	Petroleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petroleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	1,378.0	3,371.9	1,969.6	1,350.3	2,916.0	1,861.9
Revisión de estimaciones	(56.0)	228.4	(16.0)	142.9	642.7	255.7
Recobro mejorado	15.1	2.9	15.6	33.4	0.4	33.5
Compras	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	20.8	0.4	20.9	35.6	58.1	45.8
Ventas	(2.7)	(7.0)	(3.9)	-	-	-
Producción	(188.3)	(258.5)	(233.6)	(184.2)	(245.3)	(227.3)
Saldo final	1,166.9	3,338.1	1,752.6	1,378.0	3,371.9	1,969.6
Reservas probadas desarrolladas:						
Saldo inicial	995.7	3,198.4	1,556.8	883.6	2,593.1	1,338.5
Saldo final	867.3	3,106.3	1,412.2	995.7	3,198.4	1,556.8
Reservas probadas no desarrolladas:						
Saldo inicial	382.4	173.6	412.8	466.8	322.9	523.4
Saldo final	299.7	231.7	340.3	382.4	173.6	412.8

33. EVENTOS POSTERIORES

- El 28 de enero del 2016, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó el inicio del proceso de enajenación de su participación accionaria en la sociedad Polipropileno del Caribe S.A. – Propilco S.A. con el fin de obtener recursos para fortalecer los negocios de Exploración y Producción. Dicho proceso implica que Ecopetrol S.A. deba tramitar y obtener la correspondiente aprobación por parte del Gobierno Nacional.
- Durante enero del 2016, Ecopetrol adquirió un crédito comercial bilateral por US\$175 millones (equivalente COP\$578 mil millones). La operación se realizó con The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd. con un plazo de 5 años, amortizable con 2,5 años de gracia sobre capital e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor + 145 puntos básicos. Asimismo, en febrero del 2016, la compañía adquirió un crédito comercial en moneda nacional con Bancolombia S.A. por \$990,000 con un vencimiento a 8 años, amortizable con 2 años de gracia sobre capital, con intereses con tasa DTF + 560 puntos básicos, pagaderos semestralmente.
- La Junta Directiva de Ecopetrol tomó la decisión de retirar los ADRs de la compañía de la Bolsa de Valores de Toronto. Esta decisión está basada en el análisis hecho por parte de la Junta Directiva, entre otros, del bajo volumen de ADRs operado en Canadá, y de la existencia de un mercado líquido para los ADRs en la Bolsa de Valores de Nueva York, y para las acciones ordinarias en el mercado local colombiano a través de la Bolsa de Valores de Colombia.
- Ecopetrol decidió suspender las actividades de producción y desarrollo del campo Caño Sur Este, ubicado en Puerto Gaitán (Meta), al sur del campo Rubiales, debido a que a pesar de las eficiencias aplicadas, el campo no logra ser rentable en la coyuntura actual. Asimismo, se presentó cierre de activos Campo Rico, Centauro Sur, Abejas, Chaparrito y Guanapalo y se está adelantando el trámite ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos del cierre de los campos CPO-09, Santa Lucia, Camoa.
- Durante los años 2008 a 2015 Refinería de Cartagena S.A. emprendió un proceso de modernización de su refinería. Al cierre de diciembre de 2015, la planta de refinería tiene un costo aproximado de US\$7,610. El pasado mes de enero la Contraloría General de la República publicó un informe denominado “Refinería de Cartagena: Lecciones aprendidas y no aprendidas de un megaproyecto”, el cual no contiene ningún hallazgo administrativo, fiscal, penal o disciplinario. La Contraloría General de la República inició una Actuación Especial con el fin de evaluar la gestión de Reficar en la modernización y ampliación de la refinería de Cartagena con el fin de determinar el adecuado manejo de los recursos públicos a partir de un análisis del modelo institucional y financiero de Reficar. A la fecha, esta actuación se encuentra en curso. A su turno, la Fiscalía General de la Nación ha anunciado el inicio de investigaciones, y la Procuraduría General de la Nación, en adición a la investigación que adelanta desde 2012, anunció una más, dentro de ámbito de sus respectivas funciones. Ecopetrol y Reficar han suministrado la información requerida y continuarán prestando el apoyo a todos los órganos de control para la revisión de los hechos materia de dichas averiguaciones.

Por su parte, Ecopetrol S.A. y Refinería de Cartagena S.A., su subsidiaria, han activado el protocolo para evaluación y revisión de los asuntos referidos por la Contraloría General de la República, entre otros.

