

INFORME DE AUDITORÍA

INFORME CONSOLIDADO ECOPETROL S.A. 2016

CGR-CDSME
Junio de 2017

**ECOPETROL S.A.
VIGENCIA 2016**

Contralor General de la
República

Edgardo José Maya Villazón

Vicecontralora General

Gloria Amparo Alonso Masmela

Contralor Delegado para el
Sector Minas y Energía

Ricardo Rodríguez Yee

Director de Vigilancia Fiscal

Fulton Ronny Vargas Caicedo

Coordinador de Gestión

Javier Alex Hurtado Malagón

Equipo de auditor Nivel Central

Responsable de Auditoría

Alba Yolanda Castillo Cruz

Equipo auditor

Martha Lucia Sandoval Nieves
Jaime Alejandro Mesa Garzón
Jeisson Zapata Rincón
Leandro Silver Rojas Medina
María Adita Cuesta Pérez
Jorge Álvaro Cala Flórez
Jairo Jesus Pulido Galindo
Yulieth Salgado Ramírez
Yesid Landaeta Espinoza

Gerencia Departamental
Colegiada Huila

Contralora Provincial

Adolfo Castro Silva

Coordinador de Gestión

Sory Cristina Solano Ramos

Equipo auditor

Olga Martínez Plaza
Nidia Stella Ceballos Forero
Luis Hernando Perdomo Fierro
Paola Tatiana Coronado Penagos

Gerencia Departamental
Colegiada Meta

Contralora Provincial
Coordinadora de Gestión
Equipo auditor

María Rocío Esperanza López Robayo
Yolanda Lobo Vásquez
Oscar Ernesto Beltrán Gallo
Luis Ariel Rivera Rojas
Héctor Javier Ávila Monroy

Gerencia Departamental
Colegiada Santander

Gerente Departamental
Supervisora
Equipo auditor

María Clara Niño Gómez
Rebeca Inés Castellanos Ulloa
Albey Alfonso Reyes Silva
Lina María Salgado Pérez
Uriel Eduardo Mejía Díaz
Jairo Mantilla Reyes
Ruperto Corredor Rodríguez



TABLA DE CONTENIDO

1	HECHOS RELEVANTES EN EL PERIODO AUDITADO	5
1.1	GESTIÓN ADQUISICIÓN ENERGÍA ELECTRICA EN LA VDP- ECOPETROL	5
1.2	FACTOR DE RECOBRO Y NECESIDADES DE DILUCIÓN	7
2	DICTAMEN INTEGRAL	11
2.1	GESTIÓN Y RESULTADOS	13
2.1.1	Gestión	13
2.1.2	Resultados	15
2.1.3	Legalidad	16
2.1.4	Financiero	17
2.1.5	Evaluación de la Calidad y Eficiencia del Sistema de Control Interno	20
2.1.6	Seguimiento al Plan de Mejoramiento	22
2.1.7	Solicitudes Ciudadanas	22
2.2	FENECIMIENTO DE CUENTA	22
2.3	RELACIÓN DE HALLAZGOS	22
2.4	PLAN DE MEJORAMIENTO	23
3	RESULTADOS DE LA AUDITORIA	24
3.1	MACRO PROCESO PLANES, PROGRAMAS, PROYECTOS Y EVENTOS EXTRAORDINARIOS.	24
3.2	MACROPROCESO GESTIÓN AMBIENTAL	48
3.3	MACROPROCESO GESTION FINANCIERA PRESUPUESTAL Y CONTABLE	138
3.3.1	Evaluación del Proceso <i>Ejecución y Cierre del Presupuesto</i>	138
3.3.2	Evaluación del Proceso <i>Revelación de los Estados Contables y Financieros</i>	139
4	SEGUIMIENTO AL CUMPLIMIENTO DE LA LEY DE ARCHIVO	182
5	SEGUIMIENTO AL PLAN DE MEJORAMIENTO	185
6	DENUNCIAS CIUDADANAS	190
7	BENEFICIOS DE AUDITORIA	191
8	ANEXOS	194
	ANEXO 1. ESTADOS FINANCIEROS	195
	ANEXO 2. SUBFORMULARIO ENTIDADES SUJETAS A VIGILANCIA QUE MANEJAN RECURSOS PARA EL MEDIO AMBIENTE – ECOPETROL S.A. VIGENCIA 2016	197

1 HECHOS RELEVANTES EN EL PERIODO AUDITADO

1.1 GESTIÓN ADQUISICIÓN ENERGÍA ELECTRICA EN LA VDP-ECOPETROL

Ecopetrol adelantó al interior de su organización una revisión estratégica en todas sus áreas de negocio y procesos, en esta, determinó la necesidad de generar ahorros estructurales para garantizar competitividad y sostenibilidad a futuro de la Compañía. Entonces, identificó el consumo de energía eléctrica como un frente importante ya que presenta un potencial significativo de optimización, entre otras cosas por cuanto Ecopetrol demanda al rededor del 10% de la energía del País.

El objetivo de la estrategia consiste en contribuir al logro de los objetivos de ahorro estructural de Ecopetrol, reduciendo el costo unitario de energía por medio de iniciativas de renegociación de tarifas, sustitución de combustibles de generación, uso de energías renovables, proyectos de generación y eficiencia energética.

Para el caso de Upstream, la estrategia comenzó el 01 de enero de 2015 y termina el 31 de diciembre de 2017, plantea una inversión de \$5.000 millones y se desarrollará en tres fases así:

Fase 1 – Definición de metas y estrategias de ahorro.

Fase 2 – Identificación, estructuración y planificación de iniciativas.

Fase 3 – Ejecución de los planes de trabajo de las iniciativas. Monitoreo y seguimiento.

De conformidad con la Entidad, el impacto que se espera luego de aplicar esta estrategia es, reducir en aproximadamente un 17% el costo unitario de energía (reducción gradual a 2017), disminuyendo en cerca de \$40.000 millones la base anual de costos de Ecopetrol a 2017 (asumiendo base 2014).

El indicador es Costo por kwh de consumo (\$/kwh) y la meta, será pasar de 127 \$/kwh (base 2014) a 106 \$/kwh (en 2017) sin incluir el costo del combustible para la energía autogenerada.

Los resultados de la estrategia a 31 de diciembre de 2016, de acuerdo con la información entregada por Ecopetrol fueron: consumo de energía para ese año en la Vicepresidencia de Producción y Desarrollo - VDP 2.248.197.052 de kwh por un valor de \$242.868,7 millones, lo cual da un resultado de 108 \$/kwh, para el año 2015, el consumo fue de 2.071.227.887 de kwh por un valor \$283.716,6 millones que lleva el indicador a 137,3 \$/kwh; esto indica que la reducción fue del 21,3% frente a una meta establecida del 19% o sea de 111,7 \$/kwh.

Ecopetrol manifiesta que la reducción del costo del kwh se consiguió a través de las siguientes estrategias:

- Fortalecimiento de la generación con fuentes más económicas
- Se implementaron los centros de autogeneración en La Cira, Casabe, Casabe Sur y Lizama.
- Se renegociaron los contratos de autogeneración, como por ejemplo el de GLP en Castilla.

Los Indicadores o resultados explicados, se sustentan en las siguientes tablas, que muestran el consumo de energía de la Vicepresidencia de Producción y Desarrollo - VDP de Ecopetrol en los años 2015 y 2016 respectivamente:

Tabla No. 1 Indicadores

TIPO ENERGÍA	kWh	Participación kWh (%)	\$COP	Participación \$ (%)
A. Contratada Gas y GLP	547.136.709	24,17%	\$ 82.494.946.072	25,82%
A.Directa Fuel Oil # 4 y Gas	1.150.546.494	50,82%	\$ 112.252.648.529	35,13%
E. No Regulada	550.926.491	24,33%	\$ 120.790.521.125	37,80%
E. Regulada	15.370.572	0,68%	\$ 4.012.195.844	1,26%
Totales VDP	2.263.980.266		\$ 319.550.311.570	
Consumo y costo La Cira	192.752.380		\$ 35.833.717.163	
Totales VDP sin La Cira	2.071.227.886		\$ 283.716.594.407	

Fuente: Ecopetrol

Tabla No. 2 Indicadores

TIPO ENERGÍA	kWh	Participación kWh (%)	\$COP SIN COMBUSTIBLE	Participación \$ (%)
A. Contratada Gas y GLP	545.300.743	22,38%	\$ 69.406.280.849	24,90%
A.Directa Fuel Oil # 4 y Gas	1.319.539.249	54,15%	\$ 76.111.984.875	27,31%
E. No Regulada	563.540.396	23,13%	\$ 129.832.389.883	46,58%
E. Regulada	8.336.276	0,34%	\$ 3.350.189.435	1,20%
Totales VDP	2.436.716.664		\$ 278.700.845.042	
Consumo y costo La Cira	188.519.611		\$ 35.832.073.855	
Totales VDP sin La Cira	2.248.197.053		\$ 242.868.771.187	

Fuente: Ecopetrol

En las tablas, se observa claramente, que en esa Vicepresidencia, el mayor porcentaje de energía que se demanda, se obtiene mediante la generación directa con un valor que supera el 50%, no obstante, en cuanto a pago de energía consumida, el mayor recurso se usa para cancelar la que se obtiene a través del mercado No Regulado¹, esto es el 46,58% en el 2016. Del análisis anterior, surgió

¹ Mercado de energía No regulado: Es el que se da en Colombia cuando el comprador de energía y el vendedor debidamente autorizado, pactan condiciones bipartitas en especial en la tarifa, en la cual los componentes regulados son invariables y se negocia el componente no regulado. Un Usuario No Regulado es un consumidor que gracias a superar un nivel límite de consumo, puede negociar libremente la tarifa de suministro de electricidad con el comercializador que desee. A este usuario se le llama No Regulado precisamente porque sus tarifas no están reguladas por la Comisión de Regulación

la necesidad de verificar qué circunstancia especial conllevó a mostrar tales cifras, encontrándose como única razón, el valor de la tarifa del kwh de la misma, por lo cual en la presente auditoría, se ahondó en la gestión de compra de energía en dicho mercado por su impacto en las finanzas de Ecopetrol.

1.2 FACTOR DE RECOBRO Y NECESIDADES DE DILUCIÓN

Como parte del incremento de recuperación de reservas de petróleo del País, Ecopetrol ha mantenido dentro de su portafolio de inversiones de los últimos 5 años programas con el propósito de aumentar el Factor de Recobro de sus diferentes campos por medio de la implementación de tecnologías de recuperación secundaria y terciaria, las cuales se agruparon en dos grupos denominados Programa de Recobro Térmico y Programa de Recobro No Térmico.

Para el caso del Programa de Recobro Térmico se proyectó la utilización de tecnologías tanto de Inyección de Aire (Combustión in Situ) como de Inyección de Vapor con lo cual se esperaría la incorporación de 300 millones de barriles de reservas de petróleo, con producción promedio de 114 mil barriles de petróleo equivalentes por día que generarían un aumento del factor de recobro en un 15 % en promedio al año 2021.

Con la proyección anterior se estimó que el Programa de Recobro Térmico tendría un presupuesto total de \$12.4 billones entre los años 2009 a 2024 donde se incluyeron los estudios, proyectos piloto y la expansión de la tecnología. A 31 de diciembre de 2016 Ecopetrol ha ejecutado recursos por valor de \$274 mil millones, tan solo 2.37% del presupuesto estimado. Para este Programa se observó en ejecución un estudio bajo el proyecto piloto de inyección de aire en campo Chichimene, el cual tiene un 72% de ejecución de su presupuesto asignado con un avance físico del 87%. Para adelantar el proyecto se construyó la Planta de Inyección de Aire PIAR – CHICHIMENE, en la que se ha invertido recursos por \$39.660,57 millones; la planta a la fecha del informe aún no ha entrado en operación, estimando la CGR un atraso en el inicio del proceso de inyección de aire de casi 12 meses, hasta el mes de septiembre de 2017 fecha para la cual se reprogramo su entrada en operación.

Para el caso del Programa de Recobro No Térmico, Ecopetrol proyectó la utilización de tecnologías tanto de Inyección de Agua y Agua Mejorada como de Inyección de Gas, con lo cual se esperaría un incremento de producción promedio de 187 mil barriles de petróleo equivalentes por día, al año 2020 que generarían

de Energía y Gas -CREG- sino que son acordadas mediante un proceso de negociación entre el consumidor y el comercializador.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

un aumento del factor de recobro en un total de 45 campos de Ecopetrol declarados en el alcance inicial del Programa.

Igualmente, Ecopetrol estimó que el Programa de Recobro No Térmico tendría un presupuesto total de \$28.1 billones entre 2012 y 2034, donde se incluyen los estudios, proyectos piloto y la expansión de la tecnología. A 31 de diciembre de 2016 Ecopetrol ha ejecutado recursos por valor de \$434 mil millones, correspondientes al 1.56% del presupuesto estimado.

A diciembre de 2016 y de acuerdo con los informes de seguimiento a cada piloto, la recuperación de reservas totales en 21 proyectos pilotos dentro del Programa de Recobro No Térmico alcanzaron un total de 2.4 millones de barriles de petróleo.

De acuerdo con los documentos alcance de cada programa, estos se encuentran alineados con el marco estratégico del Grupo Empresarial de Ecopetrol con el fin de contribuir al "Crecimiento Rentable" en la producción de 1.300.000 barriles por día al 2020.

Los programas de recobro adelantados por Ecopetrol se encuentran focalizados principalmente en el térmico hacia los campos que producen crudos pesados y extra pesados como en los campos Chichimene, Castilla, CPO9, Rubiales y Caño Sur, campos en cuya sensibilidad no solo dependerán de incrementar sus reservas bajo la implementación y expansión de la tecnologías aplicadas en los pilotos en ejecución, sino que dependerán continuamente del uso de diluyentes como Nafta para sus proceso de extracción y transporte del crudo producido.

Mediante documento de Dilución de Crudos Pesados del Instituto Colombiano del Petróleo se expresa que las reservas de Ecopetrol corresponden como mínimo en un 50% a crudos pesados y extra pesados, pudiendo representar en el 2020 el 73% de la producción de Ecopetrol los cuales requieren de disponibilidad de diluyentes para asegurar su evacuación, incrementándose su consumo en este escenario en un 54%.

De acuerdo con los gastos reportados por Ecopetrol en materia de compra de Nafta como diluyente, se registran contratos para 2015 por valor de \$3.5 billones con un volumen total adquirido de 24 millones de barriles de nafta, 96% importada y 4% en compras nacionales; para el 2016 el valor en contratos fue de \$2.8 billones con los cuales se adquirieron 21 millones de barriles de nafta, 98% importada y 2% en compras nacionales. Se manifiesta que aunque se denota una reducción del 26% en el gasto de compra de Nafta entre las vigencias 2015 a



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

2016 con disminución del 13% de los volúmenes adquiridos, es igualmente entendible para la CGR que dichas reducciones obedecen a la necesidad de menor consumo por disminución de la producción de crudo en el país durante la vigencia 2016, que obligó a Ecopetrol a implementar dentro de su estrategia de barriles eficientes el cierre de pozos no rentables e inclusive llegar a la decisión de cierre de campos de crudos pesados como CPO9 y Caño Sur Este.

Es así como en los reportes de consumos, se esgrime que durante 2016 Ecopetrol en sus campos, incluidos aquellos en asociación, utilizó un total de 20.7 millones de barriles para un promedio en consumo de nafta de 56.6 miles de barriles por día, siendo los campos del Departamento del Meta los que consumen el 90% del diluyente adquirido por Ecopetrol. Así mismo, se resalta que los campos pertenecientes al bloque Cubarral consumieron el 80% de la nafta comprada por la Entidad. Se destaca que el 55% de dichos consumos los hace el Campo Chichimene, donde se realizan la ejecución de los proyectos pilotos de los programas de recobro del portafolio de inversiones de Ecopetrol.

Se resalta que el campo CPO9 adyacente al bloque Cubarral y el cual produce crudo extra pesado posee dentro de su estrategia de incremento de producción, la implementación de la tecnología de inyección de diluyente en fondo para facilitar los procesos de extracción del crudo, es así como su reactivación obliga a Ecopetrol a incrementar los consumos de nafta en un proceso cerrado de dilución en fondo y dilución en línea para facilitar su transporte hasta las facilidades de tratamiento en campo Chichimene.

Para la CGR, es relevante el hecho que el lento avance en la evaluación y ejecución de los proyectos piloto en materia de recobro, donde Ecopetrol ha realizado importantes inversiones y cuya vigencia al 2020 es crítica para que se refleje un crecimiento rentable en materia de petróleo recuperadas, que incremente los factores de recobro de los campos beneficiarios de los programas como Campo Chichimene, máxime cuando existen antecedentes en proyectos pilotos como STAR que basado en combustión in situ tuvieron fracaso, expresado en el gasto que realizó Ecopetrol en un proyecto que no logró el impacto en beneficio rentable al Grupo Empresarial.

Así mismo, es relevante el hecho que dichos activos cuya promesa en incremento de producción dependen del éxito de la expansión de los pilotos de los programas de recobro térmico para crudos pesados, que a la fecha y después de 8 años de avance del programa aún no se ha logrado la definición de un nivel de expansión que logre la producción estimada al año 2024, que concatenado con el gasto por necesidad de nafta como única estrategia técnica de dilución para facilitar no solo



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

su transporte sino su extracción con un costo considerable para la rentabilidad del Grupo Empresarial, deparan un nivel de incertidumbre en la sostenibilidad de la producción de crudos pesados en el país; asociado al hecho que la CGR ratifica que la auto sostenibilidad en materia de producción de crudo está influenciada en gran medida por la implementación de los programas de recobro térmico y no térmico en busca del 1.300.000 barriles de petróleo por día que se proyectó Ecopetrol al año 2020.

86111

Bogotá D.C.,

Doctor
JUAN CARLOS ECHEVERRY GARZON
Presidente
ECOPETROL S.A.
Carrera 13 No. 36 – 24
Ciudad

La Contraloría General de la República, con fundamento en las facultades otorgadas por el artículo 267 de la Constitución Política, practicó Auditoría Gubernamental con Enfoque Integral modalidad Regular a Ecopetrol S.A. a través de la evaluación de los principios de la gestión fiscal: economía, eficiencia, eficacia, equidad y valoración de los costos ambientales con que administró los recursos puestos a su disposición y los resultados de su gestión en las áreas, actividades o procesos examinados, el examen del Balance General al 31 de Diciembre de 2016 y el Estado de Actividad Financiera, Económica, Social y Ambiental. Dichos Estados Financieros (no consolidados) fueron examinados y comparados con los del año anterior, los cuales fueron auditados por la Contraloría General de la República.

La auditoría incluyó la comprobación que las operaciones financieras, administrativas y económicas se realizaran conforme a las normas legales, estatutarias y de procedimientos aplicables. Así mismo, evaluó el Sistema de Control Interno y el cumplimiento del plan de mejoramiento. Es responsabilidad de la administración el contenido de la información suministrada por la entidad y analizada por la Contraloría General de la República.

La responsabilidad de la Contraloría General de la República consiste en producir un informe que contenga el pronunciamiento sobre el fenecimiento (o no) de la cuenta, con fundamento en el concepto sobre la gestión y resultados adelantados por la administración de la entidad en las áreas o procesos auditados, la opinión sobre la razonabilidad de los Estados Contables, legalidad y control interno obtenidos por la administración de la entidad en las áreas y/o procesos auditados.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

El representante legal de Ecopetrol S.A., rindió la cuenta anual consolidada por la vigencia fiscal del año 2016, el día 18 de abril de 2017 dentro de los plazos previstos en la Resolución Orgánica N° 7350 de 2013, mediante la cual se establece la rendición de cuentas e informes a través del SIRECI.

La evaluación se llevó a cabo de acuerdo con normas de auditoría gubernamental colombianas (NAGC) compatibles con las normas internacionales de auditoría – (NIA's) y con políticas y procedimientos de auditoría gubernamental con enfoque integral prescritos por la Contraloría General de la República. Tales normas requieren que se planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los Estados Financieros están libres de errores significativos. Una auditoría gubernamental con enfoque integral incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que soporta las cifras, las revelaciones en los Estados Financieros, los documentos que soportan la gestión y resultados de la entidad y el cumplimiento de las disposiciones legales, así como la adecuada implementación y funcionamiento del sistema de control interno y el cumplimiento del plan de mejoramiento.

Los procedimientos de auditoría seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo su evaluación de los riesgos de errores significativos en los Estados Financieros y de la gestión y resultados de la Entidad. En la evaluación del riesgo, el auditor considera el control interno de la Entidad como relevante para todos sus propósitos, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye, evaluar las normas de contabilidad y de información financiera así como las estimaciones contables significativas hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Consideramos que la auditoría proporciona una base razonable para expresar nuestro concepto y la opinión.

Para evaluar la gestión en el Negocio de Desarrollo y Producción de Ecopetrol S.A desde el macro proceso, la auditoría se enfocó en la evaluación misional en los planes, programas y proyectos ejecutados hasta la vigencia 2016, así como en la gestión de producción enfocada en la verificación y revisión de inversiones, operación de los activos en explotación, partiendo de sus planes de desarrollo, planes de explotación, campaña de perforación y cumplimiento de metas de producción en los campos de Ecopetrol de operación directa.

El alcance fue definido tomando como referente la información aportada por la Entidad, la muestra se tomó de un número de campos o activos en explotación, del total de campos en producción que Ecopetrol informó a la CGR donde fueron correlacionados los datos del volumen de producción total de los activos con los

costos generados en OPEX y las inversiones efectivamente erogadas CAPEX concatenando diferentes campos, gerencias y vicepresidencias de producción.

En el trabajo de auditoría se presentaron limitaciones de información, debido a que en algunos casos la información no se entregó completa y de manera oportuna, así como el acceso al sistema SAP por cuanto no se contó con las autorizaciones para la consulta de la totalidad de las transacciones necesarias para la evaluación de la información financiera, contable y contractual.

Los hallazgos se dieron a conocer oportunamente dentro del desarrollo de la auditoría y las respuestas de la administración fueron analizadas.

2.1 GESTIÓN Y RESULTADOS

La Contraloría General de la República como resultado de la auditoría a Ecopetrol S.A., por la vigencia fiscal 2016 emite concepto **favorable**, con una calificación consolidada en la gestión de 90.352 puntos como resultado de ponderar los aspectos contenidos en la Matriz de evaluación de gestión y resultados: control de Gestión, control de Resultado, control de Legalidad, control financiero y Evaluación del Sistema de Control Interno e impactada por las deficiencias encontradas en los procesos y actividades que afectan los principios de economía, eficiencia y eficacia consecuencia de las situaciones encontradas y comunicadas a la entidad en el presente informe.

El cálculo de la calificación de Gestión, comprendió la evaluación a la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, cuya evaluación incluyó la Vicepresidencia de Activos con Socios, Vicepresidencia Técnica, y las Vicepresidencias regionales de Oriente, Orinoquia, Central y Sur, estas últimas evaluadas por las Gerencias Departamentales de la CGR Meta, Santander y Huila.

2.1.1 Gestión

El componente de control de gestión tuvo una calificación de 87.73 por cuanto se evidenciaron deficiencias importantes en el desarrollo de las actividades y programas, asociadas a la planeación, controles en el desarrollo de los proyectos seleccionados, gestión social y manejo ambiental.

Se revisó el macro proceso Planes, Programas, Proyectos y Eventos Extraordinarios de la matriz de riesgo identificada para Ecopetrol S.A., a través de



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

las actividades del segmento de producción y desarrollo correspondiente a operación directa que es ejecutada por las Vicepresidencias Regionales de Ecopetrol, evaluando factores de riesgo tales como: consistencia de la información, eficiencia, eficacia, valoración de costos ambientales y legalidad.

La evaluación de la gestión e inversión de recursos se realizó a través de la revisión, análisis y verificación del contenido de los documentos soportes de decisión para la operación directa.

El resultado de la evaluación técnica y operacional, denotó debilidades que se reportan como hallazgos en este informe y de los cuales se resaltan pagos por \$1.047 millones en asumir tarifas al 100% en los contratos de equipos de perforación por incumpliendo de Ecopetrol en el cronograma de reinicio de operaciones de la campaña de perforación 2016. Previamente Ecopetrol había realizado acuerdos económicos con los contratistas basado en tarifas disminuidas en efecto de la reducción de los precios del crudo que obligaron a suspender la campaña de perforación.

Así mismo, se hallaron deficiencias en el control de operaciones de reacondicionamiento de pozos como el caso de los pozos Acae12D y Orito 148, en este último Ecopetrol sin tener la obligación reconoció un valor de \$66 millones por una inversión 100% a cargo del socio del CPI Orito, así mismo se presentó el caso del pozo Casabe 1025 que después de haberse dado su proceso de abandono técnico adecuado se incurrió en un gasto injustificado en un reabandono que deparó gastos por \$364 millones.

Se evidenció que Ecopetrol en diferentes aspectos operacionales mantiene pozos inactivos por largos periodos con justificaciones de intervenciones que no se han ejecutado en más de 10 años para algunos casos; así mismo refiere abandonos técnicos de pozos "*No convencionales*" como es el caso de la desincorporación de activos a ejecutarse en la Gerencia de Desarrollo y Producción Putumayo y el mismo caso del pozo Casabe 1025 donde encontró la CGR que la normatividad Colombiana no establece procedimiento técnicos de índole "*no convencional*". Así mismo, en el activo Caño Sur Este se presentó inobservancia normativa en el caso de la explotación del pozo Cumanday el cual no ha surtido tramites adecuados con las Autoridades Técnica y Ambiental que terminaron en el cierre del pozo. Se resalta la suspensión de los pozos Orito 196 y orito 197 en cumplimiento de lo ordenado por la Corte Constitucional en el fallo T359 de 2015 que pone en riesgo no solo la inversión de más USD\$28 millones sino del recobro de reservas por la desatención del Socio de Ecopetrol en la gestión de entorno en los derechos amparados por la Corte constitucional hacia las comunidades indígenas.

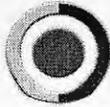
La Contraloría General de la República dentro del análisis a la gestión ambiental realizada para la vigencia 2016 desarrolló la evaluación de Ecopetrol S.A., basado en el control y seguimiento a actividades ambientales en los procesos de Producción y Desarrollo, teniendo en cuenta las funciones que tiene la entidad, verificando la gestión de cumplimiento de compromisos de Licencias, PMA's, permisos y demás requerimiento ambientales a cargo de Ecopetrol S.A., en campos operados directamente, con el que se estableció el grado de cumplimiento de estrategias, objetivos, planes, programas y proyectos de carácter ambiental que le atañen a la entidad en cumplimiento de sus fines y objetivos misionales teniendo en cuenta la muestra de proyectos y contratos de tipo ambiental que se analizaron y verificaron en campo.

La Contraloría General de la República identifica impactos recurrentes sobre recursos naturales evidenciando debilidades en la aplicación de actividades de los planes de manejo ambiental que conllevan a la generación de incidentes ambientales por causas operacionales, debilidad en la implementación de programas de mantenimiento predictivos, falta de seguimiento y control por parte de Ecopetrol S.A. a obligaciones impuestas mediante actos administrativos proferidos por autoridades ambientales que en su mayoría generan investigaciones administrativas ambientales, que han originado en los últimos años litigios ambientales causados por daño al medio ambiente en la realización y/o ejecución de actividades propias de los procesos de la empresa y que ascienden a \$ 7.177.665 millones, los cuales se tienen identificados como pasivos Contingentes por Procesos con fallo desfavorable y calificado como contingencia probable por el Comité de Determinación de pasivos Contingentes por Procesos Judiciales de Ecopetrol S.A., lo que indica una reiterada ocurrencia de eventos e incidentes con impacto ambiental en los procesos y actividades desarrolladas por Ecopetrol S.A. en la operación directa y para lo cual se ven afectados los intereses de Ecopetrol S.A.

2.1.2 Resultados

La calificación para el componente de Resultados fue de 88.11 puntos que en la mayoría de sus componentes cumplió con los objetivos propuestos. Sin embargo, la CGR evidenció algunas debilidades relacionadas con los niveles de producción proyectados, el seguimiento de convenios y el cumplimiento de impactos ambientales.

Se resalta que Ecopetrol en diferentes aspectos operacionales mantiene pozos inactivos por largos periodos con justificaciones de intervenciones que no se han



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

ejecutado en más de 10 años para algunos casos; así mismo refiere abandonos técnicos de pozos “No convencionales” como es el caso de la desincorporación de activos a ejecutarse en la Gerencia de Desarrollo y Producción Putumayo y el mismo caso del pozo Casabe 1025 donde encontró la CGR que la normatividad Colombiana no establece procedimiento técnicos de índole “no convencional”. Así mismo en el activo Caño Sur Este se presentó inobservancia normativa en el caso de la explotación del pozo Cumanday el cual no ha surtido tramites adecuados con las Autoridades Técnica y Ambiental que terminaron en el cierre del pozo. Se resalta la suspensión de los pozos Orito 196 y orito 197 en cumplimiento de lo ordenado por la Corte Constitucional en el fallo T359 de 2015 que pone en riesgo no solo la inversión de más USD\$28 millones sino del recobro de reservas por la desatención del socio de Ecopetrol en la gestión de entorno, en los derechos amparados por la Corte Constitucional hacia las comunidades indígenas.

Se evidenciaron debilidades en la gestión ambiental de Ecopetrol S.A. en lo que respecta al seguimiento y control en materia de supervisión y aplicación de correctivos operacionales, en desarrollo de las medidas de manejo establecidas en los Planes de Manejo Ambiental de Proyectos de producción por desviaciones a cumplimientos de normatividad ambiental y desviaciones a los diferentes instrumentos ambientales propios de cada uno de los campos de producción, reflejados en la recuperación y atención de impactos ambientales acumulativos (Pasivos Ambientales), áreas e infraestructura de los diferentes campos en producción de operación directa sin haber surtido el proceso de desmantelamiento y Restauración final, para poder efectuar las medidas de restauración pertinentes contempladas en cada uno de los Planes de manejo ambiental, implementación de programas de mantenimiento predictivos e inaplicabilidad de actividades de los planes de manejo ambientales que conllevan a la generación de incidentes ambientales por causas operacionales, entre las más significativas.

La disminución de las inversiones y gastos ambientales del 2016 con respecto al año 2015 fue de un 48%, y se dio principalmente por las iniciativas de optimización empresarial, la renegociación de contratos, la disminución de actividades operación, mantenimiento y la reducción drástica de las inversiones en algunas áreas operativas. Así mismo durante el año 2016 se presentó una disminución de erogaciones en inversiones voluntarias en la temática ambiental.

2.1.3 Legalidad

En la evaluación realizada por la CGR al componente de legalidad, Ecopetrol S.A. obtuvo como resultado una calificación de 85.83 tal como se describe en los

siguientes párrafos. Este componente no se logró evaluar plenamente por deficiencias en el suministro de información, adicionalmente se detectaron algunas inconsistencias.

La gestión contractual en Ecopetrol S.A. se evaluó en la operación directa, es decir en las Vicepresidencias de producción Regionales Central y Sur y fue evaluado por las Gerencias Departamentales de la Contraloría, que siendo operación directa deben cumplir con el manual de contratación y demás documentos que lo complementan.

En el tema de contratación de la vigencia, la Vicepresidencia Regional Central-VRC causó o comprometió recursos en Operación y Mantenimiento por \$452.582 millones en un total de 478 contratos, el Equipo Auditor abordó en este tema, el estudio de 15 negocios jurídicos por un valor causado en 2016 de \$134.697,2 millones, que representa el 29,8% de los recursos comprometidos en operación.

En el aspecto contractual, en la Vicepresidencia Regional Sur-VRS, se estableció una muestra de 42 contratos OPEX en cuantía de \$16.746.611 millones, recursos ejecutados en la vigencia 2016, dentro de los cuales se encuentran órdenes de compra transversales a los contratos marco.

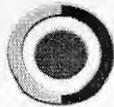
La Vicepresidencia Regional Oriente V.R.O es la de mayor producción en el país, representando el 40.6% de la producción nacional. En las regiones en la que se desarrolla la actividad se tiene la obligación de hacer inversiones de carácter social. Esta inversión está representada en convenios de los cuales se evaluaron aquellos en ejecución, liquidados y suscritos en la vigencia 2016, con un aporte total de Ecopetrol S. A. de \$247.475.596.427

2.1.4 Financiero

- Estados Financieros Separados

La evaluación de los Estados Financieros Separados de Ecopetrol S.A. correspondientes al periodo 2016, tuvo como alcance el análisis en cuanto a la revelación de los hechos económicos ocurridos durante la vigencia 2016 y selectivamente transacciones en cuentas contables representativas.

A través del sistema de información SAP, se evaluó la dinámica y razonabilidad de los saldos incluidos en las cuentas del Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2016. Se efectuó el análisis de las cuentas de Recursos entregados



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

en administración, Propiedad, Planta y Equipo e Inversiones Petrolíferas, para una muestra total de \$51.630.528 millones que representan el 45,42% frente al total del Activo de \$113.663.193 millones; en cuanto al Pasivo, se auditaron las cuentas de Préstamos a largo plazo y Beneficios a empleados a largo plazo, por un total de \$52.239.500 millones que equivale al 74,63% sobre el total del Pasivo que asciende a \$69.989.339 millones.

Adicionalmente, se consideró lo establecido en el Memorando No. 039 "Lineamientos para la realización de informes constitucionales vigencia 2016" del 27 de diciembre de 2016 suscrito por el Contralor General de la República, para los componentes de: Informe de deuda pública, Registro de la obligación pensional y Saldos por conciliar (partidas recíprocas).

- Presupuesto

Para la evaluación del componente presupuestal, se tuvo en cuenta el Memorando No. 039 de 2016 suscrito por el Contralor General de la República, específicamente en lo aplicable a Ecopetrol S.A. de lo referido en el numeral 1. Auditoría al presupuesto y al tesoro del literal A. Informe de la cuenta general de presupuesto y del tesoro; en razón a la naturaleza jurídica de la Entidad, su proceso presupuestario no se rige por los lineamientos del Decreto 111 de 1996 - Estatuto Orgánico de Presupuesto, por lo cual se verificó que ésta haya adelantado las actividades conforme a los reglamentos internos implementados.

OPINIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

OPINIÓN: SIN SALVEDADES

Ecopetrol en el Estado de Situación Financiera Separados al 31 de diciembre de 2016 presenta dentro de los Activos, Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes por \$4.619.566 millones y \$3.088.805 millones, respectivamente. En éstas se incluyen Entes Relacionados con saldo \$1.897.854 millones y \$ 2.610.341 millones, respectivamente, los cuales son detallados en la Nota explicativa No. 31.1. En la consulta efectuada a los registros en el sistema SAP de los auxiliares contables que conforman el saldo de las Cuentas por cobrar y Cuentas por cobrar por Préstamos, con entes relacionados, se evidenció que los saldos presentados en la Nota explicativa 31.1 no son coincidentes con los saldos generados del sistema SAP a 31 de diciembre de 2016, de doce (12) de los

veintiún (21) entes que se presentan en la Nota. Lo anterior genera riesgos en la calidad, confiabilidad, verificabilidad e integridad de la información reportada.

Ecopetrol S.A. revela en el Estado de Situación Financiera Separados pasivos por concepto de los Depósitos recibidos de terceros por cuantía de \$155.783 millones, valor que está conformado por los saldos de las cuentas y reclasificaciones realizadas, de acuerdo a información suministrada por la Entidad. En la consulta efectuada por la CGR a los registros en el sistema SAP de los auxiliares contables que conforman el saldo de los Depósitos recibidos de terceros, se establecieron diferencias relacionadas con partidas sin identificación del tercero, saldos contrarios a la naturaleza de las cuentas, depósitos con tercero Ecopetrol, entre otras. Inconsistencia que genera incertidumbre en las cifras reveladas en la Nota No. 20 a los Estados Financieros Separados de los Depósitos recibidos de terceros a 31 de diciembre de 2016 y sobre la calidad, confiabilidad, verificabilidad e integridad de la información reportada.

Con relación al Pasivo por beneficios a empleados se determinó que el saldo presenta diferencia frente al valor establecido en el Informe del cálculo actuarial de pensiones y bonos con corte a 31 de diciembre de 2016, en cuantía de \$2.407 millones, lo que genera sobrestimación en la cuenta mencionada.

En la confrontación de las cifras reveladas en la Nota 31 a los Estados Financieros Separados y la información reportada a la CGN sobre Operaciones Recíprocas, se estableció que se presentan diferencias, en las cuentas por cobrar a Reficar, Cenit, Compounding and Masterbatching Industry; y en las cuentas por pagar a Reficar, a Cenit, OCENSA y Oleoducto de Colombia S.A. – ODC. Adicionalmente, en la verificación realizada por la CGR a través de la confrontación de los reportes efectuados por Ecopetrol de las Operaciones recíprocas con los registros que reposan en el sistema SAP, se estableció que en algunos casos la Entidad reportó operaciones con terceros que no correspondían al registro en SAP; los valores reportados de ocho (8) entidades, no corresponden con el saldo que registra el sistema SAP; se encuentran partidas registradas en SAP de operaciones con entidades contables públicas que no fueron incluidos en el mencionado reporte.

En nuestra opinión, los Estados Financieros de Ecopetrol S.A. presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación financiera a 31 de diciembre de 2016, así como los resultados del ejercicio económico por el año terminado en esa fecha, de conformidad con los principios y normas prescritas por las autoridades competentes y los principios de contabilidad universalmente aceptados o prescritos por el Contador General de la Nación.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Los errores o inconsistencias, limitaciones o incertidumbres encontradas, ascienden a \$3.158 millones, valor que representa el 0.003% del activo total de la entidad, que al cierre del periodo 2016 ascendía a \$101.537.544 millones.

La opinión sin salvedades sobre los Estados Financieros Separados de Ecopetrol S.A., para el año 2016, indican un mejoramiento en la gestión contable con relación a lo dictaminado por la CGR para el año fiscal 2015.

CONCEPTO SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE

Como resultado de la evaluación integral realizada por la CGR al sistema de control interno de la entidad en lo que corresponde al macro proceso de la Gestión Financiera, Presupuestal y Contable, se concluye que la estructura y operatividad del mismo, a la fecha de la auditoría presenta una calificación de 1.350, que significa que el sistema de control interno es Eficiente (Matriz de evaluación de la calidad y eficiencia del control interno, anexo 6 de la Guía de Auditoría).

No obstante esta calificación general, durante el periodo objeto de evaluación, 2016, se observaron deficiencias de control interno particulares, en razón a la materialización de los riesgos relacionadas con inconsistencias en los estados o reportes financieros de la Compañía e Inadecuada clasificación, valuación y presentación de rubros de proyectos, propiedad planta y equipo, costos de abandono, recursos naturales.

2.1.5 Evaluación de la Calidad y Eficiencia del Sistema de Control Interno

En desarrollo del proceso de auditoría, se evaluó y calificó conceptual y operativamente el Sistema de Control Interno de Ecopetrol S.A, obteniendo una calificación de 1.442, que significa que el sistema de control interno es **eficiente**.

Para evaluar el Sistema de Control Interno de Ecopetrol S.A. se establecieron riesgos a nivel de macro proceso, procesos significativos y factores de riesgo que afectan la confiabilidad de la información, la eficiencia, eficacia de los procesos, legalidad, valoración de costos ambientales y los posibles riesgos de fraude que puedan estar presentes dentro de la actividad del sujeto de control.

Como resultado de la evaluación al diseño de controles implementados por Ecopetrol S.A., la calificación obtenida fue 1.532 puntos, que corresponde al concepto de "Parcialmente Adecuado". En la evaluación a la efectividad de



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

controles, el resultado obtenido es 1.403 puntos, valor correspondiente al concepto de "Efectivo". En consecuencia, de acuerdo con la metodología vigente para la evaluación del control interno, el puntaje final obtenido es 1,442, valor que permite a la Contraloría General de la República conceptuar que, para el periodo auditado, la calidad y eficiencia del Control Interno de la entidad es "Eficiente".

El análisis de los riesgos de los procesos representativos seleccionados y evaluados en desarrollo del proceso auditor, arrojaron un nivel de riesgo Eficiente a nivel consolidado, con una calificación de 77.90 puntos para la calificación de gestión y resultados.

Tabla No. 3 Matriz de evaluación de Gestión y Resultados

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA MATRIZ DE EVALUACIÓN DE GESTIÓN Y RESULTADOS Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía								
EVALUACIÓN DE GESTIÓN Y RESULTADOS	Componente	Principios	Factores Mínimos	Ponderación Subcomponente %	Calificación	Consolidación de la Calificación	Ponderación Calificación Componente %	
	Control de Gestión 20%	Eficiencia, Eficacia	Procesos Administrativos		15%	82,0	12,30	20%
			Indicadores		25%	88,7	22,18	
			Gestión Presupuestal y Contractual		35%	88,3	30,89	
			Prestación del Bien o Servicio		25%	89,4	22,36	
	CALIFICACIÓN COMPONENTE CONTROL DE GESTIÓN				100%			17,55
	Control de Resultados 30%	Eficacia, Efectividad, Economía, Eficiencia, Valoración de Costos Ambientales y Equidad	Objetivos misionales		50%	89.6	4.80	30%
			Cumplimiento e impacto de Políticas Públicas, Planes Programas y Proyectos		50%	86.6	43.31	
	CALIFICACIÓN COMPONENTE CONTROL DE RESULTADOS				100%			26.43
	Control de Legalidad 10%	Eficacia	Cumplimiento de normatividad aplicable al ente o asunto auditado		100%	85.8	85.83	10%
CALIFICACIÓN COMPONENTE LEGALIDAD				100%			8,58	
Control Financiero 30%	Economía, Eficacia	Razonabilidad o Evaluación Financiera		100%	100	100	30%	
CALIFICACIÓN COMPONENTE FINANCIERO				100%			30,00	

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA MATRIZ DE EVALUACIÓN DE GESTIÓN Y RESULTADOS Contraloria Delegada para el Sector Minas y Energía							
GESTIÓN	Componente	Principios	Factores Mínimos	Ponderación Subcomponente %	Calificación	Consolidación de la Calificación	Ponderación Calificación Componente %
	Evaluación del Control Interno 10%	Eficacia, Eficiencia	Calidad y Confianza	100%	77,90	77,90	10%
	CALIFICACIÓN COMPONENTE SISTEMA DE CONTROL INTERNO			100%			7,79
	CALIFICACIÓN FINAL DE LA GESTIÓN Y RESULTADOS PONDERADA						90,352

2.1.6 Seguimiento al Plan de Mejoramiento

Se realizó seguimiento a las acciones de mejora correspondientes a los planes de mejoramiento de las vigencias 2011, 2013, 2014 y para la vigencia correspondiente al 2015 se realizó la evaluación del cumplimiento de las actividades de mejora relacionadas con los hallazgos del componente financiero y presupuestal, las cuales se dan por cumplidas.

2.1.7 Solicitudes Ciudadanas

Durante el desarrollo de la auditoria se atendieron 5 solicitudes ciudadanas las cuales fueron atendidas por el equipo auditor.

2.2 FENECIMIENTO DE CUENTA

Con base en la calificación de los componentes, obtenida en la evaluación de la Gestión y Resultados, la Contraloría General de la República fenece la cuenta de la entidad por la vigencia fiscal correspondiente al año 2016.

2.3 RELACIÓN DE HALLAZGOS

En desarrollo de la presente auditoría, se estableció un total de 65 hallazgos administrativos, de los cuales 5 corresponden a hallazgos con alcance fiscal por valor de \$ 2.508.458.898, 5 tienen alcance disciplinario, 22 con otras incidencias y a 3 se les adelantará indagación preliminar. Estos hallazgos serán trasladados a la autoridad competente, de acuerdo con la siguiente distribución:

Tabla No. 4 Consolidado Hallazgos

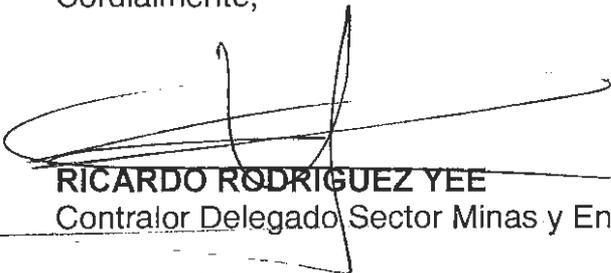
NIVEL	ADTIVOS (A)	FISCALES (F)	DISCIPLINARIO (D)	OTRAS INCIDENCIAS (OI)	INDAGACIÓN PRELIMINAR (IP)
Central	37	3	1	16	3
Meta	3	2	3	0	0
Santander	11	0	0	2	0
Huila	14	0	1	4	0
TOTAL	65	5	5	22	3

En la ejecución de la presente auditoria se presentaron beneficios de auditoria por valor de \$4.503 millones correspondiente a acciones correctivas implementadas por los diferentes operadores y Ecopetrol.

2.4 PLAN DE MEJORAMIENTO

La Administración de Ecopetrol S.A. debe estructurar, implementar y registrar en el aplicativo SIRECI de la Contraloría General de la República, conforme a la Resolución 7350 del 29 de noviembre de 2013, el Plan de Mejoramiento con acciones y metas que permitan solucionar las deficiencias comunicadas durante el proceso auditor y que se describen en el informe, dentro de los 15 días hábiles siguientes al recibo del presente informe.

Cordialmente,



RICARDO RODRIGUEZ YEE
Contralor Delegado Sector Minas y Energía

Aprobó: Comité Técnico Sector de Minas y Energía, Acta No. 10 del 28 de junio de 2017
Aprobó: Fulton Ronny Vargas Caicedo - Director Vigilancia Fiscal
Revisó: Javier Alex Hurtado Malagón. -Coordinador de Gestión
Elaboró: Equipo Auditor

3 RESULTADOS DE LA AUDITORIA

Evaluación de Gestión y Resultados

Teniendo en cuenta las conclusiones y número de hallazgos resultado de la Auditoría practicada a Ecopetrol S.A., se da Concepto Favorable, sobre la Gestión y Resultados, con una calificación de **90,352 puntos**, resultantes de ponderar los aspectos que se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla No. 5 Rangos Calificación de la Gestión

CONCEPTO DE GESTIÓN	➔	MAYOR A 80 PUNTOS	FAVORABLE
		MENOR O IGUAL A 80 PUNTOS	
FENECIMIENTO DE LA CUENTA	➔	MAYOR A 80 PUNTOS	SE FENECE
		MENOR O IGUAL A 80 PUNTOS	

Fuente: Guía de Auditoría CGR.

Conforme con la Guía de Auditoría se evaluaron los macro procesos de la Entidad, los cuales contienen los Objetivos Específicos de la Auditoría y tienen relación directa con los objetivos de la Misión de Ecopetrol S.A.:

3.1 MACRO PROCESO PLANES, PROGRAMAS, PROYECTOS Y EVENTOS EXTRAORDINARIOS.

Resultados e Impacto

Ecopetrol S.A describe en el marco estratégico 2012 – 2020 que la estrategia de la empresa está basada en generar un crecimiento rentable y sostenible con foco en los negocios de exploración y producción, optimizando la rentabilidad de los segmentos de refinación y comercialización y transporte.

La Vicepresidencia de Desarrollo y Producción VDP es el área que tendrá el reto de desarrollar los nuevos hallazgos, así como los programas y proyectos de producción que permitirán alcanzar megas empresariales a 2020.

La VDP está integrada por seis (6) Vicepresidencias, VP Regional Orinoquía, VP Regional Oriente, VP Regional Central, VP Regional Sur, VP Activos con Socios y VP Técnica, 19 Gerencias con 222 Campos en Operación. Existe relacionamiento con 38 Compañías Asociadas para una Producción en el año 2016 de 668 KBPD.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Las cuatro Vicepresidencias Regionales (Orinoquía, Central, Oriente y Sur) tienen la responsabilidad de consolidar las metas, aumentar la producción, ejecutar los proyectos que se están llevando a cabo y maximizar el valor de cada uno de los campos de operación. La región Caribe-Pacífico, estará por ahora en Exploración, y se involucrará en la VDP de acuerdo con la evolución del negocio.

Vicepresidencia Regional Orinoquía: La Vicepresidencia de Desarrollo y Producción Orinoquía está conformada por 29 campos petroleros. En 2016 tuvo como reto producir en promedio 271 mil barriles diarios de petróleo equivalente, con un factor de recobro del 14% sobre unas reservas de 583 Millones de Barriles. En desarrollo de sus proyectos fueron invertidos USD\$394 Millones.

Está conformada por la Gerencias de Operaciones de Desarrollo y Producción Apiay, Castilla, Chichimene, CPO09 y Piedemonte; dentro principales campos y producciones en miles de barriles de petróleo equivalentes (kbped) son: Castilla 121,3 Kbped; Chichimene 74,0 Kbped; Cusiana 19,3 Kbped; Cupiaguá 40,0 Kbped; CPO-09 con 0,8 Kbped; Apiay 13,7 Kbped.

Vicepresidencia Regional Oriente: Esta Vicepresidencia fue creada en julio de 2016 con el nuevo esquema de regionalización de Ecopetrol a raíz de la terminación del contrato de asociación Piriri y Participación en Riesgo Rubiales, así como el descubrimiento y comercialidad del área Caño Sur Este del bloque Caño Sur E&P; se encuentra ubicado en el departamento del Meta.

Desde su inicio de operación en Julio de 2016, la regional Oriente VRE, produjo en promedio 122 Kbped. Actualmente la componen la Gerencias de Operaciones de Desarrollo y Producción Oriente que involucra los campos de Rubiales que fue recibido para operación directa en Julio de 2016 y el campo Caño Sur Este.

Vicepresidencia Regional Central: En 2016 su producción promedio fue de 86 Kbped. En 2016 se registró la perforación de 20 pozos de desarrollo para la Gerencia Cira Infantas y 3 pozos en el área Aguas Blancas, y la inversión alcanzada para esta Vicepresidencia fue de USD\$70 Millones.

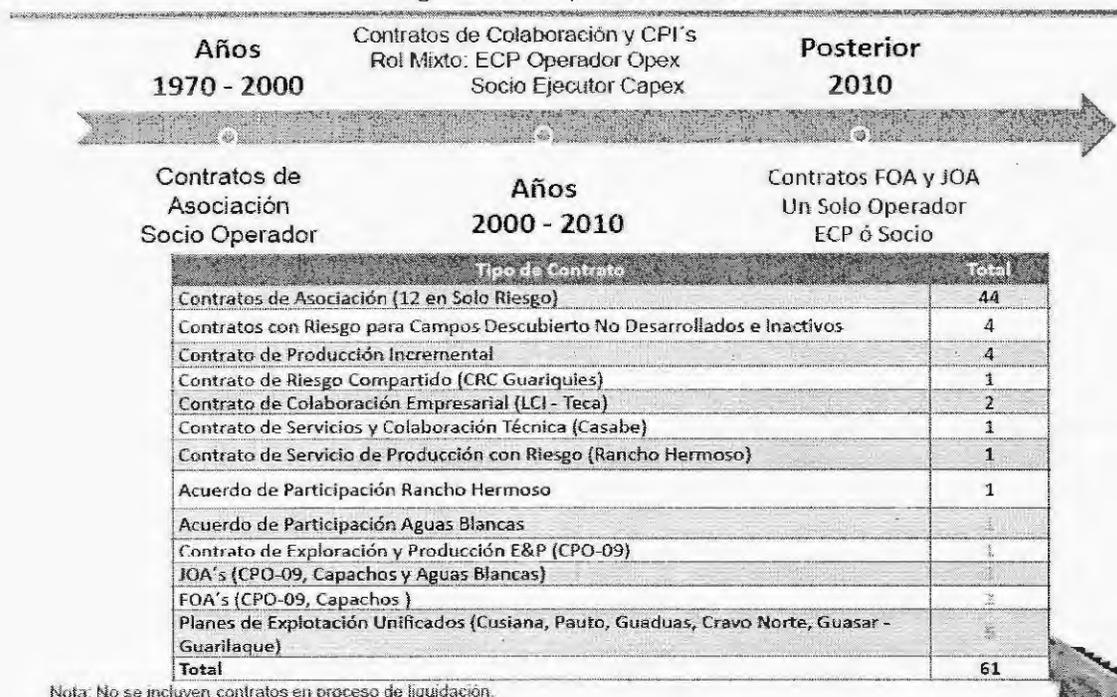
La Vicepresidencia de Desarrollo y Producción Central está conformada por 28 campos petroleros ubicados en 7 Departamentos del Magdalena Medio y el Catatumbo y distribuidos en las Gerencias de Operaciones de Desarrollo y Producción, del Río; de Mares; Catatumbo, Gerencia Cira Infantas- Teca. Entre sus principales campos y producciones en miles de barriles de petróleo equivalentes (kbped) se encuentran: La Cira Infantas 19,3 Kbped; Casabe 17,8 Kbped, Gibraltar 6,3 Kbped; Provincia 6,6 Kbped, Yarigui – Cantagallo 17,2 Kbped.

Vicepresidencia Regional Sur: En 2016 la producción fue de 29 Kbped y sus inversiones ascendieron a 50 MUSD. El factor de recobro es del 20%. Durante los últimos dos (2) años se han realizado procesos de transferencia de activos donde se han cedido las participaciones en al menos nueve (9) de los campos vinculados a esta Vicepresidencia y al menos seis (6) ventas de activos durante el año 2016.

La VRS está compuesta por las Gerencias de Desarrollo y Producción Putumayo, y Huila – Tolima. Entre sus principales campos y producciones en miles de barriles de petróleo equivalentes (kbped) se encuentran: Neiva 3,4 Kbped; Dina Cretácico 4,7 Kbped; Orito 2,0 Kbped; Área Sur 2,6 Kbped

Vicepresidencia de Activos con Socios: Es la encargada de administrar los intereses de la Empresa en los diferentes contratos petroleros suscritos antes del Decreto 1760 del 26 de junio de 2003. Está distribuida en tres (3) Gerencias: Gerencia de Activos con Socios Centro Norte, Gerencia de Activos con Socios Centro Sur y Gerencia de Activos con Socios Centro Oriente; dentro de cada una de ellas está repartida la administración de los diferentes contratos de asociación donde estratégicamente se ubican por zona y operador.

Imagen No. 1. Tipos de contratos



Nota: No se incluyen contratos en proceso de liquidación.

Fuente: Ecopetrol S.A

Entre sus principales activos en asociación y producciones en miles de barriles de petróleo equivalentes (kbped) a 31 de diciembre de 2016 son: Quifa 19,6 Kbped; Nare 15,9 Kbped; Guajira 33,3 Kbped; Piedemonte 30,4 Kbped, Rio Chitamina 19,3 Kbped (Producción Cusiana).

Durante la vigencia 2016 se dio el proceso de terminación de los contratos de Asociación Pirirí, Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Tauramena, pasando sus activos Rubiales y Cusiana a la operación directa. Sin embargo es de aclarar que el activo Cusiana sigue siendo asignado a la Vicepresidencia de Activos con Socios por vigencia del Contrato Rio Chitamina, el cual hace parte del Plan Unificado Integral de Explotación del Área Cusiana, por aplicación del factor del contrato "Tract Factor".

En 2016 la producción para la VAS fue de 220 Kbped y sus inversiones ascendieron a USD\$181 Millones. El factor de recobro es del 28%, con reservas de 651 MBPE (Millones de barriles de Petróleo Equivalentes).

Vicepresidencia Técnica: Esta Vicepresidencia está integrada por un Departamento de Tecnologías de Producción, la Coordinación de Gestión de Contratación VTE; la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, la Gerencia de Recobro y la Gerencia General de Perforación y Completamiento.

Se resalta que la VTE durante 2016 fue la encargada de ejecutar los Programas de Recobro Termino y No Térmico, así como la reactivación de la Campaña de Perforación en las áreas Rubiales, Castilla y Chichimene.

Otras Gerencias: Existe la Gerencia de Hidrocarburos no Convencionales que tiene como responsabilidad el desarrollo de yacimientos no convencionales en las diferentes cuencas del país y la Gerencia de Planeación y Gestión encargada de la estrategia y seguimiento de gestión dentro de la VDP.

Resultados reportados por Ecopetrol - Evolución de la Producción ECP

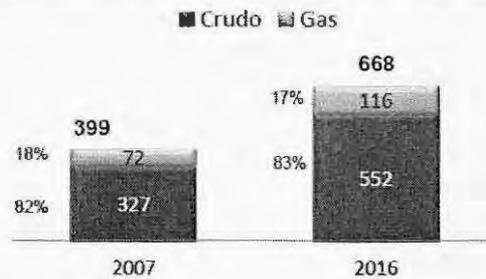
Basado en la proyección de cierre de la vigencia 2016, Ecopetrol reporta que la producción del Grupo Empresarial correspondiente a los barriles netos Ecopetrol descontando los volúmenes de los socios, incluyendo el gas ventas, una producción de 668 Kbped volumen VPD y 50 Kbped de las filiales del Grupo, incluidas la extraterritoriales.

Imagen No. 2. Balance operación directa Vs Operación asociada (Kbped)



Fuente. Ecopetrol S.A

Imagen No. 3. Relación crudo vs gas (Kbped)



Fuente. Ecopetrol S.A

La evolución de producción de crudo denota una disminución de 6% en los volúmenes del Grupo respecto de la vigencia 2015.

Imagen No. 4. Evolución de producción (Kbped)

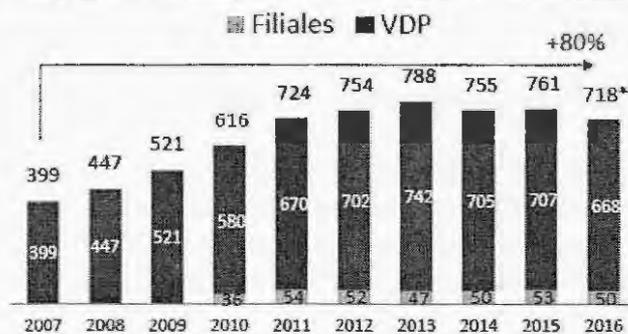
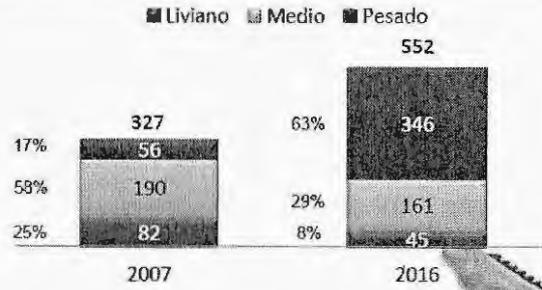
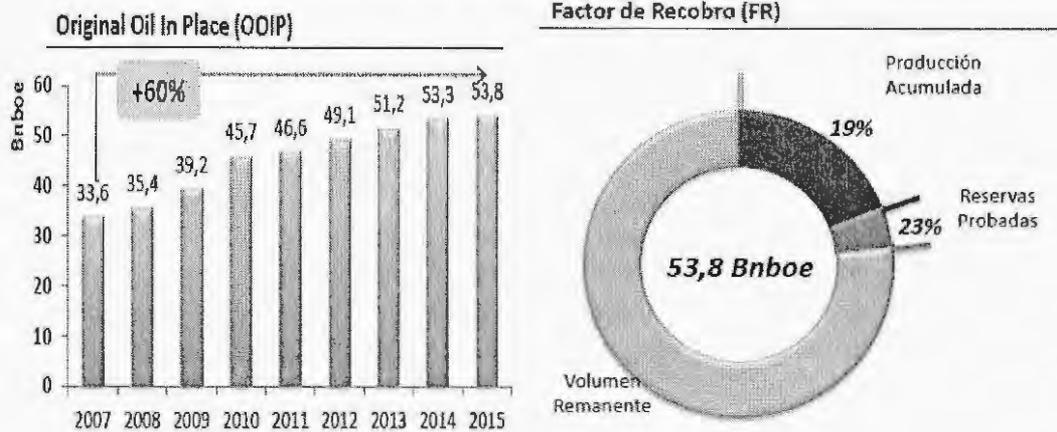


Imagen No. 5. Relación entre crudos pesados, medianos y livianos (Kbped)



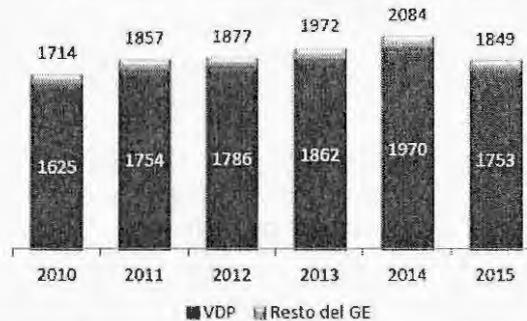
Así mismo, la evolución de las reservas de Ecopetrol S.A, se mantuvo en los últimos dos años en los 53 Bnboe (Billones de barriles de petróleo equivalente) calculados como petróleo original In-situ-OOIP.

Imagen No. 6. Evolución de reservas



La reservas 1p – Probadas para Ecopetrol S.A se estimaron alrededor de los 1.849 Mboe.

Imagen No. 7. Reservas SEC 1P (MBOE)



Gestión técnica y operacional

La estrategia para evaluar la gestión en el Negocio de Desarrollo y Producción de Ecopetrol S.A desde el Macro proceso, se focalizó a la evaluación misional en los planes, programas y proyectos ejecutados hasta la vigencia 2016, así como en la gestión de producción enfocada en la verificación y revisión de inversiones, operación de los activos en explotación partiendo de sus planes de desarrollo, planes de explotación, campaña de perforación y cumplimiento de metas de producción en los campos de Ecopetrol de operación directa.

El alcance fue definido tomando como referente la información aportada por la Entidad, la muestra se tomó de un número de campos o activos en explotación, del total de campos en producción que Ecopetrol informó a la CGR donde fueron correlacionados los datos del volumen de producción total de los activos con los costos generados en OPEX y las inversiones efectivamente erogadas CAPEX concatenando diferentes campos, gerencias y vicepresidencias de producción.

Hasta la vigencia 2016, bajo la Estrategia del Modelo de Maduración de Proyectos MMGP tuvo un universo de 373 proyectos de inversión con un valor ejecutado actual de \$ 42.9 Billones, de los cuales 299 (80%) corresponden a proyectos vinculados con la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción con un valor ejecutado de \$ 35.7 Billones (83%). A partir del segundo semestre de 2016, Ecopetrol inicio la transformación de su portafolio de inversiones separando los proyectos de inversión y el portafolio de inversiones; lo anterior bajo una nueva metodología y esquema que sustituye el MMGP, denominado Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP.

Bajo esquema del EDP, Ecopetrol reportó a la CGR que para 2017 se tenía un total de 7 programas y 97 proyectos por valor total de \$86 billones.

Para efectos de la auditoria de la vigencia 2016, el equipo auditor se encaminó sobre la base de 373 proyectos del MMGP (358 coincidentes con la base del portafolio de inversiones), toda vez que el EDP tan solo fue oficializado a partir del 22 de diciembre de 2016, definiendo los 97 proyectos que quedaron dentro de la nueva base denominada EDP.

El consolidado de proyectos se resume en la siguiente tabla, que denota la reducción en 118 proyectos totales entre las vigencias 2015 a 2016, pasando la VDP de 354 a 299 proyectos. Lo anterior por terminación de al menos 55 de ellos.

Tabla No. 6 Consolidado de proyectos

	Valor Plan Presupuestal Aprobado (\$Millones)	Valor Actual Ejecutado (\$Millones)	Valor 2016 Ejecutado (\$Millones)	Nro. Proyectos 2015	Nro. Proyectos 2016
Proyectos Consolidado Ecopetrol S.A	104.644.195	42.907.154	3.174.517	491	373
Proyectos Vicepresidencia Desarrollo y Producción VDP	95.220.290	35.711.796	2.908.239	354	299
Proyectos Vicepresidencia Técnica VTE	40.712.820	942.689	122.278	15	14
Proyectos Vicepresidencia Activos con Socios VAS	15.346.583	13.536.821	492.020	134	122
Proyectos Vicepresidencia Regional Central VRC	5.499.389	3.092.472	183.796	98	81
Proyectos Vicepresidencia Regional Orinoquia VRO	23.498.518	16.861.839	1.875.121	54	43
Proyectos Vicepresidencia Regional Sur VRS	2.864.731	670.791	100.497	52	37
Proyectos Hidrocarburos No Convencionales VDP	6.849.242	392.453	4.216	1	1
Proyectos Vicepresidencia Regional Oriente VTE	449.004	214.731	130.311		1
CONSOLIDADO VDP	95.220.287	35.711.796	2.908.239	354	299

Fuente: Ecopetrol S.A Respuesta Solicitud AEC004-AEC012

Dentro de los 299 proyectos de inversión que reportó Ecopetrol en su segmento de Desarrollo y Producción, se encuentra la regionalización, la cual incide en términos de producción de hidrocarburos basados en los promedios de Barriles de Petróleo Equivalentes por día (BEPD).

De acuerdo con lo informado por la Entidad sus niveles de producción por campos y activos en cada vicepresidencia se reportaron así:

Tabla No. 7 Niveles de producción

	Nro. Activo/campo	Producción Promedio Campos 2016 (BEPD)	Valor OPEX 2016 (\$Miles)	Valor CAPEX 2016 (\$Miles)
Campos de la Vicepresidencia Activos con Socios VAS	60	464.111,75	1.670.632.906,32	386.853.377,68
Campos de la Vicepresidencia Regional Central VRC	33	107.015,32	905.825.128,80	519.728.295,77
Campos de la Vicepresidencia Regional Orinoquia VRO	5	422.257,07	719.008.953,00	1.796.655.053,10
Campos de la Vicepresidencia Regional Sur VRS	31	37.676,51	300.629.783,30	101.610.637,00
Campos de la Vicepresidencia Regional Oriente VRE	2	133.334,00	485.799.626,00	221.478.344,77
Subtotal Ecopetrol	131	1.164.394,65	4.081.896.397,42	3.026.325.708,32
TOTAL ECOPETROL S.A (Sin Filiales)	131	1.164.394,65	4.081.896.397,42	3.026.325.708,32

Fuente: Ecopetrol S.A Respuesta Solicitud AEC006



Mediante pruebas de control y sustantivas se evaluó la gestión de explotación de activos con enfoque en proyectos de inversión y riesgos operacionales, así como en la ejecución de los diferentes planes y programas dentro de la operación de la Compañía los mismos de acuerdo con el nivel de inversiones realizadas.

Con el marco anterior se revisaron los proyectos de inversión ejecutados durante la vigencia 2016 directamente por Ecopetrol, de acuerdo con la relación de activos y proyectos en áreas de operación directa, los que fueron abordados por la CGR de acuerdo con los diferentes puntos de control. La evaluación de los activos seleccionados partirá desde la campaña de perforación 2016-2017 y los programas de recobro gestionados por la Vicepresidencia Técnica, así mismo se evaluaron las inversiones y operación de los campos incluyó las verificaciones de los Convenios de responsabilidad social cada Vicepresidencia Regional,

El resultado de la evaluación técnica y operacional, denotó debilidades que se reportan como hallazgos en este informe y de los cuales se resaltan pagos por \$1.047 millones en asumir tarifas al 100% en los contratos de equipos de perforación por incumpliendo de Ecopetrol en el cronograma de reinicio de operaciones de la campaña de perforación 2016. Previamente Ecopetrol había realizado acuerdos económicos con los contratistas basado en tarifas disminuidas en efecto de la reducción de los precios del crudo que obligaron a suspender la campaña de perforación.

Así mismo se hallaron deficiencias en el control de operaciones de reacondicionamiento de pozos como el caso del de los pozos Acae12D y Orito 148, en este último Ecopetrol sin tener la obligación reconoció un valor de \$66 millones por una inversión 100% a cargo del socio del CPI Orito, así mismo se presentó el caso del pozo Casabe 1025 que después de haberse dado su proceso de abandono técnico adecuado se incurrió en un gasto innecesario en un reabandono que deparó gastos por \$364 millones.

Se resalta que Ecopetrol en diferentes aspectos operacionales mantiene pozos inactivos por largos periodos con justificaciones de intervenciones que no se han ejecutado en más de 10 años para algunos casos; así mismo refiere abandonos técnicos de pozos "No convencionales" como es el caso de la desincorporación de activos a ejecutarse en la Gerencia de Desarrollo y Producción Putumayo y el mismo caso del pozo Casabe 1025 donde encontró la CGR que la normatividad Colombiana no establece procedimiento técnicos de índole "no convencional". Así mismo en el activo Caño Sur Este se presentó inobservancia normativa en el caso de la explotación del pozo Cumanday el cual no ha surtido tramites adecuados con las Autoridades Técnica y Ambiental que terminaron en el cierre del pozo. Se resalta la suspensión de los pozos Orito 196 y orito 197 en cumplimiento de lo

ordenado por la Corte Constitucional en el fallo T359 de 2015 que pone en riesgo no solo la inversión de más USD\$28 millones sino del recobro de reservas por la desatención del Socio de Ecopetrol en la gestión de entorno en los derechos amparados por la Corte constitucional hacia las comunidades indígenas.

Proyecto VPR - ICO Rubiales - Plan Vivienda Integral de Desarrollo Ambiental y Sostenible (VIDAS), vigencias 2014, 2015 y 2016.

Para el desarrollo del proyecto se suscribieron 3 contratos de obra en cuantía acumulada de \$ 60.278,4 millones, 35 contratos de servicios en cuantía acumulada de \$15.146,5 millones (incluidos los contratos de interventoría), 2 contratos de compra por valor acumulado de \$294.396,4 millones y 1 contrato de información y comunicaciones por valor de \$44.915,2 millones.

La CGR evaluó la ejecución de este proyecto, cuyas obras se construyeron entre diciembre de 2014 y junio de 2016 al interior de las instalaciones del Campamento Arrayanes de Campo Rubiales - Vicepresidencia Regional Oriente en el municipio de Puerto Gaitán (Meta), para la construcción de un (1) campamento permanente para 884 personas con facilidades administrativas, de operación y de bienestar. Es un proyecto Ecopetrol 100% mediante la modalidad de aporte en especie en el marco de Contrato de Participación de Riesgo Rubiales y Asociación Piriri.

En la visita practicada por la CGR se verificó físicamente la existencia de la totalidad del alcance del proyecto, con el cual Ecopetrol garantiza la centralización del personal y todos los servicios de catering en el sector de Arrayanes, obras que se encontraron terminadas y en funcionamiento.

Con la ejecución de este proyecto, Ecopetrol logró dar cumplimiento a los fines proyectados, tales como:

- a) Ahorrar costos de construcción y de operación por centralización.
- b) Mejorar la calidad de vida y asegurar el bienestar del personal que labora en campo Rubiales.
- c) Reducir el impacto ambiental de los campamentos sobre el territorio.
- d) Construir campamentos con principios de sostenibilidad.
- e) Disponibilidad de alojamiento para entrada en operación por parte de Ecopetrol a Campo Rubiales.



Obras Civiles y electromecánicas

En desarrollo de la auditoría, se evaluaron un total de veintiocho (28) proyectos de obra civil, eléctrica y electromecánica en cuantía acumulada de \$325.067 millones, de los cuales ocho (8) de ellos se encontraban en proceso de ejecución y los restantes liquidados o en liquidación.

En algunos casos, la verificación física de las obras objeto de tales proyectos se realizó sobre la totalidad de las mismas y en otros de ellos, habida cuenta de su magnitud se priorizó sobre las unidades funcionales, actividades o ítems más representativos y viables de inspección ocular. En términos generales, en las inspecciones practicadas no se detectaron deficiencias que impacten su calidad y funcionalidad, se precisó que las obras terminadas se encontraban en funcionamiento y cumpliendo con los fines para los cuales fueron proyectadas, contratadas y construidas.

Es importante mencionar que especialmente en aquellas obras relacionadas con mantenimientos y mejoramientos de vías no se observó en los informes la debida georreferenciación de los puntos o zonas intervenidas a lo largo de los correspondientes trayectos viales, aspecto que no solo es de suma importancia para el ejecutor sino también para quien realiza las labores de gestión técnica y administrativa del contrato y para los organismos de control.

Contrato de producción incremental CPI - ORITO

Como parte de la gestión del proceso auditor se realiza visita a la Gerencia de Producción Putumayo - GPY, que a su vez es parte de la Vicepresidencia Regional Sur – VRS de Ecopetrol, dentro de esta, opera CONTRATO DE PRODUCCION INCREMENTAL CPI-ORITO el cual, es Administrado por un Comité Ejecutivo del cual hace parte Ecopetrol y la Asociada Petrominerales, hoy Pacific.

Se encuentra que el campo operado por el CPI-Orito cuenta con 145 pozos, 39 Activos uno de los cuales es un pozo inyector donde se reinyecta el agua que sale con el crudo después de un tratamiento adecuado, 26 pozos están abandonados, 80 pozos están suspendidos o cerrados esperando decisiones de la gerencia del contrato para su abandono definitivo o su rehabilitación.

Se observa que la GPY cuenta con sistemas de monitoreo y control en red mediante los cuales controla el estado y producción de los diferentes pozos y equipos en operación, mide y controla las variables críticas de los procesos y

mantiene la información sobre los resultados del campo y de la GPY en general. Igualmente se observa la existencia y operación de dos laboratorios de diferente nivel que procesan la información de los productos y sus calidades, grado de concentración y composición de los productos, el principal ubicado en la Planta Orito anexa a la sede de GPY, en el Municipio de Orito.

Se encuentra un decrecimiento en la inversión durante la vigencia analizada con relación a la vigencia anterior cercano al 40.38% ya que la Inversión durante la vigencia 2015 fue de U\$26.292.970, mientras que en la vigencia 2016 la inversión fue de U\$15.675.649 dólares, situación provocada por la crisis del sector en la vigencia analizada, adicionalmente en cada uno de los Comités Ejecutivos del CPI se observa cambios en los destinos de la inversión que realiza la asociada ya que se presentan diferencias entre lo presupuestado y lo ejecutado, lo cual es aprobado por el Comité Ejecutivo del contrato.

Dentro de los resultados observados está la reducción Liftin Cost o costo de levantamiento por barril de costo promedio en 2015 U\$12.4 por barril pasó a un promedio en 2016 de U\$9.07 por barril, objetivos que mantuvieron viable en términos económicos a la Gerencia de Producción Putumayo.

A partir de la información recaudada, se estableció el siguiente hallazgo:

Hallazgo No. 1 Inversiones en el Pozo Orito 148 (AF)

El Contrato de Producción Incremental CPI – Orito suscrito entre Ecopetrol S.A y Petrominerales LTD como Asociada (Anteriormente AEC Colombia y posteriormente Pacific Rubiales), señala que la gestión de Ecopetrol debe desarrollarse cumpliendo los principios de la gestión administrativa de eficiencia, eficacia, economía, celeridad y valoración de costos ambientales.

Este contrato fue suscrito por los socios, con el objeto de *“Obtener Producción Incremental de Hidrocarburos en los Campos Iniciales y en posibles nuevos descubrimientos en el Volumen Contratado”*. En la cláusula 1.2 del CPI Orito, se manifiesta que dentro del alcance del Contrato se encuentran *“el reacondicionamiento y mantenimiento de pozos (que comprende entre otras, operaciones tales como conversión de pozos inyectoros a productores y viceversa, estimulación, reactivación, registros, exclusiones y cañoneos)”*.

En su Clausula Cuarta el CPI define que son Actividades de Inversión *“Todas las actividades tendientes a evaluar, obtener e incorporar Producción Incremental. Tales actividades serán realizadas por LA ASOCIADA o a través de sus*



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

contratistas, de conformidad con lo establecido en este Contrato y su Anexo B". Así mismo el CPI Orito, establece como máxima instancia el Comité Ejecutivo para la toma de decisiones en materia de inversión para la producción incremental del volumen contratado.

El pozo Orito 148 inmerso en el volumen del área del Contrato CPI Orito fue perforado en julio de 2013 y quedó suspendido desde marzo de 2015 por un incidente operacional.

Mediante Comité Ejecutivo No.3 del CPI Orito del día 15 de diciembre de 2016, el socio del contrato, plantea ejecutar una inversión de USD\$295.381 para reacondicionar el pozo y cañonear un nuevo intervalo de la formación productora, cambiando el sistema de levantamiento de bombeo mecánico a bombeo electro sumergible, considerando que Ecopetrol debía asumir tres días de costos en la inversión de la reactivación del pozo que aportaría volumen incremental.

Encuentra la CGR que Ecopetrol a través de sus responsables, acepta la solicitud y desatiende el hecho que los trabajos propuestos por el socio son para reacondicionar el pozo en una zona nueva a cañonear y cambiar el sistema de levantamiento para reactivación del mismo; trabajos que son descritos en el CPI Orito como 100% a cargo del socio y corresponden a la producción incremental, por lo que Ecopetrol termino erogando la suma de \$66.576.147 dentro de la inversión de reacondicionamiento y mantenimiento del pozo efectuado por el socio en el año 2016.

Observa la CGR afectación al patrimonio de Ecopetrol por la erogación de \$66.576.147, en gastos de inversión que realizó el socio para el reacondicionamiento y reactivación del pozo Orito 148 con el fin de obtener producción incremental, cuya obligación descrita en las actividades de inversión de la cláusula cuarta del CPI Orito, están a cargo del mismo, desatendiendo lo contemplado en el contrato respecto de las obligaciones del Socio en materia de inversión, derivando en una gestión antieconómica que afecta los recursos del Estado.

Hallazgo administrativo con incidencia fiscal.

Hallazgo No. 2 Pozos Inactivos y Cerrados Putumayo (A)

La Resolución 181495 de 2009, modificada por la Resolución 40008 de 2015 expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, determinó en su artículo 30, *"Artículo 30. Condiciones para el taponamiento y abandono. Cuando se haya*

perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse definitivamente, será taponado y desmantelado inmediatamente, en cuyo caso, previa la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, del nuevo programa de abandono. Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación.

Así mismo en su artículo 54 la Resolución 181495 de 2009, establece lineamientos sobre desmantelamiento de construcciones e instalaciones; de igual manera Ecopetrol dentro de su Directriz en materia de pasivos ambientales y/o problemas acumulados, describe que se debe asegurar las etapas de abandono físico, desmantelamiento de instalaciones, recuperación o restauración con lo cual se hace la entrega final de todos aquellos equipos y activos que con el paso del tiempo dejaron de producir.

En inspección realizada por la CGR a las áreas Sur, Noroccidente y Orito de la Gerencia de Desarrollo y Producción Putumayo, se observaron diferentes situaciones con el estado de los pozos Orito 3, Orito 24, Orito 28; Orito 32, Orito 33, Orito 58, Orito 98, Orito 127, Orito 152, Churuyaco 6, Loro 2, Loro 12D, San Antonio 1, San Antonio 5, San Antonio 13, Caribe 2 y Quriyana, pozos que se encuentran en estado de inactividad por diferentes situaciones técnicas, sin que a la fecha se haya resuelto su destinación final. La criticidad de la condición de los pozos mencionados se dimensiona sobre el tiempo de inactividad, pozos incluso con 10 años de suspensión, cabezales, líneas, contrapozos en condiciones de abandono total.

Imagen No. 8. Estado de pozos Orito





Algunos pozos reportados para abandono pozos Orito 17, Orito 22, Orito 31, Orito 51, Orito 116 y Orito 163, se manifiesta solicitud de autorización de abandono no convencional, lo cual no se especifica en la norma vigente que su ejecución se encuentra dentro de las operaciones autorizadas para abandono de pozos en cualquiera de los tipos abandono definitivo o temporal de los que habla la Resolución 400048 de 2015.

Las condiciones técnicas por el no abandono adecuado de los pozos generan situaciones riesgo en la integridad de los pozos no abandonados como las de los pozos Orito 33, Orito 56 y Orito 58 cuyas locaciones se facilitan bajo figura de Delegación de Autoridad de Área (Handover). A la fecha de visita a estas locaciones por parte de la CGR los documentos de delegación para estas locaciones se encontraban vencidos, sin que Ecopetrol hubiese tomado los correctivos del caso.

La CGR observa una gestión insuficiente por parte de Ecopetrol, en la atención al estado de pozos en cada área, que oportunamente no han sido intervenidos, generando inactividad sin planes de abandono concretos para cada área, desatendiendo las disposiciones y obligaciones adquiridas en la operación de las áreas delegadas, inobservando lo establecido en la Resolución 181495 de 2009 y la Resolución 400048 de 2015, sin establecer un plan de abandono efectivo en cada área, manteniendo pozos inactivos por largos periodos sin ejecutar actividades en los mismos que desvirtúan la necesidad de mantenerlos en dicha condición con la justificación de ser candidatos a intervenciones que no se han dado durante varios años, aún en condiciones favorables de precios de crudo.

Hallazgo Administrativo.

Hallazgo No. 3 Trabajos de reacondicionamiento Pozo Acae12D (A)

Para el desarrollo del área Sur de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo, se aprobó mediante Documento Soporte de Decisión - DSD el proyecto de la campaña de reacondicionamiento de pozos para la vigencia

2016, tal como se observa en el DSD de sanción de la fase 3 del proyecto. El objeto de dicho proyecto es valor para la Gerencia mediante el desarrollo de 3.65 millones de barriles de petróleo, a través de la campaña de reacondicionamiento de pozos.

Dentro del alcance anterior se definió como prospecto la intervención del pozo Acae 12D para efectuar trabajos de re cañoneo y estimulación. Durante la ejecución de las actividades se presentaron hechos operacionales que derivaron en suspensión del pozo por fallos operacionales en los trabajos con el CT (Coiled Tubing). A la fecha el pozo se encuentra en condición de inactividad sin determinar las responsabilidades.

Observa la CGR, que Ecopetrol S.A. ha fallado en la ejecución de las actividades de reacondicionamiento del pozo Acae 12D, ocasionado por los trabajos de CT (Coiled Tubing) inefectivos que impidieron la incorporación de producción en la ejecución de la campaña de reacondicionamiento específica de la vigencia 2016, cuya promesa de valor estaba proyectada para incorporar 0,264 millones de barriles de petróleo en el volumen de reservas del área sur de la Gerencia de Desarrollo y Producción Putumayo.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 4 Suspensión pozos Orito 196 y Orito 197 (A)

El área Orito de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo, opera el campo y al cual Ecopetrol como estrategia de asociación suscribió un Contrato de Producción Incremental con la Compañía Petrominerales (Actualmente Pacific Rubiales) CPI Orito, el objeto del mismo es Obtener Producción Incremental de Hidrocarburos en los Campos Iniciales y en posibles nuevos descubrimientos en el Volumen Contratado, cuyo alcance entre otros son La generación, financiación y ejecución de programas y proyectos de inversión en producción; reacondicionamiento y mantenimiento de pozos y perforación convencional, horizontal, lateral y profundización de pozos.

Así mismo se instaure como máximo órgano de decisión la Gerencia Conjunta y el Comité Ejecutivo integrado por los socios y el cual es el encargado de establecer los presupuestos y planes de desarrollo para el área del CPI.

Mediante cláusula 31 del CPI Orito se establecen obligaciones en aspectos ambientales y de entorno, tales como que el Comité Ejecutivo establecerá las normas y políticas para el manejo de las relaciones externas, que permitan una



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

adecuada caracterización y análisis de las condiciones sociales, económicas y políticas de la región y que sujeto a lo anterior, *LA ASOCIADA* elaborará la caracterización antes mencionada acerca de la realidad ambiental y social de las zonas donde se ejecutarán las Actividades de Inversión.

Con base en la sentencia T-359 de 2015 emanada de la Corte Constitucional de Colombia, se ordena a Ecopetrol y Petrominerales, la suspensión de las actividades de explotación en el área denominada Orito 70, donde se ubican los pozos Orito 195 y Orito 197, perforados como parte de las inversiones de desarrollo para el área Orito. En Efecto de dicha sentencia se denotan deficiencias en materia de análisis del entorno y negación al derecho a la consulta previa que tenían las comunidades del área, por lo que encuentra la CGR una inobservancia de las condiciones y obligaciones del CPI Orito establecidas en la cláusula 31 al demostrarse que no se realizó una caracterización adecuada del entorno por parte del Socio quien tenía dicha responsabilidad.

Teniendo en cuenta la suspensión de los pozos Orito 196 y Orito 197 que hacen parte del plan de desarrollo del CPI Orito, se pone en incertidumbre el volumen incremental de las reservas a recuperar que le corresponderían a Ecopetrol, al igual que la rentabilidad en términos de barriles eficientes y el repago de los pozos perforados cuya inversión asciende a USD\$ 28.3 Millones, generado por una incorrecta gestión en la caracterización adecuada y análisis de las condiciones sociales de la región como obligación del socio, de acuerdo con las condiciones del CPI, al no realizar la consulta previa con las comunidades indígenas presentes tal como lo estableció la corte Constitucional en la sentencia T-359 de 2015.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 5 Medición Combustibles producidos en la UDP Orito (A)

Mediante Resolución 181490 de 2002, expedida por el Ministerio de Minas y Energía se reglamenta las características mínima que debe cumplir los combustibles tipo Jet A-1. En la misma resolución se determina que las características de los combustibles serán medidas bajo el estándar de la Norma Técnica Colombiana NTC 1899 sobre turbo combustibles. En la misma norma se define que uno de los criterios a medir para la calidad del combustible tipo Jet-A-1 será el de Materiales Residuales Contaminantes FAME, que contamina el turbo combustible cuando está presente en niveles iguales o superiores a 5 mg/kg.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

En la Planta (Unidad) de Procesos UDP de la Gerencia de Operaciones y Desarrollo Putumayo, se realiza el proceso de destilación primaria en actividades de refinación, donde se producen combustibles Jet A-1 para aviación. En la visita de la CGR a la UDP se evidenció que los parámetros de medición de calidad del Jet A-1 no incluyen la determinación de Materiales Residuales Contaminantes FAME, evidenciado en el informe para el reporte de resultados realizado en el Laboratorio de la Refinería de Barrancabermeja donde se analizan las características del Jet A-1 producido en la UDP de Orito.

Igualmente en la UDP se produce combustible tipo Fuel Oil No.4, que según lo informado por Ecopetrol es usado en la operación interna de Ecopetrol como combustible. Dentro de los parámetros de calidad medidos en formato de visto bueno (PCG-F) se refiere en el numeral 1, que las Especificaciones Producto Ecopetrol están basadas en la Resolución 182087 de 17 diciembre 2007, en los formatos de visto bueno revisados de los últimos 9 meses se detecta que el contenido de azufre en el combustible analizado se encuentra por encima del 0.35% durante este periodo superando el 0.1% permisible. En aclaración mediante respuesta a la observación Ecopetrol manifiesta que la Norma Técnica a Aplicar es la NTC 1549, sin embargo esto no se refleja en los formatos de visto bueno como cumplimiento en aplicación de dicha Norma.

Por lo anterior observa la CGR que al Turbo Combustibles Jet A-1 para aviación producido en la UDP de Orito, no se realiza medición de Materiales Residuales Contaminantes FAME, de acuerdo con la Norma Técnica Colombiana NTC, generado por la inobservancia de la misma. Así mismo para el combustible tipo Fuel Oil No.4 se establecen mediciones con contenidos de azufre que superan los límites asumidos por la Empresa que pueden afectar los niveles contaminantes en las áreas operacionales de Ecopetrol.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 6 Instrumento Ambiental y Permiso Producción Pozo Cumanday (A)

Ecopetrol S.A. suscribió el 20 de junio de 2005 contrato E&P en el Bloque Caño Sur con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el 12 de noviembre de 2013 Ecopetrol S.A. declaró la comercialidad para el área Caño Sur Este, con el fin de ejecutar actividades de explotación de hidrocarburos propias de la industria, área que comprende 54.309,2 Ha (Hectáreas).



Para el desarrollo operativo de las actividades en el área, Ecopetrol S.A. dividió el bloque Caño Sur Este en dos áreas: el área Norte la cual cuenta con Licencia Ambiental Exploratoria otorgada por la ANLA a través de la Resolución 602 del 22 de junio de 2014, modificada por la Resolución 961 de 2014 y el Área Sur que cuenta con Licencia Ambiental Global de Producción mediante la Resolución 0879 del 1 de agosto de 2014.

Ecopetrol S.A. mediante comunicación del 18 de diciembre de 2014, solicita a la ANH la autorización para realizar el completamiento y pruebas de producción en el pozo Cumanday – 1 en el marco del contrato E&P Caño Sur. La Agencia Nacional de Hidrocarburos mediante comunicación del 6 de enero de 2015 indicó a Ecopetrol S.A., entre otras precisiones lo siguiente: El pozo Cumanday-1 hace parte del Plan de Explotación de Caño Sur Este, lo cual quedó consignado en el documento radicado el pasado 10-febrero-2014 (Rad. 20146240023422) tal como aparece en el capítulo 1 (página 5) y capítulo 2.2 (página 14), donde se muestra esta zona como de gran interés para el desarrollo del activo.

Dado que la intervención del pozo Cumaday-1 no se pudo realizar a finales del 2014, Ecopetrol lo incluyo en su plan de trabajo para el 2015 el cual fue radicado el 28 de Noviembre de 2014 (EPIS). El caso de Cumanday se reseña en el capítulo 2 (página 21) refiriendo que además, fue incluido en el pronóstico de producción para el año 2.015 que aparece en el capítulo 3 (página 23).

La oficina de zona (9) de la ANH autorizó probar el pozo Cumanday-1 y seguir las siguientes recomendaciones: • *A1 pozo solo se le realizaran pruebas iniciales ya que el área a pesar de tener comercialidad no cuenta con licencia global ambiental.* • *Por lo tanto concluidas las pruebas iniciales y si es productor como se espera, el pozo debe-ser cerrado y debidamente asegurado, hasta que se obtenga la Licencia global o un permiso especial de producción.* • *Dado que el pozo está en área comercial, todo pozo se considera de desarrollo a nivel de las arenas basales de Carbonera por lo tanto se debe actualizar la forma 4CR ya que se cambia el status del pozo (estratigráfico a productor)* • *De haber producción se incluirá en las formas de producción del campo Caño sur Este 8 -CSE8.*

Ecopetrol S.A. atendiendo la declaratoria de comercialidad en el área del Bloque Caño Sur y en aras de realizar actividades de explotación en el área de Perforación Exploratoria Mago Norte, conllevó que fuera necesario de conformidad con lo señalado en el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.3.2.2 de la sección 2 del Decreto 1076 de 2015, modificar la Licencia Ambiental otorgada a través de la Resolución 602 de 2014 modificada por la Resolución 961 de 2014.



Adicionalmente y conforme a lo establecido en el artículo cuadragésimo quinto (45) de la Resolución 602 de 2014, mediante la cual la ANLA otorgó Licencia Ambiental para el desarrollo del proyecto Área de Perforación Exploratoria Mago Norte, en donde esa autoridad señaló que: (...) Antes de finalizar la etapa exploratoria y de acuerdo a los resultados obtenidos en ella, para entrar a la etapa de explotación, la empresa Ecopetrol S.A. podrá presentar a esta Autoridad, la solicitud de modificación de la presente Licencia ambiental siempre y cuando el área de interés de explotación corresponda al área de interés de exploración previamente licenciada. De lo contrario, la Empresa deberá solicitar Licencia Ambiental Global a la ANLA, con el respectivo Estudio de Impacto Ambiental para el campo de acuerdo con los términos de referencia HI-TER-1063 acogidos mediante Resolución 1543 del 6 de agosto de 2010.”

Ecopetrol precisó a la Autoridad ambiental competente, que el área para el desarrollo de actividades objeto de solicitud de modificación, corresponde al área de interés de exploración previamente licenciada es decir a un área de 28.246,98 Ha.

La ANLA mediante comunicación del 30 de octubre de 2015 le informa a Ecopetrol S.A. que deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo primero de la Resolución 602 de 2014, de conformidad con lo establecido en el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.3.2.2 de la sección 2 del Decreto 1076 de 2015. Igualmente y para la presentación de la solicitud de modificación de la licencia ambiental se debió presentar la documentación de acuerdo a lo establecido mediante el artículo 2.2.2.3.7.2 del Decreto 1076 de 2015

En el plan de desarrollo de Caño Sur Este se establece que Mago Norte cuenta con Licencia Ambiental Exploratoria otorgada bajo la Resolución 602 de 2014, bajo la cual el pozo Cumanday-1 fue completado en el mes de enero de 2015; precisa la CGR que el pozo Cumanday fue perforado como pozo estratigráfico dentro de un área exploratoria con el fin de adquirir información de la nueva área en exploración. El pozo fue reclasificado mediante forma ministerial a pozo de desarrollo directamente sin que el pozo perteneciera a un campo debidamente declarado en desarrollo. A la fecha el pozo Cumanday ha producido 23.000 barriles de petróleo bajo un permiso especial de producción sin que se haya logrado la modificación de la respectiva licencia exploratoria y con inconsistencias en su manejo y control, puesto que en Informe Técnico Anual presentado para la vigencia 2016, ya se establece el área Cumanday como un campo de desarrollo, sin que para ello se hayan obtenido las modificaciones y licencias requeridas.

En aprovechamiento de la licencia ambiental exploratoria otorgada mediante Resolución 602 del 22 de junio de 2014 expedida por la ANLA, se ha venido



presentando desarrollo del pozo Cumanday-1, el cual fue incluido en el pronóstico de producción para el año 2.015 y que actualmente ya se encuentra cerrado por la ANH, técnicamente trasgreden lo contemplado en las condiciones del Contrato E&P y lo estipulado en el Código de Petróleos, la Resolución 181495 de 2009, Resolución 40048 de 2015 en materia de explotación, puesto que sin la licencia global ambiental, no es posible el desarrollo y producción de ningún área con Licencia ambiental exploratoria, tal como se presentó durante el año 2016.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 7 Abandono del pozo Casabe 1025 (ADF)

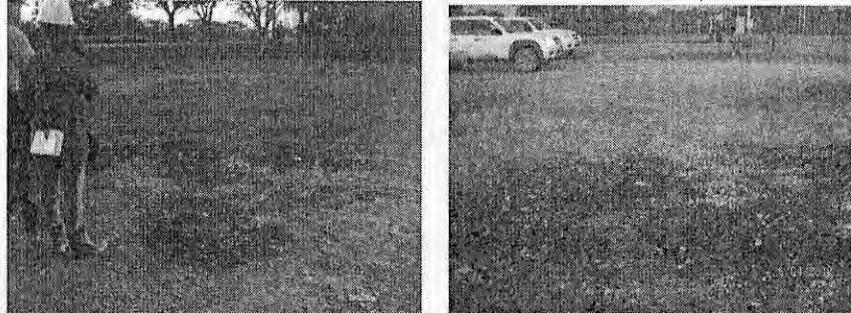
Que el artículo 5 de la Resolución 4 0048 de 2015 modificatoria de la Resolución 181495 de 2009, expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, relacionado con las condiciones para el taponamiento y abandono de pozos señala que *“Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse definitivamente, será taponado y desmantelado inmediatamente, en cuyo caso, previa la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, del nuevo programa de abandono. Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación. Los trabajos necesarios para el taponamiento tendrán como objetivo el aislamiento definitivo y conveniente de las formaciones atravesadas que contengan petróleo, gas o agua, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en superficie. En cualquiera de estos eventos se debe diligenciar el formulario 10A “Informe de taponamiento y abandono”.*

Precedente a la anterior normatividad se encontraba el Decreto 1895 de 1973 mediante el cual se establecían las normas técnicas para el abandono técnico de pozos de petróleo. El mismo decreto incluía igualmente la obligación de la suscripción de los informes de taponamiento y abandono de acuerdo con el Formulario 10A. De acuerdo con esta normatividad el objeto de un abandono técnico es asegurar que los yacimientos abandonados queden efectivamente sellados y sus instalaciones desmanteladas, tal como lo refiere la normas colombianas mencionadas anteriormente que ordenan que los abandonos aseguren un aislamiento definitivo y conveniente de las formaciones atravesadas que contengan petróleo, gas o agua, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en superficie.

En visita de la CGR a la locación Casabe 264 (26 de mayo de 2017), donde debería ubicarse el pozo Casabe 1025 en las coordenadas 1.269.205N 1.017.375E, el cual había sido parte de las inversiones ejecutadas en el activo Casabe con un trabajo de reabandono ejecutado con el contrato 5222487 de 2015, no se encontró contrapozo, placa de abandono, ni evidencia física del pozo Casabe 1025.

Este pozo fue perforado en el año 1986 y su vida productiva finalizó en el año 2005. De acuerdo con lo informado por Ecopetrol (Comunicación 2-2017-041-887), el abandono inicial del pozo Casabe 1025 fue realizado en el año 2005 mediante operaciones que la Entidad denomina abandono “no convencional”, criterio que dentro de las normas colombianas no ha estado establecido. En igual orden de ideas en comunicación 2-2017-041-961 de junio de 2017 la Entidad ratifica que el abandono inicial del pozo Casabe 1025 se realizó bajo los estándares de la normatividad, vigente al año 2005. Ecopetrol no presentó evidencia de la existencia de la forma ministerial 10A CR del abandono técnico del pozo Casabe 1025 del año 2005.

Imagen No. 9. Locación Coordenadas 1.269.205N 1.017.375E (Casabe 1025)



La Normatividad Colombiana desde el año 1973 no tiene dentro de las regulaciones establecidas abandonos técnicos de pozos referidos a procedimientos “no convencionales”. Los abandonos reglamentados se precisan como un abandono técnico definido desde el Decreto 1895 de 1973 (Vigente a la fecha del abandono inicial del pozo Casabe 1025), la Resolución 181495 de 2009 y la Resolución 400048 de 2015.

Teniendo como referente que el abandono inicial se realizó bajo los estándares de la normatividad vigente al año 2005, no se encuentra sustento adecuado para la operación de reabandono del año 2015, siendo ésta innecesaria ya que durante la misma se evidencian efectos operacionales producidos por la inyección de agua en el área, que evidenció afectación en los sellos del pozo Casabe 1025, tal como se describe en reportes de operaciones del reabandono del 20 de diciembre de

2015 y del 25 de enero de 2016; lo que no es normal teniendo como antecedente que el pozo había surtido un proceso de abandono técnico adecuado tal como se refleja en el estado mecánico posterior al abandono inicial del año 2005, presentado por Ecopetrol en formato PCF-056, el cual cumplía con los requerimientos de la norma vigente a la fecha del abandono inicial y que además no se encontraban fallas dentro del pozo abandonado que implicaran la necesidad de erogar recursos en un reabandono por \$364.350.000, cuando el pozo técnicamente ya había sido abandonado de forma adecuada.

Del proceso de reabandono aún con los gastos realizados, no se ha dado cumplimiento a lo exigido en la Normatividad Colombiana por la ausencia de los informes de taponamiento y abandono, Forma 10 ACR, tal como lo ordena la Resolución 181495 de 2009 y 400048 de 2005 Expedidas por el Ministerio de Minas y Energía.

Observa la CGR que Ecopetrol S.A, incurrió en gastos injustificados en cuantía de \$364.350.000 ejecutados con el contrato 5222487 de 2015 en las operaciones de reabandono del pozo Casabe 1025, que técnicamente no fue soportado derivando en un menoscabo al patrimonio de Ecopetrol y por ende del Estado, en un pozo que ya había surtido su proceso de abandono definitivo técnicamente conforme con la Normatividad Colombiana.

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria y fiscal.

Hallazgo No. 8 Pago inactividad equipos Pace-X pos acuerdo (AF)

El día 30 de abril de 2015 se dio inicio a la ejecución del Contrato 5222804 de 2015 cuyo objeto es el "*Servicio de ejecución de las operaciones de perforación, terminación, pruebas y completamiento de los pozos de Ecopetrol S.A.*", suscrito con la Compañía Nabors Drilling International Ltda.

Que dentro de las especificaciones técnicas del contrato se incluía la entrada en operación de 6 equipos de última tecnología denominados Pace-X y 2 equipos usados en el contrato precedente denominados Pace-II, el total de los 8 taladros iniciarían operación entre el 05 de septiembre de 2015 al 14 de noviembre de 2015, de acuerdo con lo previsto en el acta de inicio del contrato.

El 23 de Octubre de 2015 se suscribe un acta de acuerdo de descuentos, basado en la negociación surtida entre las partes partiendo de la situación difícil por la caída del precio del petróleo del año 2015. Desde la vigencia 2015 y hasta el mes de abril de 2016, se suscriben diferentes actas de suspensión del contrato, donde

los diferentes taladros quedaron sin operación hasta tanto Ecopetrol surtiera un proceso de negociación con el contratista. La negociación se basó en las propuestas de cobro y descuentos en las tarifas de operación de los equipos estipuladas en el contrato.

Consecuentemente el 25 de abril de 2016, se firma el acta de acuerdos económicos No.1 del contrato 5222804 de 2015, en la misma se estipula que a partir del primero (01) de abril de 2016 se pagará 50% de la tarifa de equipo inactivo sin cuadrilla (USD\$ 12.914,09/día) para los cuatro taladros Pace-X (PX42, PX43, PX44, PX45) que no quedarían en condición de suspensión y que serían reactivados según el cronograma de actividades de Ecopetrol, hasta el día en que se reinicien las operaciones para cada taladro, esto es la fecha de firma del acta de inicio de operaciones en cada pozo. Así mismo en la anterior acta se realizó extensión de la validez de los términos y condiciones del Acta de Descuentos hasta el 31 de diciembre de 2016.

El cronograma de actividades para el reinicio de operaciones fue comunicado por Ecopetrol el 03 de abril de 2016, estableciendo las fechas de inicio por taladro así: PX43, PX44, PX45 para el día 30 de abril de 2016 y el PX42 para el día 12 de mayo de 2016. Un día después El contratista manifiesta que para el reinicio del cronograma de actividades se requieren 10 días para los taladros PX43, PX44, PX45 y 19 días para el taladro PX42.

Consecuentemente hasta el 25 de abril de 2016, Ecopetrol determina que los taladros PX43, PX44, PX45 debían iniciar operaciones el 06 de mayo de 2016, esto es 36 días después de los efectos de la tarifa del 50% establecida en el acta de acuerdos económicos No.1 del contrato 5222804, encontrando la CGR que entre mayor la demora en la definición del inicio de las operaciones, la Entidad debería cubrir la tarifa establecida en dicho acuerdo para el equipo inactivo sin cuadrilla. Lo anterior determinaba que a más tardar el 5 de mayo de 2016 los equipos debían estar listos para iniciar actividades, después de surtir todos los procesos para el reinicio.

Sin embargo encuentra la CGR que el inicio real de operaciones de los tres taladros PX43, PX44, PX45 fue posterior a la fecha que el cronograma del 25 de abril había establecido, generándose que ya no se aplicarían los efectos del acuerdo sobre la tarifa del 50% para equipo inactivo sin cuadrilla, sino que los días en la demora del inicio de operaciones depararon que Ecopetrol pagara la tarifa de equipo inactivo con cuadrilla al 100% del valor establecido en el Contrato (USD\$35.762,09/día).



Ecopetrol se conminó a pagar una tarifa de operación superior por los retrasos en la definición del inicio real de operaciones, que suscitó asumirlos mediante alcance No.1 al acta de acuerdos económicos No.1 del 5 de mayo de 2016, en la misma se manifiesta que por razones de logística de Ecopetrol las operaciones de los taladros iniciaron en fechas posteriores. De acuerdo con las fechas efectivas de inicio de operaciones, la entidad entregó la siguiente información:

Tabla No. 8 Inicio de operación taladros

Equipo	Estado	Tarifa USD\$	Fin acuerdo	Inicio operaciones	días	Costo USD\$
PX42	Inactivo	35.762,09	14/05/2016; 21:00 horas	14/05/2016; 21:00 horas	0,00	0,00
PX43	Inactivo	35.762,09	05/05/2016; 24:00 horas	06/05/2016; 24:00 horas	1,00	35.762,09
PX44	Inactivo	35.762,09	05/05/2016; 24:00 horas	13/05/2016; 02:00 horas	7,08	253.195,56
PX45	Inactivo	35.762,09	05/05/2016; 24:00 horas	08/05/2016; 02:00 horas	2,08	74.385,14
					10,16	363.342,78

Fuente Ecopetrol S.A.

Por lo anterior Observa la CGR una afectación al patrimonio de Ecopetrol por el pago de \$ 1.047.404.598,48 (USD\$363.342,78 a TRM \$2.882,69 del 29-08-2016) asumiendo la tarifa 100% de equipo inactivo con cuadrilla, ocasionado por una gestión inoportuna desde el incumpliendo del cronograma para el inicio de operaciones de los equipos PX43, PX44, PX45, cuando Ecopetrol y el Contratista eran conocedores de las fechas pactadas para que el reinicio de las operaciones de taladros fuese efectiva, ya que lo acordado con el Contratista deparaba que el acuerdo económico finalizaba el 5 de mayo de 2016 y que la fecha en la cual los taladros debían iniciar operaciones efectivas era el día 6 de mayo de 2016, derivando en un gasto innecesario que no debió ser erogado si los cronogramas que la Entidad validó y definió con el Contratista se hubiesen cumplido sin afectar los fines esenciales del Estado.

Hallazgo administrativo con incidencia fiscal.

3.2 MACROPROCESO GESTIÓN AMBIENTAL

La Contraloría General de la República dentro del análisis a la gestión ambiental realizada para la vigencia 2016 desarrolló la evaluación de Ecopetrol S.A., basado en el control y seguimiento a actividades ambientales en los procesos de Producción y Desarrollo, teniendo en cuenta las funciones que tiene la entidad, verificando la gestión de cumplimiento de compromisos de Licencias, PMA's, permisos y demás requerimiento ambientales a cargo de Ecopetrol S.A., en campos operados directamente, con el que se estableció el grado de cumplimiento de estrategias, objetivos, planes, programas y proyectos de carácter ambiental que le atañen a la entidad en cumplimiento de sus fines y objetivos misionales

teniendo en cuenta la muestra de proyectos y contratos de tipo ambiental que se analizaron y verificaron en campo.

Tanto por parte del nivel central como las Gerencias Departamentales Santander, Huila y Meta evaluaron los activos / Campos, proyectos y contratos de interés ambiental, por su impacto tanto económico como ambiental, es decir aquellos cuyo cumplimiento de su objeto fue primordial para asegurar la continuidad de los procesos y actividades ambientales de Ecopetrol S.A. Se tuvieron en cuenta aquellos Campos en producción, proyectos y contratos verificables físicamente, con avance significativo, de lo que se evaluó la oportunidad de las acciones preventivas y correctivas ante los eventos y las debilidades que se presentaron respecto al impacto ambiental de actividades de producción de hidrocarburos. Las áreas de influencia del análisis realizado fueron los campos en operación directa de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo – GPY, Vicepresidencia Regional Sur, Gerencia de Desarrollo y Producción Oriente, Gerencia de Desarrollo y Producción Chichimene y CPO9, Gerencia de Desarrollo y Producción del Río – GRI, Vicepresidencia Regional Central, Gerencia de Desarrollo y Producción de Mares – GRM de Ecopetrol S.A.

Para la Contraloría General de la República es preocupante la debilidad evidente por parte de Ecopetrol S.A., en el seguimiento al cumplimiento de las funciones ambientales, al identificar impactos recurrentes sobre recursos naturales evidenciando debilidades en la aplicación de actividades de los planes de manejo ambiental que conllevan a la generación de incidentes ambientales por causas operacionales, debilidad en la implementación de programas de mantenimiento predictivos, falta de seguimiento y control por parte de Ecopetrol S.A. a obligaciones impuestas mediante actos administrativos proferidos por autoridades ambientales que en su mayoría generan investigaciones administrativas ambientales, que han originado en los últimos años litigios ambientales causados por Daño al medio ambiente en la realización y/o ejecución de actividades propias de los procesos de la empresa y que ascienden a \$7.177.665 millones, los cuales se tienen identificados como pasivos Contingentes por Procesos con fallo desfavorable y calificado como contingencia probable por el Comité de Determinación de pasivos Contingentes por Procesos Judiciales, lo que indica un reiterada ocurrencia de eventos e incidentes con impacto ambiental en los procesos y actividades desarrolladas por Ecopetrol S.A, y para lo cual se ven afectados los intereses de Ecopetrol S.A.

Se evidenciaron debilidades de seguimiento y control en materia de supervisión y aplicación de correctivos operacionales, en desarrollo de las medidas de manejo establecidas en los Planes de Manejo Ambiental de Proyectos de producción por desviaciones a cumplimientos de normatividad ambiental y desviaciones a los



diferentes instrumentos ambientales propios de cada uno de los campos de producción, reflejados en la recuperación y atención de impactos ambientales acumulativos (Pasivos Ambientales), áreas e infraestructura de los diferentes campos en producción sin haber surtido el proceso de desmantelamiento y Restauración final, para poder efectuar las medidas de restauración pertinentes contempladas en cada uno de los Planes de manejo ambiental, implementación de programas de mantenimiento predictivos e inaplicabilidad de actividades de los planes de manejo ambientales que conllevan a la generación de incidentes ambientales por causas operacionales, entre las más significativas.

La disminución de las inversiones y gastos ambientales del 2016 con respecto al año 2015 fue de un 48%, y se dio principalmente por las iniciativas de optimización empresarial, la renegociación de contratos, la disminución de actividades operación, mantenimiento y la reducción drástica de las inversiones en algunas áreas operativas. Así mismo durante el año 2016 se presentó una disminución de erogaciones en inversiones voluntarias en la temática ambiental. En el anexo No.2 se muestra el consolidado del análisis de recursos realizado por la CGR a Ecopetrol S.A.

Con el fin de analizar el cumplimiento de las obligaciones ambientales se consolidó la información sobre las obligaciones de compensación Ambiental e inversión del 1 %, cerrando el 30 de Diciembre de 2016 con 794 obligaciones. La Vicepresidencia de Producción tuvo el mayor número obligaciones corresponde (516) y seguido de la Vicepresidencia de Exploración (250). De las 794 obligaciones, 94 se encuentran en concertación con los grupos de interés, 131 en elaboración de los planes, 115 en aprobación por parte de las autoridades ambientales, 167 en ejecución, 44 suspendidas, 235 en cierre, 4 no definidas y 4 en blanco.

La generación de residuos peligrosos y no peligrosos en 2016 fue de 79.038 toneladas, lo que representó una disminución 63% respecto a lo generado en 2015. Esta disminución se debe a que se presentaron menos contratos relacionados con mantenimiento de las piscinas de lodos y actividades civiles; menor cantidad de suelos contaminados debido a una reducción de impactos a suelo por hidrocarburos; cambios o mejoras en procesos que ocasionaron menos generación de lodos y otros residuos. Con respecto a los residuos peligrosos, la mayor generación estuvo en Producción; el 90% de los residuos peligrosos generados fueron sometidos a tratamiento de deshidratación, desorción térmica, biorremediación e incineración.

En 2016 se utilizaron en total 167 puntos de captación, lo que representó una disminución del 11% con respecto al total de puntos reportados en 2015. En total se captaron 56.23 millones de m³ de agua lo que representa un aumento del 4% con respecto al valor reportado en 2015. Los cuerpos de agua superficial constituyen la

principal fuente de abastecimiento para Ecopetrol: durante el año 2016, de los 56.23 millones de m³ que captó la empresa, 36.85 millones de m³ de agua provinieron de fuentes superficiales, lo que se traduce en el 66% del total captado. Casi la totalidad del recurso captado de fuentes superficiales (36,27 millones de m³), fue extraído de la macro cuenca Magdalena - Cauca.

En 2016 se utilizaron 436 puntos para realizar la disposición final de aguas residuales domésticas e industriales generadas en las diferentes áreas operativas de la empresa, presentándose un aumento del 2% frente al valor reportado en 2015. Es importante mencionar que el 97% de estos corresponden a aguas residuales domésticas tratadas dispuestas en campos de infiltración, mientras que el 3% restante corresponde a aguas residuales industriales dispuestas en campos de aspersión. Con respecto al año anterior, el número de puntos de disposal aumentó pasando de 15 a 29, debido a la inclusión de los pozos disposal del Campo Rubiales. En materia de volumen, el total de aguas residuales dispuestas durante el 2016 fue de 206.2 millones de m³.

El vertimiento de aguas residuales en 2016 fue de 86.17 millones de m³, lo que representa un aumento del 18% con respecto a 2015, año en que se reportaron vertimientos de 73.09 millones de m³. Esta situación se explica principalmente por la inclusión de la operación del Campo Rubiales en este reporte. Ecopetrol inició operación directa de este campo en julio del año 2016. La mayor cantidad de aguas residuales dispuestas se presentaron en el proceso de Desarrollo y Producción con un 91.72% (en su gran mayoría son aguas de producción resultantes del proceso de extracción de hidrocarburos). El volumen de aguas de producción inyectada en disposal en 2016 fue de 120.03 millones de m³ y el volumen de aguas de producción inyectado para recobro secundario fue de 50.94 millones de m³.

Del análisis de este macro proceso, surgieron los siguientes hallazgos:

GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN PUTUMAYO – GPY

Hallazgo No. 9 Características de vertimientos ARI Baterías en GPY (AOI)

El artículo 27 del Decreto 3930 de 2010 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, reglamenta el sistema de inyección como disposición final del agua residual industrial proveniente de las actividades propias del sector hidrocarburos. La Resolución 631 del 17 de marzo de 2015 establece los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos



puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público.

La CGR toma como base los planes de reconversión a tecnologías limpias en gestión de vertimientos para el área Sur (Batería Colón), área Orito (Batería Uno), área Occidente (Baterías Caribe y Churuyaco) y área Nororiente (Baterías Mansoyá y Quililli) para el manejo de aguas de producción que Ecopetrol S.A. ha presentado a la autoridad ambiental competente y los informes de monitoreo de aguas residuales industriales de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo a diciembre de 2016.

Los análisis de cada uno de los monitoreos concluyen que para el vertimiento autorizado proveniente de la Batería Uno se evidencia que no cumple con los parámetros de Cloruros, Fenoles, Grasas y Aceites, Sólidos suspendidos totales y Sulfatos; respecto a la calidad del agua residual proveniente de la Batería Caribe no cumple con el parámetro de fenoles y el vertimiento de la Batería Churuyaco se encontró por fuera de rangos en DBO, DQO, Fenoles, Cloruros, Grasas y Aceites y Sólidos Suspendidos Totales. Para el vertimiento originado de la Batería Mansoyá se encontró por fuera de rangos los parámetros de Cloruros, Fenoles, Grasas y Aceites, Nitrógeno Total y Sulfatos sólidos suspendidos totales; igual sucedió para el vertimiento de aguas residuales industriales de la Batería Quililli, en los que los parámetros Cloruros, Fenoles, Sulfatos y Sólidos Suspendidos Totales se encuentran por fuera del parámetro exigido por la Resolución 631 del 17 de marzo de 2015 y con el decreto 1594 de 1984.

Lo anterior se debe a que los sistemas de tratamiento de las aguas industriales no son los más eficiente, ya que no logra la eficiencia en la implementación de los procesos de remoción de DBO5 y Sólidos Suspendidos Totales, Fenoles, Cloruros, ya que los valores reportados hacen que no se cumpla la mínima remoción en procesos de tratamiento de aguas residuales, generando aguas contaminadas por estos parámetros en salida a vertimientos, incumpliendo los parámetros exigidos por la normatividad aplicable al tema de vertimientos autorizados, como son los Decreto 3930 de 2010 y Decreto 631 de 2015.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

Hallazgo No. 10 Manejo Residuos Industriales Campos de la GPY (AOI)

Mediante Resolución No. 257 del 14 de marzo de 2014, La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA modifica el artículo primero de la Resolución 1037



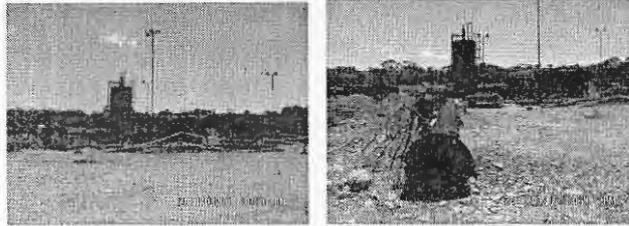
CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

del 14 de noviembre de 2001 en el sentido de establecer a Ecopetrol S.A., como único Plan de Manejo Ambiental actualizado e integrado para el desarrollo del proyecto en fase de operación "Áreas operativas de la Gerencia Sur (Orito, Sur, Occidente y Nororiente)", localizado en jurisdicción de los municipios de Puerto Asís, Puerto Caicedo, Orito, Valle del Guamuez y San Miguel departamento del Putumayo, y sus fichas de manejo y disposición temporal y final de materiales sólidos y especiales, bajo el instrumento de seguimiento y control con que se cuenta actualmente. El Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS establece los lineamientos de gestión integral de residuos sólidos.

En cuanto al manejo de residuos sólidos industriales y su disposición temporal y final en áreas operativas de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo - GPY se observó que el denominado Patio de chatarras no cumple los protocolos establecidos para el manejo y disposición, se encontraron desorganizados en ubicación, sin condiciones de protección, seguridad ni identificación, presencia de todo tipo de residuo, electrónico, carros, transformadores, tanques; en un sector de la batería Churuyaco se encontró material de chatarra disperso equipos en desuso, entre otros elementos mal dispuestos. No han sido dispuestos adecuadamente y su manejo no ha sido eficiente, es decir una gestión inadecuada por parte de Ecopetrol S.A., con respecto al cumplimiento de las disposiciones requeridas en el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS para el tratamiento de residuos.

Imagen No. 10. Manejo de residuos





La situación evidenciada se debe al incumplimiento de las disposiciones establecidas en las fichas del Plan de Manejo Ambiental, ficha de manejo y disposición temporal y final de materiales sólidos y especiales, Ficha de Manejo y disposición de materiales sobrantes y a lo establecido en el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS para el tratamiento de esta clase de impacto ambiental acumulativo, generando contaminación visual y aumenta la probabilidad de la aparición de vectores biológicos.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

Hallazgo No. 11 Calidad Agua para consumo Planta Procesos – Orito (AOI)

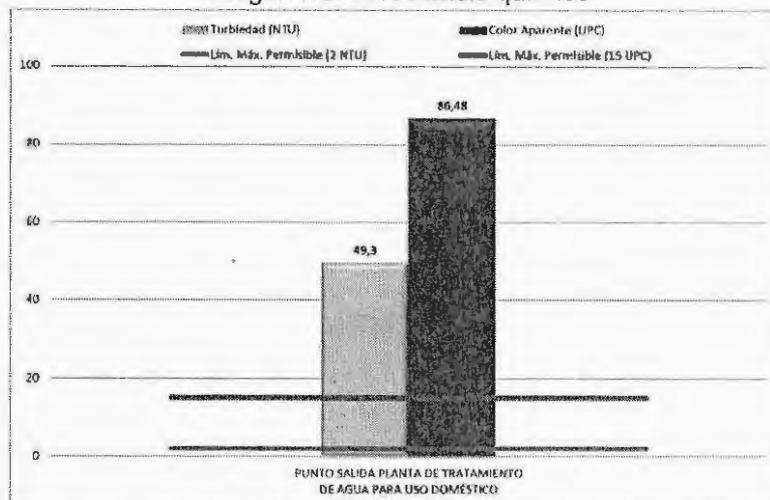
La Resolución 2115 de 2007 del Ministerio de la Protección Social y de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, establece los criterios de calidad de agua para consumo, así como la relación existente entre éstos y los valores obtenidos del índice de riesgo de calidad del agua (IRCA) contemplado en el Artículo 12 del *Decreto 1575 de 2007* del Ministerio de la Protección Social. El IRCA hace una aproximación a la probabilidad de que un individuo de una población determinada se enferme o muera, mientras persistan las condiciones que afectan la calidad del agua para consumo humano, por el grado de influencia que tienen las características físicas, químicas y microbiológicas en el agua sobre la salud.

Se toma como base informe el Informe de Monitoreo de agua potable realizado por la empresa Consultoría y Monitoreo Ambiental – MCS donde se relaciona la interpretación de resultados realizada a la caracterización fisicoquímica y microbiológica de la Planta de Tratamiento de Agua Potable en la Planta de Procesos, ubicada en el municipio de Orito (Putumayo), realizado en diciembre del año 2016.

El estudio concluye que de acuerdo con los resultados obtenidos de la caracterización fisicoquímica y microbiológica realizada a las muestras de agua potable de la Planta de Procesos, para los parámetros Color Aparente y Turbiedad

excedieron los límites permisibles estipulados en la Resolución 2115 de 2007, posiblemente como resultado de presencia de material coloidal y en suspensión, así como por acción del hierro contenido en el agua analizada.

Imagen No. 11. Análisis químico



Fuente: MCS Consultoría y Monitoreo Ambiental S.A.S., 2016

Para el cálculo del índice IRCA se realizó la sumatoria de los puntajes de riesgo de las variables no aceptables de acuerdo con los valores establecidos en la Resolución 2115 de 2007, lo cual arrojó que los resultados obtenidos para los diferentes parámetros analizados y requeridos para la determinación de la calidad del agua potable, se encontró que la presencia de Coliformes Totales y *Escherichia coli*, y el comportamiento de la turbiedad, el color aparente y el cloro residual libre son las condiciones que generaron deterioro de la calidad del agua muestreada, lo cual permite clasificar el agua analizada como “No apta para consumo humano”, con un Nivel de Riesgo Alto.

Imagen No. 12. Clasificación IRCA

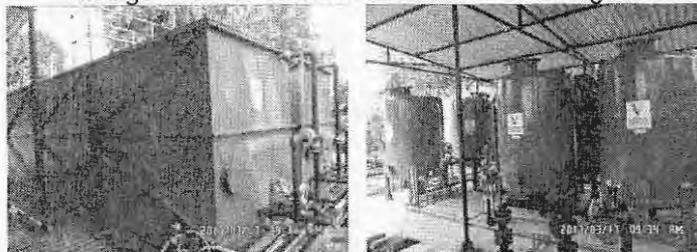
CLASIFICACIÓN IRCA (%)	INTERPRETACIÓN
75,24%	Agua no apta para el consumo humano. Requiere vigilancia especial

Fuente: MCS Consultoría y Monitoreo Ambiental S.A.S., 2016

Lo anterior se debe a que Planta de Tratamiento de Agua Potable en la Planta de Procesos no logra la eficiencia en la implementación de los procesos de potabilización de agua, para la cual fue adquirida y a la cual se le realiza su respectivo tratamiento físico - químico ya que los valores reportados de los parámetros físico químicos Color Aparente y Turbiedad no resultaron satisfactorios

frente al criterio de calidad dispuesto en la Resolución 2115 de 2007 que según la determinación del IRCA el agua no es apta para consumo humano”, con un Nivel de Riesgo Alto y requiere vigilancia especial.

Imagen No. 13. Planta de tratamiento de agua



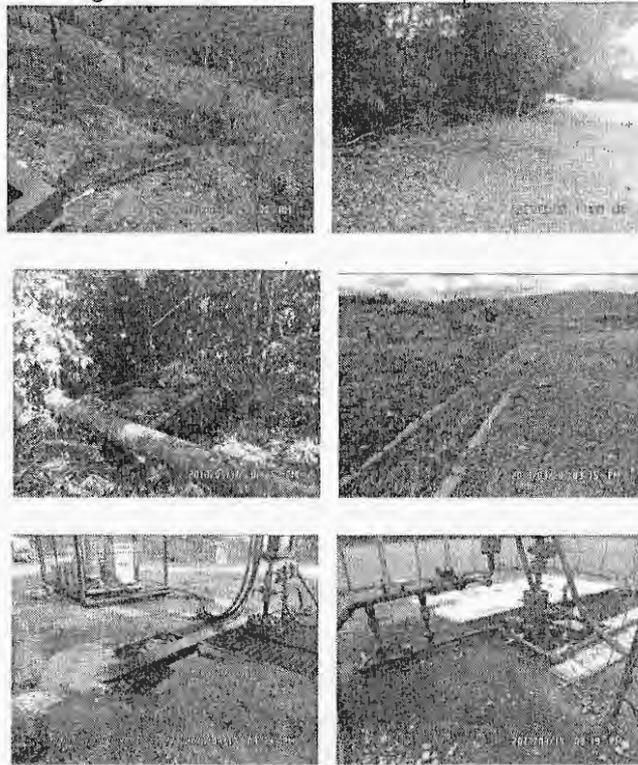
Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

Hallazgo No. 12 Mantenimiento infraestructura petrolera existente Campos de la GPY (AOI)

Los campos de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo - GPY se rigen por el Decreto 2820 de 2010 del Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial – MAVDT (Hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo sostenible – MADS). La Resolución No. 257 del 14 de marzo de 2014 expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA modificó el artículo 1º de la Resolución 1037 del 14 de noviembre de 2001 en el sentido de establecer a Ecopetrol S.A., como único Plan de Manejo Ambiental actualizado e integrado para el desarrollo del proyecto en fase de operación “Áreas operativas de la Gerencia Sur (Orito, Sur, Occidente y Nororiente)”, localizado en jurisdicción de los municipios de Puerto Asís, Puerto Caicedo, Orito, Valle del Guamuez y San Miguel en el departamento de Putumayo, como instrumento de seguimiento y control, vigente en la actualidad.

En visita realizada por la CGR, se evidenció en la infraestructura petrolera existente problemática ambiental en diferentes Clústeres verificados en cuanto a ausencia de cunetas perimetrales para el manejo de aguas aceitosas, O-122, O-113, ACAE-6, ACAE-2, Cluster sin desarenadores para el manejo de aguas de escorrentía ACAE- 11, ACAE- 7, ACAE- 12, ACAE- 3, ACAE- 8, Loro-7A, San Antonio 4, falta de mantenimiento cajillas o desarenadores, O-126, ACAE-12D, San Antonio 5, proceso de colmatación de sedimentos y vegetación en cunetas, O-35, O-127, O-124, O-133, ACAE- 8A, Caribe 4, y derrame de crudo de contrapozos, O-126, ACAE-8A, San Antonio 5.

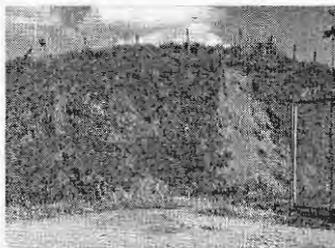
Imagen No. 14. Clústeres cunetas perimetrales



Así mismo, se observó en plataforma de los pozos O-117-118, O-98, ACAE-8A y O-152 tubería abandonada sin retirar, problemas de estabilidad de taludes en plataforma Caribe 5 y área donde ocurrió incidente ambiental del año 2016, con presencia de hidrocarburo sin retirar.

Imagen No. 15. Plataforma pozos





Los hechos reseñados son ocasionados por deficiencias en la gestión ambiental por la inadecuada, inefectiva e ineficiente aplicación de los protocolos y programas requeridos para prevenir y mitigar impactos ambientales generados en las actividades de desarrollo de estos campos, que traen como consecuencia las continuas inundaciones de estas áreas, la sobresaturación del terreno y la pérdida de resistencia y estabilidad del mismo. La colmatación de sedimentos y la presencia de vegetación en las estructuras de manejo de aguas de escorrentía en las áreas de proceso pueden generar contaminación de recursos medio ambientales y daños a ecosistemas.

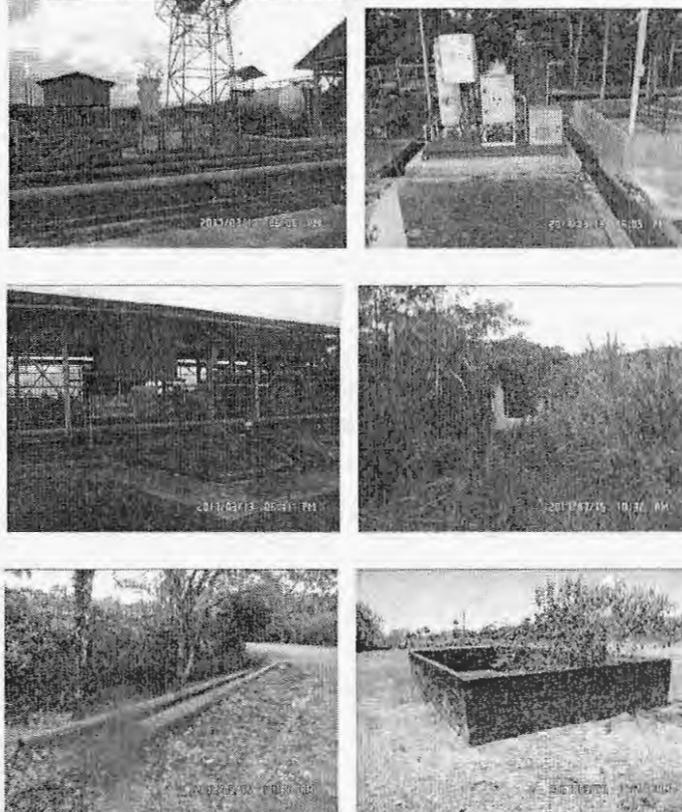
Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

Hallazgo No. 13 Infraestructura sin proceso de abandono, sin uso (AOI)

La Resolución 181495 de 2009, Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015 establece lineamientos sobre desmantelamiento de construcciones e instalaciones; como Directriz de Ecopetrol, el tema de los pasivos ambientales o problemas acumulados, en un proceso que debe asegurar las etapas de abandono físico, desmantelamiento de instalaciones, recuperación o restauración ambiental con lo cual se hace la entrega final de todos aquellos equipos y activos que, con el paso del tiempo dejaron de producir. La Resolución No. 257 del 14 de marzo de 2014 establecer a Ecopetrol S.A., como único Plan de Manejo Ambiental actualizado e integrado para el desarrollo del proyecto en fase de operación Áreas operativas de la Gerencia Sur (Orito, Sur, Occidente y Nororiente).

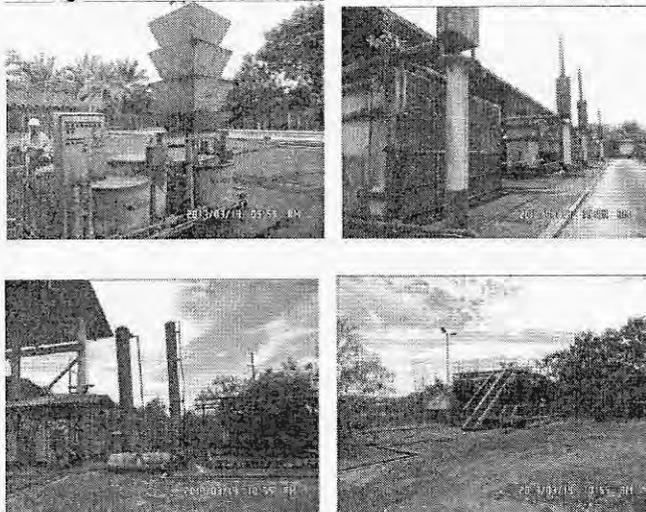
En inspección realizada por la CGR al área de los campos de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo - GPY, se evidenció que se encuentra infraestructura sin uso y sin dismantelar, a saber, en Batería dos (2), Planta de Tratamiento de aguas, Planta de Nitrógeno, equipos de área de compresores; casetas sin dismantelar en área del ACAE—15, postes sin uso en el ACAE-11 y dique de tanque en la Plataforma Churuyaco 7.

Imagen No. 16. Infraestructura en desuso y sin dismantelar



Además se evidenció fuera de funcionamiento y sin abandono definitivo en Batería uno (1), Planta de Tratamiento de agua Potable, equipos de zona de compresores en desuso, tanque de ACPM y Tanques de aceites y lubricantes para dismantelamiento definitivo.

Imagen No. 17. Batería, PTA, compresores y tanque



Lo anterior debido a que no se ha aplicado un programa de desmantelamiento de construcciones e instalaciones, de acuerdo a la Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009, artículo 30, Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015 y a que no se está aplicando el plan de abandono y restauración final, establecido dentro del instrumento ambiental Plan de Manejo Ambiental, ficha 5.24 desmantelamiento de instalaciones de superficie y recuperación ambiental de áreas y abandono de pozos, que incluye el cierre y tratamiento final de Infraestructura, para proceder al desmantelamiento de equipos y demás infraestructura instalada y construida y a la recuperación ambiental de todas las áreas intervenidas las cuales deberán quedar en condiciones semejantes o mejores a las encontradas antes del proyecto, lo cual evidencia falta de control y mantenimiento operativo por parte de Ecopetrol S.A.

Se origina impacto sobre los recursos naturales suelo e hídrico al no precisar y definir si estas áreas e infraestructura serán abandonadas totalmente para poder efectuar las medidas de restauración pertinentes contempladas en el Plan de manejo ambiental, ya que no cuentan con un adecuado mantenimiento y limpieza de las área, generando contaminación visual y aumentando la probabilidad de la aparición de vectores biológicos, además de posibles aperturas de investigaciones ambientales de autoridades competentes, por no asegurar las etapas de abandono físico, desmantelamiento de instalaciones, recuperación o restauración ambiental con lo cual se hace el cierre final de todos aquellos activos que no son productivos.

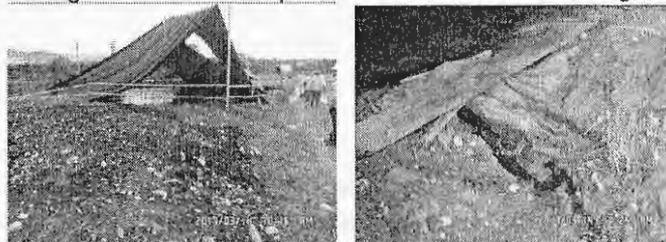
Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

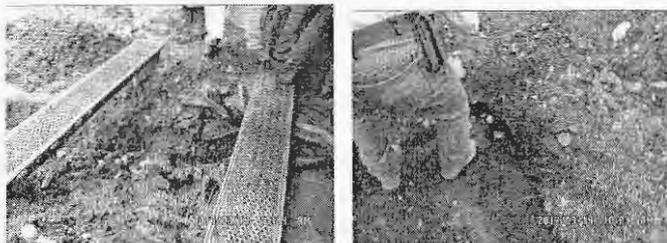
Hallazgo No. 14 Contaminación en área de Piscinas API en Batería uno (AOI)

Los campos de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo - GPY se rigen por el Decreto 2820 de 2010 del Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial – MAVDT (Hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo sostenible – MADS). La Resolución No. 257 del 14 de marzo de 2014, La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA modifica el artículo primero de la Resolución 1037 del 14 de noviembre de 2001 en el sentido de establecer a Ecopetrol S.A., como único Plan de Manejo Ambiental actualizado e integrado para el desarrollo del proyecto en fase de operación “Áreas operativas de la Gerencia Sur (Orito, Sur, Occidente y Nororiente)”, localizado en jurisdicción de los municipios de Puerto Asís, Puerto Caicedo, Orito, Valle del Guamuez y San Miguel departamento del Putumayo, para la aplicación de medidas ambientales, a través de sus fichas de manejo de residuos sólidos especiales.

En el área de las piscinas del tratamiento de aguas residuales industriales se encontró una piscina temporal en tierra recubierta con Geomembrana donde se tratan y manejan temporalmente residuos de sedimentos acopiados y depositados de las aguas de producción previos al tratamiento que se les realiza en los dos (2) separadores API. La CGR evidenció una gestión inadecuada por parte de Ecopetrol S.A., observando impacto ambiental severo por derrame de lodo aceitoso de la piscina temporal al recurso suelo e impactando la vegetación aledaña al área de influencia de dicha piscina; lo anterior teniendo en cuenta que la actividad desarrollada en esta área se asocia a riesgos de infiltraciones de partículas contaminantes al subsuelo, presentando posibles afectaciones a las aguas subterráneas, bajos inundables aledaños y aguas superficiales.

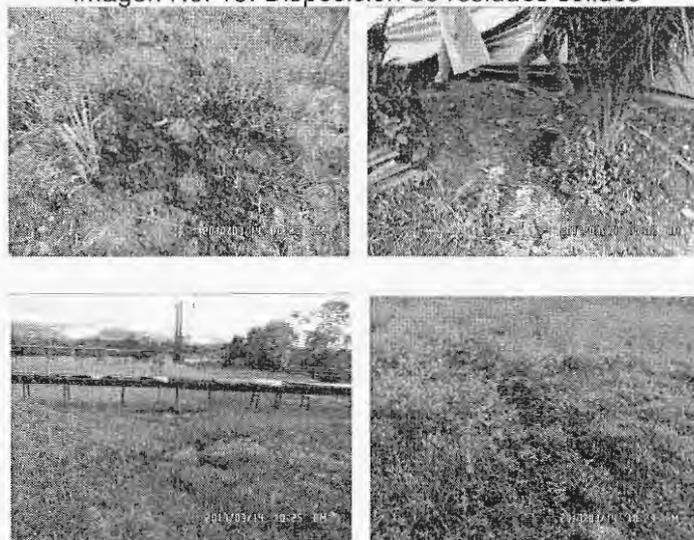
Imagen No. 18. Área piscinas de tratamiento de agua





Esta situación se ha presentado debido a que no se está cumpliendo los requerimientos establecidos en las fichas del Plan de Manejo Ambiental, ficha 5-19 manejo de residuos sólidos especiales, residuos de sedimentos acopiados y depositados de las aguas de producción provenientes de la limpieza de separadores en general, ya que la empresa contratada Unión Temporal IH encargada del mantenimiento de sistemas de aguas residuales, no ha aplicó los protocolos técnicos obligatorios para un adecuado mantenimiento y limpieza de las áreas afectadas, aunado al deficiente control y seguimiento por parte de Ecopetrol S.A., al hacer cumplir lo establecido en el instrumento ambiental aprobado para los diferentes campos de la GPY.

Imagen No. 19. Disposición de residuos sólidos



Se origina riesgo de contaminación e impacto ambiental sobre los recursos naturales suelo e hídrico al área de influencia de la piscina temporal para manejo de residuos aceitosos, ya que no se le ha dado el manejo y disposición adecuado según las normas ambientales vigentes para este tipo de desechos

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

GERENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN ORIENTE

Hallazgo No. 15 Aplicación de medidas ambientales Campos Rubiales y Caño Sur (AOI)

Los Planes de Manejo Ambiental y la Licencia Ambiental con sus diferentes modificaciones otorgadas al antiguo operador del campo Meta Petroleum, por el MMA, pendiente de cesión a Ecopetrol S.A por la NALA, para los contratos de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri, establece fichas de manejo ambiental de locaciones y áreas de proceso y producción de hidrocarburos, bajo el instrumento de seguimiento y control con que se cuenta actualmente, expedido bajo Resolución 233 de 2001 de la Autoridad Ambiental competente.

La autoridad ambiental otorga al proyecto la Licencia Ambiental para el desarrollo del Campo de Producción Mago bajo la Resolución 0879 del 01 de agosto del 2014, incluyó la Construcción hasta de 100 clúster, Perforación de hasta 9 pozos por clúster. Construcción de líneas de flujo, Adecuación y construcción de accesos, Construcción de facilidades de superficie, Inyección de agua de producción, Concesión de aguas superficiales, Permiso de vertimiento de aguas residuales domésticas e industriales.

En verificación realizada por la CGR en el campo Rubiales, a las plataformas intervenidas en la campaña de perforación 2016 – 2017 se evidenciaron eventos por fuera de los procedimientos de control de los Planes de Manejo ambiental sin la corrección y mitigación de sus impactos ambientales, se observan, problemas de estabilidad de taludes en plataformas de pozos RB 92, RB 244, RB 524, RB 370, RB 117, RB 161, RB 353, RB 152, Cluster 265; infraestructura sin desmantelar en Cluster 161 y 85.

Imagen No. 20. Plataformas campo Rubiales





Respecto a los eventos ambientales identificados en verificación realizada al campo Caño Sur, que no han sido corregidos respecto a lo establecido en el instrumento ambiental, se encontraron taludes inestables en plataforma Mito – 2, piscina con geomembrana deteriorada en Cumanday – 1.

Imagen No. 21. Plataforma Mito



Lo anterior se debe a la aplicación parcial de medidas ambientales pertinentes establecidas en el Plan de Manejo Ambiental, Ficha PM8A-2 Manejo de taludes del EIA y PMA con que cuentan actualmente los campos Rubiales; la causa de la ocurrencia de los eventos ambientales de procesos erosivos radica en que no se han implementado obras tendientes a controlar inestabilidad de taludes, por fenómenos de deslizamientos y erosivos, mantenimiento de obras civiles, geotécnicas y de revegetalización y recuperación de la cobertura vegetal, contemplados en el plan de acción de procesos erosivos identificados para el proyecto Infill 2016. Para el campo Caño Sur también se identifica debilidades en la aplicación a las medidas establecidas en el instrumento ambiental Resolución 0879 de 2014, en cuanto seguimiento y control en materia de supervisión y aplicación de correctivos operacionales por parte de Ecopetrol S.A.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

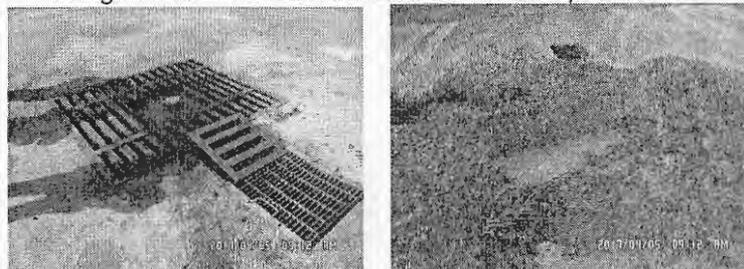
Hallazgo No. 16 Infraestructura sin proceso de abandono campo Caño Sur (AOI)

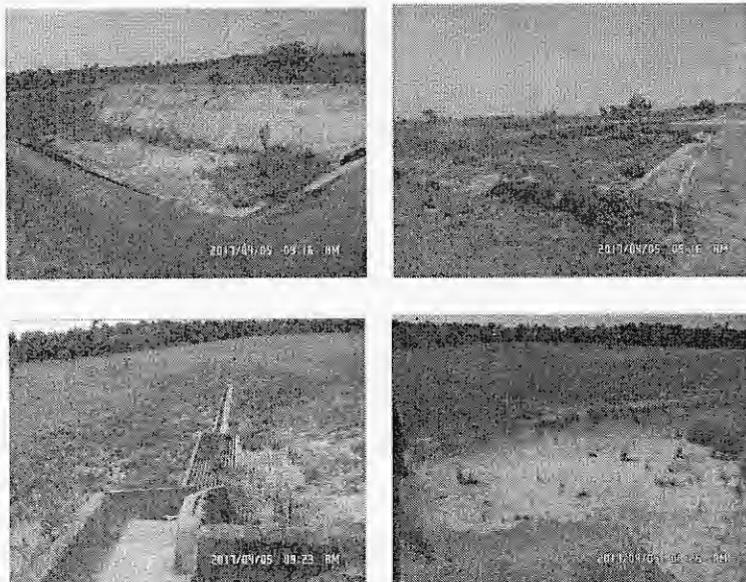
La Resolución 181495 de 2009, Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015 establece lineamientos sobre desmantelamiento de construcciones e instalaciones; como Directriz de Ecopetrol, el tema de los pasivos ambientales o problemas acumulados, en un proceso que debe asegurar las etapas de abandono físico, desmantelamiento de instalaciones, recuperación o restauración ambiental con lo cual se hace la entrega final de todos aquellos equipos y activos que, con el paso del tiempo dejaron de producir. Las Resoluciones 0602 de 2014 y la Resolución 0879 del 01 de agosto del 2014 establecen obligaciones específicas sobre abandono y desmantelamiento de infraestructura petrolera.

Las Resoluciones 0602 de 2014 en su artículo 1, numeral 8 indica: Plan de cierre, abandono y restauración final. El plan de abandono y restauración final deberá cumplir con lo establecido en las fichas del Plan de Manejo Ambiental en cuanto a la recuperación de las áreas intervenidas mediante actividades relacionadas con el restablecimiento de la cobertura vegetal, paisajística y la recuperación de zonas afectadas geomorfológicamente, por lo tanto, de acuerdo con los resultados de la perforación se procederá al abandono y restauración final del área.

En inspección realizada por la CGR al área de explotación del campo Caño Sur, se evidenció que se encuentra infraestructura asociada a plataformas de actividad petrolera de Ecopetrol S.A., sin proceso de abandono y restauración, como la locación denominada Pinocho donde se encuentran los pozos Pinocho1 y Pinocho 3 – ST1 donde se observó piscinas en mal estado, cortes de perforación sin retiro, procesos erosivos severos y pozos sin proceso de abandono final.

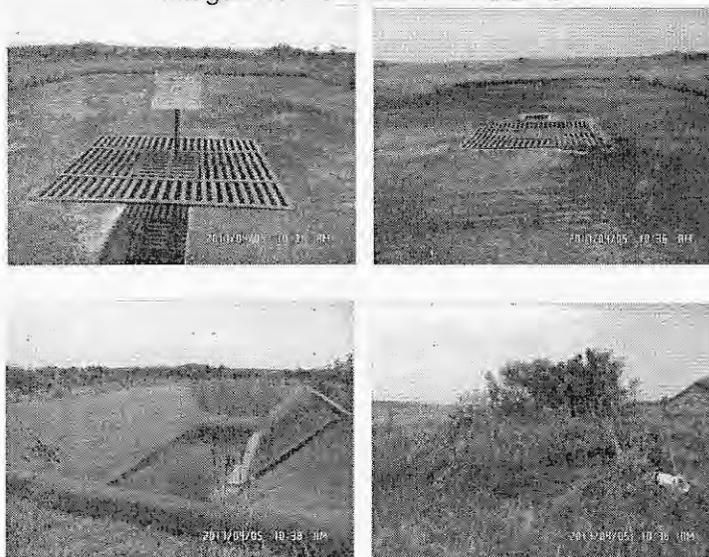
Imagen No. 22. Infraestructura asociada a plataformas





Igual situación se evidenció para la plataforma denominada CSE-8, en la que se encontraron piscinas sin proceso de desmantelamiento y cierre, cortes de perforación sin procedimiento de tratamiento y disposición final, Infraestructura en cemento en desuso sin desmantelar, pozo CSE8-2 ST3 sin abandono definitivo y dos (2) contrapozos más sin desmantelamiento definitivo.

Imagen No. 23. Plataforma CSE-8



Lo anterior debido a que no se ha aplicado un programa de desmantelamiento de construcciones e instalaciones, de acuerdo a la Resolución 181495 del 2 de

Septiembre de 2009, artículo 30, Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015 y a que no se está aplicando el plan de abandono y restauración final, establecido dentro del instrumento ambiental Licencia Ambiental a ECOPETROL S.A. Las Resolución 0602 de 2014 en su artículo 1, numeral 8., Plan de cierre, abandono y restauración final, que incluye el cierre y tratamiento final de Infraestructura, para proceder al desmantelamiento de equipos y demás infraestructura instalada y construida y a la recuperación ambiental de todas las áreas intervenidas las cuales deberán quedar en condiciones semejantes o mejores a las encontradas antes del proyecto, lo cual evidencia falta de control y mantenimiento operativo por parte de Ecopetrol S.A.

Se origina potencial impacto sobre los recursos naturales suelo e hídrico al no precisar y definir si estas áreas e infraestructura serán abandonadas totalmente para poder efectuar las medidas de restauración pertinentes contempladas en cada uno de los Planes de manejo ambiental, ya que no cuentan con un adecuado mantenimiento y limpieza de las área, generando contaminación visual y aumentando la probabilidad de la aparición de vectores biológicos, y originar afectación y problemas con finqueros, además de posibles aperturas de investigaciones ambientales de autoridades competentes, por no asegurar las etapas de abandono físico, desmantelamiento de instalaciones, recuperación o restauración ambiental con lo cual se hace la entrega final de todos aquellos activos que no son productivos.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

Hallazgo No. 17 Compensación Forestal por Aprovechamiento forestal Caño Sur 8 (AOI)

La Autoridad Nacional de licencias Ambientales “ANLA” otorgó a ECOPETROL la Licencia Ambiental para el desarrollo del Campo de Producción Mago bajo la Resolución 0879 del 01 de agosto del 2014. La autoridad ambiental se pronuncia a través del radicado 2015005552-2-003 del 9 de junio de 2015 en donde solicita que se inicie con el cumplimiento del nuevo acto administrativo y se realice la transición de las actividades enfocadas a la Licencia de Explotación del Campo Mago. El artículo 28 de la anterior Resolución, la ANLA impuso obligaciones ambientales a Ecopetrol S.A. de compensación forestal que obliga a realizar medida de compensación por el cambio del uso de suelo como consecuencia del aprovechamiento forestal, a realizar la compensación por cobertura afectada en la siguiente relación: por cada hectárea de bosque de galería aprovechada, se deberán compensar 6,25 hectáreas, para la cobertura Herbazal denso de tierra



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

firme no arbolado, el factor de compensación será de 3 has, por cada hectárea intervenida en las actividades de aprovechamiento forestal.

A la fecha de la visita de la CGR a las áreas del campo Caño Sur, no se encontró que se haya ejecutado el Plan Compensación la cual corresponde a aproximadamente 51 ha como medida de compensación por el cambio del uso de suelo como consecuencia del aprovechamiento forestal de la intervención para la ejecución de las plataformas Mito 1, Fauno 1, Fauno 2, Pinocho 1, Pinocho 3, CSE 8, CSE8-2, Embrujo 1, Embrujo 2 y Mito 2, en cumplimiento del artículo 28 y párrafo de la 0879 del 01 de agosto del 2014; lo anterior teniendo en cuenta que Ecopetrol S.A., en noviembre de 2014, presentó a la ANLA para su evaluación y aprobación, el Plan de compensación, y mediante Auto 4348 del 6 de octubre de 2014 fue aprobado plan para 38 Ha y mediante Auto 3037 del 31 de julio de 2015 se aprueba el plan de compensación de 6,5 Ha.

Según reporte del ICA de 2016 Ecopetrol informa que el proceso se encuentra en elaboración de especificaciones técnicas, presupuestos, costos y solicitud de SP al proyecto y que el vehículo comercial se encuentra en planeación y presentación ante comités de VDS; lo anterior ha generado el no desarrollo de las actividades obligadas en el Artículo Vigésimo octavo y párrafo por el cambio de uso de suelo por la intervención en las actividades de aprovechamiento forestal en el campo Caño Sur.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

GERENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN CHICHIMENE y CPO9

Hallazgo No. 18 Eventos Ambientales Campo Chichimene y CPO9 (AOI)

El campo Chichimene se encuentra reglamentado ambientalmente según la resolución 728 de diciembre de 2012, en modificación de la Resolución 877 de 2000 y las obligaciones allí establecidas, se acoge el Plan de manejo ambiental Bloque Cubarral como instrumento de control y seguimiento por parte de la autoridad ambiental; el campo CPO9 cuenta con Licencia Ambiental, Resolución No. 491 del 30 de abril de 2015 y modificada según Resolución No. 948 de agosto de 2015, expedidas por la ANLA.

En desarrollo de la implementación de las actividades y requerimientos establecidos en los diferentes actos administrativos y planes de manejo

ambientales determinados como criterios, la CGR en visita de seguimiento e inspección a las locaciones y pozos de la campaña de perforación 2016 de la Gerencia Chichimene, evidenció situaciones que no han sido atendidas conforme a lo establecido en los Planes de Manejo Ambiental específicos, que pueden generar impactos ambientales sobre recursos naturales, a saber, piscina deteriorada y con falta de mantenimiento en el Cluster 11.

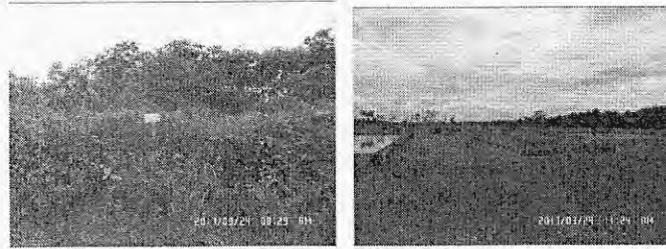
Imagen No. 24. Locaciones y pozos gerencia Chichimene



Para el campo CPO9 se evidenció que no se ha mitigado el factor ambiental con respecto al entorno natural, ya que las áreas donde se ubica el material de cortes de perforación no se ha realizado el procedimiento de tratamiento, retiro y disposición final dentro de las plataformas Cluster 1, Cluster 3, Nueva Esperanza y Cluster 4, tal y como lo establece El Instrumento Ambiental, Licencia Ambiental, Plan de Manejo Integral de Residuos Sólidos PMIRS, los cuales tendrán destino final en Zodmes o utilizados como material para cierre de piscinas. Además se observó que no se ha realizado el proceso de desmantelamiento del foso de la tea horizontal en el Cluster Nueva esperanza, según requerimientos realizados por la autoridad ambiental competente.

Imagen No. 25. Campo CPO9





Lo anterior debido a la falta de control y mantenimiento operativo por parte de la empresa, y a que no se está dando aplicación a las medidas establecidas en el documento de guía ambiental y/o Plan de Manejo Ambiental con que se cuenta actualmente, por parte de Ecopetrol S.A; por tal razón, se requiere la implementación de un programa de mantenimiento atendiendo las actividades obligadas en el Plan de Manejo Ambiental. El riesgo de esta serie de deficiencias radica en la eventual contaminación de recursos medio ambientales y daños a ecosistemas.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

GERENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL RIO – GRI CAMPOS CASABE, CASABE SUR Y PEÑAS BLANCAS

Hallazgo No. 19 Incidentes ambientales operativos GRI (AOI)

La Gestión Ambiental que realiza la Industria del Petróleo se orienta por los principios de la Producción Más Limpia, de acuerdo con las políticas de las Empresas Petroleras que operan en Colombia y los compromisos adquiridos por el sector a través de los convenios suscritos con el Ministerio del Medio Ambiente y otras entidades del Sistema Nacional Ambiental. El convenio de Concertación para una Producción Limpia con el sector de hidrocarburos estableció como propósito común el mejoramiento de la gestión, el control y reducción de contaminantes y la optimización del uso de los recursos naturales, a través de métodos de producción y operación más limpios, sanos, seguros y eficientes, entre otros mecanismos, acorde a las buenas practicas operativas en la industria petrolera

Los Incidentes o accidentes de tipo operacional son aquellos siniestros que se producen por fugas o escapes en bombas, compresores o a través de válvulas, accesorios o en unidades de equipo, derrames causados durante el mantenimiento de equipos, derrames causados por operaciones incorrectamente

ejecutadas durante el manejo y mantenimiento de equipos, por errores humanos o por deficiencia en la aplicación de las medidas de seguridad industrial en las áreas de producción petrolera, afectando las áreas de influencia directa e indirecta de campos.

El Principio de precaución indica la adopción de medidas para evitar la degradación ambiental y no requiere certeza científica. La aplicación de los conceptos de producción limpia a la operación orienta la administración ambiental hacia el control de las etapas críticas de la producción, la prevención de derrames y la gestión de residuos. El riesgo ambiental o de seguridad, indica la acción que busca eliminar o controlar riesgos que pueden poner en peligro la salud de las personas o la calidad del medio ambiente.

Se estableció en la verificación realizada por la CGR a la Gerencia de Desarrollo y Producción del Rio – GRI, campos Casabe, Casabe Sur y Peñas Blancas que se generaron durante los años 2014, 2015 y 2016, doscientos once (211) eventos operacionales con consecuencias de impacto ambiental a recursos naturales, por causa operacional, indicando debilidad en la seguridad en los procesos llevados a cabo, especialmente en la integridad de líneas de flujo y en mantenimiento de procesos tanto en pozos como en módulos de tratamiento y en estaciones intermedias. Lo anterior teniendo en cuenta el criterio de la existencia de situaciones que atenten contra el medio ambiente, los recursos naturales, el paisaje o la salud humana que se estén causando o puedan causarse por la ejecución de las actividades operativas.

Los continuos y por ende excesivos eventos operacionales con consecuencias ambientales, sucedidos durante los años 2014, 2015 y 2016, tuvieron como causa identificada, la Integridad de líneas de flujo de producción por corrosión externa e interna con pérdida de espesor de tubería, extensión inadecuada de la vida útil de líneas de transferencia de agua - crudo, mantenimientos inadecuados, cambio de elementos para evitar fugas de fluido, fallas operacionales (incluye salidas de plantas y fallas en equipos), fugas o escapes en bombas, compresores o a través de válvulas, accesorios o en unidades de equipo, derrames causados durante el mantenimiento de equipos, derrames causados por operaciones incorrectamente ejecutadas durante el manejo y mantenimiento de equipos.

Las situaciones presentadas son debidas al aseguramiento de calidad de equipos y accesorios y por ende debilidad en la aplicación de programas de mantenimiento preventivos/predictivos, lo que afecta el cumplimiento de los objetivos estratégicos planteados por la empresa a través de métodos de producción y operación más limpios, sanos, seguros y eficientes, entre otros mecanismos, acorde a las buenas practicas operativas en la industria petrolera.

La siguiente tabla detalla la fecha, causas, recursos afectados y recursos invertidos en la recuperación y pago de indemnizaciones:

Tabla No. 9 Recuperación y pago de indemnizaciones

Año ocurrencia de eventos	No. De eventos operacionales generados	Causas operacionales identificadas	Recursos afectado
2014	107	Falla operativa por corrosión en líneas, fugas por fallas en accesorios, empaques, influjos en inyección, filtración en piscinas, arrastre de crudo por Tea, Rebose por falta de mantenimiento, fuga por anular, daño en válvulas,	Suelo-agua
2015	59	Falla operativa línea red de anulares, fugas por fallas de grapas, niples, válvulas, fuga por anular, arrastre de crudo por Tea, Rebose por falta de mantenimiento, Falla operativa por corrosión en líneas, influjos en inyección	Suelo
2016	45	Falla operativa por corrosión en líneas, fugas por fallas en accesorios, Rebose por falta de mantenimiento,	Suelo-agua

La causa de la alta ocurrencia de incidentes ambientales por fallas operacionales es la sucesivos desgastes y fallas en la integridad de líneas y equipos y en el debido aseguramiento de calidad de equipos y accesorios, implementación severa de programas de reposición de tuberías y mantenimiento de equipos, aplicación de programas de mantenimiento preventivos/predictivos en desarrollo de las diferentes actividades desarrolladas en estos campos, originando incidentes ambientales causados por operaciones incorrectamente ejecutadas.

Del análisis de los problemas mencionados anteriormente se desprenden los criterios de manejo que deben implementarse durante la operación y el mantenimiento y que deben hacer parte del Plan de Manejo Ambiental diseñado para operar estos campos de producción. De este hecho, para la CGR se deriva una afectación a los recursos naturales, cuerpos de aguas, áreas de bajos inundables presentes en la zona, suelos de predios aledaños a sitios de incidentes.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente

Hallazgo No. 20 Zonificación de Manejo Ambiental y Abandono Pozo Bajo Río-2 (AOI)

La Resolución 181495 de 2009, Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015 establece lineamientos sobre desmantelamiento de construcciones e instalaciones; como directriz de Ecopetrol, el tema de los pasivos ambientales o problemas acumulados, en un proceso que debe asegurar las etapas de abandono físico, desmantelamiento de instalaciones, recuperación o restauración ambiental con lo cual se hace la entrega final de todos aquellos equipos y activos que, con el paso del tiempo dejaron de producir. El artículo 8 numeral 4 literal b de la Resolución 0768 de 2013 y la Resolución 1586 de 2008 establecen obligación específica sobre abandono y desmantelamiento.

La zonificación ambiental establecida en la actualización del Plan de Manejo Ambiental de Casabe y Peñas Blancas mediante Resolución 0772 de 2015, se realizó a partir de las características del área de influencia, teniendo como base la caracterización ambiental del área de influencia directa e indirecta, además de los criterios ambientales establecidos en Metodología General para la Presentación de Estudios Ambientales y teniendo en cuenta la Guía Metodológica para la Zonificación Ambiental de Áreas de Interés Petrolero (Ecopetrol – VEP, 2012).

Según información del PMA, para la zonificación ambiental de los campos Casabe y Peñas Blancas, se indica que el polígono del proyecto se traslapa con la Zona de Reserva Forestal del Río Magdalena, para lo cual Ecopetrol en su propuesta de zonificación precisa que “en esta zona se podrá realizar el desarrollo de actividades asociadas al mantenimiento o adecuación de la infraestructura petrolera o vial presente, sin generar la intervención o detrimento de las coberturas boscosas presentes en el área delimitada como parte de la reserva forestal del río Magdalena y que se encuentra dentro del área de influencia de los campos Casabe y Peñas Blancas”, y aclara que: “en caso de requerirse la intervención de esta zona de reserva como consecuencia del desarrollo de actividades constructivas, es necesario solicitar a la autoridad ambiental competente, la sustracción del áreas a intervenir de manera previa a la ejecución de las obras, en caso de requerir la intervención sobre coberturas presentes dentro de dicha área, previo a la ejecución de las obras, deberá realizarse ante la autoridad respectiva el trámite de sustracción forestal de la ley 2da de 1959”.

La zonificación ambiental para el área de influencia de los campos Casabe, Casabe Sur y Peñas Blancas, integra los principales elementos del medio abiótico, biótico y socioeconómico, lo cual genera una base de las características ambientales de la región y puede constituir el soporte para futuros proyectos con



impacto ambiental. Para tal fin, se determinaron los tipos de áreas que se mencionan a continuación y que se definirán más adelante:

- Áreas de exclusión.
- Áreas susceptibles de intervención con restricciones.
- Áreas susceptibles de intervención.

Para esta zonificación, se consideraron como aspectos o actividades principales que pueden afectar los recursos naturales existentes en el área de influencia directa del campo Casabe, Peñas Blancas, las siguientes:

- Construcción y/o adecuación de vías de acceso hasta los sitios exactos de perforación y/o facilidades de superficie.
- Construcción y/o adecuación (incluye ampliación) de plataformas para los nuevos pozos de desarrollo y para las facilidades en superficie (baterías, estaciones intermedias, entre otras).
- Construcción de líneas de flujo.
- Perforación de los pozos de desarrollo e infraestructura petrolera asociada.
- Perforación de pozos inyectores (continuos de vapor), pozos inyectores de agua de formación y pozos abastecedores de agua.

Los elementos del medio que se encuentran en esta categoría, son:

Cuerpos de agua: se incluyen principalmente los caños y sus franjas paralelas de protección hasta de 30m de ancho, según lo establecido en el Decreto 2811 de 1974 (art. 83, lit. d). La intervención sobre estas corrientes hídricas (básicamente los caños) está relacionada con el cruce de vías y/u otro tipo de proyecto lineal sobre su cauce, requiriendo su control de drenaje. La actividad se podrá hacer teniendo en cuenta que el aprovechamiento hecho por el proyecto no se convierta en una limitante para el uso actual del recurso por su calidad ni por su cantidad. No se permite la construcción de plataformas o locaciones al interior del límite de la ronda.

Río Magdalena: teniendo en cuenta que para el municipio corresponde a un sitio de interés recreativo y de uso comunitario, se debe revisar el constante cumplimiento de las adecuadas medidas de manejo ambiental con el fin de evitar la afectación del recurso. Se respetará una ronda de hasta 30m.

En visita de inspección realizada a la gerencia de desarrollo y producción del río – GRI, campos Casabe, Casabe Sur y Peñas blancas, se evidenció que el pozo denominado Bajo Río – 2 se encuentra inmerso en el cuerpo de agua del río Magdalena, en estado de incumplimiento por zonificación de manejo ambiental que se asocia a la franja de protección de ronda del río Magdalena, presentándose

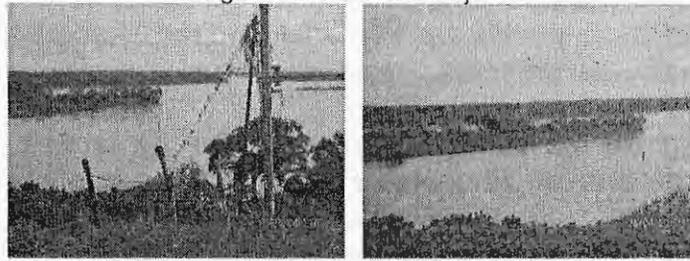


CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

una distancia menor de 30 m de distancia al límite de la locación construida para la Perforación de los pozos de desarrollo e infraestructura petrolera asociada, y sin haberse aplicado el programa de desmantelamiento de construcciones e instalaciones, de acuerdo a la Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009, artículo 30, Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015 para asegurar las etapas de abandono físico, desmantelamiento de instalaciones, recuperación o restauración ambiental con lo cual se da cierre final de todos aquellos activos que no son productivos.

El pozo Bajo Rio – 2 se encuentra inactivo desde agosto de 1979 por producción 100% de agua, y se encuentra ubicado en sitio de alto impacto ambiental, sobre cuerpo de agua.

Imagen No. 26. Pozo Bajo Rio



Se debe a que no se ha aplicado un programa de desmantelamiento de construcciones e instalaciones, de acuerdo a la Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009, artículo 30, Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015 y para asegurar las etapas de abandono físico, desmantelamiento de instalaciones, recuperación o restauración ambiental con lo cual se da cierre final de todos aquellos activos que no son productivos y a que no se está aplicando el plan de abandono y restauración final, establecido dentro del instrumento ambiental, Plan de Manejo Ambiental - fichas de manejo ambiental actividades de desmantelamiento, para la ejecución del proyecto, que incluye el cierre y tratamiento final de Infraestructura, para proceder al desmantelamiento de equipos y demás infraestructura instalada y construida y a la recuperación ambiental de todas las áreas intervenidas las cuales deberán quedar en condiciones semejantes o mejores a las encontradas antes del proyecto, lo cual evidencia falta de control y mantenimiento operativo por parte de Ecopetrol S.A.

Lo anterior puede afectar los recursos naturales existentes en el área de influencia, por encontrarse ubicado en sitio de alto impacto ambiental, sobre cuerpo de agua, además de posibles aperturas de investigaciones ambientales de autoridades competentes, por no asegurar las etapas de abandono físico,

desmantelamiento de instalaciones, recuperación o restauración ambiental con lo cual se hace la entrega final de todos aquellos activos que no son productivos.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

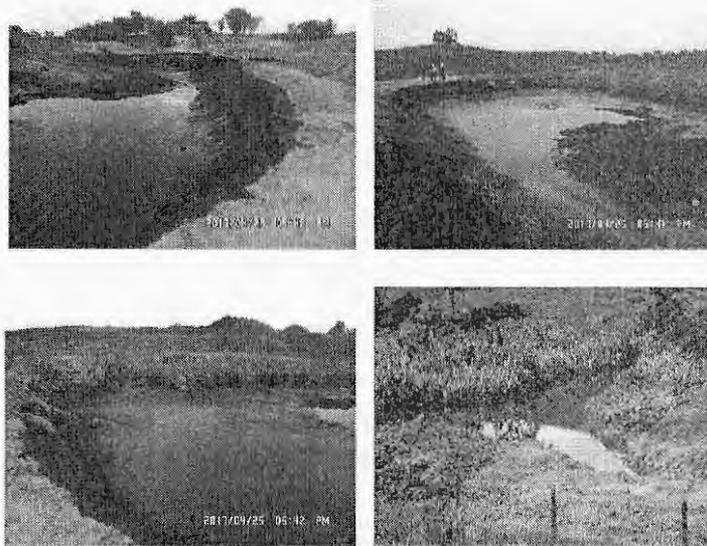
Hallazgo No. 21 Manejo de Piscinas en Centro de Disposición de Lodos (AOI)

Mediante Resolución 0702 del 25 de julio de 2002, el Ministerio de Medio Ambiente, hoy Ministerio de Ambiente Desarrollo Sostenible, estableció a la Ecopetrol S.A. un Plan de Manejo Ambiental para los Campos Petroleros Casabe y Peñas Blancas, ubicados en el municipio de Yondó, en el departamento de Antioquia. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, mediante Resolución 0772 de 2015, modifica el PMA del campo Casabe Peñas Blancas por la vigencia de duración del proyecto.

En visita de inspección realizada al campo Casabe de la GRI, se identificaron procedimientos por parte de Ecopetrol S.A., que no son eficientes en el área operativa denominada Centro de Disposición de Lodos - CDL, en la que se observó acumulación considerable de borras en las paredes de dos (2) piscinas, sin cumplir los protocolos establecidos para estos procesos de tratamiento de residuos aceitosos, con el agravante que no se encuentra funcionando la bomba que permite la extracción de aguas lluvias y de separación del proceso, de tal forma que evite acumulación de dichas aguas en las piscinas y el rebose a áreas conexas al CDL.

Imagen No. 27. Centro de disposición de lodos





Lo anterior muestra una gestión inadecuada por parte del operador del campo, con respecto al cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental establecido para el campo, especialmente las Fichas del PMA sobre de manejo y disposición final de residuos aceitosos, falta de control y mantenimiento operativo, lo que puede originar contaminación de suelos y aguas subterráneas por infiltración, así como la afectación a predios de particulares por incidentes ambientales (como ya ha sucedido), y en un corto plazo un impacto ambiental acumulativo grave por daño a los recursos faunísticos, forestal e hidrobiológico (aguas subterráneas) aledaños e incurrir en falta grave de contaminación ambiental según el artículo 247 de la Ley 491 de 1999.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

Hallazgo No. 22 Plan de reconversión a tecnologías limpias en gestión de vertimientos - PRTLGV en el Campo Casabe – Peñas Blancas (AOI)

La evaluación de los resultados fisicoquímicos y bacteriológicos de las aguas superficiales, se compara con los criterios establecidos en los artículos 38, 39 y 40 del Decreto 1594 de 1984 del Ministerio de Salud y Ministerio de Agricultura, compilados en el Decreto 1076 de 2015 del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, correspondiente a la normatividad ambiental vigente. Asimismo, para el agua residual no doméstica (antes ARI), la Resolución No 0631 de 2015 en su Capítulo VI - Artículo 11 (Parámetros fisicoquímicos a monitorear y sus valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

residuales no domésticas – ARnD a cuerpos de aguas superficiales de actividades asociadas con hidrocarburos), especifica las características a través de niveles máximos de contaminantes para cada constituyente estudiado.

El régimen de transición para la aplicación de las normas de vertimiento establecido en el artículo 77 decreto 3930 de 2010, modificado por el artículo 7° decreto 4728 de 2010; el cual amplía en tres (03) años el régimen de transición establecido en el artículo 19 de la Resolución 0631 de 2015 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Actualmente, uno de los temas relevantes para asegurar el cumplimiento de las metas volumétricas de crudo fijadas año-año en el campo Casabe – Peñas Blancas, considera garantizar la continuidad operativa del sistema de inyección, conformado por 9 pozos captadores de agua cuya máxima producción total es 250.000 barriles de agua por día (BWPD) y que alimentan las tres plantas de inyección ubicadas en el campo Casabe – Peñas Blancas y éstas a su vez bombean hacia los 336 pozos inyectoros de agua.

El acuífero que provee el agua para el sistema de inyección en el Campo Casabe – Peñas Blancas, proviene de la formación La Mesa, la cual en función de análisis preliminares de facies sedimentarias se originó a partir de corrientes trenzadas y ambientes lacustres intervenidos por aporte piroclástico. El acuífero presenta recarga constante y actualmente tiene autorizado por la Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia – CORANTIOQUIA mediante la Resolución 3959 del 7 de abril de 2010, modificada por la Resolución 160ZF-1505-7154 del 13 de mayo de 2015, una captación de 460 L/s, es decir 250.000 barriles de agua promedio/día (BWPD) en un máximo de 15 pozos captadores.

Como resultado del proceso productivo el campo Casabe – Peñas Blancas, vierte 54.336 y 46.890 BWPD en los vertimientos Norte y Sur respectivamente, los cuales se encuentran autorizados en el permiso de vertimiento de aguas residuales industriales otorgado por CORANTIOQUIA mediante la resolución 130ZF-1312- 6318 de Diciembre 19 de 2013 con vigencia de 5 años, para los puntos de vertimiento Sur (Estaciones 2 y 3, Caudal de 130 L/s) y Vertimiento Norte (Estación 4 y 5 Caudal de 166 L/s), siendo la fuente receptora el río Magdalena.

Los monitoreos de aguas realizados en el campo Casabe - Peñas Blancas, bajo el cual la CGR realiza el análisis, fueron ejecutados por la Empresa Consultoría y Monitoreo Ambiental – MCS, en diciembre de 2016, Monitoreo de Aguas Superficiales, aguas residuales no domésticas e hidrobiológico – Campo Casabe los cuales se comparan con los límites establecidos en la Resolución 0631 de



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

2015. Además se toma como base el Plan de Reconversión a Tecnologías Limpias en Gestión de Vertimientos en el campo Casabe – Peñas Blancas para el manejo de aguas de producción que Ecopetrol S.A. ha presentado a la autoridad ambiental competente.

El análisis de los parámetros fisicoquímicos y microbiológicos en aguas indican que para el vertimiento autorizado denominado Vertimiento Sur (Estaciones 2 y 3) se evidencia que no cumple con los parámetros de Cloruros la cual presenta registro de 4040 mL/L – h, mayor a 1200 mL/L – h, y DBO5 cuyo parámetro es de 112 mL/L – h respecto al límite permitido de 60 mL/L – h. Respecto a la calidad del agua residual industrial proveniente de las Estaciones 4 y 5, denominado Vertimiento Norte, no cumple con el parámetro de cloruros se encontró por fuera de rangos 1300 mL/L – h respecto a 1200 mL/L – h exigido por la Resolución 631 del 17 de marzo de 2015 y con el decreto 1594 de 1984.

La no implementación del Plan de reconversión a Tecnologías Limpias en Gestión de Vertimientos - PRTLGV en el Campo Casabe – Peñas Blancas de Ecopetrol S.A. acatando lo establecido en la capítulo 8 del Decreto 3930 de 2010, hace que actualmente se estén captando 460 L/s, es decir 250.000 barriles de agua promedio/día (BWPD) en un máximo de 15 pozos captadores, teniendo aproximadamente vierte 100.000 BWPD, para reutilizar las aguas provenientes de la exploración y explotación petrolífera del campo en las actividades de inyección para recuperación secundaria de crudo.

Lo anterior se debe a que los sistemas de tratamiento de las aguas industriales no logra la eficiencia en la implementación de los procesos de remoción de Cloruros esencialmente que fueron aquellos que se encontraron en cantidades significativas, dándole un carácter más salino al agua debido al desarrollo de reacciones químicas en el sistema, ya que los valores reportados hacen que no se cumpla la mínima remoción en procesos de tratamiento de aguas residuales, generando aguas contaminadas por estos parámetros en salida a vertimientos, por fuera de rango de los parámetros exigidos por la normatividad aplicable al tema de vertimientos autorizados, como son los Decreto 3930 de 2010 y Decreto 631 de 2015.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Hallazgo No. 23 Situaciones ambientales Campos Casabe, Casabe Sur y Peñas Blancas (AOI)

La viabilidad ambiental para la ejecución de la actividad se encuentra amparada bajo el instrumento de manejo y control ambiental (PMAI) del Campo Casabe – Peñas Blancas, el cual fue acogida por la Resolución 0702 de 2002 y modificada por la Resolución 0772 de 2015 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y sus fichas de manejo y disposición temporal y final de materiales sólidos y especiales, bajo el instrumento de seguimiento y control con que se cuenta actualmente.

Los Bifenilos Policlorados-PCB son compuestos sintéticos diseñados por el hombre que fueron de gran utilidad especialmente en la industria eléctrica por sus propiedades aislantes y dieléctricas. Actualmente está prohibido el uso de los PCB en Colombia debido a sus características tóxicas y peligrosas para el medio ambiente y la salud humana. Los PCB representan una gran amenaza para quienes los poseen y quienes los manipulan, aún más cuando su manejo y eliminación se realiza de forma inadecuada. Por lo anterior su correcto transporte, manipulación, almacenamiento y eliminación se hace cada vez más necesario, cumpliendo con la normatividad nacional e internacional aplicable, Decreto 1076 de 2015 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Decreto 1079 de 2015 del Ministerio de Transporte, Ley 1252 de 2008, Convenio de Basilea, Ley 253 de 1996, Resolución 0222 de 2011 y 1741 de 2016 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

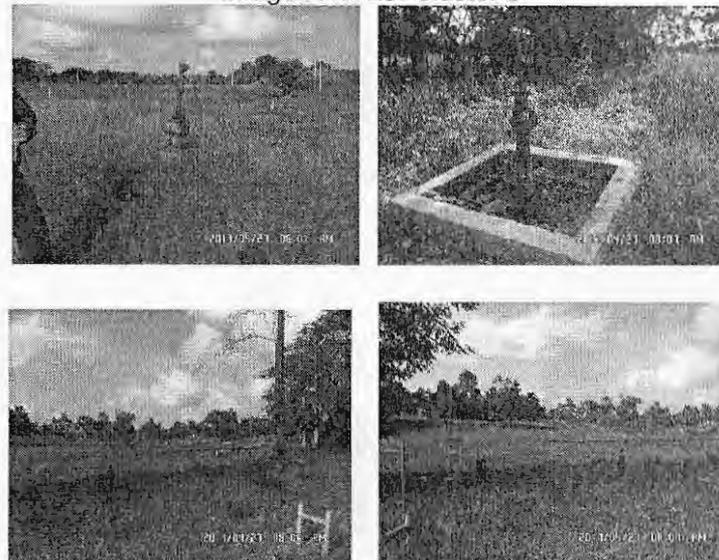
En visita de seguimiento e inspección realizada por la CGR del 24 al 27 de abril de 2017 a las instalaciones, locaciones y pozos de las áreas de los campos Casabe, Casabe Sur y Peñas Blancas, y teniendo en cuenta el grado de potencialidad de afectación del entorno, y en cumplimiento de la normatividad ambiental vigente, de sus obligaciones y políticas de manejo ambiental, se encontraron situaciones que no han sido atendidas conforme a lo establecido en el PMA; se evidenció inestabilidad de taludes por erosión moderada en sectores de Cluster 5, Cluster 4 y Cluster Sur, residuos de cortes de perforación base agua sin proceso de tratamiento y disposición final en área del pozo 1227.

Imagen No. 28. Clusters Sur, 4 y 5



También se identificaron impactos ambientales como pozos encontrados en malas condiciones, sin proceso de abandono y mantenimiento, Cluster 5, 960 inyector, 129 inyector, CSB-06, entre los verificados y tubería sin retirar (problema acumulado) proveniente de la antigua Estación 1 (desmantelada).

Imagen No. 29. Cluster 5



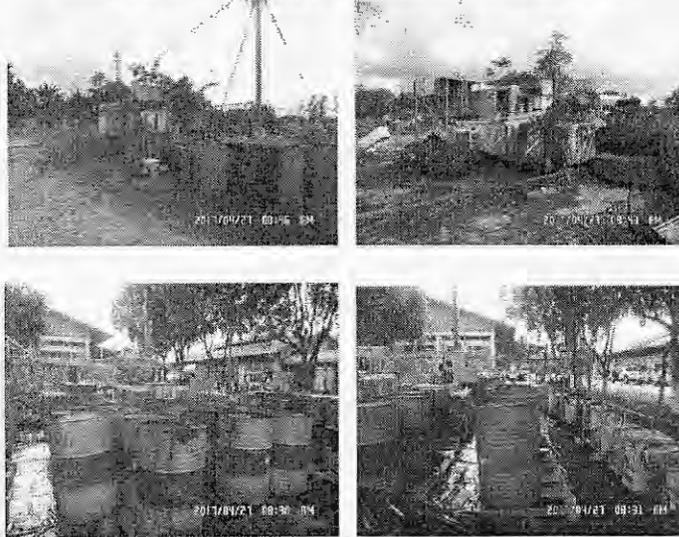
En las áreas denominadas patio de excedentes industriales del campo Casabe, se evidenció cantidad de transformadores eléctricos en desuso y catalogados como desecho según inventario suministrado por la GRI, sin cumplir los protocolos establecidos para el manejo y/o disposición temporal y final de residuos, algunos sin presentar protección contra la lluvia ni almacenamiento adecuado; se determinó además que algunos de ellos contienen aceite dieléctrico con presencia de Bifenilo Policlorado - PCB's, dentro del inventario de PCB's suministrado. Se identificaron además aproximadamente 21 canecas con aceite dieléctrico sin disposición final, teniendo en cuenta lo establecido en la Resolución 0222 de 2011 y 1741 de 2016 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para el



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

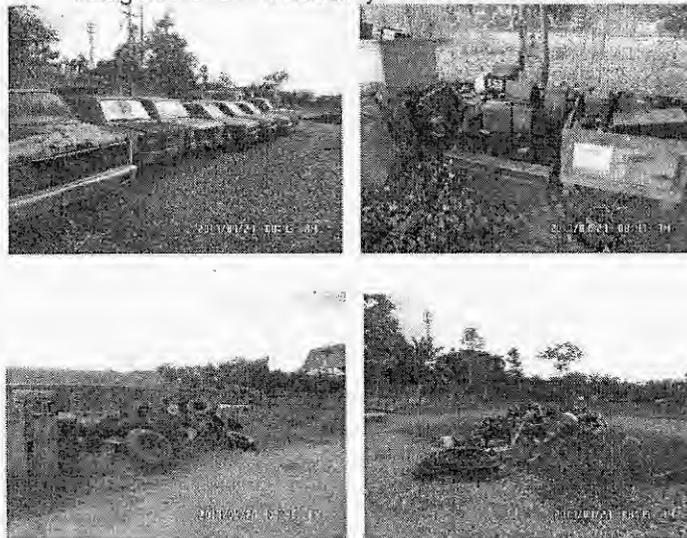
almacenamiento o tratamiento final de dichos residuos de sustancias u objetos peligrosos.

Imagen No. 30. Patio de excedentes industriales



Además se estableció que se encuentran sin la debida disposición final once (11) vehículos dados de baja, baterías en desuso, aisladores eléctricos, material electrónico y llantas inservibles.

Imagen No. 31. Material y vehículos en desuso





CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Se debe a que dentro de las actividades operativas desarrolladas por cada uno de los campos, no se aplican las medidas ambientales pertinentes establecidas en cada una de las fichas de manejo para este tipo de impactos ambientales indicadas en el Plan de Manejo Ambiental, para el control y mantenimiento en desarrollo de los requerimientos establecidos en el instrumento de manejo y control expedido por la autoridad ambiental competente.

La no aplicación de las disposiciones requeridas en el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS para el tratamiento de residuos, y a que no se está aplicando protocolo de requerimientos establecidos en las fichas del Plan de Manejo Ambiental y con la Resolución 0222 de 2011 y 1741 de 2016 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, con respecto al manejo de residuos especiales, es la causa de la concepción de este tipo de impacto ambiental acumulativo ya que no se le ha dado el manejo y disposición adecuado según las normas ambientales vigentes para este tipo de desechos.

Genera riesgo de derrame peligroso que puede producir daño a los recursos faunísticos, forestal e hidrobiológico (aguas subterráneas) aledaños al área de ubicación y su perímetro conexo, y presenta una eventual contaminación de suelos que origina impactos ambientales sobre recursos naturales.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

GERENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DE MARES – GRM CAMPOS TISQUIRAMA – SAN ROQUE

Hallazgo No. 24 Compensaciones por permiso de Aprovechamiento Forestal pendiente, Campos Tisquirama – San Roque (AOI)

Mediante Resolución 0327 de 14 de marzo de 2003, el entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en adelante el Ministerio, estableció a Ecopetrol S.A. Medidas de Manejo Ambiental contenidas en el documento Plan de Manejo Ambiental para los campos de la Superintendencia Provincia perteneciente a la Gerencia Centro Oriente, conformada por los Campos Provincia y Bonanza, ubicados en el departamento de Santander; y San Roque y Tisquirama, ubicados en el departamento del Cesar. La autoridad ambiental mediante Resolución 764 del 16 de Julio de 2014 se modifica parcialmente el Plan de manejo Ambiental establecido mediante resolución 327 de 2003 y 1549 de 2007.



Se obtuvieron por parte de Ecopetrol S.A., Gerencia de Desarrollo y Producción de Mares – GRM, los permisos de aprovechamiento forestal, expedidos por la Corporación Autónoma Regional - CORPOCESAR, del área de influencia que compete a los campos Tisquirama – San Roque, desde agosto de 2013. A la fecha de la visita de la CGR a las área de los campos en mención, se evidenció que no se han realizado las obligaciones de compensación establecida en cada uno de estos permisos, teniendo en cuenta que son obligaciones de inmediato desarrollo como medida por la afectación de cobertura vegetal derivadas de las actividades de tala y poda de árboles en el Campo San Roque propias de la operación, en cumplimiento de los actos administrativos mencionados anteriormente y expedidos por Corpocesar.

El acto administrativo pendiente es:

- 1) Obligación por Aprovechamiento Forestal (siembra de 190 árboles): Mediante la Resolución No. 1289 del 22 de Agosto de 2013, CORPOCESAR autorizó a ECOPETROL S.A., un aprovechamiento forestal a través de las actividades de tala y poda de árboles en el Campo San Roque, en jurisdicción del municipio de San Martín, departamento del Cesar.

Descripción de la obligación de compensación forestal:

Numeral 18 del Artículo Tercero de la Resolución No. 1289 de 2013: *“Adelantar la actividad de siembra de 190 árboles, en el área de influencia del proyecto. Para tal fin se debe presentar a la coordinación de seguimiento ambiental dentro de los dos (2) meses siguientes a la ejecutoria de esta resolución, el correspondiente plan que incluya la siembra de árboles de especies protectoras nativas. La siembra debe realizarse dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la aprobación del plan por parte de la coordinación de seguimiento ambiental. ECOPETROL S.A debe realizar el cuidado y mantenimiento de estos árboles durante un término mínimo de 3 años contados a partir de su siembra”.*

Las obligaciones no se han cumplido de acuerdo a lo requerido por las autoridades ambientales competentes. Ha generado el no desarrollo de las actividades obligadas en el acto administrativo analizado por la afectación de cobertura vegetal derivada de como medida por la afectación de cobertura vegetal derivadas de las actividades de tala y poda de árboles en el Campo San Roque propias de la operación.

En caso de no dar cumplimiento a los procesos de compensación planteados, dentro de los términos señalados por dichas autoridades, la empresa se expone a

la imposición de medidas preventivas, conforme a lo señalado en la Ley 1333 de 2009.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

GERENCIA SANTANDER

3.2.1.1 Vicepresidencia de Producción y Desarrollo Regional Central

3.2.1.1.1 Control de Gestión

De conformidad con el proyecto de Regionalización de Ecopetrol S.A., la Vicepresidencia Regional Central-VRC, hace parte de la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción y le corresponde la operación de los campos de producción de crudo y gas del Magdalena Medio y de Tibú en Norte de Santander, para lo cual ejecuta procesos que tienen por fin la extracción, recolección, tratamiento, entrega de hidrocarburos, incluyendo también el gerenciamiento de los activos en producción.

Por su parte, Ecopetrol S.A., en el 2016, para el accionar de la VRC dentro de su área de influencia, presupuestó recursos de conformidad como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla No. 10 Recursos presupuestados VRC vigencia 2016
Cifras expresadas en pesos

APLICACIÓN	APROBADO	CAUSADO	% EJE	OBSERVACIONES
Presupuesto Operación VRC	596.531.143.469	608.650.336.742	102,0%	Recursos Ecopetrol
Presupuesto Inversión cargado a VRC	302.340.199.279	253.512.752.686	83,9%	Recursos Ecopetrol
Presupuesto Inversión cargado a Vicepresidencia de Activos con Socios	136.232.786.000	108.618.035.600	79,7%	Recursos Ecopetrol
Inversiones OXY (Cira y Teca)		119.910.498.110	N/A	Recursos privados
Operación OXY (Cira y Teca)		260.028.632.238	N/A	Recursos privados
Inversiones SCHLUMBERGER		157.597.508.891	N/A	Recursos privados

Fuente Ecopetrol S.A.

Durante la vigencia fiscal 2016, la producción promedio de petróleo equivalente directa de Ecopetrol en el país, alcanzó los 668.000 Barriles por día (BPED) con

una participación 12,95% de la Vicepresidencia Regional Central representada en 86.555 BPED.

La gestión de la VRC se sintetiza en la siguiente tabla, en donde se muestran los indicadores y sus resultados:

Tabla No. 11 Indicadores y Resultados VRC 2016

No.	Indicador	Unidad	Meta 2016	Cumplimiento	% cumpl
1	Índice de Frecuencia Total de Casos Registrables	Nº de Casos Registrables / Millón HH Laboradas	2,49	1,65	134%
2	EBITDA Upstream	mMCOP	6.545	8.085	124%
3	Producción Promedio de Crudo Equivalente Participación de Ecopetrol S.A –(P50)	KBPED	86,61	86,55	100%
4	Gestión de Incorporación de Reservas	MBPE	15,7	-13,9	0%
5	Costo de Levantamiento	(Pesos/BEQ)	28.769	28.687	100%
6	% cumplimiento de hitos 2016	%	100%	100%	100%

Fuente Ecopetrol S.A.

Como se observa, el cumplimiento de las metas en general fue satisfactorio, sin embargo, en el indicador de Gestión de Incorporación de Reservas, se evidencia el efecto contrario, es decir, se presentó una desincorporación de las mismas, entre otras razones por los precios del crudo lo cual ocasionó la suspensión de proyectos de inversión durante la vigencia. Una situación importante que impidió un mejor desempeño en la producción, fueron las dificultades de orden público en la Gerencia Catatumbo por cuanto, la comunidad indígena U'wa bloqueó la planta de gas de Gibraltar entre el 13 de junio y el 29 de julio de 2016 presentándose pérdidas volumétricas de 336.636 BE.

En lo relacionado con la gestión de mantenimiento desplegada en la VRC, esta fue adecuada, los indicadores estuvieron muy cercanos a la meta establecida. Situación corroborada con los resultados en la producción básica equivalente de petróleo, donde se direccionan los recursos de operación (Opex). Las inspecciones realizadas a las diferentes locaciones de producción, así como a las estaciones de recolección, plantas de tratamiento, subestaciones de energía y otras instalaciones industriales y de fiscalización, evidencian un manejo adecuado del proceso en las distintas Gerencias. Se observa modernización en aquellos puntos donde se han ejecutado proyectos de Continuidad Operativa y mantenimiento conveniente en los equipos de rezago tecnológico.

Ahora bien, en cuanto a la ejecución de los recursos de inversión (Capex) los resultados son consecuentes con la incorporación de reservas, la promesa volumétrica (P-50) y el desarrollo de los proyectos que apalancan oportunidades de negocio para Ecopetrol.

El presente proceso auditor a fin de alcanzar los objetivos de la Auditoría y atendiendo los lineamientos impartidos por la Supervisión de la misma, enfocó su trabajo en la revisión de la información sobre la gestión de Ecopetrol en el manejo y administración de 11 de los 39 activos que pertenecen a la VRC, los cuales son: Cira, Infantas, Teca, Gibraltar, Tibú, Bonanza, Galán, Llanito, Nutria, Provincia y Yariguí-Cantagallo.

Macro proceso: Adquisición de Bienes y Servicios

Procesos: Ejecución Contractual, Anticipos, Adiciones, Modificaciones, Liquidación y Supervisión e Interventoría.

En el tema de contratación en la vigencia, la VRC causó o comprometió recursos en Operación y Mantenimiento por \$452.582 millones en un total de 478 contratos, el Equipo Auditor abordó en este tema, el estudio de 15 negocios jurídicos por un valor causado en 2016 de \$134.697,2 millones, que representa el 29,8% de los recursos comprometidos en operación.

En este macro proceso se presentan los siguientes hallazgos:

Hallazgo No. 25 Acreditaciones al Sistema de Seguridad Social (A)

De acuerdo con Artículo 1 del Decreto 510 de 2003 se tiene: "De conformidad con lo previsto por el artículo 15 de la Ley 100 de 1993, modificado por el artículo 3° de la Ley 797 de 2003, las personas naturales que prestan directamente servicios al Estado o a las entidades o empresas del sector privado bajo la modalidad de contratos de prestación de servicios o cualquier otra modalidad de servicios que adopten, deberán estar afiliados al Sistema General de Pensiones y su cotización deberá corresponder a los ingresos que efectivamente perciba el afiliado. Para este propósito, él mismo deberá declarar en el formato que para tal efecto establezca la Superintendencia Bancaria, ante la administradora a la cual se afilie, el monto de los ingresos que efectivamente percibe, manifestación que se entenderá hecha bajo la gravedad del juramento".

Igualmente, el Artículo 40 de la ley 797 de 2013 reza: "El artículo 17 de la Ley 100 de 1993 quedará así: Artículo 17. Obligtoriedad de las Cotizaciones. Durante la



vigencia de la relación laboral y del contrato de prestación de servicios, deberán efectuarse cotizaciones obligatorias a los regímenes del sistema general de pensiones por parte de los afiliados, los empleadores y contratistas con base en el salario o ingresos por prestación de servicios que aquellos devenguen.”

Así mismo, el segundo inciso del artículo 3º del Decreto 510, determina que la base de cotización para el sistema general de pensiones deberá ser la misma que la base de la cotización del sistema general de seguridad social en salud, salvo que el afiliado cotice para el sistema general de pensiones sobre una base inferior, a la mínima establecida para el sistema general de seguridad social en salud.

De acuerdo con lo expuesto, se tiene que el artículo 4º de la Ley 797 de 2003 que modifica el artículo 17 de la Ley 100 de 1993, determina que durante la vigencia del contrato de prestación de servicios, se estará en la obligación de cotizar al sistema general de pensiones, significando con ello que independientemente de la duración del contrato, el contratista se encuentra en la obligación de cotizar al sistema en mención.

No obstante, se evidencia que Ecopetrol exige requisitos que a la fecha del contrato están derogados tácitamente, tal como sucedió en la CLÁUSULA TRIGÉSIMA CUARTA.- REQUISITO PREVIO PARA QUE PROCEDA LA SUSCRIPCIÓN DEL CONTRATO No. MA-0034646, suscrito con SERINCO DRILLING S.A, cuyo objeto es: “*Servicio De Completamiento, Reacondicionamiento, Mantenimiento y Abandono de Pozos bajo el esquema de Operación y Mantenimiento de Equipos de Workover Propiedad de Ecopetrol S.A.*”, que reza: “*Antes de la suscripción del Contrato (el gestor de la etapa precontractual o en su defecto el Funcionario Autorizado o su delegado) debe dejar en el expediente contractual constancia escrita de que verificó que el CONTRATISTA.*

(...)

Adicionalmente, si el CONTRATISTA es persona natural:

(...)

III. Si la duración del contrato es superior a tres (3) meses, acreditación de afiliación al sistema de seguridad social en salud (Artículo 23 del Decreto 1703 de 2002). (Subrayado fuera de texto)

En este orden de ideas y por las razones ya expuestas, se entiende que con la expedición de la Ley 797 de 2003 y el Decreto 510 del mismo año, se encuentra modificada tácitamente la previsión contenida en el artículo 114 del Decreto-Ley 2150 de 1995, que modificaba el artículo 282 de la Ley 100 de 1993 y el artículo 23 del Decreto 1703 del 2002, en lo que hacía alusión a la existencia de la



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

obligación de cotizar frente a contratos de prestación de servicios cuya duración fuera superior a tres (3) meses.

Lo anterior, por falta de revisión jurídica a los estudios previos y minuta de los contratos por el área encargada de dicha función, por lo que la Entidad corre el riesgo de que el contratista no cotice al sistema de seguridad social por toda la duración del contrato.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 26 Pago de IVA en Contratos (AOI)

De conformidad con lo preceptuado en el artículo 3 del Decreto 1372 de 1992:

*“En los contratos de construcción de bien inmueble, **el impuesto sobre las ventas se genera sobre la parte de los ingresos correspondientes a los honorarios obtenidos por el constructor.** Cuando no se pacten honorarios el impuesto se causará sobre la remuneración del servicio que corresponda a la utilidad del constructor. Para estos efectos, en el respectivo contrato se señalará la parte correspondiente a los honorarios o utilidad, la cual en ningún caso podrá ser inferior a la que comercialmente corresponda a contratos iguales o similares.”*
(Negrilla fuera de texto).

Se evidencia en el Contrato 5226759, cuyo objeto es “OBRAS DE CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE REDES DE TUBERIAS y ACCESORIOS EN LOS CAMPOS DE LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN DEL RÍO - GRI DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A”, que en las Facturas presentadas por el Contratista INEMEC LIMITADA, para el cobro de los reajustes salariales a que tiene derecho, la base del impuesto a las ventas IVA, es sobre todo el valor facturado, asimilándolo a un contrato de servicios y no de Obra, máxime que en las facturas de las Actas parciales de obra, si se observa el cálculo del IVA sobre la utilidad. Caso contrario sucede en el contrato de obra 5227153, donde la factura de reajuste salarial está sin IVA.

Otra situación que se evidencia, es en el contrato No. MA-0021539 suscrito con el Consorcio CDE-Concretec con el objeto de: “SERVICIOS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO, PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE LAS REDES ELECTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSION, SUBESTACIONES ELECTRICAS, CCM Y ACOMETIDAS ELECTRICAS ASOCIADAS A LA PRODUCCION DE CRUDO EN LOS CAMPOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RIO DE LA



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A. DURANTE LAS VIGENCIAS 2012, 2013 Y 2014 Y CON USO DE OPCION DE PRORROGA POR UN AÑO (2015).”, se encontró que el Contratista, pasó a Ecopetrol en el mes de Marzo de 2016, las facturas de cobro Nos: 153, 155 y 156 por los servicios prestados, en valor sumado de \$173,8 millones, cifra a la cual solamente se liquidó el IVA sobre la Utilidad por \$1,03 millones, cuando este debería ser aplicado sobre todo el servicio, es decir \$27,82 millones.

Lo anterior, por deficiencias en el control financiero del contrato, al no identificar plenamente la base del cálculo del IVA, cuando es contrato de obra o de servicio, lo que conllevó a que la Administración reconociera IVA sobre diferentes bases de liquidación en un mismo contrato.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la Administración Tributaria.

Hallazgo No. 27 Reconocimiento de Impuestos en las cláusulas contractuales (A)

De acuerdo al numeral 3.5 Principios- Transparencia- del MANUAL DE CONTRATACION DE ECOPETROL- GSJ-M-001- se establece *“La contratación debe realizarse con base en los procesos de selección regulados en este Manual, reglas claras y objetivas, con oportunidad para que los interesados conozcan los informes, conceptos y decisiones, así como para formular observaciones”* (subrayado fuera de texto).

No obstante en el Contrato 5216201, suscrito con SERINCO DRILLING S.A, cuyo Objeto es SERVICIO DE REACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO y ABANDONO DE POZOS PARA LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE LA CIRA INFANTA, se evidencia que la cláusula VIGESIMA PRIMERA consagra:

“Todos los impuestos que se causen por razón de la celebración, desarrollo, ejecución y liquidación del Contrato, con excepción de los que estrictamente correspondan a ECOPETROL, son de cargo exclusivo del CONTRATISTA. ECOPETROL no reconocerá suma alguna por impuestos, así éstos fueren establecidos con posterioridad al vencimiento del plazo de presentación de propuestas y celebración del Contrato y siempre y cuando en las CEC no se establezca algo diferente” (subrayado fuera de texto).

Sin embargo, lo descrito anteriormente es incongruente con la cláusula tercera del mismo contrato, al señalar:

"CLÁUSULA TERCERA.- VALOR ESTIMADO DEL CONTRATO POR PRECIOS UNITARIOS: "El presente Contrato se pacta por el sistema de precios unitarios (valor por unidad de recurso, obra, trabajo, servicio o bien), los cuales remuneran la totalidad de las actividades (trabajos, servicios) y/o suministros constitutivos de su objeto, de conformidad con lo pactado.

Cada precio unitario comprende todos los costos directos e indirectos derivados de la ejecución de la respectiva actividad y/o suministro que hacen parte del objeto del Contrato. Incluye, entre otros, los salarios, descansos remunerados, prestaciones sociales del personal y aportes al Sistema Integral de Seguridad Social y Parafiscales, incrementos salariales y prestacionales; desplazamiento, transporte, alojamiento y alimentación del Equipo de Trabajo del CONTRATISTA; equipos, herramientas y materiales; licencias de utilización de software; impuestos a cargo del CONTRATISTA, las deducciones a que haya lugar y en general todo costo en que incurra el CONTRATISTA para la ejecución de cada una de las actividades o suministros objeto de este Contrato, por lo cual incluye el AIU (administración, imprevistos ordinarios y utilidades)" (subrayado fuera de texto).

Se observa que las dos cláusulas se contradicen, ya que en la primera Ecopetrol menciona que no reconocerá suma alguna de impuestos, mientras que en la segunda, están inmersos en el valor unitario de cada actividad y son a cargo del contratista, situación similar se presenta en los Contratos Nos. MA-0034646, 5217111, 5216201, 5222285, 5212398.

Lo anterior, por la falta de revisión jurídica a los estudios previos y minuta de los convenios por el área encargada de dicha función, por lo que la Entidad corre el riesgo de cancelar impuestos que no le corresponden.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 28 Ampliación Pólizas Contrato 5213216 (A)

Las Garantías son instrumentos de cobertura de Riesgos que los mitigan de acuerdo con el objeto, el valor, la naturaleza y las obligaciones del contrato, en cumplimiento de los Principios generales de la actividad contractual para entidades no sometidas al Estatuto General de Contratación de la Administración Pública y en aplicación de los principios de la función administrativa y de la gestión fiscal de que tratan los artículos 209 y 267 de la Constitución Política.



Es así como en el Contrato No. 5213216 de Servicios Especializados en Operaciones de subsuelos, señala en su CLÁUSULA VIGÉSIMA SEGUNDA.- GARANTÍAS y SEGUROS, que:

"(...) el CONTRATISTA deberá constituir por su cuenta, ante una compañía de seguros (...) Una Garantía de Cumplimiento otorgada a favor de ECOPETROL, que se rija por el Clausulado General de la Garantía Única de Cumplimiento anexo, y que contenga los siguientes amparos:

(...)

b) De pago de salarios, prestaciones sociales e indemnizaciones laborales al personal vinculado para la ejecución del Contrato, que tenga: - Un valor asegurado igual al 5% del valor estimado indicado en la CLÁUSULA TERCERA parágrafo Tercero de esta minuta (...)"

Así mismo, el parágrafo PRIMERO de la citada cláusula, literal e) dispone lo siguiente: *"En el evento en que se aumente el valor del Contrato o se prorrogue su vigencia, el CONTRATISTA deberá ampliar o prorrogar las correspondientes garantías y seguros"*.

Dado lo anterior, se expidió la Póliza No. 24133 el 27-ene-2014 y actualizada el 30-dic-2016, que dentro de sus especificaciones señala:

"(...) Por medio del presente anexo ace seguros s.a. aclara que conoce y acepta las modificaciones realizadas al contrato mediante el otros si No. 01 al contrato No. 5213216. De la misma forma se ajusta la vigencia de la póliza según acta de iniciación al contrato. Los demás términos y condiciones continúan vigentes y sin modificar.

Por medio del presente certificado y según adiciones presupuestales No. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 y 15 se aumenta el valor asegurado de la póliza. Los demás términos y condiciones no modificados continúan vigentes.

Por medio del presente certificado y según adiciones presupuestales No. 16, 17 y 18 se aumenta el valor asegurado de la póliza. Los demás términos y condiciones no modificados continúan vigentes (...)"

No obstante lo anterior y pese a que el contrato lleva una ejecución de US\$93.050.992,7, según Acta de Liquidación Parcial No. 48 del 2-dic-2016, la Póliza No. 24133 emitida el 30-dic-2016, registra valores asegurados para Cobertura de Prestaciones Sociales de US\$200.000, es decir un amparo del 0,2%, muy por debajo al valor que debería estar asegurado según la ejecución contractual y adiciones presupuestales a la fecha de expedición.

Lo anterior, por deficiencias en la labor de la gestoría administrativa en la revisión y aprobación de las pólizas, así como en las consideraciones particulares para la constitución de seguros en este tipo de contratos, lo que genera que no se proteja a Ecopetrol S.A. contra el riesgo de incumplimiento por parte del contratista de las obligaciones de carácter laboral adquiridas por éste, prestaciones e indemnizaciones del personal empleado en la ejecución del contrato, tal como se estipuló en el clausulado del amparo.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 29 Autogeneración de energía – Productor Marginal (AOI)

El Artículo 16 de la Ley 142 de 1994 señala: *“Aplicación de la ley a los productores de servicios marginales, independiente o para uso particular. Los productores de servicios marginales o para uso particular se someterán a los artículos 25 y 26 de esta Ley. Y estarán sujetos también a las demás normas pertinentes de esta Ley, todos los actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, o gratuitamente a quienes tengan vinculación económica con ellas según la Ley, o en cualquier manera que pueda reducir las condiciones de competencia.”*

La Resolución CREG 054 de 1994 en su artículo 1° precisa: *“Productor marginal, independiente, o para uso particular. Es la persona natural o jurídica que desee utilizar sus propios recursos para producir los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicio público para sí misma o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación económica con ella o por sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal. Los autogeneradores y cogeneradores son casos particulares de esta categoría.”* (Subrayado nuestro)

La Resolución CREG 084 de 1996 define: *“Autogenerador: Es aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.”*

La Resolución CREG 056 de 1994 reza en su artículo 4 lo siguiente: *“Todas las empresas que vayan a realizar cualquier actividad comprendida dentro del servicio público de electricidad o energía eléctrica, deben dar noticia del inicio de sus actividades a la Comisión.”*



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

En la revisión del contrato No.5203103 suscrito el 24 de enero de 2008 entre Ecopetrol y la Unión Temporal Generación Colombia, cuyo objeto es: “*Suministro de energía por medio de centros de generación con gas para los campos de producción Cantagallo y Yariguí*”, se evidencia la definición de Ecopetrol como Autogenerador de energía eléctrica y en ese sentido se comporta como Productor Marginal. No obstante, esta condición no ha sido informada a los organismos que regulan y controlan esta actividad en el Colombia.

Lo anterior obedece a deficiencias por parte de Ecopetrol, en la interpretación de la normatividad que regula la actividad de adquisición del servicio de energía eléctrica en el país, omitiendo el respectivo control sectorial.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la Superintendencia de Servicios Públicos.

3.2.1.1.2 Control de Resultados

Macro proceso: Planes, Programas y Proyectos Extraordinarios

Proceso: Ejecución

La CGR examinó un total de 11 Proyectos de Inversión asociados a los activos seleccionados, de los cuales, 6 corresponden a proyectos de Oportunidad de Negocio – ON, 3 a iniciativas de continuidad operativa - ICO, uno a optimización – OPT y otro a un piloto de inyección - ES.

Para los 11 proyectos que datan algunos del 2007, fueron planificadas inversiones por \$3,4 billones de los cuales hasta el 2016, se han ejecutado recursos por \$2,2 billones y durante la vigencia 2016 las inversiones en estos fueron de \$96.880 millones. De los anteriores proyectos uno se encuentra suspendido y los demás activos.

En recursos de inversión, se analizaron 20 contratos por valor causado de \$54.777,5 millones que equivale al 56,5% de la inversión en proyectos y al 32% de en contratos de inversión; el universo de estos es de 404 contratos por \$170.830,6 millones. En este punto se presentó la limitante que la información revisada fue solo la correspondiente a algunos hitos principales tales como minutas, actas de finalización, actas de liquidación, pólizas y algunas actas de pago, en razón a que la totalidad de los expedientes, de conformidad con la Entidad es demasiado voluminosa y su disposición física o escaneada, se tornaba muy onerosa para Ecopetrol.

Como resultado de la evaluación del tema de proyectos, se presentan los siguientes hallazgos:

Hallazgo No. 30 Custodia de materiales (A)

De acuerdo con la Guía para el Manejo Administrativo de los Activos Fijos de Ecopetrol S.A. y sus Filiales -ECP-DAB-G-013 Versión 3, el numeral 3.3.2 Adquisición a través de Apropiación para Proyectos de Inversión (API) literales d y e, hace referencia a la responsabilidad del Coordinador de cada proyecto así:

"El Coordinador de cada proyecto, responsable del API debe:

(...)

d. Entregar los activos a la dependencia responsable de su administración y custodia a través de acta (ver Acta de Entrega y Recibo de Elementos en Custodia, ECP-DAB-F-204). No se deben entregar ni recibir activos sin el correspondiente número de inventario y la respectiva marcación.

e. Responder por la administración y custodia de los Activos hasta tanto sean capitalizados y/o entregados al custodio".

No obstante, en el expediente del contrato 5205636, no se evidenció Acta de Entrega y Recibo de Elementos en Custodia por material sobrante a Ecopetrol, para el aseguramiento y custodia de activos por parte de la administración, de acuerdo a lo siguiente:

La ejecución de las obras contempladas en el contrato 5205636, finalizaron en marzo de 2012, fecha en la cual se iniciaron los trámites de devolución de los materiales y suministros no instalados por parte del contratista Schrader Camargo a Ecopetrol S.A, incluidos en la liquidación bilateral. Durante el proceso de devolución de materiales se relacionó un listado de elementos que ingresaron a la zona industrial de Cantagallo el día 10 de Abril de 2012, cuyo destino final sería la Bodega de Materiales.

El día 7 de Octubre de 2014 la empresa Bureau Veritas mediante contrato MA – 0013948, realizó inventario de materiales procedentes del contrato 5205636 ubicados en la zona industrial de Cantagallo, en donde no fue posible ubicar unos materiales por valor total de \$138.133.822 y que están relacionados dentro del formato de ingreso de elementos a la zona industrial No. 1020104985, 1020104986, 1020104987, 1020104988, 1020104990 del 10 de Abril 2012.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Lo anterior, por falta de control y seguimiento en la custodia de los materiales entregados por el Contratista, de acuerdo al procedimiento establecido por Ecopetrol en la Guía ECP-DAB-G013; lo que originó la pérdida de materiales por \$138,13 millones.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 31 Pagos de reajustes (A)

De acuerdo con la CLÁUSULA CUARTA - REAJUSTE del Contrato MA-0026938, suscrito con PETROWORKS S.A.S, cuyo objeto era: "Servicios de reacondicionamiento, completamiento, mantenimiento y abandono de pozos con dos 2 equipos de potencia 350 hp para pozos de los campos operados por la Gerencia Regional Magdalena Medio de ECOPETROL S.A, con opción de un 1 equipo adicional de 350 hp y una opción por un año adicional", se establece lo siguiente: "Sin perjuicio de lo dispuesto en la cláusula anterior, ECOPETROL efectuará reajustes a los componentes de Personal, Combustibles y Lubricantes e Insumos.

(...). El procedimiento de reajuste para cada uno de estos componentes se realizará así:

REAJUSTE POR SALARIOS - El salario básico mínimo que el CONTRATISTA se obliga a pagar a sus trabajadores es el previsto en el Régimen Convencional de ECOPETROL vigente. Así mismo, el CONTRATISTA se obliga a reconocer los incrementos previstos en este régimen y los que apliquen a su personal administrativo, de acuerdo con lo establecido por ECOPETROL en su tabla de salarios de carrera técnica y administrativa, que rijan durante el plazo de ejecución del Contrato. El CONTRATISTA se obliga a reconocer tal incremento a aquellos trabajadores que tuvieren derecho al mismo, y ECOPETROL se obliga a efectuar los ajustes correspondientes a favor del CONTRATISTA. Para efectos de los ajustes a que hubiere lugar, el CONTRATISTA deberá acreditar con documentos idóneos, que los trabajadores beneficiarios han recibido el respectivo incremento salarial. Las partes ajustarán la Tarifa diaria de los equipos de acuerdo con la fórmula del Parágrafo Primero, literal a y b, según sea el caso, de la presente cláusula. (...)

REAJUSTE POR VARIACIÓN DEL PRECIO DEL COMBUSTIBLE- Si el precio del combustible varía en más del cinco por ciento (5%) las partes ajustarán la Tarifa diaria de los equipos de acuerdo con la fórmula del Parágrafo Primero, literal d de la presente cláusula".



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Condiciones que no se cumplieron, ya que se evidenció que de acuerdo con las estadísticas publicadas por el Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol no debía de haber realizado ajustes para los años 2014 y 2015 por combustible, por cuanto la variación para el 2013 y 2014, no alcanzó el 5%, para ningún año.

Por otra parte, en el año 2014 se aplicó incremento del 10,5% sobre el costo directo de obrero de patio, el porcentaje de incremento que aplicaba era del 4% general y 5% por escalafón. Este incremento impacta los reajustes de 2014 y 2015. Además, para obrero de patio se calculó el costo directo considerando un AIU del 15%, cuando solo se debía considerar el 5% de Administración.

Por lo descrito anteriormente, Ecopetrol canceló un mayor valor al contratista equivalente a \$49,24 millones sin incluir IVA, valor que fue reconocido por el Contratista a la Empresa en desarrollo de la Auditoría.

Lo anterior, por falta de revisión legal y financiera a los documentos de reajustes presentados por el contratista para tal fin, lo que conllevó a un mayor valor pagado en la suma antes citada.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 32 Procedimiento tarifa de desmovilización (A)

De acuerdo con el literal c) Adición, numeral 4.3.3 Ejecución del contrato, de la Guía GSJ-M-001- Manual de contratación de Ecopetrol, señala lo siguiente: “c. Adición *Es el acto por el cual se modifica un contrato, incrementando su valor; procede por las siguientes causas:*

- *La inclusión de nuevos recursos o de actividades que están relacionadas con el objeto del contrato, que resultan necesarias o imprescindibles para la satisfacción o terminación del mismo y que no pudieron ser previstas en la etapa de planeación del contrato”,*

No obstante lo anterior, en el contrato MA-0026938, suscrito con PETROWORKS S.A.S, cuyo objeto era: “*Servicios de reacondicionamiento, completamiento, mantenimiento y abandono de pozos con dos 2 equipos de potencia 350 hp para pozos de los campos operados por la Gerencia Regional Magdalena Medio de ECOPETROL S.A, con opción de un 1 equipo adicional de 350 hp y una opción por un año adicional*”, no se realizó la correspondiente Adición que establecía las nuevas condiciones aceptadas por las partes, consistentes en que la tarifa de desmovilización de los equipos fue modificada de común acuerdo, bajo la cual Petroworks aceptó retirar dichos equipos, antes del vencimiento del término del



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Contrato, a cambio de no cobrar a Ecopetrol las tarifas de Equipo en Stand By, que de otra manera se hubiesen causado hasta dicho vencimiento.

Lo anterior, por deficiencias en los mecanismos de control interno de supervisión, al permitir modificar de manera sustancial las cláusulas del contrato, sin que mediara un acto administrativo que garantizara lo acordado, lo cual ocasionó un riesgo para la Entidad en el sentido que al no quedar formalizada la nueva negociación con el proveedor, este hubiese podido hacer caso omiso de lo acordado con Ecopetrol.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 33 Anexo tributario (A)

De acuerdo al numeral 3.5 Principios- Transparencia- del MANUAL DE CONTRATACION DE ECOPETROL- GSJ-M-001- el cual establece *“La contratación debe realizarse con base en los procesos de selección regulados en este Manual, reglas claras y objetivas, con oportunidad para que los interesados conozcan los informes, conceptos y decisiones, así como para formular observaciones”* (subrayado fuera de texto), no obstante, en el Contrato 5227153, suscrito con D. INGENIEROS LIMITADA, cuyo objeto era *“ OBRAS PARA EL MONTAJE DE INSTRUMENTOS EN POZOS PRODUCTORES E INYECTORES DEL PROYECTO YARIGUÍ CANTAGALLO, CON UN USO DE OPCION PARA MONTAJE DE INSTRUMENTOS EN POZOS PRODUCTORES E INYECTORES, PERTENECIENTES A LA GERENCIA DE OPERACIONES Y DESARROLLO DEL RÍO DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A.”*, se evidencia el Anexo TRIBUTARIO: CLÁUSULA VIGÉSIMA PRIMERA.- IMPUESTOS, que hace parte del proceso de contratación, el cual menciona lo siguiente: *“Todos los impuestos que se causen por razón de la suscripción, desarrollo, ejecución y liquidación del presente Contrato tales como Retención en la Fuente, ICA, Timbre, entre otros, con excepción de los que estrictamente correspondan a ECOPETROL S.A., son de cargo exclusivo del CONTRATISTA. En materia de Impuestos, ECOPETROL S.A. efectuará a las cuentas o facturas del CONTRATISTA las retenciones que establezca la ley. El Impuesto al Valor Agregado -IVA- estará a cargo de ECOPETROL S.A., y se liquidará y pagará sobre la base gravable y la cuantía establecida por la ley. ECOPETROL solo pagará el valor del contrato y, por tanto, no reconocerá suma alguna por impuestos así estos fueren establecidos con posterioridad a la presentación de la propuesta y celebración del contrato.”*

La Contraloría General de la República, considera que lo escrito en el anterior Anexo no contiene reglas claras y objetivas, ya que con relación a impuestos, da unas pautas de forma general, más no explícitas, tales como la clase de contrato, la base del IVA, porcentaje de impuestos a descontar, entre otros. Situación similar se evidenció en los Contratos 5226356, 3001695.

Lo anterior, por falta de revisión jurídica a los documentos que hacen parte del contrato, por lo que la Entidad corre el riesgo que la persona encargada de realizar los descuentos de impuestos o retenciones al contrato, no los genere con los porcentajes reglamentarios y las bases de liquidación.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 34 Inactividad Pozo Abastecedor Chiquita (A)

El objetivo del mantenimiento de activos industriales para Ecopetrol, es realizar las actividades de mantenimiento rutinarias definidas y requeridas para garantizar la operación continua de los activos industriales, asegurando la integridad de las personas, el medio ambiente, la infraestructura, la armonía con el entorno, bajo criterios de eficacia y eficiencia.

De acuerdo con información suministrada por Ecopetrol, el activo Provincia P Sur, tiene permiso de concesión de aguas para usos industrial, contraincendios y doméstico, por 24 litros por segundo, de los cuales el pozo abastecedor "Chiquita" ubicado en el campo de producción Santos, aporta el 58,3%, es decir 14 Litros por segundo. En visita realizada el día 30 de marzo de 2017, al área del campo de Producción Santos del citado activo, se encontró que el pozo "Chiquita", presenta inactividad de varios días. Lo anterior obedece a inoportunidades en los programas de mantenimiento para este proceso, lo cual potencializa riesgos, en especial para los trabajos industriales, a la hora de enfrentar emergencias relacionadas con incendios.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 35 Interventoría contrato No. 5203383 UTGG (A)

La cláusula 15 del contrato No. 5203383 suscrito con la Unión temporal Gas Gibraltar expresa: *"ECOPETROL mantendrá por su cuenta, durante todo el plazo de vigencia del Contrato, el personal que adelantará las funciones de Administración e Interventoría que sea necesarios para asegurar el desarrollo, la*



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

ejecución y el cumplimiento de las responsabilidades, compromisos y obligaciones pactadas. Adicionalmente ECOPETROL contratará el acompañamiento de una Entidad Certificadora o la que haga sus veces que verificará y certificará todos los procesos y actividades que adelante el CONTRATISTA en las áreas Administrativas y Técnicas." En la evaluación del contrato, se encontró que actualmente no cuenta con Interventoría y tampoco se tiene evidencia de la Entidad Certificadora que haga el acompañamiento de la forma como lo indica la cláusula.

Lo anterior, por cuenta de deficiencias en la Administración del Contrato que generan riesgos en el seguimiento y control del mismo especialmente en las áreas técnicas.

Hallazgo administrativo.

Proceso: Seguimiento y Monitoreo - Gestión Responsabilidad Social

En desarrollo de la revisión de los convenios de inversión social de ECP en la VRC, se auditaron 11 convenios por valor de \$38.356,6 millones de pesos, de un total de 38 por valor de \$127.749,15 millones de pesos. Convenios con variados objetos y alcances y se realizaron visitas evidenciando además el seguimiento de los mismos por parte de los gestores. En cuanto a convenios, se tienen de diferentes objetos entre los cuales se destacan: apoyo a la movilidad de las comunidades, mejoramiento de caminos veredales, procesos educativos, mejoramiento infraestructura centros de salud, apoyo proyectos productivos agropecuarios, apoyo en pre-inversión en infraestructura de vías, actividades de educación y cultura, construcción infraestructura educativa, vías y de servicios públicos, entre otros.

En general, los convenios revisados cumplen con las metas fijadas en términos de cantidad, calidad, oportunidad y pertinencia, no obstante se evidenció que los cronogramas a veces son afectados por factores externos relacionados principalmente con orden público y por el entorno social donde se ejecutan.

Macro proceso: Gestión Ambiental

El desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en VRC, han obtenido y mantienen vigentes las licencias y los permisos necesarios para su operación e igualmente han mantenido el cumplimiento a las disposiciones legales, reglamentarias y de normas técnicas relacionadas, sin que la entidad

adelante proyectos ambientales y sin que exista un costo de impactos ambientales reportados. Para esto la VRC ejecutó una inversión/gasto durante la vigencia de 2016, por valor de \$130.110,7 millones, equivalente con el valor rendido en la cuenta del aplicativo SIRECI (Formato F-8.1), con una participación del 30.47% en gestión del riesgo, 27.23% en agua potable y saneamiento básico, 15.9% en recurso suelo, 15.31% en recurso aire, 9.77% en operación y apoyo, 0.7% en recurso bosques y 0.63% en recurso hídrico.

Se aseguró una utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral y se mantuvo una adecuada infraestructura en sus procesos, con tendencia a la mejora de la productividad y competitividad de sus bienes y servicios para el manejo y producción de hidrocarburos, tal como se refleja para la vigencia 2016, en los resultados alcanzados para la muestra de contratación auditada por valor de \$28.883,9 millones (22,2% del valor ejecutado y rendido) sin observaciones, en sus indicadores ambientales “Permisos para operar (LTO)” con un cumplimiento del 100%, “Índice de Cumplimiento Legal Ambiental (ICLA)” con un cumplimiento del 98% de un 100% en meta, en las acciones ambientales puestas de conocimiento ante la Autoridad Ambiental en los Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA’s) y al no presentarse multas y sanciones, por infracciones en normatividad ambiental y por las medidas establecidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, acorde con respuesta de autoridades ambientales regionales y el estado de resultados del balance general y de procesos sancionatorios técnicos y ambientales.

3.2.1.1.3 Plan de Mejoramiento

De acuerdo con los seguimientos reportados del Plan de Mejoramiento suscrito por Ecopetrol S.A. el 17 de enero de 2017, sobre el Informe de la CGR a la vigencia 2015, correspondientes a la jurisdicción de Santander, se revisaron de 6 hallazgos con 17 acciones de mejoramiento y se estableció que 6 acciones fueron cumplidas y efectivas, en el sentido que constituyeron una acción que al aplicarla mitigó el riesgo evidenciado por la CGR; y 11 se encuentran en ejecución dentro del término establecido, las cuales deberán permanecer en el nuevo plan de mejoramiento que se suscriba, así:

Tabla No. 12 Plan de Mejoramiento Vigencia 2015

Informe Ecopetrol S.A. Vigencia 2015			
Cód.	Descripción Hallazgo	Acción de Mejora	Actividades
H64	Reconocimiento económico Contrato No.	Implementar el nuevo proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP en las fases de maduración (fase 2 y fase 3) para los	Implementar el nuevo proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP en las fases de maduración (fase 2 y fase 3) para los

Informe Ecopetrol S.A. Vigencia 2015			
Cód.	Descripción Hallazgo	Acción de Mejora	Actividades
	5210552	proyectos de GRI.	proyectos de GRI.
		Taller de riesgos en la planeación contractual para los contratos de construcción de proyectos	Taller de riesgos en la planeación contractual para los contratos de construcción de proyectos
H65	Entrega de Ingeniería de detalle en el contrato 5209524	Implementar el nuevo proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP en las fases de maduración (fase 2 y fase 3) para los proyectos de GRI.	Implementar el nuevo proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP en las fases de maduración (fase 2 y fase 3) para los proyectos de GRI.
		Taller de riesgos en la planeación contractual para los contratos de construcción de proyectos	Taller de riesgos en la planeación contractual para los contratos de construcción de proyectos
H66	Reconocimiento de Stand By en contrato No. 5210548	Capacitar y sensibilizar a los funcionarios de VRC en la gestión contractual, con énfasis en la documentación de objetivos, decisiones y otros, que evidencien los avances del contrato.	Taller de capacitación y sensibilización en la gestión contractual
		Reforzar procedimiento de control de transferencia de tecnología	Reforzar procedimiento de control de transferencia de tecnología
H67	Cláusula obligaciones del Contratista-Transferencia de Tecnología	Continuar con el seguimiento al cumplimiento de las actividades/compromisos pendientes	En conjunto con la Universidad de Ecopetrol, realizar reuniones cada dos meses con los contratistas para verificar la continuidad en el cumplimiento del plan de transferencia de tecnología aprobado por Ecopetrol.
H68	Cumplimiento Programas y Proyectos	Fortalecer la metodología o prácticas utilizadas para la definición de las promesas de valor de los proyectos y establecer los mecanismos que mejoren el nivel de precisión de su cálculo considerando las variables que pueden influir en el resultado)	Asegurar que como parte del diseño del Proceso Gestión de Oportunidades de Desarrollo se incorporen las etapas que permitan precisar la estimación y clasificación de los volúmenes de reservas en los proyectos de desarrollo.
		Evaluar e informar en sesiones sistemáticas de la VRC el avance del plan de desincorporación enviado a la ANH.	Presentar en sesiones sistemáticas de la VRC el avance del plan de desincorporación enviado a la ANH.
H69	Abandono de Pozos	Evaluar e informar en Sub Comité Técnico y Comité Ejecutivo la recomendación del abandono de Guariquíes	Presentar en Sub Comité Técnico y Comité Ejecutivo la recomendación del abandono de Guariquíes.
		Realizar visitas a los pozos del campo San Silvestre y presupuestar las actividades necesarias para su abandono físico	Realizar visitas a los pozos del campo San Silvestre y presupuestar las actividades necesarias para su abandono físico.

Ahora bien, sobre el Informe de la CGR ante Ecopetrol S.A., vigencia 2014, se estableció que 3 Acciones de Mejora del *Hallazgo 94 Obras inconclusas Convenio de Colaboración ICP No. 5209999*, se encuentran en ejecución para su cumplimiento hasta diciembre de 2017. Por lo tanto, éstas deberán tenerse en cuenta en el nuevo plan de mejoramiento que suscriba la entidad, así:

Tabla No. 13 Plan de Mejoramiento Vigencia 2014

Informe Ecopetrol S.A. Vigencia 2014			
Cód.	Descripción Hallazgo	Acción de Mejora	Actividades
H94	Obras inconclusas Convenio de Colaboración ICP No. 5209999	1. Carta recordatorio compromisos y necesidad de recursos Fase II Centro de Convenciones.	1. Enviar comunicado desde Ecopetrol a Alcalde, Gobernador, Secretarios de Infraestructura, tanto municipal como departamental y Junta Directiva de Neomundo, con la finalidad de recordar los compromisos adquiridos en el proyecto y la necesidad de asegurar los recursos en la Fase II relacionados con el Mariposario.
		2. Seguimiento sistemático en Junta Directiva de Neomundo.	2. Seguimiento trimestral sistemático y divulgación en Junta Directiva de Neomundo a la planeación y avance de obras del Centro de Convenciones, incluyendo obras del mariposario.
		3. Reunión para hacer seguimiento trimestral a planeación y avance de las obras	3. Solicitar la creación de una reunión entre Ecopetrol, Neomundo, Alcaldía Gobernación para hacer seguimiento trimestral a la planeación y al avance de las obras

Valga precisar que dadas las acciones de mejora planteadas por Ecopetrol S.A., con ocasión del Plan de Mejoramiento suscrito ante la CGR, se obtuvo un beneficio del proceso auditor, por recuperación de recursos, en tanto el contratista devolvió recursos con motivo de Transferencia de Tecnología no ejecutada, por \$177 millones, a través de Alcance al Acta de Liquidación y compensación contra facturas por servicios prestados por el mismo contratista.

GERENCIA HUILA

3.2.1.2 Vicepresidencia de Producción y desarrollo Regional Sur

3.2.1.2.1 Control de Gestión

De conformidad con el proyecto de regionalización de Ecopetrol S.A., la Vicepresidencia Regional Sur-VRS, hace parte de la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción Huila y Putumayo y en la encargada de la operación de los campos de producción de crudo y gas del Huila, Putumayo y Nariño, para lo cual ejecuta procesos que tienen por fin la extracción, recolección, tratamiento, entrega de hidrocarburos, incluyendo también el gerenciamiento de los activos en producción.

Por su parte, Ecopetrol S.A., en el 2016, para el accionar de la VRS dentro de su área de influencia, presupuestó recursos por \$443.020.784.189 de conformidad como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla No. 14 Presupuesto 2016 VRS

	APROBADO	CAUSADO	% EJEC
Presupuesto Gastos VRS*	315.460.230.467	300.650.434.533	95%
Presupuesto Capex VRS	127.560.553.722	84.475.326.624	66.%
Total	443.020.784.189	385.127.761.157	87.%

*Costo levantamiento nivel operativo y soporte.

En el tema de contratación durante la vigencia 2016, la VRS causó o comprometió recursos como se observa en la siguiente tabla:

Tabla No. 15 Contratación 2016 VRS

TIPO	CANTIDAD	VR.CAUSADO
Contratos de Gastos de Operación	88*	142.501.487.485
Contratos de Inversión GDH	117	62.301.856.607
Contratos de Inversión GPY	41	22.173.470.017

*Contratos administrados por la coordinación de gestión de contratación Sur.

Durante la vigencia fiscal 2016, la producción directa promedio de petróleo equivalente de Ecopetrol S.A. en el país, alcanzó los 668.105 Barriles por día (BPED) con una participación 4.3% de la Vicepresidencia Regional Sur, representada en 28.750 BPED.

La Gestión de la VRS y sus resultados se presentan en el Tablero balanceado de gestión TBG, resultados en Gestión Higiene Seguridad y medio ambiente HSE, resultados de Gestión Financiera, Desarrollo sostenible y en Hitos claves, los cuales se encuentran sintetizados en la siguiente tabla y sus indicadores así.

Tabla No. 16 Resultados TBG - 2016

Indicador	Meta 2016	Cumplimiento	% Cumpl.
Ebitda UP COP/BI	6.545	8.085	124%
Producción Equivalente KBPE.	29,11 BPED	28.75 BPED	99%
Reservas MBPE	1.5	8	533%
(Accidentalidad) TRIF	1.32 registrables/1 MHH	0.30 casos registrables/1 MHH	110%
Costo de Levantamiento COP/BOE	29.612 \$/BL	28.572 \$/BL	100%
Cumplimiento Hitos %	100%	100%	100%

Fuente: Ecopetrol

Con relación a la Producción Equivalente KBPE, la meta propuesta para 2016 fue de 29.11, el resultado obtenido según el indicador corresponde a 28.75 con lo que se obtiene un cumplimiento del 99%, la menor producción se debió principalmente por fallas de equipo de fondo, con un impacto promedio en el mes de diciembre de 1083 BOPD, igualmente porque hubo varios pozos esperando mantenimiento equipo de subsuelo, producción promedio diciembre de 577 BOPD.

Tabla No. 17 Producción Equivalente 2015 y 2016

	PRODUCCION EQUIVALENTE 2015	PRODUCCION EQUIVALENTE 2016
GDH	24.878	21252
GPY	7.753	7.498
TOTAL VRS	32.631	28.750

Se observa un cumplimiento superior al 100% respecto a las metas establecidas en el indicador de Incorporación de Reservas. Este resultado se debe principalmente al gran aporte de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo la cual obtuvo 5.1 MBPE. Por su parte, la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila obtuvo 2.9 MBPE.

El resultado del TRIF de la vigencia 2016 fue de un accidente incapacitante ocurrido en agosto de 2016 en la GPY (atrapamiento dedo pulgar de un operador durante al realizar cambio de mordazas de la llave hidráulica). El resultado obtenido un TRIF acumulable de 0.30 por cada millón de horas hombre laboradas, resultado menor a la meta.

El costos de levantamiento de la VRS refleja un cumplimiento a diciembre de \$28.570 pesos /BEQ, con respecto al plan se cumple en un 100% ya que estos fueron más bajos que el que se tenía programado que era de 29.612 \$/BL

En lo relacionado con el cumplimiento de Hitos, se establece que para mejorar el sistema de medición y control de hidrocarburos, se establecieron 3 hallazgos en la GPY hallazgos identificados en la batería Colon en donde se realizaron los trabajos y acciones planteadas en un 100%.

En lo que respecta a los 10 hallazgos abiertos en la GDH detectados en los Campos Terciarios, Cretáceos y Tello, se realizaron las acciones de mejora con forme a la programación de la entidad.

3.2.1.2.2 Adquisición de Bienes y Servicios

En el aspecto contractual, se estableció una muestra de 42 contratos OPEX en cuantía de \$16.746.611 millones, recursos ejecutados en la vigencia 2016, dentro



de los cuales se encuentran órdenes de compra transversales a los contratos marco.

3.2.1.2.3 Control de Resultados

Planes, Programas y Proyectos Extraordinarios

En total la VRS contaba para 2016 con 36 Proyectos de Inversión (23 Gerencia de Operaciones, Desarrollo y Producción Huila – GDH – 13 Gerencia de Operaciones, Desarrollo y Producción Putumayo - GPY), de los cuales 14 (7 GDH – 7 GPY) corresponden a proyectos de Oportunidad de Negocio – ON, 6 (3 GDH – 3 GPY) Estudios y 16 (13 GDH – 3 GPY) proyectos de Continuidad Operativa - ICO.

Para los 36 proyectos fueron planificadas inversiones por \$127.560.553.722 en el 2016, de los cuales se ejecutaron recursos por \$84.475.326.624 durante la vigencia 2016.

Los proyectos suspendidos en la actualidad fueron 8 ON en la (2 GDH – 6 GPY) y 1 tipo ICO para la GPY, interrumpidos por diferentes razones tales como: coyuntura actual de la industria del petróleo, posible comercialidad, no asignación de recursos y restricciones de portafolio.

La CGR enfocó su trabajo en la revisión de la información sobre el cumplimiento de las obligaciones de Ecopetrol S.A. en diez (10) campos: Arrayán, Cebú, Dina Cretáceos, Dina Terciarios, Rio Ceibas, Santa Clara, Tello, Tempranillo, San Francisco y Yaguará, en el desarrollo de trece (13) Proyectos de Inversión en cada uno de los campos cuantía de \$44.235.789 millones.

3.2.1.2.4 Gestión de Responsabilidad Social

Durante la vigencia 2016 la Vicepresidencia Regional Sur no celebró nuevos convenios de inversión social; no obstante, se encontraban vigentes 121 convenios suscritos en años anteriores, de los cuales 52 corresponden a la subregional Huila Tolima y 69 a la subregional Putumayo.

Tabla No. 18 Líneas y programas de inversión social de los Convenios referidos

Línea de inversión social	Programa	GDH	GPY
Educación y Cultura	Todos a Estudiar	3	1
	Cultura para la vida	4	2
Competitividad Regional	Desarrollo Rural	8	21
	Fortalecimiento Empresarial	3	4
	Vías para el desarrollo	15	10



Línea de inversión social	Programa	GDH	GPY
	Infraestructura Social	14	18
Ciudadanía y Democracia	Tejido Social	1	0
	Buen Gobierno	1	1
	Gestión del Riesgo	2	3
	Diversidad y multiculturalidad	0	6
	Convenios Marco	1	3
	Total	52	69

Fuente: Ecopetrol – Entorno VRS

Desde el año 2016 la Gerencia de Prosperidad Social de Ecopetrol, a través de la Coordinación de Gestión de Entidades Territoriales, ha venido capacitando a los funcionarios delegados por los municipios de Aipe, Baraya, Neiva, Palermo, Tello, Villavieja y Yaguará, en la metodología de proyectos Tipo del Departamento Nacional de Planeación (DNP), con el fin de dejar capacidad instalada y así contribuir a la prosperidad compartida.

En desarrollo de los procesos de auditoria se revisaron cuarenta y ocho (48) convenios de responsabilidad social, por \$24.836,4 millones, enfocados a la educación ambiental, Competitividad Regional, mantenimiento y recuperación de vías, y capacidad institucional regional.

Durante la vigencia 2016 para la estrategia de responsabilidad social no se asignaron recursos a la VRS, se liquidaron convenios de vigencias anteriores ad portas al vencimiento del plazo contractual y sin ejecutar el objeto convenido, aunado al hecho, de que las cuentas destinadas para el manejo de los aportes no generan rendimientos financieros y se presentó incumplimiento de los aliados y/o ejecutores en los compromisos adquiridos.

La CGR detectó inicialmente presuntas irregularidades que comprometían el patrimonio estatal por recursos entregados a los aliados desde 2014, sin ejecución del objeto convenido, sin embargo, Ecopetrol a la fecha certificó el reintegro por parte del aliado por \$3.864.472.002, además, realizaron las reparaciones de vías por \$44.885.851.81, constituyéndose en beneficios del proceso auditor.

En este proceso, se presentan los siguientes hallazgos:

Hallazgo No. 36 Cumplimiento responsabilidad social (AD)

El párrafo del artículo 34 del Decreto Ley 1760 de 2003 establece que *"ECOPETROL S.A., para el desarrollo de las actividades propias de su objeto y como parte de su responsabilidad social, podrá adelantar programas sociales para*

la comunidad, especialmente con la que se encuentre radicada en los sitios donde tiene influencia".

Ecopetrol S.A., suscribió convenios de inversión social mediante los cuales pretendía el fortalecimiento en el territorio de la identidad, la pertenencia, la cultura; incentivar procesos de aprendizaje, lectoescritura, deporte, recreación, formación artística y educación ambiental, apoyar las vocaciones económicas del territorio, y fortalecer la capacidad productiva, aportar a la calidad de vida de los grupos de interés mediante proyectos de mejoramiento, rehabilitación y construcción de infraestructura vial y comunitaria en los diferentes municipios donde hace presencia, así como también, aportar a la generación de capital social, promover mediante los diferentes proyectos la gobernabilidad y capacidad institucional, contribuir a la reducción del riesgo y apoyar la protección de la diversidad étnica y cultural en los territorios donde efectúa operaciones la VRS.

La CGR evidenció que los convenios 5218815 y 5218817 del 24 de octubre de 2014, 5219984 del 21 de noviembre de 2014, 5219998 del 24 de noviembre de 2014, 5219180 del 31 de octubre de 2014 se liquidaron ad- portas del vencimiento del plazo contractual y sin que se ejecutara el objeto convenido; tal como se ilustra en la siguiente tabla:

Tabla No. 19 Convenios VRS
(Cifras expresadas en pesos)

No. Convenio	Fecha suscripción	Fecha liquidación	Tiempo de duración (meses)	Tiempo aproximado (meses)	Aporte Ecopetrol	Valor del Reintegro \$	Rendimientos financieros	Valor deducido
5218815	24/10/2014	27/05/2016	21	19	60.024.000	60.024.000		
5218817	24/10/2014	13/05/2016	21	18	80.000.000	79.743.969	62.945	318.976
5219984	21/11/2014	23/05/2016	12	18	22.435.900	22.435.900		
5219998	24/11/2014	23/05/2016	18	18	500.000.000	500.000.000		
5219990	24/11/2014	12/10/2016			\$726.067.610	328.946.857		
5219180	31/10/2014	29/12/2016	14	26	150.000.000	150.000.000		
TOTALES					662.459.900	662.203.869	62.945	318.976

Fuente: Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento Ecopetrol S.A.

En las actas de liquidación de los convenios antes mencionados, se presenta el balance económico y financiero, se destaca, que las cuentas en donde se manejaban los recursos no generaron rendimientos financieros, a excepción del convenio 5218817, en el que tan sólo se liquidaron \$ 62.945 y un descuento por \$ 318.976 por concepto de GMF.

Debido a deficiencias administrativas, de control y seguimiento, que hace que no se contribuya al fortalecimiento comunitario e institucional en las zonas de influencia en el marco de responsabilidad social y genera incumplimiento de los compromisos frente a la sociedad y a la comunidad.

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria.

Hallazgo No. 37 Asignación Recursos Responsabilidad Social (A)

La Constitución Política, inciso segundo del artículo 355, prevé que *“El Gobierno en los niveles, nacional, departamental y distrital y municipal, podrá, con recursos de los respectivos presupuestos, celebrar contratos con entidades privadas sin ánimo de lucro y de reconocida idoneidad, con el fin de impulsar programas y actividades de interés público acordes con el Plan Nacional y los Planes Seccionales de Desarrollo”*.

De conformidad con el parágrafo del artículo 34 del Decreto Ley 1760 de 2003 *“ECOPETROL S.A., para el desarrollo de las actividades propias de su objeto y como parte de su responsabilidad social, podrá adelantar programas sociales para la comunidad, especialmente con la que se encuentre radicada en los sitios donde tiene influencia”*.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5 numerales 15 y 16 de los Estatutos, Ecopetrol está facultada tanto para participar *“...en la realización de actividades científicas y tecnológicas relacionadas con su objeto social, o con las actividades complementarias o con las actividades complementarias, conexas o útiles al mismo, así como realizar su aprovechamiento y aplicación técnica y económica”*, como para *“...el adelantamiento de programas sociales para la comunidad, especialmente con la que se encuentre radicada en los sitios donde tiene influencia la SOCIEDAD”*.

Ecopetrol S.A. – VRS, no destinó recursos para el cumplimiento de su obligación de responsabilidad social durante las vigencias 2015 y 2016, en consecuencia no suscribió convenio alguno para tales fines.

Los convenios de responsabilidad social, de las vigencias 2012 a 2014, vigentes a 31 de diciembre de 2016, se evidenció que 11 convenios no fueron ejecutados, 18 se encuentran sin liquidar y cinco fueron suspendidos.

Lo anterior, por deficiencias de gestión de Ecopetrol S. A, al no destinar recursos con destino a responsabilidad social, y de otra parte incumplimiento de los aliados y/o ejecutores, en sus compromisos adquiridos, que conllevó a que no se obtuvieran resultados de beneficio a las comunidades beneficiarias.

Hallazgo administrativo.

3.2.1.2.5 Gestión Ambiental

Las inversión ambiental forzosa del 1% en los campos Yaguará y Arrayán, destinadas a la recuperación, preservación, conservación y aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos en las cuencas hidrográficas afectadas no se ha realizado y las actividades propuestas están siendo ajustadas desde el año 2012, cuando Ecopetrol inició la operación directa de estos campos.

La inexistencia en la normatividad actual de un plazo perentorio para hacer efectiva la ejecución de la inversión impide que la autoridad ambiental – ANLA, exija el cumplimiento de las obligaciones en un tiempo límite, pese al alto impacto ambiental que genera la exploración y explotación de hidrocarburos.

Con respecto a las inversiones en los Planes de compensación forestal de los campos Arrayan, Rio Ceibas, Huila Norte y campo Tello no se han realizado las acciones de conservación, restauración y manejo del paisaje, impuestas desde 2012, las cuales se encuentran en trámite ante las autoridades ambientales competentes, situación que no contribuye a la conservación, restauración aprovechamiento sostenible de los ecosistemas y minimizar las consecuencias del cambio climático.

Igualmente, se presentan debilidades de seguimiento y control al estado de las servidumbres de Ecopetrol debido a la existencia de viviendas construidas cerca de las líneas de conducción de crudo del Campo San Francisco, situación que hace evidente la posible ocurrencia de siniestros.

En este proceso, se presentan los siguientes hallazgos:

Hallazgo No. 38 Inversión Ambiental del 1% (AOI)

El párrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993, modificado por el art. 216, de la Ley 1450 de 2011, establece que *“Todo proyecto que involucre en su ejecución el uso del agua, tomada directamente de fuentes naturales, bien sea para consumo humano, recreación, riego o cualquier otra actividad industrial o agropecuaria, deberá destinar no menos de un 1% del total de la inversión para la recuperación, preservación y vigilancia de la cuenca hidrográfica que alimenta la respectiva fuente hídrica. El propietario del proyecto deberá invertir este 1% en las obras y acciones de recuperación, preservación y conservación de la cuenca que se determinen en la licencia ambiental del proyecto”*.



Campo Yaguará.

Resolución 0318 del 14.05.2012, ANLA, por la cual se autoriza la cesión de una licencia ambiental global. Artículo Segundo: *“A partir de la ejecutoria de la presente resolución, tener como beneficiaria de la Licencia Ambiental otorgada mediante la Resolución N° 944 del 9 de noviembre de 1999, a la empresa ECOPETROL S.A., quien asume en calidad de cesionaria todos los derechos y obligaciones derivadas de dichos actos administrativos”.*

Auto 2932 del 13.09.2012, por el cual se efectúa seguimiento y control ambiental y se hacen unos requerimientos. Artículo Primero: *“Requerir a la empresa Ecopetrol S.A, para que dentro del término de seis (6) meses, contados a partir de la ejecutoria de este acto administrativo, allegue la información que se ordena en este artículo con destino al expediente 989 con el fin de ser evaluada por ésta Autoridad para su pronunciamiento respecto al estado del cumplimiento de la obligación de inversión del 1%:*

- 1. Relación de las inversiones realizadas en el proyecto en virtud de las actividades autorizadas en cada uno de los actos administrativos emitidos a razón de la licencia ambiental otorgada para el proyecto Campo de Producción Yaguará, a partir de la vigencia de la Ley 99 de 1993, indicando: Acto administrativo, actividad de inversión y monto de ésta.*
- 2. Propuesta de plan de inversión de no menos del 1% y concepto técnico emitido por la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena respecto al citado plan”.*

Auto 5964 del 17 de diciembre de 2015, por el cual se efectúa seguimiento y control ambiental, expedido por el ANLA: El artículo 8° aprueba transitoriamente el Plan de Inversión de no menos del 1%, y requiere ajustar el valor de la inversión presentando la liquidación de las inversiones efectivamente realizadas, en el término de seis meses, certificadas por el revisor fiscal. Los artículos 9°, 10°, 11° y 12° establecen que Ecopetrol contaba con seis meses para presentar el Plan concreto de inversión de Compra de predios para aislamiento y enriquecimientos vegetales de nacederos y rondas hídricas de los acueductos veredales y/o municipales; restauración, conservación y protección de la cobertura vegetal; Apoyo a la elaboración del POMCA y Formación de Promotores Ambientales. El artículo 14° establece el cumplimiento inmediato de lo señalado en el numeral 1 del artículo 1° del Auto 2932 del 13 de septiembre de 2012, relacionado con la discriminación de la actividad y el monto de la inversión del 1%.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Campo Arrayán.

Mediante Resolución N.111 del 22 de febrero de 2012, se aprueba transitoriamente El Plan de inversión del 1% presentado por Ecopetrol S.A, para el Campo Arrayan.

Mediante auto 6022 del 18 de Noviembre de 2015, La ANLA solicito a Ecopetrol S.A.: presentar ajustes al Plan de Inversión del 1% y requerir a la empresa ECOPETROL S.A para que en un término de tres (3) meses contados a partir de la ejecutoria de este acto administrativo presente una propuesta de ajuste del plan de inversión, Campo Arrayan.

Ecopetrol S.A, a la fecha, no ha dado cumplimiento a las obligaciones de ley, de invertir el 1% sobre la totalidad de las inversiones realizadas en el campo Yaguará, compromisos asumidos mediante resolución 318 del 14 de mayo de 2012, en virtud de la cual, Ecopetrol como beneficiario de la licencia, asumió en calidad de cesionario, todos los derechos y obligaciones derivadas de la licencia ambiental otorgada por el Ministerio del Medio Ambiente, hoy Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible, según Resolución 944 del 9 de noviembre de 1999, obligaciones cuyo cumplimiento ha venido difiriendo a través de los años, al no cumplir con los requisitos establecidos en los Autos de la ANLA 2932 de 2012 y 5964 de 2015, como la liquidación de las inversiones efectivamente realizadas y certificadas por el revisor fiscal, como requisito previo para la aprobación del Plan de Inversión.

Igual situación se presenta con el cumplimiento al Plan de Inversión del 1% del campo Arrayán para la adquisición de predios, localizados en áreas de influencia de nacimientos, rondas hídricas y capacitación ambiental para la formación de promotores de la comunidad, a realizar en jurisdicción de las cuencas hidrográficas afectadas en el área de influencia del proyecto.

Lo anterior, por deficiencias administrativas y de gestión por parte de Ecopetrol S.A., que genera riesgos en la conservación y protección ambiental del área de influencia del proyecto.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad ambiental competente.



Hallazgo No. 39 Compensación Forestal (AOI)

El numeral 1 del artículo 39 del Decreto 2820 de 2010, por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales, señala que: *“Los proyectos, obras o actividades sujetos a licencia ambiental o Plan de Manejo Ambiental, serán objeto de control y seguimiento por parte de las autoridades ambientales, con el propósito de:*

- 1. Verificar la eficiencia y eficacia de las medidas de manejo implementadas en relación con el plan de manejo ambiental, el programa de seguimiento y monitoreo, el plan de contingencia, así como el plan de desmantelamiento y abandono y el plan de inversión del 1%, si aplican”...*

Mediante numeral 3.8., del artículo decimo de la Resolución 1727 del 25 de agosto de 2011 *“3.8. Compensación del Medio Biótico: Adquisición de predios en zonas de interés ambiental dentro del campo, en una proporción de 1:2, es decir, por cada hectárea intervenida por locación, Ecopetrol S.A., debe adquirir 2 ha de predios para Restauración y Reforestación, campo Tello – La Jagua.*

Mediante Auto 6163 del 24 de diciembre de 2015, la ANLA requirió a Ecopetrol S.A para actualizar y presentar el programa de adquisición de predios, campo Río Ceibas.

Ecopetrol S.A. a la fecha, no ha realizado compensación forestal de los Campos Río Ceibas, Huila Norte, Tello La Jagua y Arrayán, obligaciones que ha venido difiriendo, al no realizar acciones de conservación, restauración y manejo de paisajes impuestas desde el 2012, lo cual incide en que no se obtuvieran las metas físicas y resultados esperados en las áreas de conservación y protección ambiental.

La situación descrita afecta la sostenibilidad y conservación de los ecosistemas en áreas protegidas por falta de Gestión, supervisión y control a los recursos destinados para tal fin.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad ambiental competente.

Hallazgo No. 40 Pozos Inactivos (AOI)

La Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos,



señala en su artículo 30 que “(...) Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse, será taponado y desmantelado inmediatamente, (...) Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación”.

Por su parte, la Guía de Abandono Técnico de Pozos de Ecopetrol, Código CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001, elaborado el 16/05/2014, dispone dentro de las condiciones generales, que el abandono técnico de pozos “debe cumplir con requerimientos para la protección de los acuíferos de agua dulce de la contaminación por migración de fluidos (...) enmarcado en el compromiso con el medio ambiente, armonía con los grupos de interés, comunidades vecinas y desarrollo sostenible de la Empresa.”

Así mismo, en el numeral 7.1. PLANEACIÓN GENERAL, se establece que “Una vez aprobado el abandono técnico del pozo por el comité responsable y asegurada la asignación correspondiente de los recursos (presupuesto y provisión de abandono), se deben realizar las actividades que garanticen una planeación integral del abandono técnico del pozo”.

A 31 de diciembre de 2016 en la Vicepresidencia Regional Sur – VRS Gerencia Huila, existen pozos inactivos, sin que se haya definido su reactivación o abandono definitivo, de acuerdo con los compromisos definidos con la ANH, quien mediante comunicación radicado No. E511-2016-103157 determinó el estado de cada activo, como se detalla a continuación:

Tabla No. 20 Estado de Activos VRS

POZO	CAMPO	ESTADO A LA FECHA
DTDT0005	DINA TERCIARIOS	No se aprobó suspensión de pozo 30 días calendario para enviar cronograma. Trabajo: Aislar zonas
DTDT0034	DINA TERCIARIOS	Convertido a inyector por debajo de la falla bache (Técnico)
DTDT0058	DINA TERCIARIOS	No abandonado, condiciones de precio actuales hace inviable su reactivación, en evaluación técnico – económica.
DTDT0060	DINA TERCIARIOS	No se aprobó suspensión de pozo – 30 días calendario para enviar cronograma. Trabajo: Convertirlo a inyector
DTDT0061	DINA TERCIARIOS	No se aprobó suspensión de pozo – 30 días calendario para enviar cronograma. Trabajo: Convertirlo a inyector
DTDT0070	DINA TERCIARIOS	No se aprobó suspensión de pozo – 30 días calendario para enviar cronograma. Trabajo: Optimización de facilidades
DTDT0072	DINA TERCIARIOS	Está pendiente el plan de reactivación del pozo, en evaluación técnico – económica
BRISAS 11	BRISAS	No se aprobó suspensión del pozo – 30 días calendario para enviar cronograma. Monitor de presión.
CBCB0001	CEBU	No se aprobó suspensión del pozo – 30 días calendario para enviar cronograma. Contrapozo cementado
CBCB0002	CEBU	No se aprobó suspensión del pozo – 30 días calendario



POZO	CAMPO	ESTADO A LA FECHA
		para enviar cronograma. Trabajo convertirlo a inyector
CBC0005	CEBU	No se aprobó suspensión del pozo – 30 días calendario para enviar cronograma. Trabajo convertirlo a inyector
CBC0014	CEBU	No se aprobó suspensión del pozo – 30 días calendario para enviar cronograma. Trabajo convertirlo a inyector
TMPL0001	TEMPRANILLO	No se otorgó la solicitud de suspensión de pozo, se solicitó el cronograma de reactivación. Se otorga el permiso de autorizar el pozo como monitor de presión.
ARRA0001ST	ARRAYAN	No se aprobó suspensión de pozo – 30 días calendario para enviar cronograma
ARRA0005 ST	ARRAYAN	No se aprobó suspensión de pozo – 30 días calendario para enviar cronograma
PGPG0006,	PALOGRANDE	No se aprobó suspensión del pozo – 30 días calendario para enviar cronograma
PGPG0007	PALOGRANDE	Está pendiente el plan de reactivación del pozo, en evaluación técnico – económica
PGPG0015	PALOGRANDE	Está pendiente el plan de reactivación del pozo, en evaluación técnico – económica
PGPG0017	PALOGRANDE	No se aprobó suspensión de pozo – 30 días calendario para enviar cronograma, en evaluación técnico ECONÓMICA
PGPA0020	PALOGRANDE	No se aprobó suspensión de pozo – 30 días calendario para enviar cronograma, en evaluación técnico ECONÓMICA
PGPG00032	PALOGRANDE	Está pendiente el plan de reactivación del pozo, en evaluación técnico económica
DINA K 26	DINA CRETÁCEO	No se aprobó suspensión del pozo – 30 días calendario para enviar cronograma. El pozo tiene pescado y colapso
DINA K 35	DINA CRETACEO	No se aprobó suspensión de pozo 30 días calendario para enviar cronograma. Reactivarlo con el proyecto de expansión de agua mejorada
TNT0010	TENAY	No se aprobó suspensión de pozo – 30 días calendario para enviar cronograma
SFRA0036	SAN FRANCISCO	No se aprobó suspensión de pozo. Se otorgó fecha de plazo el 31 de marzo de 2017 para abandonar el pozo
SFRA0039	SAN FRANSISCO	No se aprobó suspensión de pozo. Se otorgó fecha de plazo el 31 de marzo de 2017 para abandonar el pozo
SFRA0067	SAN FRANSISCO	No se aprobó suspensión de pozo. 30 días para enviar cronograma. Trabajo: Reparación revestimiento
LOS MANGOS 51, 69, 79st,80, 89, 13	YAGUARÁ	Está pendiente plan de reactivación del pozo, en evaluación técnico Económica
LOS MANGOS 25, 45, 95	YAGUARÁ	No se aprobó suspensión de pozo- 30 días calendario para enviar cronograma.
TELLO 19	TELLO	Reactivar, cañonear mecánicamente
TELLO 8	TELLO	Reactivar como monitor de presión
RIO CEIBAS 2, 9, 16, 84	RIO CEIBAS	Está pendiente el plan de reactivación del pozo, en evaluación técnico – económica
RIO CEIBAS 33	RIO CEIBAS	Plan de abandono
RIO CEIBAS 57	RIO CEIBAS	Plan de abandono

Lo anterior, denota falta de control y seguimiento para la toma decisiones orientadas a establecer el abandono definitivo o la reactivación de cada pozo e inobservancia a los acuerdos con la ANH y posible incumplimiento en los resultados y metas de producción.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

Hallazgo No. 41 Compensación Ambiental Campo Yaguará (AOI)

La Resolución 168 del 29-01-2016, mediante el cual se otorga el permiso de ocupación del cauce sobre el río Yaguará, en su artículo segundo establece como medida de compensación ambiental sembrar en zona ronda del área intervenida 400 plántulas de especies nativa y su mantenimiento por 1 año para contribuir a la recuperación activa de la ronda de protección del Río Yaguará.

Resolución No. 404 del 23 de febrero de 2016; por la cual se aclara el artículo segundo de la Resolución No. 0168 del 29 de enero de 2016 (Expediente DTN3-179-2015), quedando en adelante de la siguiente manera: *"ARTÍCULO SEGUNDO: El interesado deberá dar cumplimiento a los siguientes aspectos: Como medida de compensación ambiental, el beneficiario deberá sembrar en zona de ronda del área intervenida 400 plántulas de mínimo 50 cm de altura de especies nativas y su mantenimiento por dos años, o por el tiempo que se determine luego de las visitas de seguimiento, para contribuir a la recuperación activa de la ronda de protección del río Yaguará"*.

La Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila-Tolima –GDH, solicitó permiso de ocupación de cauce del Río Yaguará a la altura de la vereda Vilú en el municipio del Yaguará, para adelantar las actividades de mantenimiento en el PK 4+107 del oleoducto Yaguará – Tenay, del campo de producción Mangos, con el fin de prevenir daños en la infraestructura con consecuencias a la comunidad y al medio ambiente, el cual fue otorgado mediante Resolución 168 del 29/01/2016 de la CAM, modificada por conducto de la Resolución 404 del 23 de febrero de 2016, con vigencia de 6 meses. A la fecha, de conformidad con la visita realizada por la C.G.R., las actividades se ejecutaron sin el cumplimiento de la compensación ambiental que consiste en la siembra de 400 plántulas de mínimo 50 cm de altura de especies nativas y su mantenimiento por dos años.

Por deficiencias de planeación, control y seguimiento al no realizar las compensaciones ambientales, acciones de conservación y manejo del área intervenida, que puede conllevar a posibles sanciones, impacto al medio ambiente y no garantiza un desarrollo sostenible.

Hallazgo administrativo con otras incidencias – Traslado a la autoridad competente.

Hallazgo No. 42 Disposición de Materiales Campo Yaguará (A)

La Resolución 944 del 9 de septiembre de 1999 el Ministerio de Medio Ambiente otorgó Licencia Ambiental Global para el desarrollo del Campo de Producción Yaguará a la Empresa Petrobras S.A., Artículo Vigésimo Primero. *“Terminados los diferentes trabajos, la empresa Petrobras Internacional S.A. Braspetro, deberá desaparecer todas las evidencias de los elementos y materiales sobrantes, de manera que no se altere el paisaje o se contribuya el deterioro ambiental”.*

La Resolución 318 del 14 de mayo de 2012, ANLA autorizó la cesión de todos los derechos y obligaciones a Ecopetrol S.A, de la licencia ambiental otorgada a Petrobras BV, mediante resolución 944 del 9 de septiembre de 1999 del Ministerio de Medio Ambiente.

En la locación de los pozos inyectores de agua MN1 y MN75, de acuerdo con la visita realizada por la CGR, se evidenció que existen materiales a la intemperie y en desuso, tales como container, canecas, tanques de filtro, carretes, tejas inservibles, tubería de perforación, burros de tubería, canasta de herramientas, carrete de cable, tubería en burro, chatarra, carrete de wireline (pozo Mn110); incumpliendo los protocolos del manejo y disposición de residuos, indicados a través de las fichas ambientales y de las especificaciones establecidas en el Plan de Gestión Integral.

Imagen No. 32. Disposición materiales campo Yaguará



Lo anterior por falta de gestión, control y seguimiento, que genera deterioro ambiental, contaminación visual y paisajística.

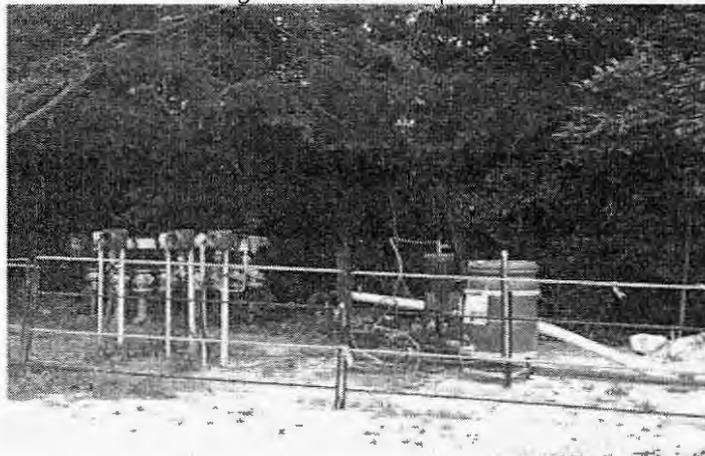
Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 43 Manejo sustancias químicas en locación Campo San Francisco (A)

Ley 55 del 2 de julio de 1993. Por medio de la cual se aprueba el "Convenio número 170 y la Recomendación número 177 sobre la Seguridad en la Utilización de los Productos Químicos en el Trabajo"

En la locación donde están ubicados los pozos productores SF147-25-131, al momento de la visita de la CGR se observó un tanque de químicos instalado y operando que carecía de un dique para el control de derrames químicos; por falta de seguimiento y control puede generar posibles incidentes ambientales por derrame de químicos y producir contaminación ambiental al recurso suelo.

Imagen No. 33. Tanque químico



Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 44 Viviendas sobre Servidumbre de Ecopetrol – Campo San Francisco (A)

La Ley 1274 de 5 enero de 2009, Por la cual se establece el procedimiento de avalúo para las servidumbres en la industria de Hidrocarburos.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

La industria de los hidrocarburos está declarada de utilidad pública en sus ramos de exploración, producción, transporte, refinación y distribución. Los predios deberán soportar todas las servidumbres legales que sean necesarias para realizar las actividades de exploración, producción y transporte de los hidrocarburos, salvo las excepciones establecidas por la ley. Se entenderá que la servidumbre de ocupación de terrenos comprenderá el derecho a construir la infraestructura necesaria en campo e instalar todas las obras y servicios propios para beneficio del recurso de los hidrocarburos y del ejercicio de las demás servidumbres que se requieran.

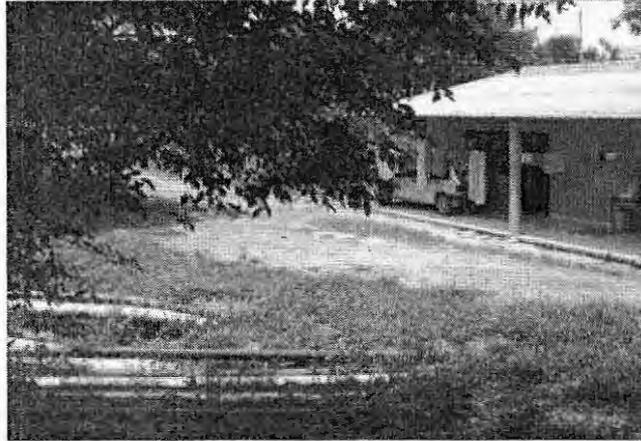
“Artículo 6°. Ocupación permanente y ocupación transitoria. Cuando se trate de obras o labores que impliquen ocupación de carácter permanente, la indemnización se causará y se pagará por una sola vez y amparará todo el tiempo que el explorador, explotador o transportador de hidrocarburos ocupe los terrenos y comprenderá todos los perjuicios. Se entiende por obras de carácter permanente la construcción de carreteras, la de oleoductos, la de campamentos, la instalación de equipos de perforación, las instalaciones necesarias para la operación y fiscalización de la actividad en el campo, la instalación de líneas de flujo y demás semejantes”.

Según el artículo 879 del Código Civil Colombiano la Servidumbre administrativa es un derecho real en favor de la Administración Pública que conforma un gravamen o restricción que disminuye el contenido propio y normal de la propiedad privada y entraña, en consecuencia, la justa indemnización.

El Decreto 1056 del 20 de abril de 1953- Código de Petróleos, artículo 96 establece: *“En los terrenos que pertenezcan a la Nación, los explotadores de petróleo de propiedad nacional o particular, tendrán derecho de uso superficiario para el ejercicio de la servidumbre de oleoducto en una zona de treinta (30) metros de ancho a cada lado de la línea principal y de los ramales y líneas de conexión, así como de las áreas necesarias para las dependencias o accesorios del oleoducto, como edificios, estaciones de bombeo, muelles, embarcaderos Etc.*

En la visita practicada por la auditoría de la CGR, se evidenció que existen casas construidas en bloque en el predio Villa Verde, ubicadas dentro de la servidumbre de Ecopetrol y a menos de 4 mts del Rack de tubería de las líneas de producción que conducen a los pozos SF-28 y SF25. Por falta de control y seguimiento, que genera riesgos a los habitantes del sector, posibles litigios y demandas.

Imagen No. 34. Vivienda sobre servidumbre



Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 45 Pozo Captador de Agua- Arenas1 -Campo San Francisco (A)

El Artículo 3 del Reglamento de Higiene y Seguridad Industrial de Ecopetrol-determina que *"Ecopetrol S.A. se compromete a establecer el Programa de Salud Ocupacional... debe observar, como mínimo los siguientes aspectos: ...C) Subprograma de Seguridad Industrial, dirigido a disminuir riesgos con ocasión de accidentes de trabajo en instalaciones y procesos industriales, se incluye las actividades del programa ambiental que tengan impacto en los aspectos ocupacionales"*.

PMA, 7.5.1. Mantenimiento de Locaciones y facilidades existentes.

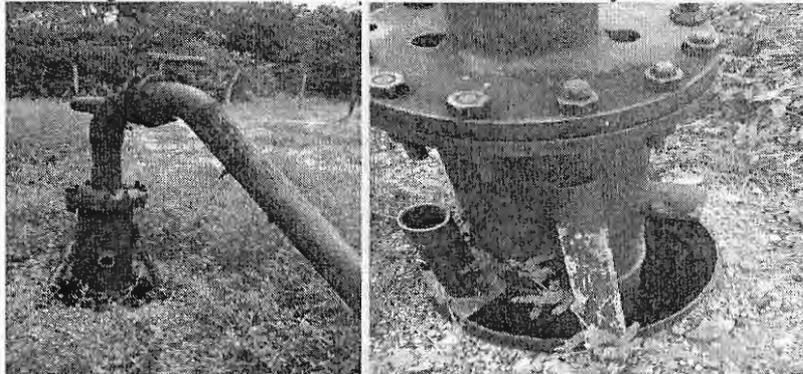
En visita de campo efectuada por la C.G.R al campo San Francisco, se observó el pozo Arenas 1, captador de agua de la Quebrada Seca, se encuentra sin operar desde hace más de un año, sin malla protectora de cerramiento y/o aislamiento y sin que se le efectúe mantenimiento (rocería de las hierbas, pastos y material vegetal) al activo y a la locación, con el fin de garantizar una adecuada seguridad.

Lo anterior, por falta de control y seguimiento al PMA, que conlleva a deterioro del pozo captador de agua, incidentes sobre las personas o la fauna y produce impactos ambientales negativos y paisajísticos.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Imagen No. 35. Mantenimiento de locaciones y facilidades



Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 46 Planeación Permisos Ambientales Campo Rio Ceibas (A)

Principio de Planeacion: la planeacion contractual constituye la expresión directa del principio de economía y tiene por finalidad elaborar, antes de dar inicio al proceso de selección del contratista, los estudios integrales de orden financiero, técnico y jurídico en orden de establecer la viabilidad, oportunidad y conveniencia de la realización del objeto que se pretende contratar.

La Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila-Tolima -GDH obtuvo los permisos de ocupación de cauce de las corrientes Quebrada El Venado y el Drenaje natural intermitente, afluente del Río Las Ceibas, para la ejecución de los proyectos de obra consistente en la reposición de un tramo de tubería de 20 ML de la línea de conducción de agua que va de la isla 9 a la isla G del campo de producción Río Ceibas (Norte), y para el proyecto Reposición de un tramo de tubería y encofrado de lingada de la línea de inyección de agua que va desde la isla N2 a la isla 1 del campo de producción Río Ceibas, dichos permisos fueron aprobados por la CAM mediante resoluciones 3371 y 3372 del 31/12/15 – con vencimiento 11/02/2017. A la fecha, no se han construido las obras correspondientes de conformidad con la visita técnica de la autoridad ambiental regional y la realizada por la C.G.R.; sin embargo, la compensación ambiental fue realizada.

Lo anterior debido a deficiencias de planeación, control y seguimiento que genera incertidumbre en la ejecución de los proyectos programados y posibles incidentes ambientales

Hallazgo administrativo.



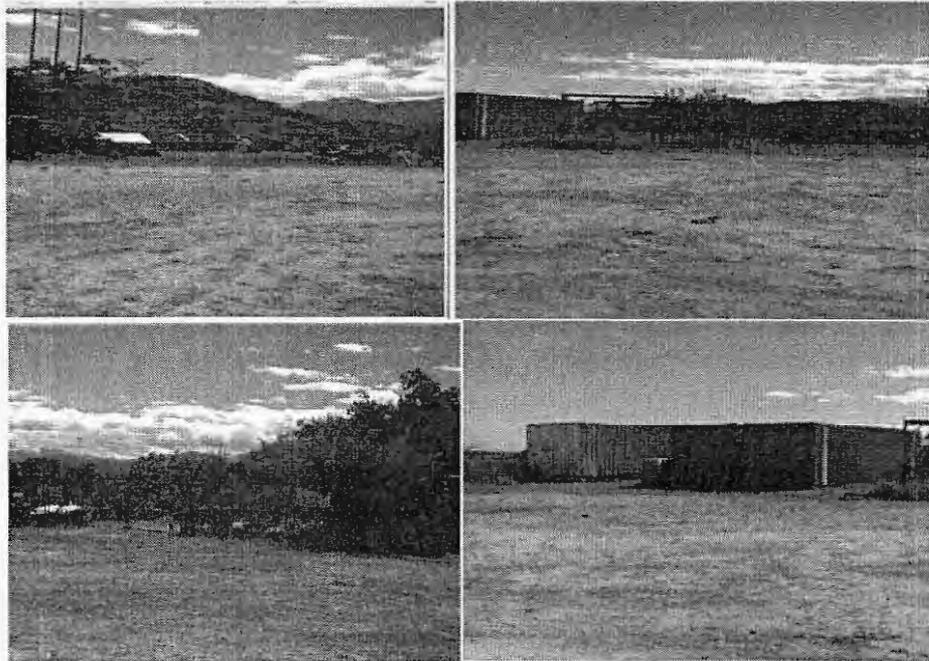
CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Hallazgo No. 47 Materiales y elementos en locaciones Campo Rio Ceibas (A)

La Resolución 1216 del 12 de Diciembre de 1997 del MMA, en su artículo Décimo Noveno establece que *“Terminados los diferentes trabajos de campo relacionados con cada una de las actividades a desarrollar dentro del área de influencia del proyecto, para cada sitio y trayecto en particular, la empresa Petrobras internacional S.A.- Petrobras, deberá disponer correctamente de los materiales y elementos sobrantes, de manera que no desmejore el paisaje o contribuyan al deterioro ambiental”*.

A la fecha de la visita de la CGR, en pozos RC1, RC13, RC17, existen materiales y elementos sobrantes de los trabajos realizados en la locación sin la debida disposición y almacenamiento como tejas, tubos, inservibles, chatarra, un contenedor dosificador de químicos en mal estado, lo señalado debido a deficiencias en el manejo y disposición final de sobrantes y residuos sólidos se genera deterioro ambiental y paisajístico.

Imagen No. 36. Materiales y elementos en locaciones



Hallazgo administrativo.



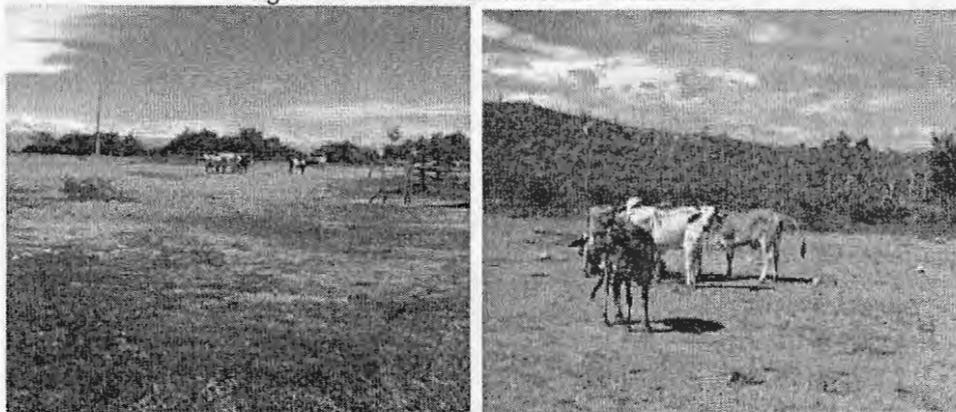
CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Hallazgo No. 48 Cerramiento locaciones Campo Rio Ceibas (A)

Resolución 1216 del 12 de diciembre de 1997 del MMA, Aprueba PMA 7.8.3 y 7.8.6 Manejo de Fauna.

En la ISLA1, se encontró presencia de ganado bovino en la locación en el momento de la visita de la CGR, lo cual indica que los cerramientos perimetrales no han sido adecuados; situación que puede generar incidentes ambientales, riesgos en la locación y posibles litigios y demandas.

Imagen No. 37. Cerramiento en locaciones



Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 49 Mantenimiento Campos GDH (A)

Las Resoluciones 758 de 1989 y 1237 de 2013, Plan de Manejo Ambiental Campo San Francisco, en el numeral 7.5.1 establece el Mantenimiento de Locaciones y facilidades existentes y el numeral 7.3.9 dispone la Construcción, adecuación y mantenimiento de accesos, locaciones y facilidades.

Resolución No. 455 del 15 de mayo de 2016-PMA- Mantenimiento y facilidades de Superficie del PMA- Campo Cebú.

Resolución 1727 de 2011. "Por la cual se adopta el Plan de Manejo Ambiental para el proyecto denominado Campo Tello- La Jagua".

Resolución 1216 del 12 de Diciembre de 1997 del MMA, Aprueba PMA- 4.9 Ficha 14. Construcción de vías de acceso y adecuación de locaciones: Manejo de Drenajes –Campo Rio Ceibas.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

En visita practicada por la CGR a los campos seleccionados, se evidenció falta de mantenimiento en las cunetas, áreas perimetrales y locaciones, consistente en rocería de las hierbas, pastos y material vegetal, de los siguientes pozos:

- Campo San Francisco: SF72; Pozo inyección agua Arenas 1; SF 159-63-132; SF 25- SF 131- SF 147; SF 159-63-132; SF 119; SF 15-115.
- Campo Cebú: CB6 y CB8.
- Campo Tello: T8, T9, T12, T18, T19, T26, T34, T38, T44, T51, T52, T61, T62 y T64.
- Río Ceibas: RC13, RC16, RC 12, RC19, RC4

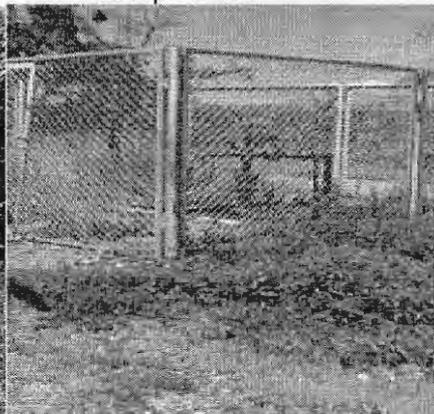
Situación que se presenta por falta de control y seguimiento al PMA, lo que conlleva a deterioro ambiental, posibles incidentes e impactos ambientales negativos y paisajísticos.

Imagen No. 38. Mantenimiento campos

Campo Rio Ceibas



Campo Cebú



Campo San Francisco



Hallazgo administrativo

3.2.1.2.6 Seguimiento Plan de Mejoramiento

De acuerdo con los seguimientos reportados a diciembre 31 de 2016 del Plan de Mejoramiento suscrito por Ecopetrol S.A., correspondientes a la jurisdicción de Huila, se revisaron 11 hallazgos con 36 acciones de mejoramiento, de las cuales se cumplieron 10 acciones en su totalidad, tres (3) se cumplieron parcialmente, cinco (5) cumplidas sin efectividad y dieciocho (18) se encuentran dentro del plazo de cumplimiento.

Se observó que las acciones de mejora trazadas por Ecopetrol S.A. no son efectivas, toda vez que no mitigan los impactos ambientales causados, que continúan afectando el entorno ambiental de los campos de producción en razón al no cumplimiento de la Inversión del 1% y compensaciones ambientales.

GERENCIA META

3.2.1.3 Vicepresidencia de Producción y Desarrollo Regional Oriental

3.2.1.3.1 Control de Gestión

De conformidad con el proyecto de Regionalización de Ecopetrol S. A., la Vicepresidencia Regional Orinoquia - VRO, hace parte de la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción y le corresponde encargarse de la operación de los campos de producción de crudo, Apiay, Castilla, Chichimene, Piedemonte y Bloque CPO – 09; de los contratos de explotación Apiay, Caño Sur y Cubarral en el Departamento del Meta, para lo cual ejecuta procesos que tienen por fin la extracción, recolección, tratamiento, entrega de hidrocarburos, incluyendo también el gerenciamiento de los activos en producción.

Cada uno de estos Campos es una Gerencia administrativamente. Estas Gerencias tienen asociados departamentos de producción, de mantenimiento y de ingeniería, al igual que una Gerencia de Proyectos. Un escalón más abajo se encuentra las respectivas coordinaciones.

La Vicepresidencia también es asistida de manera transversal por los Departamentos de Planeación, Gestión HSE y Perforación.

Por su parte, Ecopetrol S. A., en el 2016, para el accionar de la VRO dentro de su área de influencia, presupuestó recursos en pesos colombianos \$2.42 billones de conformidad como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla No. 21 Presupuesto VRO ECP 2016
(Cifras en miles de millones de pesos)

Aplicación	Aprobado	Causado	%Ejecución
Operación MMCOP\$	537,0	519,8	96,8%
Inversión MMCOP\$	1884,2	1796,6	95,3%
Equivalente MU\$D (TRM COP\$3.100/USD)	781,0	747,2	95,6%

Fuente: Financiera VRO ECP

Durante la vigencia fiscal 2016, la producción promedio de petróleo directa de Ecopetrol S. A. en el país, alcanzó los 668 KBPED (Miles de barriles de petróleo equivalente día) con una participación de 40,6% de la Vicepresidencia Regional Orinoquia representada en 271,2 KBPED, dentro del Grupo Empresarial representó el 37,7%.

La gestión de la VRO se resume en la siguiente tabla, en donde se muestran los indicadores y sus resultados por cada uno de los focos estratégicos donde tiene responsabilidad.

Tabla No. 22 Metas de Productividad 2016 VRO ECP

RESULTADOS ADG 2016 VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORINOQUIA					Cálculo Cumplimiento TBG Diciembre	
Objetivo	Indicador	Unidad	Meta 2016	Peso	% Cumplimiento Efectivo	Peso X Cumplimiento Efectivo
Garantizar la generación de valor y la sostenibilidad	Ebitda Ecopetrol S. A. y segmentos	Millardos de pesos colombianos	4.380	15%	110%	17%
Producir y desarrollar campos de manera rentable y sostenible	Producción promedio de crudo equivalente participación de Ecopetrol S. A.	KBPED	248,87	15%	109%	16%
	Gestión de incorporación de reservas probadas Ecopetrol S. A.	MBPE	4,8	20%	110%	22%
Alcanzar estándares internacionales para una operación sana, limpia, segura y transparente	Índice de frecuencia total de casos registrables	N° de Casos Registrables / Millón Horas Hombre Laboradas	1,91	15%	110%	17%
Lograr eficiencias y optimizar costos	Costo de levantamiento	Pesos / BOE	9.650	15%	109%	16%
	Cumplimiento de hitos 2016	%	100	20%	99%	20%

Fuente: Planeación y Gestión VRO ECP

Como se observa, la consecución de las metas fue satisfactoria, logrando el cumplimiento de los objetivos en la V.R.O.

Macro proceso Planes, Programas y Procesos Extraordinarios

La Vicepresidencia Regional Oriente V.R.O es la de mayor producción en el país, representando el 40.6% de la producción nacional. En las regiones en la que se desarrolla la actividad se tiene la obligación de hacer inversiones de carácter social para paliar el impacto que tiene la actividad productora en un entorno social.

Esta inversión social está representada en Convenios de los cuales se tuvo en cuenta aquellos en ejecución, liquidados y suscritos en la vigencia 2016, con un aporte total de Ecopetrol S. A. de \$247.475.596.427 discriminada en los siguientes sectores de inversión:

Tabla No. 23 Inversión entorno VRO ECO 2016

Línea de Inversión	Monto	Porcentaje
Arte Deporte Cultura	8.975.375.249,00	3,62
Desarrollo Productivo Rural	59.149.253.390,00	23,9
Educación	32.114.492.500,00	12,98
Fortalecimiento Comunitario	24.121.446.569,00	9,75
Fortalecimiento Institucional	6.037.401.203,00	2,44
Gestión Ambiental	14.520.241.705,00	5,87
Infraestructura	69.468.659.790,00	28,07
Salud	33.088.726.021,00	13,37
Total	247.475.596.427,00	100

Fuente: Entorno VRO ECP

Del análisis de los proyectos de responsabilidad social, se evidenció el cumplimiento de los relacionados con Infraestructura, Desarrollo Productivo Rural, Educación y Salud que suplen las necesidades de los sectores rurales de los municipios productores; en cuanto a la línea de Inversión en salud, se presentan deficiencias en el desarrollo y la supervisión, lo que generó el siguiente hallazgo:

Hallazgo No. 50 Obra inconclusa (ADF)

Se suscribe un Convenio de Colaboración DHS N° 198 de fecha 13 de noviembre de 2009, entre Ecopetrol S. A., el municipio de Acacias y la Empresa de Servicios Públicos de Acacias ESPA E.S.P cuyo objeto fue el *“Diseño y Construcción del Acueducto Unión Las Camelias para las veredas Santa Rosa, El Triunfo y La Primavera en el municipio de Acacias – Meta”*; por valor de \$1.279.929.024 de los cuales \$400.000.000 correspondían a aportes del municipio de Acacias – Meta que provienen del Sistema General de Participaciones como se estipuló en la



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

cláusula 1 y 6 del Convenio de Colaboración y los restantes \$879.929.024 aportes de Ecopetrol S. A.

En la cláusula cuarta de este convenio la Empresa de Servicios Públicos de Acacias – ESPA E.S.P se obliga a entregar los estudios y diseños aprobados y entregar las obras a la comunidad para su operación, además a conseguir todos los permisos y licencias que se requieran en ejecución del proyecto.

Adicionalmente el párrafo único de la cláusula quinta determina a la Empresa de Servicios Públicos de Acacias – ESPA E.S.P como la responsable de la ejecución del objeto del convenio. Objeto que se enmarca en las siguientes actividades:

Tabla No. 24 Actividades Convenio N° 198 del 13 de Noviembre de 2009
(Cifras expresadas en pesos)

Actividad	Valor	Cofinanciación	
		Municipio	Ecopetrol
Estudios y diseños del acueducto	83,200,001	83,200,001	-
Construcción bocatoma nacederos paralelos al río Orotoy	30,767,764	30,767,764	-
Construcción bocatoma del río Orotoy	33,320,923	33,320,923	-
Construcción desarenador	49,992,831	49,992,831	-
Suministro e instalación de Planta de tratamiento de Agua potable 6 Lps	229,249,092	183,670,861	45,578,231
Caseta operación PTAP	46,512,580	-	46,512,580
Optimización Tanque de almacenamiento	60,690,530	-	60,690,530
Línea de aducción de 6"	163,976,743	-	163,976,743
Línea de distribución de 6" primera etapa	309,563,155	-	309,563,155
Cerramiento del área del tanque de almacenamiento	69,997,949	-	69,997,949
Construcción red eléctrica	90,358,455	-	90,358,455
Obras de adecuación de ingreso de maquinaria y vehículos, transporte de materiales	43,550,000	-	43,550,000
Capacitación comunidad en manejo y operación del acueducto	7,800,000	-	7,800,000
Subtotal	1,218,980,023	380,952,381	838,027,643
Interventoría 5%	60,949,001	19,047,619	41,901,381
TOTAL	1,279,929,024	400,000,000	879,929,024

Fuente: Convenio N°198 del 13 de Noviembre de 2009

El Clausulado General del Convenio de Colaboración ECP-DIJ-F-031 Versión 02 que forma parte del Convenio de Colaboración DHS No. 198 de fecha 13 de noviembre de 2009, establece en el numeral 2 de la cláusula primera:

“b) La **Entidad Pública** que con ocasión del Convenio (en el Preámbulo) fuere designada como **Entidad Ejecutora**, se compromete a:

...

- *En caso de no ejecutar satisfactoriamente el objeto de este Convenio, se compromete a restituir los recursos aportados por **ECOPETROL** y por las demás entidades o personas participantes, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la comunicación enviada para tal efecto por **ECOPETROL**. En este evento, las Partes suspenderán los aportes y compromisos pendientes a que se han obligado, y podrán retirar aquellos bienes que hayan sido entregados”.*

Cabe anotar que la entidad Ejecutora para el caso corresponde a la Empresa de Servicios Públicos de Acacias – ESPA E.S.P.

En la cláusula octava se establece:

“CLÁUSULA OCTAVA.- TERMINACION DEL CONVENIO:

...

*Adicionalmente, la **Entidad Ejecutora** del Convenio autoriza a **ECOPETROL** y a las demás **Entidades Públicas** participantes, para terminar anticipadamente el Convenio en cualquiera de los siguientes casos:*

...

*Si a juicio de **ECOPETROL** o la(s) **Entidad(es) Pública(s)**, del incumplimiento de los compromisos de la **Entidad Ejecutora** se derivan consecuencias que hagan imposible la ejecución del Convenio o se causan perjuicios a ellas”.*

En cumplimiento al Convenio, la Empresa de Servicios Públicos de Acacias – ESPA E.S.P suscribió los siguientes contratos:

CONTRATO DE OBRA No. 161 DE 2009

Objeto: DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL ACUEDUCTO UNIÓN LAS CAMELIAS PARA LAS VEREDAS SANTA ROSA, EL TRIUNFO Y LA PRIMAVERA EN EL MUNICIPIO DE ACACÍAS-META

Contratista: Consorcio Acueductos Veredales Camelias.

Tipo de contrato: Contrato de Obra Pública

Valor: \$1.218.980.023

Fecha: 22 de Diciembre 2009

CONTRATO DE INTERVENTORÍA No. 164 DE 2009

Objeto: INTERVENTORÍA AL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL ACUEDUCTO UNIÓN LAS CAMELIAS PARA LAS VEREDAS SANTA

ROSA, EL TRIUNFO Y LA PRIMAVERA EN EL MUNICIPIO DE ACACÍAS-META

Tipo de contrato: Contrato de Consultoría por solicitud privada de propuestas No. ESPA-CO-SSP-028-2009.

Valor: \$60.949.001

Fecha: 30 de diciembre de 2009

Ecopetrol el día 30 de noviembre de 2009 transfiere la totalidad de los recursos de financiación que le correspondían \$879.929.024 a la cuenta de ahorros del Banco Popular 220-411-11142-0 creada por la Empresa de Servicios Públicos de Acacias ESPA E.S.P para tal fin.

Se establece que el Convenio de Colaboración DHS 198-09 fue suspendido a partir del 10 de junio de 2013 a través del Acta N° 06 suscrita el día 07 de junio de 2013, motivado en la no solución a la adquisición de escrituras de predios necesarios para la ejecución del proyecto. La cual se ha mantenido en el tiempo hasta la fecha; es decir por cuatro años consecutivos y se suscribió pese a encontrarse vencidas las garantías del Convenio.

De acuerdo a lo expuesto por Ecopetrol S. A. a través del Informe de Visita Técnica de fecha 11 de febrero de 2016, se determina un porcentaje de avance en el Convenio 198-09 del 89.2% con obras abandonadas a partir de suspensiones realizadas el día 03 de noviembre de 2011 a los contratos de obra e interventoría suscritos para el desarrollo del Convenio 198-09 por parte de la Empresa de Servicios Públicos de Acacias – ESPA E.S.P, motivadas por no tener la totalidad de los permisos de servidumbre a favor del municipio de Acacias, trámite necesario para el paso de las redes eléctricas con la cual funcionaría la Planta Compacta de Tratamiento de Agua Potable.

Del informe se concluye que la captación construida a través de este convenio fue destruida en creciente del afluente y las obras finalmente proyectadas no permiten tener completa la obra para su funcionamiento, aunado al deterioro que presenta la infraestructura construida propia del abandono al que está sometida.

A través de extractos bancarios se establece que en la cuenta de ahorros creada para el depósito de los recursos del Convenio 198-09 existe un saldo al 30 de abril de 2017 de \$9'843.600 se estableció que el último retiro de recursos de esta cuenta se realizó el 20 de septiembre de 2013, por valor de \$86'523.425; estos recursos corresponden a rendimientos financieros de los recursos aportados por Ecopetrol S. A.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Ecopetrol S. A. en el oficio radicado 2-2016-057-10690 de fecha 19 de diciembre de 2016, manifestó la condición fallida en el cumplimiento del Convenio y comunicó al municipio de Acacias y a la Empresa de Servicios Públicos de Acacias – ESPA E.S.P la determinación de liquidar el convenio de mutuo acuerdo, situación contractual que a la fecha no se ha surtido. Se destaca que esta situación persiste desde el año 2011, e incluso siendo motivo de suspensión aún en junio del año 2013; luego las condiciones de ese entonces a hoy no han sido modificadas, no obstante, luego de cuatro años decide declarar la condición fallida conociendo de antemano que desde el año 2011, no se encuentran actualizadas las pólizas; no exigió a la entidad ejecutora que cumpliera con esta obligación.

Por lo tanto es claro el abandono al seguimiento y cumplimiento de obligaciones convenidas del Convenio 198-09 por parte de Ecopetrol S. A. (Administradores, gestores y comité de seguimiento) contribuyendo efectivamente al detrimento patrimonial hoy consolidado. Pues no reconoció la condición fallida hasta el año 2016, como tampoco exigió la actualización de garantías, ni exigió la restitución de recursos a la entidad ejecutora, aun evidenciando el incumplimiento del objeto del convenio, configurando hoy un detrimento patrimonial consolidado al omitir la ejecución de las obligaciones convenidas con el fin de restituir el recurso entregado por Ecopetrol S. A. a la entidad ejecutora ESPA ESP.

Es menester señalar que a través de la declaración de condición fallida Ecopetrol S. A., asume que el incumplimiento de las obligaciones de la entidad ejecutora como una imposibilidad para cumplir el objeto contractual, luego esta situación siendo la misma desde años atrás, era evidente y claro que esta condición fallida debió declararse oportunamente, luego tenía la posibilidad de terminar anticipadamente el convenio y exigir la restitución del recurso, no obstante, abandona el seguimiento del mismo y permite que se consolide el daño quedando sin herramientas para la restitución del recurso, en razón a una gestión fiscal deficiente en el ejercicio de funciones de administración y seguimiento al cumplimiento del Convenio.

Ecopetrol S. A. pese a haber determinado desde el 19 de diciembre de 2016 la condición fallida en el cumplimiento del Convenio 198-09, no ha ejecutado las herramientas contractuales y administrativas a favor de la recuperación del recurso entregado a la ESPA ESP, para su administración y ejecución; por el contrario, continua perpetuando como lo ha hecho los últimos años la consolidación del daño, dejando sin herramientas jurídicas al Estado para recuperar sus recursos por la deficiente administración de los mismos.

Aunado a lo anterior, Ecopetrol S. A. suspendió el Convenio a partir del 10 de junio de 2013, teniendo pleno conocimiento de la desactualización de garantías y no



exigió la actualización de las mismas a la entidad Ejecutora, reanuda y suspende el Convenio en estas condiciones, configurándose aun en ese momento causal para terminar anticipadamente el Convenio; no obstante, hace caso omiso a sus obligaciones convenidas.

Corresponde este abandono a la consolidación del hallazgo en la actualidad, por reconocer la condición fallida y aún no realizar actuaciones administrativas tendientes a la recuperación del recurso. Pues las causales de suspensión se mantuvieron y mantienen indefinidas en el tiempo, situación inviable en materia de contratación, pues generaría reclamaciones futuras a lo pactado forjando sobrecostos; además del deterioro de obras exigiendo mayor inversión para la recuperación de las mismas.

Sobre la suspensión indefinida el Consejo de Estado ha afirmado:

Sentencia del Consejo de Estado 353 radicado 17434-1.

“La suspensión del contrato no es una prerrogativa, potestad o facultad excepcional que pueda ejercer la Administración, unilateralmente, salvo en los casos presuntamente autorizados por el ordenamiento jurídico; en efecto, la actividad del Estado, incluida la contractual, se rige por el principio de legalidad, tal como lo ordena la Constitución Política en sus artículos 4, 6, 121 y 122, lo cual impone que toda actuación de los órganos del Estado se encuentre sometida al imperio del derecho, presupuesto indispensable para la validez de los actos administrativos. La suspensión del contrato, más estrictamente de la ejecución del contrato, procede, por regla general, de consuno entre las partes, cuando situaciones de fuerza mayor, caso fortuito o de interés público impidan, temporalmente, cumplir el objeto de las obligaciones a cargo de las partes contratantes, de modo que el principal efecto que se desprende de la suspensión es que las obligaciones convenidas no pueden hacerse exigibles mientras perdure la medida y, por lo mismo, el término o plazo pactado del contrato (de ejecución o extintivo) no corre mientras permanezca suspendido. Por esa misma razón, la suspensión debe estar sujeta a un modo específico, plazo o condición, pactado con criterios de razonabilidad y proporcionalidad, acorde con la situación que se presente en cada caso, pero no puede permanecer indefinida en el tiempo.”

Se evidencia la suspensión indefinida del convenio y contrato, trayendo consigo el detrimento hoy consolidado.

Por lo anterior se establece que las obras proyectadas a construirse a través del Convenio de Colaboración DHS 198-09, el cual se encuentra suspendido desde el día 10 de junio de 2013, corresponden a obras inconclusas que a la fecha pese a

haberse destinado por parte de Ecopetrol S. A. un total de \$879.929.024, recursos ejecutados por parte de la Empresa de Servicios Públicos de Acacias – ESPA E.S.P. Estas obras construidas parcialmente y abandonadas tanto en el cumplimiento de las obligaciones convenidas como en las actuaciones administrativas exigidas a los gestores fiscales, no prestan beneficio alguno a la comunidad determinándose un detrimento patrimonial por una gestión fiscal deficiente, contraria al cumplimiento de obligaciones funcionales y contractuales dirigidas a la salvaguarda de los recursos estatales; cuantificado en la totalidad del recurso destinado por parte de Ecopetrol S. A. a financiar las obras que la Empresa de Servicios Públicos de Acacias – ESPA E.S.P proyectó ejecutar.

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria y fiscal.

Hallazgo No. 51 Contratación sin lleno de requisitos (ADF)

En virtud de lo establecido en el ANEXO N° 2 PLANEACIÓN CONTRACTUAL del Manual de contratación de Ecopetrol S. A.:

1.6. Determinación de los permisos, licencias y autorizaciones requeridos.

Con base en el objeto y alcance del contrato proyectado, se efectuará una relación de los permisos, licencias y/o autorizaciones que se deban obtener y se precisará a quien corresponde realizar los trámites necesarios para obtenerlos. Adicionalmente, se preverá lo correspondiente a la obtención de permisos, licencias, autorizaciones sanitarias, cálculo de tasas retributivas y demás requisitos que contemple la legislación ambiental, los cuales se deben obtener en la oportunidad legal respectiva.

Si conforme a las características del contrato se requiere formalizar negociaciones referentes a servidumbres, pago de daños, compras, entre otros, se deberá hacer la relación respectiva y cuantificar sus costos.

1.7. Determinación del impacto socio-ambiental

Conforme a la legislación vigente, se debe prever el impacto físico, biótico y socio-económico que pueda causar la actividad que se pretende contratar sobre el medio ambiente, buscando la gestión ambiental más eficiente y ajustada a las necesidades y características de cada contrato.

Sin perjuicio de lo indicado en el numeral anterior, en los casos en que la ley lo exija, se deben realizar los estudios de impacto ambiental y los planes de contingencia, los cuales se deben elaborar con antelación a la iniciación del proceso de selección del contratista, siempre que no constituyan parte

del objeto o alcance de la contratación respectiva.

Ley 42 de 1993, aún vigente en algunos de sus artículos, trae en el artículo 4º que el control fiscal es una función pública, la cual vigila la gestión fiscal de la administración y de los particulares o entidades que manejen fondos o bienes del Estado en todos sus órdenes y niveles.

Ley 489 de 2008, "Artículo 2º.- *Ámbito de aplicación. Parágrafo, Artículo 4 Finalidades de la función administrativa*"²

Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales.

Para el proyecto Desarrollo Apiay 2011, se seleccionó el contrato ejecutado N° MA-0005101 del 20 de febrero de 2012, suscrito entre ECOPETROL S. A. y el contratista SDV ENERGIA E INFRAESTRUCTURA S.L, en los siguientes términos:

Tabla No. 25 Generalidades del contrato N° MA-0005101
(Cifras expresadas en pesos)

Contratista	SDV Energía e Infraestructura S.L.
OBJETO CONTRATO PRINCIPAL	OBRAS PARA LA CONSTRUCCION Y EL MONTAJE DE LAS FACILIDADES DEL NUEVO SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN DE LAS ESTACIONES DE SURIA Y REFORMA DE LA

² "Artículo 2º.- *Ámbito de aplicación. La presente Ley se aplica a todos los organismos y entidades de la Rama Ejecutiva del Poder Público y de la Administración Pública y a los servidores públicos que por mandato constitucional o legal tengan a su cargo la titularidad y el ejercicio de funciones administrativas, prestación de servicios públicos o provisión de obras y bienes públicos y, en lo pertinente, a los particulares cuando cumplan funciones administrativas.*"

Artículo 3º.- *Principios de la función administrativa. La función administrativa se desarrollará conforme a los principios constitucionales, en particular los atinentes a la buena fe, igualdad, moralidad, celeridad, economía, imparcialidad, eficacia, eficiencia, participación, publicidad, responsabilidad y transparencia. Los principios anteriores se aplicarán, igualmente, en la prestación de servicios públicos, en cuanto fueren compatibles con su naturaleza y régimen.*

Parágrafo.- *Los principios de la función administrativa deberán ser tenidos en cuenta por los órganos de control y el Departamento Nacional de Planeación, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 343 de la Constitución Política, al evaluar el desempeño de las entidades y organismos administrativos y al juzgar la legalidad de la conducta de los servidores públicos en el cumplimiento de sus deberes constitucionales, legales o reglamentarios, garantizando en todo momento que prime el interés colectivo sobre el particular.*

Artículo 4º.- *Finalidades de la función administrativa. La función administrativa del Estado busca la satisfacción de las necesidades generales de todos los habitantes, de conformidad con los principios, finalidades y cometidos consagrados en la Constitución Política. Los organismos, entidades y personas encargadas, de manera permanente o transitoria, del ejercicio de funciones administrativas deben ejercerlas consultando el interés general*

	SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES APIAY DE ECOPEPETROL S. A. CON UNA (1) OPCIÓN PARA EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE LA ESTACIÓN APIAY.
PLAZO INICIAL	270 DIAS CALENDARIO A PARTIR DE LA FECHA DE INICIO.
VALOR INICIAL	\$29.783.236.839
VALOR CONTRATO ADICIONAL N°1	\$148.793.217
VALOR CONTRATO ADICIONAL N°2	\$825.077.949
VALOR CONTRATO ADICIONAL N°3	\$2.040.005.907
VALOR CONTRATO ADICIONAL N°4	\$540.377.463
ACTA DE MAYORES N°1	\$1.776.339.315
ACTA DE MAYORES N°2	\$4.167.999.011
ACTA DE RECONOCIMIENTO N°1	\$150.199.129
ACTA DE REAJUSTE SALARIAL N°1	\$203.163.655
ACTA DE REAJUSTE SALARIAL N°2	\$579.309.659
VALOR FINAL DEL CONTRATO	\$40.214.502.144
VALOR GASTOS REEMBOLSABLES (SI SE PAGARON)	\$500.000.000
VALOR FINAL DE LOS GASTOS REEMBOLSABLES	\$500.000.000
FECH ACTA DE INICIACION	04/02/2013
FECHA ACTA DE TERMINACIÓN	28/02/2015
OTROSI N° 1,2,3,4,5,6,7,8,9 AMOLIACION PLAZO DE EJECUCIÓN	472 DIAS CALENDARIO
OTROSI N° 10, 11, 13, 14 AMPLIACIÓN ETAPA LIQUIDACION DE MUTUO ACUERDO	210 DIAS CALENDARIO
GESTORIA TECNICA	SERVICIOS GEOLOGICOS INTEGRADOS – SGI LTDA
GESTORIA ADMINISTRATIVA	PROYECTOS Y SISTEMAS CONTABLES S.A.S – PSC S.A.S

Se determinó que mediante el contrato MA-0005101 se hizo el reconocimiento económico N°1 por demora en la suscripción del Acta de Inicio, por valor de \$150.199.129 sin incluir el IVA, según acta suscrita el día 31 de octubre de 2012. SADEVEN S.L., mediante comunicado SCOL-GG-C-055-12 del 30 de abril de 2012, solicita reconocimiento económico por el atraso en el inicio de la construcción.

La Gestoria Administrativa después de hacer el respectivo análisis sugiere hacer reconocimiento económico por un valor de *ciento cincuenta millones ciento noventa y nueve mil ciento veintinueve pesos*, conforme el siguiente consolidado:

Tabla No. 26 Impacto Económico por Retraso en Inicio de Construcción
(Cifras expresadas en pesos)

Detalle	Costos Solicitados	Costos Directos Verificados
Costos Personal	\$262.037.543	\$137.650.196
Costos Inmuebles	\$4.997.333	\$4.997.333
Equipos en Obra (Vehículos)	\$7.551.600	\$7.551.600
TOTAL	\$274.586.476	\$150.199.129

Fuente Ecopetrol S. A.



Se acordó realizar este pago de reconocimiento económico al contratista, mediante un contrato adicional en el cual también debe incluir la modificación de la fecha para la firma del acta de inicio la cual está supeditada a la aprobación del Plan de manejo Ambiental por parte del Ministerio; los ajustes salariales que se puedan ocasionar: reajuste por materiales si hay cambio de vigencia; para lo cual se realiza una reunión preliminar para definir estos conceptos antes de presentar al contratista para revisión.

Es así como, se presenta un detrimento al erario configurado en \$150.199.129, por cuanto este reconocimiento económico fue debido al retraso en el inicio de la construcción teniendo en cuenta que en el momento que se suscribió el acta de inicio no se contaba con la aprobación del Plan de Manejo Ambiental, trámite previo a la suscripción del contrato como lo establece ANEXO N°2 PLANEACIÓN CONTRACTUAL del Manual de contratación de Ecopetrol S. A.

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria y fiscal.

Hallazgo No. 52 Incumplimiento normatividad (AD)

En la normatividad colombiana la Ley 1228 de 2008 conocida como Ley de Fajas Viales establece:

“ARTÍCULO 1º. Para efectos de la aplicación de la presente ley, las vías que conforman el Sistema Nacional de Carreteras o Red Vial Nacional se denominan arteriales o de primer orden, intermunicipales o de segundo orden y veredales o de tercer orden. Estas categorías podrán corresponder a carreteras a cargo de la Nación, los departamentos, los distritos especiales y los municipios.

ARTÍCULO 2º. ZONAS DE RESERVA PARA CARRETERAS DE LA RED VIAL NACIONAL. Establécense las siguientes fajas de retiro obligatorio o área de reserva o de exclusión para las carreteras que forman parte de la red vial nacional:

- 1. Carreteras de primer orden sesenta (60) metros.*
- 2. Carreteras de segundo orden cuarenta y cinco (45) metros.*
- 3. Carreteras de tercer orden treinta (30) metros.*

A través del Decreto 1077 de 2015 se estableció:

Artículo 2.2.6.1.1.11 Régimen especial en materia de licencias urbanísticas. Para la expedición de licencias urbanísticas, se tendrá en cuenta lo siguiente:



1.2 La ejecución de proyectos de infraestructura de la red vial nacional, regional, departamental, y/o municipal; puertos marítimos y fluviales; infraestructura para la exploración y explotación de hidrocarburos; hidroeléctricas y sistemas de abastecimiento de agua, saneamiento y suministro de energía; sin perjuicio de las demás autorizaciones, permisos o licencias que otorguen las autoridades competentes respecto a cada materia. Tampoco requerirá licencia el desarrollo de edificaciones de carácter transitorio o provisional que sean inherentes a la construcción de este tipo de proyectos”.

Se estableció que Ecopetrol S. A. suscribió con Govipetrol S.A.S el contrato N° 3000497 de fecha 18 de mayo de 2016, cuyo objeto fue la *“Construcción de cerramiento, adecuaciones, empradización y mantenimiento de terreno y sistemas de aguas lluvias de la estación Castilla 3 perteneciente al Megaproyecto Castilla, de la Gerencia de Desarrollo y Producción Castilla de Ecopetrol S. A.”*; los diseños ejecutados en este contrato incumplen lo reglamentado a través de la Ley 1228 de 2008 conocida como Ley de Fajas Viales; por cuanto parte del cerramiento construido a través de este contrato cuantificado en \$592.436.013 se encuentra a una distancia entre 4,4 y 5,4 metros de distancia del eje de la vía de tercer orden que del municipio de Castilla La Nueva conduce a Chichimene sector Cacayal, vía que mantiene un ancho total de calzada de 6,4 metros incluida bermas. Estos 810 metros lineales de cerramiento y portones de acceso fueron construidos en áreas de retiro obligatorio y áreas de reserva o de exclusión, que para vías de tercer orden establece una faja de retiro obligatorio y área de reserva o de exclusión de 30 metros, lo cual determina que a 15 metros a cada lado del eje de la vía se prohíbe cualquier tipo de construcción o mejora en estas zonas.

La anterior situación ha dado lugar a requerimientos por parte de la administración municipal de Castilla la Nueva, en los cuales se determina: *“que se retire entre 2 a 5 metros la estructura de cerramiento construida por Ecopetrol S. A. para la estación Castilla 3, del tramo colindante con la vía que conduce del casco urbano de Castilla La Nueva al centro poblado de Chichimene (Acacias)”*. Requerimientos que surten ante la ausencia de permisos anteriores a la construcción expedidos por el municipio de Castilla La Nueva, quien actualmente hace funciones de entidad a cargo de esta vía.

Esta situación es consecuencia de una deficiencia al momento de diseñar los cerramientos por parte de la firma SNC LAVALIN, contratada para este fin, quien en el mes de septiembre de 2014 presentó para construcción los planos de la planta sin tener en cuenta la faja vial que debía respetarse para este cerramiento, así como en la presentación final de las coordenadas del cerramiento contenidas en plano en el mes de febrero de 2016; conllevando a la construcción de 810 metros de cerramiento en muro tolete, malla metálica, columnas de confinamiento,



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

cimentación y remate en concertina, incluyendo portones de acceso dentro de las zonas de fajas viales.

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria

Macro proceso Gestión Ambiental

El desarrollo de las actividades de explotación de hidrocarburos en VRO, se han mantenido vigentes las licencias y los permisos necesarios para la operación de los campos e igualmente han conservado el cumplimiento a las disposiciones legales, reglamentarias y de normas técnicas relacionadas, se realizó verificación de los procesos de tratamiento de aguas de producción observándose que los análisis de laboratorio están en los rangos permitidos y aceptados por las normas, se ha asegurado una utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral y se ha sostenido una adecuada infraestructura en sus procesos.

3.2.1.3.2 Plan de Mejoramiento

De acuerdo con los seguimientos reportados a diciembre 31 de 2016 del Plan de Mejoramiento suscrito por Ecopetrol S. A., correspondientes a la jurisdicción de la Vicepresidencia Regional Orinoquia, se evidenció que la totalidad de las acciones fueron cumplidas y fueron cerradas en el Plan de Mejoramiento, que por el año 2016 no quedó a cargo de la V.R.O ninguna acción correctiva.

3.3 MACROPROCESO GESTION FINANCIERA PRESUPUESTAL Y CONTABLE

3.3.1 Evaluación del Proceso *Ejecución y Cierre del Presupuesto*

La evaluación del proceso SICA denominado Ejecución y cierre del presupuesto se abordó mediante la auditoria enfocada al proceso de Ecopetrol Nivel 0 denominado Priorización de inversiones y planeación financiera, el cual incluye el proceso Nivel 1 Estructuración del plan financiero.

El proceso de Ejecución y cierre del presupuesto en la matriz de riesgos de SICA se encuentra calificado con un nivel de riesgo medio. En este proceso se considera el factor de riesgo de consistencia de la información, el cual se encuentra calificado con un nivel de riesgo medio.



En razón a la naturaleza jurídica de Ecopetrol, su proceso presupuestario no se rige a los lineamientos del Decreto 111 de 1996 Estatuto Orgánico de Presupuesto, sino en su Manual de Planeación Financiera; por lo cual, se verificaron que las actividades se efectuaran conforme a los reglamentos internos de la entidad.

Como consecuencia, se procedió a consultar la información presupuestal que Ecopetrol reportó en la plataforma CHIP de la Contaduría General de la Nación en la categoría CGR Presupuestal.

El presupuesto inicial de Ingresos y de Gastos de la Empresa para la vigencia fiscal del 1o. de enero al 31 de diciembre de 2016 fue de \$58.900.000 millones; El Ingreso presentó modificaciones netas de \$13.713.689 millones, alcanzando cifras definitivas de \$45.186.311 millones y recaudos a cierre del ejercicio de \$56.433.652 millones.

Tabla No. 27 Programación y Ejecución Presupuesto a 31 de Diciembre de 2016
Cifras en millones de pesos

Concepto	Presupuesto inicial	Presupuesto Definitivo	Recaudos/ Compromisos
INGRESOS	58.900.000	45.186.311	56.433.652
GASTOS	58.900.000	46.971.452	24.599.922

Fuente: Información Sistema CHIP CGN a dic 2016 - Categoría: CGR_PRESUPUESTAL

Con relación al presupuesto de gastos, las modificaciones netas fueron de \$11.928.548 millones, reflejando gastos definitivos por \$46.971.452 millones, con compromisos de Ecopetrol reporta compromisos por \$24.599.922 millones.

Ecopetrol S.A. para efectos de la gestión presupuestal se ciñe a lo estipulado en el Manual de Planeación Financiera y en el Documento Priorización de Inversiones y Planeación Financiera Dirección Corporativa de Planeación Estratégica- IPF-I-001; por no regirle el Decreto 111 de 1996 no presenta manejo de vigencias futuras o pérdida de apropiaciones.

3.3.2 Evaluación del Proceso Revelación de los Estados Contables y Financieros

La evaluación del proceso SICA denominado Revelación de los Estados Contables y Financieros se realizará mediante la auditoria enfocada al proceso de Ecopetrol Nivel 0 denominado Gestión Financiera, el cual incluye los procesos Nivel 1 Ejecución de Operaciones Financieras y Gestión de recursos de financiación.

El proceso de Revelación de los estados contables y financieros en la matriz de riesgos de SICA se encuentra calificado con un nivel de riesgo medio. En este proceso se consideran los factores de consistencia de la información, el cual se encuentra calificado con un nivel de riesgo medio y el factor de legalidad, con nivel de riesgo bajo.

Para el desarrollo del proceso auditor, se realizaron pruebas sustantivas con el fin de establecer la consistencia de la información para algunas cuentas de los grupos relacionados con Propiedad planta y equipo e Inversiones petrolíferas. Para el factor de riesgo de legalidad, se realizaron pruebas de cumplimiento a cuentas de los grupos de Préstamos a largo plazo y Beneficios a empleados a largo plazo.

Adicionalmente, se consideró lo establecido en el Memorando No. 039 "Lineamientos para la realización de informes constitucionales vigencia 2016" de 2016 suscrito por el Contralor General de la República, por lo cual se efectuaron pruebas respecto al Informe de deuda pública, al Registro de la obligación pensional y a los saldos por conciliar (partidas recíprocas).

Para lo anterior, se realizaron requerimientos de la información con el fin de analizar y verificar si la captura de los datos que dan origen a los registros contables obedecen a las políticas y procedimientos contables adoptados por la entidad, se efectuaron consultas en el sistema de información SAP y se validó la efectividad de los controles diseñados por la Entidad.

Cifras de los Estados Financieros

Los Estados Financieros Separados de Ecopetrol S.A. con corte a 31 de diciembre de 2016, aprobados por la Asamblea General de Accionistas, en concordancia de las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF, para efectos de revelación presentan Activos por \$101.537.544 millones, Pasivos por \$57.863.690 millones y Patrimonio por \$43.673.854 millones.

El reporte de Saldos y Movimientos que presenta Ecopetrol S.A. a la Contaduría General de la Nación con corte 31 de diciembre de 2016, refleja las siguientes cifras:

Tabla No. 28 Reporte de Saldos y Movimientos con corte a 31 de diciembre de 2016
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	Valor
Activos totales	113.663.193
Pasivos totales	69.989.339

Concepto	Valor
Patrimonio total	43.673.854

Fuente: Reporte CGN-2005 saldos y movimientos

El total del Activo asciende a \$113.663.193 millones, el Pasivo a \$69.989.339 millones y el Patrimonio a \$43.673.854 millones, éstos representan el 62% y el 38%, respectivamente, frente al total del Activo.

Los anteriores saldos concuerdan con el Balance de prueba suministrado por la Entidad y generado desde el sistema de información SAP.

La diferencia reflejada entre las cifras del activo y el pasivo de los Estados de Situación Financiera Separados frente al Reporte a la Contaduría General de la Nación, por \$12.125.649 millones, se debe a que por efectos de revelación y presentación en los primeros, se reconoce el efecto neto de la provisión por beneficios a empleados, es decir el valor de la obligación por prestaciones definidas menos el valor razonable de los activos del plan; mientras que en el reporte a la Contaduría General de la Nación, los recursos entregados a patrimonios autónomos pensionales (activos del plan) se incluyen en el Activo como Recursos Entregados en Administración y en el Pasivo, se muestra el valor total de la obligación.

Por otra parte, el Estado de Ganancias o Pérdidas Separado, a la misma fecha de corte presenta la siguiente información:

Tabla No. 29 Estados de Ganancias o Pérdidas Separados
Entre el 1 de enero al 31 de Diciembre de 2016
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	Valor
Ingresos por Ventas	38.348.460
Costo de Ventas	31.580.865
Gastos y Resultado Financiero	5.202.886
Utilidad Neta	1.564.709

Fuente: Estados de Ganancias o Pérdidas Separados suministrados por Ecopetrol S.A.

El saldo acumulado del ejercicio 2016, respecto al Costo de Ventas por \$31.580.865 millones y los Gastos y Resultado Financiero por \$5.202.886 millones, respectivamente, representa el 82% y 14% frente al Ingreso total de \$38.348.460 millones, cifras que arrojan Utilidad neta de \$1.564.709 millones (4%).

Muestra de auditoría

A fin de realizar la selección de las cuentas objeto de auditoría se llevó a cabo el método de análisis vertical a los Estados de Situación Financiera Separados de Ecopetrol S.A. para establecer las cuentas de activo, pasivo y patrimonio que tienen mayor relevancia en los mismos; adicionalmente, se seleccionaron cuentas que a criterio del equipo auditor era necesario validar para dar continuidad a la auditoría anterior y corroborar las acciones de mejoramiento suscritas en el plan de mejoramiento por el auditado, como es el caso de las cuentas de Propiedad, planta y equipo. De igual forma, se seleccionaron cuentas que reflejan el resultado de la actividad misional de la entidad como las Inversiones petrolíferas. Y finalmente, con el fin de atender los requerimientos del Memorando 039 de 2016, se consideraron entre otras, las cuentas de Préstamos y Financiaciones, Recursos entregados en administración y provisión de beneficios a empleados.

Se determinó un nivel de materialidad de \$300.000 millones, tomando como base el saldo total de los activos de acuerdo al Balance de prueba generado en el SAP.

Cuentas del Activo:

En razón a la materialidad de las cifras, se determinó auditar las cuentas de Recursos entregados en administración, Propiedades planta y equipo e Inversiones petrolíferas.

Tabla No. 30 Cifras del Activo para muestra de auditoría
(Cifras en millones de pesos)

Descripción	Saldo a Diciembre 2016	Participación porcentual
Cuentas del activo		
* Recursos entregados en administración	12.123.175	10,67%
Propiedades planta y equipo	21.190.858	18,64%
Inversiones petrolíferas	18.316.495	16,11%
Total muestra	51.630.528	
Total Activo	113.663.193	
Participación en el total de activo		45,42%

*Para la cuenta correspondiente a Recursos entregados en administración, la auditoría se desarrolló específicamente a los fondos destinados para el pago de pensiones.

Cuentas de Pasivo:

En razón a la materialidad de las cifras, lo requerido en el Memorando 039 de 2016, se determinó auditar las cuentas de Préstamos a largo plazo y Beneficios a empleados a largo plazo.

Tabla No. 31 Cifras del Pasivo para muestra de auditoría
(Cifras en millones de pesos)

Descripción	Saldo a Diciembre 2016	Participación porcentual
Cuentas del Pasivo		
Préstamos a largo plazo	39.776.067	56,83%
Beneficios a empleados a largo plazo	12.463.433	17,80%
Total muestra	52.239.500	
Total Pasivo	69.989.339	
Participación en el total de Pasivo		74,63%
Participación en el total de Activo		45,96%

En la selección de la muestra también se tuvo en cuenta el Memorando No. 039 "Lineamientos para la realización de informes constitucionales vigencia 2016" de fecha 27 de diciembre de 2016 suscrito por el Contralor General, para los componentes de: Informe de deuda pública, Registro de la obligación pensional y Saldos por conciliar (partidas recíprocas).

A continuación se relacionan los hallazgos detectados en la evaluación del macro proceso Gestión financiera, presupuestal y contable:

Hallazgo No. 53 Inversiones petrolíferas (A)

El literal (a) del numeral 4.4 del Anexo Técnico del Decreto 2496 de 2015³ define: "un activo es un recurso controlado por la entidad como resultado de sucesos pasados, del que la entidad espera obtener, en el futuro, beneficios económicos".

De igual forma, el numeral 3.2.9.2 del Anexo de la Resolución 193 de 2016⁴ emitida por la Contaduría General de la Nación (CGN), señala:

"La información que se produce en las diferentes dependencias es la base para reconocer contablemente los hechos económicos; por lo tanto, las entidades deberán garantizar que la información fluya adecuadamente y se logre oportunidad y calidad en los registros. Es preciso señalar que las bases

³ Por medio del cual se modifica el Decreto 2420 de 2015 Único Reglamentario de las Normas de Contabilidad, de Información Financiera y de Aseguramiento de la Información. Artículo 8. Marco técnico normativo para los preparadores de información financiera del Grupo 1. Incorpórese en la sección de anexos del Decreto 2420 de 2015 un anexo 1.1. en los siguientes términos:

Anexo 1.1. Incorpórese como anexo 1.1. un marco técnico normativo para los preparadores de información financiera que conforman el Grupo 1."

⁴ Por la cual se incorpora, en los Procedimientos Transversales del Régimen de Contabilidad Pública, el Procedimiento para la evaluación del control interno contable.



de datos administradas por las diferentes áreas de la entidad se asimilan a los auxiliares de las cuentas y subcuentas que conforman los estados contables (...)."

Así mismo, la Matriz Integral de Gestión Contable, diseñada por Ecopetrol, dentro del procedimiento para el Cierre Contable, Análisis y Ajustes Contables, incluye en los mecanismos de control: Realizar análisis, seguimiento, control oportuno y aprobación de las conciliaciones preparadas por los Profesionales del Grupo de Contabilidad para todas las cuentas contables que cruzan con módulos SAP, AQP y con terceros a través de: Validar la evidencia de fuentes externas contra los registros contables y soportes SAP; Revisar la justificación adecuada de las partidas conciliatorias que correspondan al mes corriente y determinar un plan para su seguimiento, depuración y ajuste.

Para el control y registro de las inversiones petrolíferas, Ecopetrol cuenta con el módulo de activos fijos de SAP, que contiene el detalle de los saldos de las subcuentas 1840030000 Fase de Desarrollo - Inversiones Petrolíferas, 1840032000 Fase de Desarrollo - Costos de Abandono, 1845030000 Amortización acumulada de Inversiones Yacimientos y 1845032000 Amortización acumulada costos de abandono.

Se estableció que en las cuentas 1840030000 Fase de Desarrollo - Inversiones Petrolíferas y 1845030000 Amortización acumulada de Invs. Yacimientos, se registran activos de contratos terminados en vigencias anteriores y de campos que no pertenecen a la Entidad, esta situación se constató con la respuesta emitida por la Vicepresidencia de Cumplimiento al oficio AEC-039, en la que manifiesta que el contrato del campo Laurita terminó en el año 2011 y el campo y pozos fueron abandonados en su totalidad y sobre el campo Temblón, indica que no pertenece a Ecopetrol.

Tabla No. 32 Inversiones petrolíferas Laurita – Temblón
(Cifras en millones de pesos)

Activo	Nombre_Campo-Planta	Valor Adquisición	Depreciación Acumulada	Valor Contable Neto	Respuesta Oficio AEC-039
180003404	LAURITA	7.499,8	-7.499,8	0	El contrato de asociación Tambaquí se terminó el 30 nov 2011. El campo fue abandonado en su totalidad.
180001555	TEMBLON	555,9	-555,9	0	Este campo no es de Ecopetrol. Estos pozos hacen parte del Contrato de Exploración y Producción del bloque Coatí, firmado entre la ANH y la compañía C&C energía sucursal Colombia.
	TOTAL	8.055,7	-8.055,7	0	

Fuente Ecopetrol S.A.

La situación descrita se presenta por deficiencias en los mecanismos de control implementados en la etapa de reconocimiento del proceso contable, en el flujo y conciliación de información y en la depuración contable, lo que genera sobrestimación en los saldos de las subcuentas 1840030000 Fase de Desarrollo - Inversiones Petrolíferas y 1845030000 Amortización acumulada de Inversiones Yacimientos por cuantía de \$8.055,7 millones, presentando saldos que no son reales a nivel de subcuentas.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 54 Maestra inversiones petrolíferas (A)

El numeral 3.2.9.2 del Anexo de la Resolución 193 de 2016⁵ emitida por la Contaduría General de la Nación (CGN) señala:

“La información que se produce en las diferentes dependencias es la base para reconocer contablemente los hechos económicos; por lo tanto, las entidades deberán garantizar que la información fluya adecuadamente y se logre oportunidad y calidad en los registros. Es preciso señalar que las bases de datos administradas por las diferentes áreas de la entidad se asimilan a los auxiliares de las cuentas y subcuentas que conforman los estados contables (...)”.

Para el control y registro de las inversiones petrolíferas, Ecopetrol cuenta con el módulo de activos fijos de SAP, que contiene el detalle de los saldos de las subcuentas 1840030000 Fase de Desarrollo - Inversiones Petrolíferas, 1840032000 Fase de Desarrollo - Costos de Abandono, 1845030000 Amortización acumulada de Inversiones Yacimientos y 1845032000 Amortización acumulada costos de abandono.

Se evidencian inexactitudes en la información consignada en la maestra de inversiones petrolíferas, específicamente en la columna denominada “Nombre_Campo-Planta” correspondiente a los siguientes activos:

Tabla No. 33 Inversiones petrolíferas Caño Verde y Mata Negra
(Cifras en millones de pesos)

Clase	Nombre Clase	Activo	Nombre Campo-Planta	Valor Adquisición	Depreciación Acumulada	Valor Contable Neto
26002	INV. EN RECURSOS NO RENOV EN EXPLOT - INV.	180001819	CAÑO VERDE	218.220.963	-218.220.963	0

⁵ Por la cual se incorpora, en los Procedimientos Transversales del Régimen de Contabilidad Pública, el Procedimiento para la evaluación del control interno contable.



Clase	Nombre Clase	Activo	Nombre Campo-Planta	Valor Adquisición	Depreciación Acumulada	Valor Contable Neto
	PETROLI					
26002	INV. EN RECURSOS NO RENOV EN EXPLOT - INV. PETROLI	180000994	MATANEGRA	193.237.562	-193.237.562	0
26002	INV. EN RECURSOS NO RENOV EN EXPLOT - INV. PETROLI	180001570	MATANEGRA	297.307.740	-297.307.740	0

Fuente Ecopetrol S.A.

Con respecto a los denominados campos "Caño verde" y "Matanegra", Ecopetrol en respuesta emitida por la Vicepresidencia de Cumplimiento al oficio AEC-039, indica que estos activos no son campos, son bloques dentro de los campos Redondo y Caño Limón, respectivamente.

Se constató por parte de la CGR que los campos Redondo y Caño Limón pertenecen al Contrato de Asociación Cravo Norte. Los informes técnicos anuales emitidos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH describen el activo "Caño Verde" como campo, lo que corresponde a la condición técnico-operativa real de este, contrario a lo mencionado en la respuesta dada por Ecopetrol.

Lo anterior se genera por debilidades en los mecanismos de control implementados en el registro de la información afectando de esta forma la calidad de la información y mostrando información que no es acorde con la realidad de los activos.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 55 Subestimación de la cuenta Activos mantenidos para la venta (A)

De acuerdo con lo establecido en los Principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia - NCIF, los objetivos de la información contable pública propenden por hacer útiles los estados, informes y reportes contables considerados de manera individual, agregada y consolidada, provistos por el SNCP, satisfaciendo el conjunto de necesidades específicas y demandas de los usuarios.

Igualmente, indica que una de las características cualitativas de la información contable pública en su conjunto es que ésta sea una representación razonable de la realidad económica de las entidades contables públicas. En la medida que incluye todas las transacciones, hechos y operaciones medidas en términos



cualitativos o cuantitativos, atendiendo a los principios, normas técnicas y procedimientos, se asume con la certeza que revela la situación, actividad y capacidad para prestar servicios de una entidad contable pública en una fecha o durante un período determinado.

Las Políticas contables de Ecopetrol, indican que los activos no corrientes 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) está disponible para la venta inmediatamente en su estado actual, política plasmada en las Notas Explicativas, numeral 4.5 Activos no corrientes mantenidos para la venta.

El Procedimiento de Propiedad Planta y Equipo - GFI-P-044, en su numeral 3.3.1 Activos Mantenidos para la Venta, establece que en el momento en que la operación identifica el retiro de un activo funcional con destino a venta se debe activar la estrategia de venta a través de la dependencia Coordinación de Logística y Comercio Exterior, a su vez se debe informar este hecho a la Coordinación de Activos Fijos para realizar el traslado hacia la clase de activo mantenido para la venta con suspensión de la depreciación.

El numeral 4.2.3.1 Activos Mantenidos para la Venta del Procedimiento para el Control Administrativo de los Activos Fijos de Ecopetrol S.A - GFI-P-030, indica que una de las principales causas por la que es necesario reclasificar un activo, tiene que ver con aquellos activos que han sido retirados formalmente de operación y su disposición final está relacionada directamente con la venta como activo funcional a un tercero.

La Matriz Integral de Gestión Financiera de Ecopetrol, identifica el Riesgo: N4.13 Inadecuada clasificación, valuación y presentación de rubros de proyectos, propiedad planta y equipo, costos de abandono, recursos naturales; para el cual plantea los controles: N4.13C10 Realizar análisis, seguimiento, control oportuno y aprobación de las conciliaciones y N4.13C4 Verificar la razonabilidad de los saldos proyectos.

A 31 de diciembre de 2016 la cuenta "Activos mantenidos para la venta" presenta saldo de \$29.611 millones, cifra revelada en la Nota 13, valor que incluye el costo neto de los activos de la Ronda Ecopetrol 2016.

Durante el año de 2016 se realizó la Ronda Ecopetrol de los activos-campos Rio Zulia, Rio de Oro, Valdivia-Almagro, Santana, Puerto Barco, Nancy-Burdine-



Maxine y Sogamoso, campos adjudicados a las firmas Iberoamericana de Hidrocarburos S.A., Parex Resources y Gran Tierra, con valor comercial total de USD\$53,3 millones, a una tasa representativa del mercado de \$3.000,71 por dólar, aproximadamente \$159.937 millones; el valor neto contable de los activos Ronda Ecopetrol 2016 es \$28.279 millones, como se describe en la siguiente tabla:

Tabla No. 34 Valor contable Activos Ronda por clase y cuenta del Mayor
(Cifras en millones de pesos)

Cuenta Balance	Costo Histórico	Depreciación Acumulada	Deterioro	Neto
1946 Activos mantenidos para la venta	175.569	139.885)	(8.156)	27.528
1655 Equipo y maquinaria	301	(281)	-	20
1840 Fase de desarrollo-Inversiones petrolíferas	565	(565)	-	0
1840 Fase de desarrollo-Inversiones petrolíferas	628	(289)	-	339
Proyectos - Construcciones en curso	392	-	-	392
Total	177.455	(141.020)	(8.156)	28.279

Fuente: Maestra de activos y maestra de inversiones petrolíferas, información suministrada por la Entidad en respuesta a oficio AEC-019.

Realizado el análisis y verificación de las cuentas referenciadas, se evidencia que a 31 de diciembre de 2016, la cuenta "Activos mantenidos para la venta" presenta una sub-estimación de \$751 millones y las cuentas "Fase de desarrollo-Inversiones petrolíferas", "Construcciones en curso" y "Equipo y maquinaria", reflejan sobre-estimación por los valores de \$339 millones, \$392 millones y \$20 millones; situación evidenciada en la existencia de saldos por adquisición y depreciación acumulada correspondientes a los activos-campos Rio Zulia y Valdivia-Almagro adjudicados en la Ronda 2016, en cuentas contables de Inversiones Petrolíferas y Propiedad, planta y equipo.

La sub-estimación y sobre-estimación de las cuentas señaladas se presenta por la inadecuada clasificación de las transacciones económicas que conforman los saldos a diciembre de 2016 de algunos de los activos-campos adjudicados en la Ronda 2016, contraviniendo lo estipulado en el numeral 3.3.1 del Procedimiento de Propiedad Planta y Equipo -GFI-P-044, y numeral 4.2.3.1 Procedimiento para el Control Administrativo de los Activos Fijos⁶ -GFI-P-030, así como la insuficiente

⁶ 4.2.3.1 Activos Mantenidos para la Venta

Una de las principales causas por la que es necesario reclasificar un activo, tiene que ver con aquellos activos que han sido retirados formalmente de operación y su disposición final está relacionada directamente con la venta como activo funcional a un tercero.

Una vez la unidad de negocio identifica que el activo fijo objeto del retiro es funcional y puede ser vendido en esta condición, debe dar cumplimiento a los siguientes pasos:

1) Diligenciar el formato de Autorización de Retiro de Operación GFI-F-055 y enviarlo a al área de Control de Activos Fijos.

2) Efectuar tramite de disposición final ante la Coordinación de Logística y Comercio Exterior, conforme con su procedimiento vigente.

aplicación de los controles establecidos⁷. Inobservancia que impide el logro de los objetivos y de las características cualitativas de la información contable pública.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 56 Saldo compañías asociadas y negocios conjuntos (A)

El Capítulo 3 del Anexo Técnico 1.1. del Decreto 2496 de 2015⁸ hace referencia a las características cualitativas de la información financiera útil, entre las que se encuentran la *“comparabilidad, verificabilidad, oportunidad y comprensibilidad”*.

Con respecto a la característica cualitativa de verificabilidad, la Norma del Proceso contable y sistema documental contable, incorporado por la Contaduría General de la Nación al Régimen de Contabilidad Pública, mediante la Resolución No. 525 de 2016, señala que *“la información debe ser susceptible de comprobaciones y conciliaciones exhaustivas o aleatorias, internas o externas, que acrediten y confirmen su procedencia y magnitud (...)”*.

Adicionalmente, el Capítulo 3 del Anexo Técnico 1.1. del Decreto 2496 de 2015, indica que *“Las características cualitativas de la información financiera útil se aplican a la información financiera proporcionada en los estados financieros, así como a la información financiera proporcionada por otras vías”*.

Así mismo, el numeral 3.3 del anexo de la Resolución No. 628 de 2015⁹, emitida por la Contaduría General de la Nación, establece entre los elementos que componen el Sistema Nacional de Contabilidad Pública:

“(...) los sistemas electrónicos o manuales, soporte para la construcción y conservación de la contabilidad (...); el sistema documental contable que incluye los soportes, comprobantes y libros de contabilidad; la información contable pública estructurada en estados, informes y reportes contables (...).

Una vez, Coordinación de Logística y Comercio Exterior certifica la venta, debe solicitar al área de Control de Activos Fijos el registro contable de la baja en SAP Módulo AA.

Informar a la Unidad de Gestión de Riesgos

⁷ N4.13C10 Realizar análisis, seguimiento, control oportuno y aprobación de las conciliaciones y N4.13C4 Verificar la razonabilidad de los saldos proyectos.

⁸ Por medio del cual se modifica el Decreto 2420 de 2015 Único Reglamentario de las Normas de Contabilidad, de Información Financiera y de Aseguramiento de la Información. Artículo 8. Marco técnico normativo para los preparadores de información financiera del Grupo 1. Incorpórese en la sección de anexos del Decreto 2420 de 2015 un anexo 1.1. en los siguientes términos:

Anexo 1.1. Incorpórese como anexo 1.1. un marco técnico normativo para los preparadores de información financiera que conforman el Grupo 1.”

⁹ Por la cual se incorpora, en el Régimen de Contabilidad Pública, el referente teórico y metodológico de la regulación contable pública

La adecuada articulación, sinergia y funcionamiento de todos los elementos que componen el SNCP, garantizan el logro de los propósitos para los que ha sido diseñado y la satisfacción de los objetivos y necesidades de los usuarios de la información contable pública identificados en cada Marco normativo”.

De igual forma, la Matriz Integral de gestión contable diseñada por Ecopetrol, en los procedimientos para el Cierre Contable, Análisis y Ajustes Contables, incluye dentro de los mecanismos de control: Realizar análisis, seguimiento, control oportuno y aprobación de las conciliaciones preparadas por los Profesionales del Grupo de Contabilidad para todas las cuentas contables que cruzan con módulos SAP, AQP y con terceros a través de: Validar la evidencia de fuentes externas contra los registros contables y soportes SAP; Revisar la justificación adecuada de las partidas conciliatorias que correspondan al mes corriente y determinar un plan para su seguimiento, depuración y ajuste.

Así mismo, el numeral 3.2.15 del anexo de la Resolución No. 193 de 2016¹⁰ de la Contaduría General de la Nación señala:

“3.2.15 Depuración contable permanente y sostenible

Las entidades cuya información financiera no refleje su realidad económica deberán adelantar las gestiones administrativas para depurar las cifras y demás datos contenidos en los estados financieros, de forma que cumplan las características fundamentales de relevancia y representación fiel. Asimismo, las entidades adelantarán las acciones pertinentes para depurar la información financiera e implementar los controles que sean necesarios a fin de mejorar la calidad de la información”.

Los Estados Financieros Separados de Ecopetrol S.A. con corte de 31 de diciembre de 2016 fueron aprobados por la Junta Directiva y la Asamblea General de Accionistas.

En el Estado de Situación Financiera Separados al 31 de diciembre de 2016 Ecopetrol presenta dentro de los Activos, Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes por \$4.619.566 millones y \$3.088.805 millones, respectivamente. En la Nota explicativa No. 7 detalla el saldo de dichas cuentas, así:

¹⁰ Por la cual se incorpora, en los Procedimientos transversales del Régimen de Contabilidad Pública, el Procedimiento para la evaluación del control interno contable.

Tabla No. 35 Nota explicativa No.7
(Cifras expresadas en millones de pesos)

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		
El detalle de cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar comprendía al 31 de diciembre de:		
	2016	2015
Corriente		
Cientes		
Exterior	820,527	690,069
Nacionales	701,719	1,019,715
Entes relacionados (Nota 31)	1,897,854	696,926
Fondo de estabilización de precios (1)	913,676	40,395
Cuentas por cobrar a empleados (2)	33,977	46,876
Servicios Industriales	48,226	30,102
Deudores varios	203,387	173,874
	4,619,565	2,697,957
No corriente		
Entes relacionados (Nota 31)	2,610,341	2,391,592
Cuentas por cobrar a empleados (2)	400,211	424,977
Deudas de difícil cobro	141,431	132,364
Fondo de estabilización de precios (1)	77,510	77,510
Deudores varios	743	21,640
	3,230,236	3,048,083
Menos - Provisión de cuentas de dudoso recaudo (3)	(141,431)	(132,364)
Total no corriente	3,088,805	2,915,719

Fuente Ecopetrol S.A.

En las Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes se incluyen Entes Relacionados con saldo \$1.897.854 millones y \$ 2.610.341 millones, respectivamente.

En la Nota explicativa No. 31.1 se presenta el detalle de los saldos de las cuentas por cobrar y de las cuentas por pagar con subordinadas, asociadas y negocios conjuntos, así:

Tabla No. 36 Nota explicativa No.31.1
(Cifras expresadas en millones de pesos)

31. Entes relacionados					
31.1 Compañías asociadas y negocios conjuntos					
Los saldos con compañías subordinadas, asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:					
	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar
Subsidiarias					
Refinería de Cartagena S.A	1,070,320	1,450,840	-	-	5,159
Com. Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.R	718,931	-	2,393	-	160,131
Liquor Petroleum Limited	254,577	-	-	-	-
Nicol S.A.	6,909	-	9,538	-	63,283
Compositing and Masterblasting Industry LTDA	8,110	-	-	-	-
Creducto Bicentenario de Colombia SAS	6,047	-	249,828	-	6,383
Praxair S.A.	5,197	-	-	-	133
Creducto Central S.A. - OCENSA	4,382	-	748	-	229,141
Creducto de los Llanos - Orientales S.A	4,317	-	-	-	61,313
Creducto de Colombia S.A. - ODC	2,662	-	2,650	-	27,558
Ecopetrol Costa Fuera Colombia S.A.S	853	-	-	-	-
Bioenergy S.A.	401	-	-	-	-
Ecopetrol America Inc	107	-	-	-	10,721
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	19	-	-	-	-
Black Gold Limited	71	-	-	-	-
Ecopetrol Germany GmbH	1	-	-	-	-
Ecopetrol Capital AG	-	695,102	-	3,748,005	-
Negocios conjuntos					
Equion Energia Limited	93,381	-	6,326	-	80,585
Ecodiesel Colombia S.A	129	-	-	-	20,765
Offshore International Group Inc	-	170,121	-	-	-
Asociadas					
Stimpert S.A.	-	-	-	-	3,085
Saldo al 31 de diciembre de 2016	2,192,132	2,316,063	271,442	3,748,005	665,455
Corriente	1,897,954	-	77,121	3,748,005	454,158
No corriente	294,278	2,316,063	198,029	-	211,297
	2,192,132	2,316,063	271,442	3,748,005	665,455

En la consulta efectuada a los registros en el sistema SAP de los auxiliares contables que conforman el saldo de las Cuentas por cobrar y Cuentas por cobrar por Préstamos, con entes relacionados, se evidenció que los saldos presentados en la Nota explicativa 31.1 no son coincidentes con los saldos generados del sistema SAP a 31 de diciembre de 2016, de doce (12) de los veintiún (21) entes que se presentan en la Nota, entre los que se encuentran: Refinería de Cartagena, Cenit, Hocol Petroleum Limited, Oleoducto Bicentenario de Colombia, Oleoducto de los Llanos Orientales, Oleoducto de Colombia S.A., Ecopetrol Costa Afuera Colombia, Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda., Ecopetrol Capital AG, Equion Energía Limited y Offshore International Group Inc, como se presenta a continuación:

Tabla No. 37 Confrontación cifras Nota 31.1 y Saldo SAP
(Cifras expresadas en millones de pesos)

Nota 31.1 Notas a los Estados Financieros Separados			Total (Cálculo CGR)	Saldo SAP a 31/12/16	Diferencia
	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos			
Subsidiarias					
Refinería de Cartagena S.A.	1.079.399	1.450.840	2.530.239	1.070.703	1.459.536
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS	718.931	-	718.931	382.514	336.417
Hocol Petroleum Limited	259.577	-	259.577	260.790	-1.213
Hocol S.A.	8.909	-	8.909	8.909	0
Compounding and Masterbatching Industry LTDA	8.119	-	8.119	8.119	0
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	6.047	-	6.047	8.402	-2.355
Propilco S.A.	5.197	-	5.197	5.197	0
Oleoducto Central S.A. - OCENSA	4.382	-	4.382	4.383	-1
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	4.347	-	4.347	59.331	-54.984
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	2.562	-	2.562	2.579	-17
Ecopetrol Costa Afuera Colombia S.A.S.	553	-	553	520	33
Bioenergy S.A.	401	-	401	401	0
Ecopetrol America Inc	107	-	107	107	0
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	19	-	19	17	2
Black Gold Limited	71	-	71	71	0
Ecopetrol Germany GMBH	1	-	1	1	0
Ecopetrol Capital AG	-	695.102	695.102	0	695.102
Negocios conjuntos					
Equion Energía Limited	93.381	-	93.381	92.353	1.028
Ecodiesel Colombia S.A.	129	-	129	129	0
Offshore International Group Inc	-	170.121	170.121	0	170.121
Asociadas					
Serviport S.A.	-	-	0	0	0
Saldo al 31 de diciembre de 2016	2.192.132	2.316.063	4.508.195	1.904.526	2.603.669
Corriente	1.897.854	-	1.897.854	1.904.527	-6.673
No corriente	294.278	2.316.063		-0,8	1
	2.192.132	2.316.063	4.508.195	1.904.526	2.603.669

Fuente Ecopetrol S.A.

Ecopetrol en respuesta a la observación indica que "no existe una única transacción en SAP para la consulta de la totalidad de saldos por terceros, haciéndose necesario realizarla a través de la extracción de información mediante



la consulta combinada de las transacciones FBL1N, FBLN5N, FAGLL03, FAGLB03, F.01, TPM20, ZTRM_ECP_REPVALORAC, SE16 tabla FAGLFLEXA, S_ALR_87012291, ME80FN y FB03". Ecopetrol presenta un cuadro que compara Saldo según SAP y Saldo según nota por cliente, sin presentar diferencias.

Los hechos descritos evidencian deficiencias en los mecanismos de control y en el cargue de información en los sistemas implementados por la Entidad para el manejo de la información contable, así como en la depuración de la información; lo cual genera riesgo en la calidad, confiabilidad, verificabilidad e integridad de la información revelada.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 57 Depósitos recibidos de terceros (A)

El Capítulo 3 del Anexo Técnico 1.1. del Decreto 2496 de 2015¹¹ hace referencia a las características cualitativas de la información financiera útil, entre las que se encuentran la *"comparabilidad, verificabilidad, oportunidad y comprensibilidad"*.

Con respecto a la característica cualitativa de verificabilidad, la Norma del Proceso contable y sistema documental contable, incorporado por la Contaduría General de la Nación al Régimen de Contabilidad Pública, mediante la Resolución 525 de 2016, señala que *"la información debe ser susceptible de comprobaciones y conciliaciones exhaustivas o aleatorias, internas o externas, que acrediten y confirmen su procedencia y magnitud (...)"*.

El Capítulo 3 del Anexo Técnico 1.1. del Decreto 2496 de 2015 indica que *"Las características cualitativas de la información financiera útil se aplican a la información financiera proporcionada en los estados financieros, así como a la información financiera proporcionada por otras vías"*.

Así mismo, la Contaduría General de la Nación en el numeral 3.3 del anexo de la Resolución No. 628 de 2015¹² establece entre los elementos que componen el Sistema Nacional de Contabilidad Pública:

¹¹ Por medio del cual se modifica el Decreto 2420 de 2015 Único Reglamentario de las Normas de Contabilidad, de Información Financiera y de Aseguramiento de la Información. Artículo 8. Marco técnico normativo para los preparadores de información financiera del Grupo 1. Incorpórese en la sección de anexos del Decreto 2420 de 2015 un anexo 1.1. en los siguientes términos:

Anexo 1.1. Incorpórese como anexo 1.1. un marco técnico normativo para los preparadores de información financiera que conforman el Grupo 1."

¹² Por la cual se incorpora, en el Régimen de Contabilidad Pública, el referente teórico y metodológico de la regulación contable pública

“(...) los sistemas electrónicos o manuales, soporte para la construcción y conservación de la contabilidad (...); el sistema documental contable que incluye los soportes, comprobantes y libros de contabilidad; la información contable pública estructurada en estados, informes y reportes contables (...).

La adecuada articulación, sinergia y funcionamiento de todos los elementos que componen el SNCP, garantizan el logro de los propósitos para los que ha sido diseñado y la satisfacción de los objetivos y necesidades de los usuarios de la información contable pública identificados en cada Marco normativo”.

De igual forma, la Contaduría General de la Nación en los numerales 3.2.15 y 3.2.16 del anexo de la Resolución No. 193 de 2016¹³ establece:

“3.2.15 Depuración contable permanente y sostenible

Las entidades cuya información financiera no refleje su realidad económica deberán adelantar las gestiones administrativas para depurar las cifras y demás datos contenidos en los estados financieros, de forma que cumplan las características fundamentales de relevancia y representación fiel. Asimismo, las entidades adelantarán las acciones pertinentes para depurar la información financiera e implementar los controles que sean necesarios a fin de mejorar la calidad de la información

3.2.16 Cierre contable

Las entidades deberán adelantar todas las acciones de orden administrativo necesarias para efectuar un cierre integral de la información producida en todas las áreas que generan hechos económicos, tales como cierre de compras, ventas, tesorería y presupuesto; recibo a satisfacción de bienes y servicios; reconocimiento de derechos; elaboración de inventario de bienes; legalización de cajas menores, viáticos y gastos de viaje; anticipos a contratistas y proveedores; conciliaciones; verificación de operaciones recíprocas; y ajustes por deterioro, depreciaciones, amortizaciones, agotamiento o provisiones, entre otros aspectos”.

Así mismo, la Matriz Integral de gestión contable diseñada por Ecopetrol, en el procedimiento para el Cierre Contable, Análisis y Ajustes Contables, incluye dentro de los mecanismos de control: Realizar análisis, seguimiento, control oportuno y aprobación de las conciliaciones preparadas por los Profesionales del Grupo de Contabilidad para todas las cuentas contables que cruzan con módulos SAP, AQP

¹³ Por la cual se incorpora, en los Procedimientos transversales del Régimen de Contabilidad Pública, el Procedimiento para la evaluación del control interno contable.

y con terceros a través de: Validar la evidencia de fuentes externas contra los registros contables y soportes SAP; Revisar la justificación adecuada de las partidas conciliatorias que correspondan al mes corriente y determinar un plan para su seguimiento, depuración y ajuste.

De igual forma, la CGN en el numeral 1.2.6. del Instructivo No. 002 de 2016, al referirse a las actividades operativas y contables que deben adelantar la Entidades con ocasión del cierre del periodo contable, indicó:

“1.2.6. Existencia real de bienes, derechos, obligaciones y documentos soporte idóneos

Las entidades adelantaran las acciones administrativas y operativas que permitan determinar la veracidad de los saldos revelados en los estados contables o estados financieros relacionados con los bienes, derechos y obligaciones y la existencia de documentos soporte idóneos”.

Ecopetrol S.A. en el Estado de Situación Financiera Separados al 31 de diciembre de 2016, presenta dentro de los Pasivos \$5.455.340 millones de Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, así:

Tabla No. 38 Estados de situación financiera
(Cifras expresadas en millones de pesos)

Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	2,650,122	2,980,414
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	20	5,455,340	6,205,474
Provisiones por beneficios a empleados	21	1,948,955	1,362,063
Pasivos por impuestos corrientes	10	586,426	514,888
Provisiones y contingencias	22	620,353	503,142
		<u>11,261,196</u>	<u>11,625,981</u>
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	13	40,128	-
Total pasivos corrientes		<u>11,301,324</u>	<u>11,625,981</u>
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	37,089,651	36,156,347
Provisiones por beneficios a empleados	21	3,901,082	2,457,309
Pasivos por impuestos diferidos	10	1,295,962	1,791,344
Provisiones y contingencias	22	4,229,518	4,586,003
Otros pasivos no corrientes		46,153	253,516
Total pasivos no corrientes		<u>46,562,366</u>	<u>45,244,519</u>
Total pasivos		<u>57,863,690</u>	<u>56,870,500</u>

Fuente Ecopetrol S.A.

En la Nota 20 que revela el detalle de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, se incluyen los Depósitos recibidos de terceros por \$155.783 millones, así:

Tabla No. 39 Nota 20
(Cifras expresadas en millones de pesos)

20. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		
Los siguientes son los saldos de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre:		
	2016	2015
Proveedores	3,223,330	3,218,053
Anticipos asociados	860,254	639,038
Entes relacionados (nota 31)	665,455	828,156
Retención en la fuente	290,379	243,723
Depósitos recibidos de terceros	155,783	503,496
Dividendos por pagar (1)	3,701	693,877
Acuerdos en contratos de transporte (2)	111,899	33,735
Acreedores varios	144,539	105,396
	5,455,340	6,265,474

Fuente Ecopetrol S.A.

De acuerdo con lo informado por Ecopetrol, el valor presentado de los Depósitos recibidos de terceros para efectos de revelación en el Estado de Situación Financiera Separados, está conformado por los saldos en el sistema SAP de las cuentas y reclasificaciones realizadas, como se presenta a continuación:

Tabla No. 40 Mapeo Balance - Depósitos recibidos de terceros
(Cifras expresadas en millones de pesos)

Número de cuenta	Texto p.posición balance/PyG	Saldo SAP Diciembre 2016	Reclasificaciones	Notas EF
	Depósitos recibidos de terceros		-	
2455020000	Dps. recibidos de 3ros. Bns. Depósito Previo	-103.762,7	-977,5	-104.740,2
2455020001	Dps. recibidos de vinculados económicos Bns. Depós	-161,6	161,6	0,0
2455020100	Dps. recibidos de 3ros. Bns. Saldos a favor de cli	-14.609,8	-	-14.609,8
2455020101	Dps recibidos de 3os Saldos a favor Vinculados Econ.	-869,2	701,2	-167,9
2455020200	Dps. recibidos de 3ros. Bns. Garantía vta. crédito	-489,8	-	-489,8
2455020300	Dps. recibidos de 3ros. Reintegros a 3ros.	-452,1	-	-452,1
2455029800	Valoración Moneda Ext. Cta. 245502	-44,9	-	-44,9
2455070100	Dps. Recibidos de 3ros. Ret. Sobre contr. Oper.	-33.162,4	-	-33.162,4
2455079800	Valoración Moneda Ext. Cta. 245507	-1.739,7	-	-1.739,7
2455900000	Otros Depósitos	-376,7	-	-376,7
	Total Depósitos recibidos de terceros	-155.668,7	-114,7	-155.783,4

Fuente Ecopetrol S.A.

En la consulta efectuada por la CGR a los registros en el sistema SAP de los auxiliares contables que conforman el saldo de los Depósitos recibidos de terceros, se estableció que:

1. De un total de 15.083 partidas que se encuentran registradas, 2.558 no tienen identificado el tercero, lo cual no permite establecer de quién o quienes se recibieron los depósitos. Estas partidas ascienden a -\$253.269 millones, cifra que es superior al saldo revelado en el Estado de Situación Financiera.

2. Las 12.525 partidas que tienen identificado el tercero, corresponden a 303 terceros, entre personas naturales y jurídicas. De los anteriores terceros, 142 tienen saldos que son contrarios a la naturaleza de las cuentas, lo que en la técnica contable significa que no corresponden a cuentas por pagar sino a cuentas por cobrar. Dichos saldos ascienden a una cuantía total de \$145.292 millones.
3. Se encuentra registrada una partida por cuantía de -\$167.9 millones, con tercero el propio Ecopetrol S.A., lo que significa que la Empresa tiene cuentas por pagar a sí misma.
4. Se encuentran registradas dos partidas con tercero denominado “Corporación Autónoma Regional de Santander” por cuantía total de \$1.866.8 millones. De conformidad con los soportes remitidos por la Empresa correspondientes al registro de \$1.865 millones, este pertenece a un reintegro de recursos efectuado el 8 de agosto de 2016 por parte de la Corporación a Ecopetrol, en virtud del Acuerdo de Cooperación No. 2, *“correspondientes a las actividades que no se desarrollarán dentro del Acuerdo”* y no a una obligación que tenga Ecopetrol con la misma.

Ecopetrol en respuesta a la observación presenta pantallazos de la parametrización en SAP de las cuentas contables, cuadro resumen de la validación efectuada por la Entidad y cuadro resumen explicativo de 434 partidas que no se encuentra identificado el tercero, sin allegar la relación de las partidas individuales a que hace referencia en cada uno de los cuadros. Por lo anterior, la CGR considera que los soportes remitidos son insuficientes para desestimar la observación.

Los hechos descritos anteriormente evidencian deficiencias en los mecanismos de control y en el cargue de información en los sistemas implementados por la Entidad, así como en las etapas de reconocimiento y revelación de los hechos económicos del proceso contable, en la conciliación y depuración de la información contable, generan incertidumbre sobre las cifras reveladas de los Depósitos recibidos de terceros a 31 de diciembre de 2016 en la Nota No. 20 a los Estados Financieros Separados y riesgo sobre la calidad, confiabilidad, verificabilidad e integridad de la información reportada.

Hallazgo administrativo.



Hallazgo No. 58 Reporte operaciones recíprocas (A)

El Capítulo 3 del Anexo Técnico 1.1. del Decreto 2496 de 2015¹⁴ hace referencia a las características cualitativas de la información financiera útil, entre las que se encuentran la *“comparabilidad, verificabilidad, oportunidad y comprensibilidad”*. De igual forma indica que *“las características cualitativas de la información financiera útil se aplican a la información financiera proporcionada en los estados financieros, así como a la información financiera proporcionada por otras vías”*.

Igualmente, el numeral 3.3 del anexo de la Resolución No. 628 de 2015¹⁵ de la Contaduría General de la Nación establece entre los elementos que componen el Sistema Nacional de Contabilidad Pública:

“(…) los sistemas electrónicos o manuales, soporte para la construcción y conservación de la contabilidad (...); el sistema documental contable que incluye los soportes, comprobantes y libros de contabilidad; la información contable pública estructurada en estados, informes y reportes contables (...).

La adecuada articulación, sinergia y funcionamiento de todos los elementos que componen el SNCP, garantizan el logro de los propósitos para los que ha sido diseñado y la satisfacción de los objetivos y necesidades de los usuarios de la información contable pública identificados en cada Marco normativo”.

Adicionalmente, la Resolución No. 706 de 2016 de la Contaduría General de la Nación establece la información a reportar a la propia Contaduría por parte de las entidades públicas sujetas al ámbito de la aplicación del Régimen de Contabilidad Pública, la cual es de obligatorio cumplimiento. El Artículo 2° de la mencionada resolución define las categorías de información para el reporte y el medio, a través del Sistema Consolidador de Hacienda e Información Pública (CHIP). Entre la categoría Información Contable Pública, definida en el artículo 4° se encuentran las Operaciones recíprocas, que corresponden a *“los saldos de las transacciones económicas y financieras realizadas entre entidades contables públicas, los cuales están asociados con activos, pasivos, patrimonio, ingresos, gastos o costos (...)”*¹⁶.

¹⁴ Por medio del cual se modifica el Decreto 2420 de 2015 Único Reglamentario de las Normas de Contabilidad, de Información Financiera y de Aseguramiento de la Información. Artículo 8. Marco técnico normativo para los preparadores de información financiera del Grupo 1. Incorpórese en la sección de anexos del Decreto 2420 de 2015 un anexo 1.1. en los siguientes términos:

Anexo 1.1. Incorpórese como anexo 1.1. un marco técnico normativo para los preparadores de información financiera que conforman el Grupo 1.”

¹⁵ Por la cual se incorpora, en el Régimen de Contabilidad Pública, el referente teórico y metodológico de la regulación contable pública

¹⁶ Numeral 6. FORMULARIO CGN2005_002_OPERACIONES_RECIPROCAS del Procedimiento contable para el diligenciamiento y envío de los reportes, contables relacionados con la información financiera, económica, social y ambiental a la Contaduría General de la Nación, a través del Sistema Consolidador de Hacienda e Información Pública – CHIP.



Ecopetrol reportó a la CGN a través del CHIP, en el formulario CGN2005_002_OPERACIONES_RECIPROCAS, los saldos a 31 de diciembre de 2016 de las cuentas por cobrar y las cuentas por pagar con entidades contables públicas, efectuando el reporte inicial el 13 de marzo de 2017, en virtud de la prórroga otorgada por la CGN mediante Resolución No. 048 de 2017; posteriormente la Entidad realiza diferentes transmisiones de la información a través del CHIP.

En la verificación realizada por la CGR a través de la confrontación de las cifras reveladas en la Nota 31 a los Estados Financieros Separados, aprobados por la Junta Directiva y la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol S.A., y la información reportada a la Contaduría General de la Nación sobre Operaciones Recíprocas, se estableció que se presentan diferencias, así:

Refinería de Cartagena S.A.

Como se puede observar en la siguiente tabla, con respecto a las cuentas por cobrar a Reficar, en la Nota 31.1 se presenta un saldo por \$1.079.399 millones y en el reporte de operaciones recíprocas con la misma entidad, el saldo total de las cuentas 1.4.06.02, 1.4.06.04, 1.4.07.15, 1.4.07.17, 1.4.07.90 y 1.4.70.83 asciende a \$1.048.035 millones, es decir una diferencia de \$31.364 millones. De igual forma, en las Cuentas por pagar se presenta una diferencia de \$9 millones, entre el saldo presentado en la Nota 31.1 y el saldo reportado en las operaciones recíprocas (cuenta 2.4.01.01).

Tabla No. 41 Confrontación cifras reveladas en Nota 31.1 y Reporte Operaciones recíprocas
Refinería de Cartagena
(Cifras expresadas en millones de pesos)

Subsidiaria	Fuente	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar
Refinería de Cartagena S.A.	Nota 31.1 Notas a los Estados Financieros Separados	1.079.399	1.450.840	-	-	5.159
	Reporte CGN2005_002_OPERACIONES_RECIPROCAS al 31-12-2016 (Consulta 14/03/17)	1.048.035	1.482.204			5.150
	Reporte CGN2005_002_OPERACIONES_RECIPROCAS al 31-12-2016 (Consultas 23/03/17 y 03/04/17)	1.048.035	1.450.840			5.150
	Diferencia	31.364	0			9

Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS

En relación con la información revelada por Ecopetrol de los saldos de operaciones con Cenit, en la Nota 31.1 se muestran cuentas por cobrar por \$718.921 millones. En la consulta efectuada en el sistema CHIP en el reporte de

las operaciones recíprocas el 14/03/17, los saldos de las cuentas 1.4.06.02, 1.4.06.04, 1.4.07.02, 1.4.07.15, 1.4.07.17, 1.4.70.43 y 1.4.70.90 ascendían a un valor total de \$632.872 millones; posteriormente, en las retransmisiones de información que efectuó Ecopetrol, el saldo refleja una disminución total de las cuentas por cobrar reportadas. No obstante el ajuste efectuado en las cuentas por cobrar, se presenta una diferencia entre lo revelado en la Nota 31.1 y el reporte en las operaciones recíprocas, como se muestra en la tabla:

Tabla No. 42 Confrontación cifras reveladas en Nota 31.1 y Reporte Operaciones recíprocas
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS
(Cifras expresadas en millones de pesos)

Subsidiaria	Fuente	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar – Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS	Nota 31.1 Notas a los Estados Financieros Separados	718.931	-	2.353	-	160.434
	Reporte CGN2005_002_OPERACIONES_RECIPR OCAS al 31-12-2016 (Consulta 14/03/17)	632.872		2.353		166.155
	Reporte CGN2005_002_OPERACIONES_RECIPR OCAS al 31-12-2016 (Consultas 23/03/17, 03/04/17)	629.032		2.353		166.155
	Diferencia Nota 31.1 y Reporte consulta 03/04/17	89.899		0		-5.721

De igual forma, se presentan diferencias entre el saldo revelado en la Nota 31.1 de las cuentas por pagar por \$160.434 millones y el reporte del saldo de la cuenta 2.4.01.01 Bienes y servicios por \$166.155 millones, como se refleja en la tabla anterior.

Compounding and Masterbatching Industry Ltda.

Con respecto a la información revelada en las cuentas por cobrar a la empresa Compounding and Masterbatching Industry Ltda, en las Nota 31.1 se muestra un saldo de \$8.119 millones. Dicho saldo coincidía con el reporte inicial de las operaciones recíprocas (cuenta 1.4.06.04 Productos manufacturados), el cual fue ajustado y en las siguientes retransmisiones no fue incluido. Por lo anterior, se presenta diferencia entre lo revelado en la Nota 31.1. y el reporte de operaciones recíprocas.

Tabla No. 43 Confrontación cifras reveladas en Nota 31.1 y Reporte Operaciones recíprocas
Compounding and Masterbatching Industry Ltda.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

Subsidiaria	Fuente	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar
Compounding and Masterbatching Industry Ltda.	Nota 31.1 Notas a los Estados Financieros Separados	8.119	-	-	-	-
	Reporte CGN2005_002_OPERACIONES_RECIPR OCAS al 31-12-2016 (Consulta 14/03/17)	8.119				
	Reporte CGN2005_002_OPERACIONES_RECIPR OCAS al 31-12-2016 (Consultas 23/03/17 y 03/04/17)	No se incluye en el reporte				
	Diferencia	8.119				

Oleoducto Central S.A. – OCENSA

En cuanto a las Cuentas por cobrar a OCENSA, en la Nota 31.1 Ecopetrol muestra un saldo de \$4.382 millones, superior al saldo reportado en las operaciones recíprocas (Cuenta 1.4.07.15 Servicios de apoyo industrial) por \$3.719 millones. Este mismo hecho se presenta con respecto a las cuentas por pagar, como se observa en la tabla a continuación, en la Nota 31.1 el saldo asciende a \$220.141 millones, mientras que en el reporte de las operaciones recíprocas, cuenta 2.4.01.01 Bienes y servicios, el valor es de \$221.453 millones.

Tabla No. 44 Confrontación cifras reveladas en Nota 31.1 y Reporte Operaciones recíprocas
Oleoducto Central S.A.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

Subsidiaria	Fuente	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar
Oleoducto Central S.A. - OCENSA	Nota 31.1 Notas a los Estados Financieros Separados	4.382	-	746	-	220.141
	Reporte CGN2005_002_OPERACIONES_RECIPROCAS al 31-12-2016 (Consultas 14/03/17, 23/03/17, 03/04/17)	3.719				221.453
	Diferencia	663		746		-1.312

Oleoducto de Colombia S.A. - ODC

Con respecto a los saldos de las operaciones con el Oleoducto de Colombia, se presentan diferencias en cuanto a las cuentas por pagar, dado que en la Nota 31.1 el saldo asciende 23.558 millones, mientras que en el reporte realizado por Ecopetrol de las operaciones recíprocas, en la cuenta 2.4.01.01 Bienes y servicios, el valor es superior en \$6.524 millones, como se muestra a continuación en la siguiente tabla:

Tabla No. 45 Confrontación cifras reveladas en Nota 31.1 y Reporte Operaciones recíprocas
Oleoducto de Colombia S.A. – ODC
(Cifras expresadas en millones de pesos)

Subsidiaria	Fuente	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	Nota 31.1 Notas a los Estados Financieros Separados	2.562	-	2.650	-	23.558
	Reporte CGN2005_002_OPERACIONES_RECIPROCAS al 31-12-2016 (Consultas 14/03/17, 23/03/17, 03/04/17)	2.562		2.650		30.082
	Diferencia	0		0		-6.524

Adicionalmente, en la verificación realizada por la CGR a través de la confrontación de los reportes efectuados por Ecopetrol de las Operaciones recíprocas con los registros que reposan en el sistema SAP, se establecieron las siguientes situaciones:

1. Se reporta en la cuenta 1.2.01.06 Certificados de depósito a término \$37.5 millones, con entidad recíproca el Tesoro Nacional y de acuerdo con lo informado por Ecopetrol, *“los registros están relacionados con la valoración a precios de mercado de depósitos en moneda extranjera (Time Deposit) que Ecopetrol S.A. tenía en su portafolio y fueron emitidos por la filial Ecopetrol Capital AG”*. De igual forma, se indica que *“En el módulo SAP TRM (módulo fuente de la información) las operaciones fueron creadas correctamente al tercero – Contraparte: ECOPETROL CAPITAL AG, tal como se observa en los soportes tomados del módulo (ver pantallazos del sistema), no obstante en el módulo FI no se reflejó éste tercero sino el Ministerio de Hacienda”*, por lo tanto, la Entidad recíproca corresponde a Ecopetrol Capital AG y no al Tesoro Nacional como quedó reportado.
2. En las Operaciones recíprocas Ecopetrol reporta en la cuenta 2.4.40.03 Cuentas por pagar - Impuesto Predial Unificado una partida por \$37 millones y entidad recíproca Bogotá D.C.; sin embargo, en la consulta efectuada en SAP, en la cuenta 2440030000 CxP Predial unificado, los terceros registrados corresponden a los Municipios de Madrid, Piedecuesta y Ciénaga.

Tabla No. 46 Confrontación terceros Reporte Operaciones recíprocas
(Cifras expresadas en millones de pesos)

Reporte Operaciones recíprocas			SAP		
Código	Entidad Reciproca	Valor	Cuenta de mayor	Saldo a 31/12/16	Tercero
2.4.40.03 IMPUESTO PREDIAL UNIFICADO	210111001 - BOGOTÁ D.C.	37.2	2440030000 CxP Predial unificado	-0.9	MUNICIPIO DE MADRID
			2440030000 CxP Predial unificado	-36.3	MUNICIPIO DE PIEDECUENTA
			2440030000 CxP	-0.025	MUNICIPIO DE

Reporte Operaciones recíprocas			SAP		
Código	Entidad Recíproca	Valor	Cuenta de mayor	Saldo a 31/12/16	Tercero
			Predial unificado		CIENAGA
			Total	-37.2	

3. Ecopetrol reporta en la cuenta 2.4.55.02 Depósitos recibidos en garantía – Para Bienes operaciones recíprocas con 35 entidades por valor total de \$4.4 millones. En la confrontación efectuada con los registros del sistema SAP, en la mencionada cuenta al 31 de diciembre de 2016, se evidenció que los valores reportados de ocho (8) entidades, no corresponden con el saldo que registra el sistema SAP, como se presenta en la tabla a continuación:

Tabla No. 47 Confrontación cifras Reporte Operaciones recíprocas y SAP
(Cifras expresadas en millones de pesos)

CODIGO	ENTIDAD RECIPROCA	Valor Reportado a la CGN - Operaciones Recíprocas	Saldo SAP a 31/12/16	Diferencia
2.4.55.02	112525000 - GOBERNACIÓN DE CUNDINAMARCA	148,1	94,1	54,0
2.4.55.02	826668000 - CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DE SANTANDER --	1865,1	1866,8	-1,7
2.4.55.02	014500000 - U.A.E. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS	1314,8	2,8	1312,0
2.4.55.02	080500000 - FERTILIZANTES COLOMBIANOS S.A.	86,5	-81,3	167,7
2.4.55.02	130285000 - E.S.P. EMPRESA DE ENERGIA DEL CASANARE - ENERCA S.A.	79,4	-640,0	719,4
2.4.55.02	218168081 - BARRANCABERMEJA	37,5	3,2	34,3
2.4.55.02	110505000 - GOBERNACIÓN DE ANTIOQUIA	22,8	12,8	10,0
2.4.55.02	221225999 - ASOCIACIÓN DE MUNICIPIOS SABANA CENTRO	0,4	-4,4	4,8

4. Con relación al mismo reporte de operaciones recíprocas de la cuenta 2.4.55.02 Depósitos recibidos en garantía – Para Bienes, en la consulta realizada en los registros del sistema SAP al 31 de diciembre de 2016, no fue posible realizar la confrontación de los saldos reportados de las quince (15) entidades que se relacionan a continuación, dado que en el sistema no se identificaron estos terceros en las partidas registradas en la mencionada cuenta:

Tabla No. 48 Reporte Operaciones recíprocas – Depósitos recibidos en garantía
(Cifras expresadas en millones de pesos)

CODIGO	ENTIDAD RECIPROCA	VALOR REPORTADO
2.4.55.02	210141001 - NEIVA	249,34
2.4.55.02	027400000 - UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	123,97
2.4.55.02	119595000 - GOBERNACIÓN DEL GUAVIARE	87,38
2.4.55.02	037400000 - CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A.-E.S.P.	62,43

CODIGO	ENTIDAD RECIPROCA	VALOR REPORTADO
2.4.55.02	216285162 - MONTERREY	55,54
2.4.55.02	026800000 - SERVICIO NACIONAL DE APRENDIZAJE -SENA-	23,87
2.4.55.02	218017380 - LA DORADA	9,53
2.4.55.02	020900000 - CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DE CUNDINAMARCA --	6,89
2.4.55.02	013000000 - SUPERINTENDENCIA DE SOCIEDADES	5,87
2.4.55.02	116868000 - GOBERNACIÓN DEL SANTANDER	2,87
2.4.55.02	214547245 - EL BANCO	3,20
2.4.55.02	027615000 - UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA -UPTC-	2,59
2.4.55.02	137841000 - QUIMICA INTEGRADA S.A. -QUINSA-	0,19
2.4.55.02	234111001 - E.S.P. EMPRESA DE TELECOMUNICACIONES DE BOGOTA S.A.	0,08
2.4.55.02	215568655 - SABANA DE TORRES	0,03

5. De igual forma, respecto al reporte de operaciones recíprocas de la cuenta 2.4.55.02 Depósitos recibidos en garantía – Para Bienes, en la consulta realizada en los registros del sistema SAP al 31 de diciembre de 2016, se estableció que se encuentran partidas de operaciones con entidades contables públicas que no fueron incluidos en el mencionado reporte, entre las que se encuentran:

Tabla No. 49 Reporte SAP – Depósitos recibidos en garantía
(Cifras expresadas en millones de pesos)

ENTIDAD	Saldo SAP a 31/12/16
FONDO DE PASIVO SOCIAL FERROCARRILES	-18,48
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN	-10.086,97
REFINERIA DE CARTAGENA	-8,31
OLEODUCTO DE COLOMBIA	-10,57
PROLIPROPILENO DEL CARIBE	-122,67
OLEODUCTO CENTRAL S.A.	-930,86

Los hechos enumerados evidencian deficiencias en el reporte de operaciones recíprocas efectuado a la CGN, con relación a los terceros y saldos reportados; lo cual genera incertidumbre sobre la calidad, confiabilidad, verificabilidad e integridad de la información reportada por Ecopetrol.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 59 Conciliación operaciones recíprocas (A)

La Contaduría General de la Nación en el numeral 3.2.14 del anexo de la Resolución No. 193 de 2016¹⁷ establece:

“Análisis, verificación y conciliación de información

(...) deben adelantarse cruces de información con fuentes externas, acudiendo a herramientas tales como la conciliación trimestral de saldos de operaciones recíprocas con las diferentes entidades con las cuales se efectúan transacciones (...).”

Al respecto, la Contaduría General de la Nación en la Circular externa 005 de 2016, referida adicionalmente el Instructivo No. 002 de 2016¹⁸, indicó a las Entidades que:

“(...) Con el fin de que los saldos que originan diferencias en las operaciones recíprocas no sigan afectando e impactando la consolidación tanto del Balance del Nivel Nacional, Territorial, como del Sector Público, por medio de la presente se instruye para se adopten las acciones a que haya lugar con el propósito de que se gestione y concilien los saldos de operaciones recíprocas, a fin de que ello se vea reflejado en la información contable a reportar para los cortes de septiembre y diciembre de 2016”.

Con relación a las operaciones recíprocas, de acuerdo con el Informe de Entidades que registran partidas conciliatorias, del período Octubre - Diciembre 2016¹⁹, se observó que a 31 de diciembre de 2016 Ecopetrol S.A. tiene partidas pendientes por conciliar con 312 entidades, correspondientes a 659 transacciones, por cuantía total de \$2.813.064 millones.

De las 659 partidas por conciliar, el 5% son con entidades públicas filiales por \$1.095.282 millones, que en valor representan el 39% de total; y el 95% son con entidades públicas no filiales, por \$1.717.782 millones, el 61% del valor total, como se detalla a continuación:

¹⁷ Por la cual se incorpora, en los Procedimientos transversales del Régimen de Contabilidad Pública, el Procedimiento para la evaluación del control interno contable.

¹⁸ Instrucciones relacionadas con el cambio del período contable 2016 - 2017, el reporte de información a la Contaduría General de la Nación y otros asuntos del proceso contable.

¹⁹ Informe suministrado por Ecopetrol con fecha y hora de generación del CHIP el 28-mar-17 07:19:52

Tabla No. 50 Partidas por Conciliar
Cifras expresadas en millones de pesos

Entidad	Transacciones		Partidas Conciliatorias	
	#	Partic.	Valor	Partic.
Filiales				
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	10	2%	-235.207.2	8,4%
Compounding and Masterbatching Industry Limitada	3	0%	-2.774.4	0,1%
Oleoducto Central S.A.	3	0%	-1.054.4	0,0%
Oleoducto de Colombia S.A.	4	1%	-14.144.8	0,5%
Polipropileno del Caribe S.A.	2	0%	-871.9	0,0%
Refinería de Cartagena S.A.	8	1%	-841.229.6	30%
Total Filiales	30	5%	-1.095.282.3	39%
Total No filiales	629	95%	-1.717.782.2	61%
TOTAL	659	100%	-2.813.064.4	8%

Si bien es cierto Ecopetrol indica que ha adelantado gestiones como: “1) Circularizar mediante correos electrónicos, de forma permanente, con terceros durante períodos intermedios y de cierre anual; 2) Al cierre de diciembre de 2016 se conciliaron todas las partidas con las filiales, para mitigar las diferencias con las compañías que reportan a la CGN (...); 3) Solicitar y remitir a los entes públicos con saldos recíprocos representativos información del Estado para realizar correcciones cuando sea necesario y minimizar partidas pendientes para conciliar; 4) Establecer acuerdos de conciliación. Esta gestión se realizó con el Ministerio de Hacienda y la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME”; dichas acciones no han sido suficientes, especialmente con las entidades públicas que no son filiales, ya que algunas de las partidas conciliatorias se presentan desde vigencias anteriores.

Es el caso de las partidas conciliatorias que Ecopetrol tiene con la Corporación Autónoma Regional de Santander, por concepto de multas e intereses, generadas en Autos y Resoluciones expedidas por la Corporación desde los años 2009 a 2011.

Tabla No. 51 Partidas por conciliar Corporación Autónoma Regional de Santander
(Cifras en millones de pesos)

Código Entidad	Entidad	Código Cuenta	Cuenta	Valor Reportado	Partida Conciliatoria
0		2.50.12.01	CUENTAS POR PAGAR POR INGRESOS NO TRIBUTARIOS Y RENDIMIENTOS	0	-18.0
31400000	Ecopetrol S.A.		Esta entidad no reportó operación recíproca	0	0
826668000	Corporación Autónoma Regional de Santander	1.4.01.02	MULTAS	18.0	0
0		2.50.12.01	CUENTAS POR PAGAR POR INGRESOS NO TRIBUTARIOS Y RENDIMIENTOS	0	-1.8
31400000	Ecopetrol S.A.		Esta entidad no reportó operación recíproca	0	0
826668000	Corporación Autónoma Regional de Santander	1.4.01.03	INTERESES	1.8	0

Fuente: Informe Entidades que registran partidas conciliatorias por entidad por valor - Período: Octubre - Diciembre 2016



Lo anterior se presenta por deficiencias en la aplicación de las instrucciones dadas por la CGN, lo que afecta la consolidación del Balance General de la Nación y genera incertidumbre sobre la calidad de la información contable reportada a la CGN.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 60 Obligaciones beneficios a empleados (A)

Ecopetrol S.A. en las políticas y procedimientos establecidos (GFI-P-055 Procedimiento para el reconocimiento contable de los beneficios a empleados – planes de beneficios definidos bajo IFRS) define las pensiones de jubilación como un *“Pasivo que representa el valor presente de todas las erogaciones futuras obligatorias de un ente económico, a favor de personas que tengan o vayan a adquirir ese derecho, de conformidad con normas legales laborales o contractuales; dicho valor se debe reconocer al cierre del período con base en estudios actuariales, preparados en forma consistente, con observancia de métodos de reconocido valor técnico y de conformidad con factores que atiendan la realidad económica”*.

De igual forma, al referirse a los beneficios a empleados, indica que *“Estos conceptos requieren medirse mediante un cálculo actuarial. Dado que Ecopetrol no cuenta con personal especializado en actuaría, tal servicio se contrata con terceros”*.

La Matriz Integral de gestión contable diseñada por Ecopetrol, dentro del procedimiento para el Cierre Contable, Análisis y Ajustes Contables, incluye dentro de los mecanismos de control: Realizar análisis, seguimiento, control oportuno y aprobación de las conciliaciones preparadas por los Profesionales del Grupo de Contabilidad para todas las cuentas contables que cruzan con módulos SAP, AQP y con terceros a través de: Validar la evidencia de fuentes externas contra los registros contables y soportes SAP; Revisar la justificación adecuada de las partidas conciliatorias que correspondan al mes corriente y determinar un plan para su seguimiento, depuración y ajuste.

Ecopetrol revela en la Nota No. 21.1 a los Estados Financieros Separados, Pasivos por beneficios a empleados por \$17,5 billones, de los cuales \$12.5 billones, corresponden a pensión y bonos pensionales.



De la verificación realizada por la CGR al informe del cálculo actuarial de pensiones y bonos con corte a 31 de diciembre de 2016, se estableció que se presentan diferencias con el registro del Pasivo por beneficios a empleados, en cuantía de \$2.407 millones, así:

Tabla No. 52 Confrontación cifras SAP Pasivo por beneficios a empleados e Informe cálculo actuarial
(Cifras en millones de pesos)

Código de cuenta	Cuenta de mayor	Saldo SAP a 31/12/16	Informe Cálculo Actuarial	Diferencia
2514100000	Cálculo actuarial pensiones actuales pensiones	10.834.169	11.607.278	(2.408)
2514103003	Calc. actuarial Pensiones CP	770.701		
2514100001	Cálc. actuarial pensiones actuales Bonos Pen	810.815	853.749	4.815
2514103004	Calc. actuarial Bono CP	47.749		
Total		12.463.434	12.461.027	2.407

Lo anterior se presenta por deficiencias en los mecanismos de control implementados para la etapa de reconocimiento y registro del proceso contable, lo que genera sobrestimación en el Pasivo por beneficios a empleados en cuantía de \$2.407 millones.

La Entidad en la respuesta dada a la observación señala que "ésta partida en conciliación fue ajustada en los registros contables del 2017".

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 61 Procedimientos para el manejo contable (A)

El numeral 3.2.2 del Anexo de la Resolución 193 de 2016 señala:

"3.2.2 Herramientas de mejora continua y sostenibilidad de la calidad de la información financiera

Dada la característica recursiva de los sistemas organizacionales y la interrelación necesaria entre los diferentes procesos que desarrollan las entidades, estas deberán contar con herramientas tendientes a la mejora continua y de sostenibilidad de la información financiera de manera que se genere información con las características fundamentales de relevancia y representación fiel. Estas herramientas pueden ser de diversa índole, como la creación del Comité Técnico de Sostenibilidad Contable o la implementación de herramientas sustentadas en políticas, procedimientos, directrices, instructivos, lineamientos o reglas de negocio que propendan por garantizar de manera permanente la depuración y mejora de la calidad de la información financiera".

Ecopetrol dentro del Sistema de Gestión de Calidad –SGC- diseñó e implementó políticas y procedimientos para el manejo contable de las diferentes actividades adelantadas por la Entidad, documentos que reposan en el sistema corporativo P8 Gestión Documental. En consulta efectuada a esta herramienta se estableció que a 31 de diciembre de 2016 algunos documentos se encontraban desactualizados, es el caso del procedimiento GFI-P-082 Procedimiento para el manejo de actividades de exploración y producción, que a pesar de los ajustes en el manejo contable y en las diferentes cuentas utilizadas para el registro de las inversiones petrolíferas, que se presentaron durante los meses de marzo y abril de 2016, el procedimiento no fue actualizado durante la vigencia .

Lo anterior se genera por debilidades en los mecanismos de control implementados para mantener actualizados los registros del SGC, afectando de esta forma la calidad y confiabilidad de los procedimientos.

La Entidad en la respuesta dada a la observación señala que *“la actualización del procedimiento se formalizó el 23 de marzo de 2017”*.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 62 Sanción por corrección Declaraciones de Renta y CREE (AIP)

Impuesto de Renta y Complementarios año gravable 2015

El 11 de marzo de 2016 Ecopetrol S.A. presentó Declaración de Renta y complementarios correspondiente al año gravable 2015 ante la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales –DIAN-, con formulario número 1111600069351 y número interno de la DIAN 91000342698881, en la cual registró un saldo a favor por \$1.939.942.252.000.

El 17 de marzo de 2016 Ecopetrol solicitó de manera virtual ante la DIAN el reconocimiento a título de compensación y/o devolución del saldo a favor determinado en la declaración del impuesto sobre la renta del año gravable 2015.

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. en sesión del 17 de junio de 2016, aprueba iniciar el trámite de solicitud de devolución, como se evidencia en lo consignado en el Acta No. 242 de esa sesión:



“La Vicepresidenta de Estrategia y Finanzas, informó a la Junta Directiva que la Compañía podrá solicitar a la DIAN una devolución de cerca de \$2.9 billones por impuesto de renta y CREE. Tal procedimiento implica presentar una declaración de corrección, que conlleva, de acuerdo con el Estatuto Tributario, una sanción de \$20 mil millones; adicionalmente, es probable que la autoridad tributaria adelante una auditoría, como sucede siempre que se presentan correcciones. La Junta Directiva estuvo de acuerdo en iniciar el trámite de solicitud de devolución.”

Producto de la solicitud de devolución realizada el 17 de marzo de 2016, la DIAN inició mediante auto de apertura No. 312382016000297 una auditoría a Ecopetrol el 31 de marzo de 2016.

El resultado de la auditoría efectuada por la DIAN fue plasmado en el *“Informe Final Solicitud de Devolución y/o compensación DI 2015 2016 000297”* del 23 de junio de 2016. En las conclusiones del informe la DIAN indica:

“Analizada la Declaración de Renta y Complementarios del año gravable 2015 No. 91000342698881 (fol. 5) presentada por el contribuyente Ecopetrol S.A. NIT. 899.999.068-1 y como resultado de la auditoría practicada a las cuentas objeto de análisis, se encontraron inconsistencias en el costo de ventas y las deducciones por \$471.821.148.365, las cuales fueron corregidas por el contribuyente con Declaración No. 91000364437886 del 21 de junio de 2016, modificando el saldo a favor (...)”

La DIAN fundamenta las inconsistencias detectadas en la inobservancia parcial o total de los artículos 105²⁰, 107²¹, 115²², 143 inciso 2²³ y 771-2²⁴ del estatuto tributario vigente para el periodo gravable 2015.

²⁰ *“Artículo 105. Causación de la deducción. Se entiende causada una deducción cuando nace la obligación de pagarla, aunque no se haya hecho efectivo el pago”.*

²¹ *“Artículo 107. Las expensas necesarias son deducibles. Son deducibles las expensas realizadas durante el año o período gravable en el desarrollo de cualquier actividad productora de renta, siempre que tengan relación de causalidad con las actividades productoras de renta y que sean necesarias y proporcionadas de acuerdo con cada actividad. La necesidad y proporcionalidad de las expensas debe determinarse con criterio comercial, teniendo en cuenta las normalmente acostumbradas en cada actividad y las limitaciones establecidas en los artículos siguientes”*

²² *“Artículo 115. Deducción de impuestos pagados. Es deducible el cien por ciento (100%) de los impuestos de industria y comercio, avisos y tableros y predial, que efectivamente se hayan pagado durante el año o período gravable siempre y cuando tengan relación de causalidad con la actividad económica del contribuyente. La deducción de que trata el presente artículo en ningún caso podrá tratarse simultáneamente como costo y gasto de la respectiva empresa. A partir del año gravable 2013 será deducible el cincuenta por ciento (50%) del gravamen a los movimientos financieros efectivamente pagado por los contribuyentes durante el respectivo año gravable, independientemente que tenga o no relación de causalidad con la actividad económica del contribuyente, siempre que se encuentre debidamente certificado por el agente retenedor”.*

²³ *“Artículo 143. Término para la amortización de inversiones. (...)*

Inciso segundo. Cuando se trate de los costos de adquisición o exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la amortización podrá hacerse con base en el sistema de estimación técnica de costo de unidades de operación o por el de amortización en línea recta en un término no inferior a cinco (5) años. Cuando las inversiones realizadas en exploración resulten infructuosas, su monto podrá ser amortizado en el año en que se determine tal condición y en todo caso a más tardar dentro de los dos (2) años siguientes.



La CGR determinó que el 21 de junio de 2016 Ecopetrol S.A. realizó corrección de la Declaración de Renta y complementarios correspondiente al año gravable 2015, con formulario número 1111604369196/número interno de la DIAN 91000364437886, modificando el valor de los costos, deducciones, descuentos, impuesto a cargo, retenciones y saldo a favor, como se presenta en la siguiente tabla:

Tabla No. 53 Confrontación declaración de renta inicial y corrección año gravable 2015
(Cifras en pesos)

CONCEPTO	DECLARACIÓN INICIAL	DECLARACIÓN CORRECCIÓN	DIFERENCIA
INGRESOS	55.459.064.264.000	55.459.064.264.000	-
COSTOS	36.502.918.035.000	36.502.918.035.000	-
DEDUCCIONES	16.834.149.519.000	16.362.328.371.000	471.821.148.000
RENDA LÍQUIDA O PERDIDA	2.121.996.710.000	2.593.817.858.000	471.821.148.000
RENDA LÍQUIDA GRAVABLE	2.121.996.710.000	2.593.817.858.000	- 471.821.148.000
IMPUESTO NETO DE RENTA	530.499.178.000	648.454.465.000	- 117.955.287.000
DESCUENTOS	88.445.693.000	89.599.340.000	- 1.153.647.000
IMPUESTO NETO DE RENTA	442.053.485.000	558.855.125.000	- 116.801.640.000
ANTICIPO DE RENTA	1.755.383.479.000	1.755.383.479.000	-
AUTORRETENCIONES	626.612.258.000	626.612.258.000	-
RETENCIONES	0	7.983.701.000	- 7.983.701.000
TOTAL RETENCIONES	626.612.258.000	634.595.959.000	- 7.983.701.000
SANCIÓN	-	10.881.794.000	10.881.794.000
SALDO A FAVOR	1.939.942.252.000	1.820.242.519.000	119.699.733.000

Las modificaciones efectuadas a la declaración ocasionaron que Ecopetrol S.A. liquidara y pagara una sanción por corrección por cuantía de \$10.881.794.000, como se refleja en el renglón 82 del formulario de corrección de declaración de renta y complementarios número 1111604369196/número interno de la DIAN 91000364437886.

El pago de la mencionada sanción por corrección la realizó a través de la disminución del saldo a favor liquidado. El 1 de julio de 2016, mediante Resolución No. 6282-0531 la DIAN reconoce a favor de Ecopetrol la suma de \$1.820.242.519.000, correspondiente al saldo a favor liquidado en la declaración

Para los casos diferentes de los previstos en el inciso precedente, en los contratos donde el contribuyente aporte bienes, obras, instalaciones u otros activos, los cuales se obligue a transferir durante el convenio o al final del mismo, como en el caso de los contratos de concesión, riesgo compartido o 'joint venture', el valor de tales inversiones deberá ser amortizado durante el término del respectivo contrato, hasta el momento de la transferencia. La amortización se hará por los métodos de línea recta o reducción de saldos, o mediante otro de reconocido valor técnico autorizado por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales. En lo relacionado con los contratos de concesión para infraestructura, el sistema de amortización aquí previsto rige solamente para los que se suscriban a partir de la vigencia de la presente ley".

²⁴ "Artículo 771-2. Procedencia de costos, deducciones e impuestos descontables. Para la procedencia de costos y deducciones en el impuesto sobre la renta, así como de los impuestos descontables en el impuesto sobre las ventas, se requerirá de facturas con el cumplimiento de los requisitos establecidos en los literales b), c), d), e), f) y g) de los artículos 617 y 618 del Estatuto Tributario. Tratándose de documentos equivalentes se deberán cumplir los requisitos contenidos en los literales b), d), e) y g) del artículo 617 del Estatuto Tributario. Cuando no exista la obligación de expedir factura o documento equivalente, el documento que pruebe la respectiva transacción que da lugar a costos, deducciones o impuestos descontables, deberá cumplir los requisitos mínimos que el Gobierno Nacional establezca".



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

de corrección. En la citada resolución la DIAN resuelve compensar la suma de \$361.771.924.937 del valor reconocido, por concepto del impuesto de ventas y retenciones y devolver la suma de \$1.458.470.594.063 del valor reconocido con títulos de Devolución de Impuestos (TIDIS). De acuerdo con lo informado por Ecopetrol los títulos fueron puestos a disposición de la Tesorería en el año 2016.

Impuesto Renta – CREE Año Gravable 2015

El 7 de abril de 2016 Ecopetrol presentó Declaración de Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE correspondiente al año gravable 2015, con formulario número 1403600113554 / número interno de la DIAN 91000344782681, en la que se registró un saldo a favor por \$999.525.106.000.

El 7 de abril de 2016 Ecopetrol solicita de manera virtual el reconocimiento a título de compensación y/o devolución del saldo a favor determinado en la declaración del impuesto sobre la renta Cree del año gravable 2015.

La DIAN adelantó el trámite dentro del cual ejecutó una auditoria, cuyo resultado fue plasmado en el *“Informe Final Solicitud de Devolución y/o compensación DI 2015 2016 900133”* de 29 de junio de 2016.

En las conclusiones del mencionado informe la DIAN indica:

“Analizada la Declaración de Renta para la Equidad CREE del año gravable 2015 No. 91000344782681 (fol. 2) presentada por el contribuyente Ecopetrol S.A. NIT. 899.999.068-1 y como resultado de la auditoría practicada a las cuentas objeto de análisis, se encontraron inconsistencias en el costo de ventas y las deducciones por \$471.821.148.365, las cuales fueron corregidas por el contribuyente con Declaración No. 91000364438141 del 21 de junio de 2016, modificando el saldo a favor (...)”

La DIAN fundamenta las inconsistencias detectadas en la inobservancia parcial o total del artículo 107 del estatuto tributario vigente para el periodo gravable 2015.

La CGR determinó que el 21 de junio de 2016 Ecopetrol S.A. realizó corrección de la Declaración de Renta para la Equidad CREE del año gravable 2015, con formulario número 1403603028468 / número interno de la DIAN 91000364438141, modificando el valor de los costos, deducciones, impuesto a cargo, sobretasa, anticipo sobretasa año gravable siguiente y saldo a favor, como se presenta en la siguiente tabla:

Tabla No. 54 Confrontación declaración CREE inicial y corrección año gravable 2015
(Cifras en pesos)

CONCEPTO	DECLARACIÓN INICIAL	CORRECCIÓN	DIFERENCIA
INGRESOS	55.457.960.868.000	55.457.960.868.000	-
COSTOS	36.502.918.035.000	36.502.918.036.000	- 1.000
DEDUCCIONES	16.706.010.933.000	16.234.189.784.000	471.821.149.000
BASE GRAVABLE POR DEPURACIÓN ORDINARIA	2.249.031.899.000	2.720.853.048.000	- 471.821.149.000
BASE GRAVABLE MÍNIMA	1.088.218.412.000	1.088.218.412.000	-
BASE GRAVABLE CREE	2.249.031.899.000	2.720.853.048.000	- 471.821.149.000
IMPUESTO SOBRE LA RENTA LIQUIDA GRAVABLE CREE	202.412.871.000	244.876.774.000	- 42.463.903.000
SOBRETASA	112.411.595.000	136.002.652.000	- 23.591.057.000
DESCUENTO IMPUESTO PAGADO EN EL EXTERIOR	646.043.000	646.043.000	-
AUTORRETENCIONES A TÍTULO CREE	703.353.852.000	703.353.852.000	-
ANTICIPO SOBRETASA LIQUIDADO AÑO GRAVABLE ANTERIOR	745.243.591.000	745.243.591.000	-
ANTICIPO SOBRETASA AÑO GRAVABLE SIGUIENTE	134.893.914.000	163.203.183.000	- 28.309.269.000
SANCIÓNES		9.436.423.000	- 9.436.423.000
TOTAL SALDO A FAVOR	999.525.106.000	895.724.454.000	103.800.652.000

Las modificaciones efectuadas a la declaración ocasionaron que Ecopetrol S.A. liquidara y pagara una sanción por corrección por cuantía de \$9.436.423.000, como se refleja en el renglón 56 del formulario de corrección de la declaración del impuesto sobre la renta para la equidad CREE número 1403603028468/número interno de la DIAN 91000364438141.

El pago de la mencionada sanción por corrección Ecopetrol la realizó a través de la disminución del saldo a favor liquidado. El 1 de julio de 2016, mediante Resolución No. 6282-0532 la DIAN reconoce a favor de Ecopetrol la suma de \$895.724.454.000, correspondiente al saldo a favor liquidado en la declaración de corrección y resuelve devolver dicha suma con Títulos de devolución de Impuestos (TIDIS). De acuerdo con lo informado por Ecopetrol los títulos fueron puestos a disposición de la Tesorería en el año 2016.

En conclusión:

De acuerdo con lo señalado en los párrafos anteriores, la Contraloría General de la República determinó un detrimento patrimonial por cuantía de \$20.318.217.000, por las sanciones que Ecopetrol liquidó y pagó por concepto de correcciones a las Declaraciones de Renta y Complementarios y del Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE del periodo gravable 2015 así:

Tabla No. 55 Valor sanción por corrección declaración de Renta y CREE año gravable 2015
(Cifras en pesos)

Declaración	Sanción por corrección
Renta y complementarios	10.881.794.000
Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE	9.436.423.000
Total	20.318.217.000



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Lo anterior como consecuencia de lo dispuesto en el Artículo 644 del Estatuto Tributario:

"ARTICULO 644. SANCIÓN POR CORRECCIÓN DE LAS DECLARACIONES. Cuando los contribuyentes, responsables o agentes retenedores, corrijan sus declaraciones tributarias, deberán liquidar y pagar una sanción equivalente a:

1. El diez por ciento (10%) del mayor valor a pagar o del menor saldo a su favor, según el caso, que se genere entre la corrección y la declaración inmediatamente anterior a aquélla, cuando la corrección se realice antes de que se produzca emplazamiento para corregir de que trata el artículo 685, o auto que ordene visita de inspección tributaria".

Los hechos descritos se presentaron por inconsistencias en las Declaraciones iniciales de Renta y Complementarios y del Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE correspondientes al año gravable 2015 que generaron corrección de dichas declaraciones, aspecto que hace necesario que la Contraloría General de la República adelante una indagación preliminar.

Hallazgo administrativo al cual se le adelantará indagación preliminar.

Hallazgo No. 63 Pago de sanción e intereses de mora en impuesto de vehículos (AIP)

El Artículo 61 del Decreto 352 de 2002²⁵, expedido por el Alcalde Mayor del Distrito Capital de Bogotá, estableció como hecho generador del impuesto sobre vehículos automotores *"la propiedad o posesión de los vehículos gravados, que estén matriculados en el Distrito Capital de Bogotá"*. El Artículo 64 del mencionado decreto determinó como sujeto pasivo del impuesto *"el propietario o poseedor de los vehículos gravados matriculados en el Distrito Capital Bogotá, incluidos los vehículos de transporte público"*.

El artículo 16 del Decreto 807 de 1993²⁶, expedido por el Alcalde Mayor del Distrito Capital de Bogotá, dispuso que *"las declaraciones tributarias deberán presentarse*

²⁵ Por el cual se compila y actualiza la normativa sustantiva tributaria vigente, incluyendo las modificaciones generadas por la aplicación de nuevas normas nacionales que se deban aplicar a los tributos del Distrito Capital, y las generadas por acuerdos del orden distrital.

²⁶ Por el cual se armonizan el procedimiento y la administración de los tributos distritales con el Estatuto Tributario Nacional y se dictan otras disposiciones



en los lugares y plazos, que para tal efecto señale el Secretario de Hacienda Distrital (...)" En virtud de lo determinado en el anterior decreto, el Secretario Distrital de Hacienda fijó los plazos para la presentación de las declaraciones del Impuesto de vehículos correspondiente a los periodos gravables 2010 a 2015, así:

Período gravable 2010

El Artículo 6° de la Resolución SDH-000478 de 2009 señaló: "*Los propietarios o poseedores de vehículos automotores matriculados en Bogotá D.C., deberán presentar y pagar simultáneamente la declaración del impuesto sobre vehículos automotores correspondiente al período gravable 2010, a más tardar el 18 de junio del mismo año (...)* El pago de los impuestos y derechos mencionados en el presente artículo deberá realizarse simultáneamente con la presentación de la declaración". (Subrayado fuera de texto)

Período gravable 2011

El Artículo Sexto de la Resolución 556 de 2010 determinó: "*Los propietarios o poseedores de vehículos automotores matriculados en Bogotá D.C., deberán presentar y pagar simultáneamente la declaración del impuesto sobre vehículos automotores correspondiente al período gravable 2011, a más tardar el 17 de junio del mismo año (...)* El pago de los impuestos y derechos mencionados en el presente artículo deberá realizarse simultáneamente con la presentación de la declaración" (Subrayado fuera de texto)

Período gravable 2012

El Artículo 7° de la Resolución SDH-000658 de 2011 estableció "*Los contribuyentes, sujetos pasivos del impuesto sobre vehículos automotores deberán presentar la declaración y pagar simultáneamente la totalidad del impuesto correspondiente al año gravable 2012, a más tardar el 22 de junio de 2012, por cada vehículo que se encuentre matriculado en el Distrito Capital de Bogotá (...)* El pago de los impuestos y derechos mencionados en el presente artículo deberá realizarse simultáneamente con la presentación de la declaración" (Subrayado fuera de texto).

Período gravable 2013

El Artículo 7° de la Resolución SDH-508 de 2012 dispuso: "*Los contribuyentes, sujetos pasivos del impuesto sobre vehículos automotores deberán presentar la declaración y pagar simultáneamente la totalidad del impuesto correspondiente al año gravable 2013, a más tardar el 5 de julio de 2013, por cada vehículo que se*



encuentre matriculado en el Distrito Capital de Bogotá (...) El pago de los impuestos y derechos mencionados en el presente artículo deberá realizarse simultáneamente con la presentación de la declaración” (Subrayado fuera de texto).

Período gravable 2014

El Artículo 7º de la Resolución SDH-000417 de 2013 resolvió: *“La(o)s contribuyentes, sujetos pasivos del impuesto sobre vehículos automotores deberán presentar la declaración y pagar simultáneamente la totalidad del impuesto correspondiente al año gravable 2014, a más tardar el 4 de julio de 2014, por cada vehículo que se encuentre matriculado en el Distrito Capital de Bogotá (...) El pago de los impuestos y derechos mencionados en el presente artículo deberán realizarse simultáneamente con la presentación de la declaración” (Subrayado fuera de texto).*

Período gravable 2015

El Artículo 7º de la Resolución SDH-000290 de 2014 determinó: *“La(o)s contribuyentes, sujetos pasivos del impuesto sobre vehículos automotores deberán presentar la declaración y pagar simultáneamente la totalidad del impuesto correspondiente al año gravable 2015, a más tardar el 3 de julio de 2015, por cada vehículo que se encuentre matriculado en el Distrito Capital de Bogotá (...) El pago de los impuestos y derechos mencionados en el presente artículo deberán realizarse simultáneamente con la presentación de la declaración” (Subrayado fuera de texto).*

Adicionalmente, los artículos 61, 64 y 56 del Decreto 807 de 1993 señalan:

“ARTÍCULO 61. SANCIÓN DE EXTEMPORANEIDAD POR LA PRESENTACIÓN DE LA DECLARACIÓN ANTES DEL EMPLAZAMIENTO O AUTO DE INSPECCIÓN TRIBUTARIA. Los obligados a declarar, que presenten las declaraciones tributarias en forma extemporánea antes de que se profiera emplazamiento para declarar o auto que ordene inspección tributaria, deberán liquidar y pagar una sanción por cada mes o fracción de mes calendario de retardo, equivalente al uno punto cinco por ciento (1.5%) del total del impuesto a cargo y/o retenciones practicadas objeto de la declaración tributaria desde el vencimiento del plazo para declarar, sin exceder del ciento por ciento (100%) del impuesto y/o retención según el caso (...)

ARTÍCULO 66. SANCIÓN POR MORA EN EL PAGO. La sanción por mora en el pago de los impuestos distritales y la determinación de la tasa de

interés moratoria, se regularán por lo dispuesto en los artículos 634²⁷, 634-1²⁸ y 635²⁹ del Estatuto Tributario Nacional En todo caso, la totalidad de los intereses de mora se liquidará a la tasa de interés vigente al momento del respectivo pago. (...)

ARTÍCULO 56. VALOR MÍNIMO DE LAS SANCIONES. *Respecto del impuesto sobre vehículos automotores, impuesto de industria y comercio, avisos y tableros, impuesto de delineación urbana e impuesto de espectáculos públicos, el valor mínimo de cualquier sanción, incluidas las sanciones reducidas, que deban ser liquidadas por el contribuyente o declarante, o por la Administración Tributaria Distrital, será equivalente a ocho (8) salarios mínimos diarios vigentes”.*

La CGR estableció que Ecopetrol S.A. en el año 2016 presentó y pagó el impuesto de vehículos de periodos gravables anteriores, de cincuenta y dos (52) vehículos de su propiedad, en sesenta y cinco (65) declaraciones, como se presenta a continuación:

Tabla No. 56 Sanción por extemporaneidad e intereses moratorios en el pago de impuestos de vehículos
(Cifras en pesos)

Año gravable	Placa	Numero de referencia	Fecha de presentación y pago	Valor impuesto a cargo	Sanción (Renglón 16 de formulario)	Interés de mora (Renglón 16 de formulario)	Valor total pagado
2010	ADD469	16032884078	24/05/2016	24.000	184.000	40.000	282.000
2012	ADD469	16032884092	24/05/2016	21.000	184.000	25.000	268.000
2014	ADD469	16032884101	24/05/2016	20.000	184.000	12.000	257.000
2015	ADD469	16032884109	24/05/2016	18.000	184.000	5.000	250.000
2012	ASG362	16033484889	24/10/2016	46.000	184.000	64.000	332.000
2015	ASG362	16033484891	24/10/2016	41.000	184.000	18.000	286.000
2015	ASG363	16032884121	24/05/2016	28.000	184.000	8.000	263.000
2015	ATF569	16033484918	24/10/2016	26.000	184.000	11.000	264.000
2012	ATH841	16032884129	24/05/2016	33.000	184.000	39.000	294.000
2015	ATH841	16032884135	24/05/2016	28.000	184.000	8.000	263.000
2012	ATH843	16033484928	24/10/2016	33.000	184.000	46.000	301.000

²⁷ Artículo 634 Estatuto Tributario Nacional: Sanción por mora en el pago de impuestos, anticipos y retenciones. Los contribuyentes o responsables de los impuestos administrados por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, incluidos los agentes de retención, que no cancelen oportunamente los impuestos, anticipos y retenciones a su cargo, deberán liquidar y pagar intereses moratorios, por cada día calendario de retardo en el pago.

Los mayores valores de impuestos, anticipos o retenciones, determinados por la administración de impuestos en las liquidaciones oficiales, causarán intereses de mora, a partir del vencimiento del término en que debieron haberse cancelado por el contribuyente, responsable, agente retenedor o declarante, de acuerdo con los plazos del respectivo año o periodo gravable al que se refiera la liquidación oficial.

²⁸ Artículo 634-1 Estatuto Tributario Nacional: Suspensión de los intereses moratorios. Después de dos años contados a partir de la fecha de admisión de la demanda ante la jurisdicción contenciosa administrativa, se suspenderán los intereses moratorios a cargo del contribuyente hasta la fecha en que quede ejecutoriada la providencia definitiva.

²⁹ Artículo 635 Estatuto Tributario Nacional: Determinación de la tasa de interés moratorio. Para efectos tributarios y frente a obligaciones cuyo vencimiento legal sea a partir del 1 de enero de 2006, la tasa de interés moratorio será la tasa equivalente a la tasa efectiva de usura certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia para el respectivo mes de mora.

Año gravable	Placa	Numero de referencia	Fecha de presentación y pago	Valor impuesto a cargo	Sanción (Renglón 16 de formulario)	Interés de mora (Renglón 16 de formulario)	Valor total pagado
2015	ATH843	16033484929	24/10/2016	28.000	184.000	12.000	267.000
2012	ATH845	16033485016	24/10/2016	33.000	184.000	46.000	301.000
2015	ATH845	16033485018	24/10/2016	28.000	184.000	12.000	267.000
2015	ATH852	16032884144	24/05/2016	28.000	184.000	8.000	263.000
2015	AUA336	16033484937	24/10/2016	57.000	184.000	25.000	309.000
2012	BAG489	16033484954	24/10/2016	112.000	184.000	157.000	491.000
2015	BAG489	16033484951	24/10/2016	91.000	184.000	39.000	357.000
2015	BAJ797	16033485030	24/10/2016	62.000	184.000	27.000	316.000
2015	BAM588	16032884155	24/05/2016	63.000	184.000	17.000	307.000
2015	BAQ390	16033485050	24/10/2016	59.000	184.000	25.000	311.000
2015	BAV231	16033485066	24/10/2016	30.000	184.000	13.000	270.000
2015	BBH718	16033485073	24/10/2016	69.000	184.000	30.000	326.000
2015	BDV139	16033485086	24/10/2016	111.000	184.000	48.000	386.000
2015	BEN726	16033485096	24/10/2016	114.000	184.000	49.000	390.000
2015	BEN727	16033485102	24/10/2016	114.000	184.000	49.000	390.000
2015	BEN730	16033485145	24/10/2016	95.000	184.000	41.000	363.000
2015	BEN731	16033485199	24/10/2016	95.000	184.000	41.000	363.000
2015	BEN732	16033485203	24/10/2016	95.000	184.000	41.000	363.000
2015	BEN735	16033485215	24/10/2016	95.000	184.000	41.000	363.000
2012	BEN736	16033485252	24/10/2016	150.000	245.000	210.000	643.000
2014	BEN736	16033485222	24/10/2016	116.000	184.000	88.000	429.000
2015	BEN736	16033485224	24/10/2016	95.000	184.000	41.000	363.000
2015	BEN738	16033485261	24/10/2016	95.000	184.000	41.000	363.000
2015	BEN741	16033485273	24/10/2016	95.000	184.000	41.000	363.000
2015	BFH927	16032884165	24/05/2016	65.000	184.000	18.000	310.000
2015	BGN045	16033485378	24/10/2016	122.000	184.000	53.000	402.000
2015	BHP256	16033485513	24/10/2016	113.000	184.000	49.000	389.000
2015	BHX670	16033485621	24/10/2016	129.000	184.000	56.000	412.000
2015	BHY633	16032884179	24/05/2016	143.000	184.000	39.000	409.000
2015	BIX493	16033485706	24/10/2016	189.000	184.000	82.000	498.000
2015	BIX494	16033485792	24/10/2016	189.000	184.000	82.000	498.000
2015	BJA555	16032884197	24/05/2016	95.000	184.000	26.000	348.000
2015	BJD450	16032884259	24/05/2016	146.000	184.000	40.000	413.000
2015	BJO206	16033485878	24/10/2016	162.000	184.000	70.000	459.000
2015	BJO207	16033486011	24/10/2016	178.000	184.000	77.000	482.000
2015	BJO915	16033486218	24/10/2016	138.000	184.000	60.000	425.000
2015	BMU294	16033487237	24/10/2016	192.000	184.000	83.000	502.000
2015	BMU387	16033487633	24/10/2016	234.000	184.000	101.000	562.000
2015	BOB022	16033488181	24/10/2016	450.000	184.000	194.000	871.000
2015	BOH526	16033488472	24/10/2016	321.000	184.000	139.000	687.000
2015	BOI074	16032884280	24/05/2016	138.000	184.000	38.000	403.000
2015	BOR503	16032884287	24/05/2016	138.000	184.000	38.000	403.000
2015	BOR763	16033489170	24/10/2016	321.000	184.000	139.000	687.000
2015	BOW755	16032884294	24/05/2016	138.000	184.000	38.000	403.000
2015	BPI709	16032884301	24/05/2016	225.000	184.000	62.000	514.000
2011	BRA917	16032884312	24/05/2016	219.000	197.000	318.000	770.000
2015	BRA917	16032884315	24/05/2016	149.000	184.000	41.000	417.000
2015	BRB009	16032884502	24/05/2016	149.000	184.000	41.000	417.000
2015	BRB218	16032884512	24/05/2016	149.000	184.000	41.000	417.000
2015	DAB473	16032884519	24/05/2016	327.000	184.000	90.000	644.000
2014	LMG340	16033489398	24/10/2016	111.000	184.000	84.000	420.000
2015	LMG340	16033489422	24/10/2016	91.000	184.000	39.000	357.000
2014	NVB064	16033490576	24/10/2016	530.000	223.000	401.000	1.195.000
2015	NVB064	16033490697	24/10/2016	428.000	184.000	185.000	840.000
TOTAL				8.227.000	12.073.000	4.142.000	27.178.000



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

El hecho de presentar las declaraciones y pagar el mencionado impuesto con posterioridad a las fechas establecidas por la administración distrital, ocasionaron que Ecopetrol liquidara y pagara sanción de extemporaneidad e intereses de mora, por cuantía de \$12.073.000 y \$4.142.000, respectivamente. Lo anterior, como consecuencia de lo dispuesto en los artículos 61, 64 y 56 del Decreto 807 de 1993.

La situación expuesta evidencia debilidades en el proceso de control administrativo del parque automotor de propiedad de Ecopetrol S.A. lo que conllevó a que el impuesto de vehículos no se pagara dentro de los plazos establecidos para cada vigencia.

De acuerdo con lo señalado en los párrafos anteriores, la Contraloría General de la República determinó un detrimento patrimonial por cuantía de \$16.215.000, por el pago de las sanciones por extemporaneidad e intereses de mora que Ecopetrol liquidó y pagó por impuesto de vehículos aspecto que hace necesario que se adelante una indagación preliminar.

Hallazgo administrativo al cual se le adelantará indagación preliminar.

Hallazgo No. 64 Intereses de mora por pago de factura (AIP)

El 30 de junio de 2015 Ecopetrol S.A.³⁰ y CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S suscriben el Contrato de Compraventa de materia prima (Diluyente para crudos) No. VCM-GNR-013-2015, el primero en calidad de comprador y el segundo de vendedor, cuyo objeto es:

“EL COMPRADOR se obliga a comprar y adquirir hasta ochenta mil trescientos cinco (80.305) barriles netos totales de diluyente para crudos de propiedad de EL VENDEDOR que corresponden al lleno de la Línea de tramo Sutamarchan – Tocancipá y EL VENDEDOR por su parte se obliga a vender y entregar hasta ochenta mil trescientos cinco (80.305) barriles netos totales de diluyente para crudos de propiedad de su propiedad a EL COMPRADOR (...)”

En el numeral V. Facturación y pago del señalado contrato se acordó:

“El pago se realizará 100% en pesos y se efectuará a los quince (15) días calendario siguientes a la radicación de las facturas (...)”

³⁰ Contrato suscrito en representación de Ecopetrol S.A. por la Jefe del Departamento de Compra de Crudos y Productos de la Gerencia Nacional de Refinados y Crudos

En el marco de este contrato el 24/08/2015 CENIT emitió, por concepto de venta de Nafta a Ecopetrol S.A. y pedido de compra No. 5003350, las facturas Nos. 95008675 y 95008676, con fecha de vencimiento 08/09/2015 y valor total de \$11.122.052.688 y \$282.400.064, respectivamente. Dichas facturas fueron radicadas el 24/08/2015 en la Coordinación de Cuentas por Pagar de Ecopetrol S.A.

El 10/09/2015 el Departamento de Compra de Crudos y Productos (PCP) de Ecopetrol S.A. solicita a Servicios Financieros CSC *“modificación en el vencimiento del pago de las facturas 95008675 y 76, las cuales de acuerdo con el contrato serán canceladas 15 días calendario siguientes a la radicación de las facturas, estas facturas fueron radicadas el 24 de Agosto, la fecha de pago estaba para el 08.09.2015”*³¹.

El pago de las factura se realizó con posterioridad a la fecha de vencimiento, el que se hizo efectivo el 14/09/2015. Este hecho, ocasionó que CENIT emitiera la factura No. 95013378 el 16/09/2016, por concepto de intereses por mora por valor de \$48.754.035, en aplicación de lo dispuesto en el numeral 3.1.b.3. de la Guía para la gestión de pagos y recaudos de las filiales y subsidiarias³² de Ecopetrol S.A. (Documento GEE-G-005 Versión 1) que establece:

“3.2.b.3. Interés de Mora: El pago de cartera por parte de los clientes después de la fecha de vencimiento da origen al cobro, a manera de sanción, de un interés por mora, salvo en los casos en que existan acuerdos de pago con intereses de financiación. Los intereses por mora son aplicables, sin excepción, a todos los tipos de cartera manejados por la filial o subsidiaria.

Si el comprador no paga en las fechas y sitios fijados, ya sea total o parcialmente, cualquier suma adeudada, conforme a las disposiciones pactadas, se le debe cobrar la máxima tasa de interés por mora certificada para el periodo de cobro por la Superintendencia Financiera de Colombia o quien haga sus veces dependiendo de la moneda (...).”

El pago efectivo de la factura No. 95013378 se realizó a través del cruce de cuentas, de acuerdo con lo informado por Ecopetrol³³, remitiendo como soporte el documento de contabilización No. 1400000357 de fecha 12/10/2016.

³¹ Correo electrónico de fecha 10/09/2015

³² Documento-GEE-005 Elaborado: 30/07/2013 Versión: 2. Consulta efectuada por la CGR el 25/05/17 en P8 enlace: <https://p8.red.ecopetrol.com.co/WorkplaceXT/getContent?vslid={0AA3B486-AFC5-4AD1-BE09-8D20E7715C0E}&objectType=document&id={9AADC9A4-1757-4641-8BF1-935BA0D9308C}&objectStoreName=ECP>

³³ Numeral 2 Oficio radicado 2-2017-041-596 de abril 24 de 2017 Asunto: Respuesta Oficio AEC-041



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

La situación expuesta evidencia debilidades en el cumplimiento de los procedimientos establecidos por Ecopetrol para el control administrativo de los términos de pago de las facturas Nos. 95008675 y 95008676, lo que llevó a inoportunidad en el pago de las mismas y la posterior causación y pago de intereses por mora.

De acuerdo con lo señalado en los párrafos anteriores la Contraloría General de la República determinó un detrimento patrimonial por cuantía de \$48.754.035, por los intereses de mora que Ecopetrol pagó por la inoportunidad en la cancelación de las citadas facturas aspecto que hace necesario que se adelante una indagación preliminar.

Hallazgo administrativo al cual se le adelantará indagación preliminar.

4 SEGUIMIENTO AL CUMPLIMIENTO DE LA LEY DE ARCHIVO

Frente al cumplimiento de la entidad con relación a la normatividad expedida por el Archivo General de la Nación, la evaluación concluyó con el siguiente hallazgo:

Hallazgo No. 65 Gestión documental (A)

La Ley 1150 de 2007 en su artículo 13 establece : *“PRINCIPIOS GENERALES DE LA ACTIVIDAD CONTRACTUAL PARA ENTIDADES NO SOMENTIDAS AL ESTATUTO GENERAL DE CONTRATACION DE LA ADMINISTRACION PUBLICA. Las entidades estatales que por disposición legal cuenten con un régimen contractual excepcional al del Estatuto General de Contratación de la Administración Publica, aplicarán en desarrollo de su actividad contractual, acorde con su régimen legal especial, los principios de la funciona administrativa y de la gestión fiscal de que tratan los artículos 209 y 267 de la Constitución Política, respectivamente según sea el caso y estarán sometidas al régimen de inhabilidades e incompatibilidades previsto legalmente para la contratación estatal”.*

La Ley 594 de 2000 denominada Ley General de Archivo, establece en el artículo 11. *Obligatoriedad de la conformación de los archivos público: “...organización, preservación y control de los archivos, teniendo en cuenta los principios de procedencia y orden original, el ciclo vital de los documentos y la normatividad archivística”* y el artículo 16: *“los secretarios generales o los funcionarios administrativos de igual o superior jerarquía, pertenecientes a las entidades públicas, a cuyo cargo estén los archivos públicos, tendrán la obligación de velar por la integridad, autenticidad, veracidad y fidelidad de la información de los documentos de archivo y serán responsables de su organización y conservación, así como de la prestación de los servicios archivísticos”.*

El Acuerdo 5 de 2013 del Archivo General de la Nación, señala en su artículo 3º *“Organización de documentos de archivo. Las entidades del Estado están en la obligación de organizar los documentos de archivo, para lo cual deben desarrollar de manera integral los procesos de clasificación, ordenación y descripción. De igual forma deberán implementar procesos de organización para toda la documentación que apoye la gestión administrativa”.*

El Acuerdo 2 de 2014 del Archivo General de la Nación, en sus artículos 1, 5, 7 y 21 señala: *“Artículo 1º Finalidad del expediente. El expediente además de ser la esencia de las actuaciones de la administración, pues reúne de manera orgánica los documentos que se producen o reciben en desarrollo de un mismo trámite o*



actuación y se acumulan de manera natural reflejando el orden en que dicho trámite es ejecutado(...) Artículo 5º Creación y conformación de expedientes. Los expedientes deben crearse a partir de los cuadros de clasificación documental adoptados por cada entidad y las tablas de retención documental, desde el primer momento en que se inicia un trámite, actuación o procedimiento hasta la finalización del mismo, abarcando los documentos que se generan durante la vigencia y la prescripción de las actuaciones administrativas, fiscales y legales. Artículo 7º Gestión del expediente. La gestión es la administración interna del expediente durante su etapa activa y se refiere a las acciones y operaciones que se realizan durante el desarrollo de un trámite, actuación o procedimiento que dio origen a un expediente; comprende operaciones como la creación del expediente, el control de los documentos, la foliación o paginación de los documentos, la ordenación interna de los documentos, el inventario y cierre. Artículo 21 Programas de gestión documental. Las entidades públicas deberán elaborar programas de gestión de documentos, pudiendo contemplar el uso de nuevas tecnologías y soportes, en cuya aplicación deberán observarse los principios y procesos archivísticos”.

Mediante la directriz para el programa de gestión documental de Ecopetrol S.A. expedida el 12 de noviembre de 2014, la entidad adoptó como requisitos y condiciones legales la Ley 594 de 2000, Ley General de Archivo.

En la verificación de la contratación administrativa y misional se observó que Ecopetrol S.A. presenta las siguientes deficiencias en la gestión documental y archivística:

1. Ausencia de control en la documentación que hace parte de los expedientes de los contratos ya que la foliación se corrige hasta cinco veces y no cuenta con ningún tipo de formato que refleje el contenido de cada expediente.
2. La entidad no tiene establecido un número máximo de folios por unidad de conservación, por lo que se observa expedientes que alcanzan a superar los 200 folios por carpeta, lo que dificulta su manejo y consulta.
3. En los aplicativos digitales de la entidad no se encuentran los expedientes correspondientes a los contratos, pues para acceder a la información es necesario acudir al expediente físico el cual no se encuentra disponible en las instalaciones de la entidad.
4. Documentos archivados sin conservar el orden cronológico o unidad documental



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Lo anterior obedece a inobservancia de la normatividad en gestión documental y archivística vigente y demás directrices complementarias, lo que genera desorganización de los archivos, dificulta la consulta de la documentación y su consecuente riesgo de pérdida.

Hallazgo administrativo.

5 SEGUIMIENTO AL PLAN DE MEJORAMIENTO

Nivel Central

En términos generales se encuentra que para la gestión del plan de mejoramiento la entidad realiza diversas acciones para cada uno de los hallazgos de auditoria, sin embargo se evidencian de manera general debilidades en el planteamiento de metas, cumplimiento en plazos extensos para la ejecución de dichas acciones de mejoramiento, aspecto que dificulta el seguimiento y control de las mismas en el mediano plazo.

De igual manera al evaluar las actividades señaladas se encuentra que un total de 16 acciones de mejoramiento correspondientes a la vigencia 2014 se consideran incumplidas, debido a las falencias y debilidad en los soportes que se allegaron al equipo auditor, en algunos casos como se señala en la siguiente tabla, se presentan resultados parciales o los soportes no corresponden a lo señalado como soporte de cumplimiento de las metas o actividades propuestas, de igual manera se observan informes sobre actividades que no han concluido por lo cual no se consideran cumplidas.

Tabla No. 57 Actividades de mejora no cumplidas

HALLAZGO / ACTIVIDAD	SOPORTE CUMPLIMIENTO
2014.CGR.ECP.002.011 - PARTE 1 ACTIVIDAD 1,	Soportes corresponden un informe parcial con análisis de riesgos y no se define el plazo de ejecución que supera la vigencia auditada, se observa aplazamiento de la ejecución No cumplida
2014.CGR.ECP.002.012 - PARTE 1 ACTIVIDAD 1,	No se evidencia informe solicitado sobre recuperación de acreencias de contrato
2014.CGR.ECP.002.014 - PARTE 1 ACTIVIDAD 1	Desactualizado Se solicita Avance a la fecha
2014.CGR.ECP.002.016 - PARTE 1 ACTIVIDAD 1	No se evidencia que se haya declarado el siniestro no se evidencian pagos por el incumplimiento Se solicita Avance a la fecha
2014.CGR.ECP.002.017 - PARTE 1 ACTIVIDAD 1	Soportes no evidencian solución, no se adoptan procesos o procedimientos que garanticen la no repetición
2014.CGR.ECP.002.018 - PARTE 1 ACTIVIDAD 1	No se presenta evidencia del cambio de tubería señalada en la acciones de mejoramiento
2014.CGR.ECP.002.019 - PARTE 1 ACTIVIDAD 19	Sin resultados de monitoreo señalado
2014.CGR.ECP.002.019 - PARTE 2 ACTIVIDAD 1	No se Presentan soportes de ejecución solo inicio y avance con plan de trabajo de fecha Abril de 2016.
2014.CGR.ECP.002.024 - PARTE 1 ACTIVIDAD 1	No se concluye el proceso de cobro por incumplimiento del contratista
2014.CGR.ECP.002.034 - PARTE 1 ACTIVIDAD 1,	No se observa aprobación por parte del ANLA



HALLAZGO / ACTIVIDAD	SOPORTE CUMPLIMIENTO
2014.CGR.ECP.002.037 - PARTE 1 ACTIVIDAD 2	No se evidencian mecanismos de supervisión e interventoría desde Ecopetrol que garanticen la calidad de las obras contratadas. No se observan los Informes periódicos de los cuales hablan en la actividad
2014.CGR.ECP.002.043 - PARTE 1 ACTIVIDAD 2	No se anexa reclamación legal, señalada, soportes no dan claridad del estado de la reclamación
2014.CGR.ECP.002.051 - PARTE 1 ACTIVIDAD 2	No se presenta la comunicación radicada en la ANH
2014.CGR.ECP.002.057 - PARTE 1 ACTIVIDAD 5	No se presentan las Comunicaciones y Actas de seguimiento de Cortolima
2014.CGR.ECP.002.073 - PARTE 1 ACTIVIDAD 1	No se evidencia el plan de abandono señalado y no hay informe técnico
2014.CGR.ECP.002.093 - PARTE 1 ACTIVIDAD 1	No se encuentra evidencia de devolución de los recursos a los cuales hace referencia la observación y los soportes remitidos

Dentro del análisis de la gestión del plan de mejoramiento se concluye que de un total de 191 acciones de mejoramiento informadas, se encuentran incumplidas 16 señaladas en la tabla anterior y se declara el cumplimiento de las acciones del plan de mejoramiento para las vigencias 2013 y 2014 que tenían vencimiento durante la vigencia auditada.

Adicionalmente, se evidenció inconsistencia entre lo informado en los soportes y los compromisos planteados en la acción de mejora del hallazgo 2013.CGR.ECP.007.003 - Parte 9 Actividad 2, por inconsistencias en las cantidades de obras y los trabajos entregados.

Respecto de la vigencia 2015 se realizó la evaluación del cumplimiento de las actividades de mejora relacionadas con los hallazgos del componente financiero y presupuestal, las cuales se dan por cumplidas y se debe proceder a retirar del plan de mejoramiento así:

Tabla No. 58 Actividades de la vigencia 2015 que se declaran cumplidas

Vigencia 2015	Asunto	Actividades cumplidas
Hallazgo 87	Reconocimiento Cash Call.	Actividades 1 y 2
Hallazgo 88	Reconocimiento fallo.	Actividades 1 y 2
Hallazgo 89	Valoración de Activos,	Actividades 1 y 2
Hallazgo 90	Registro inversiones patrimoniales por tercero.	Actividad 1
Hallazgo 91	Valoración de Activos,	Actividades 1 y 2
Hallazgo 92	Activos contabilizados como grupo de activos: en la Maestra de Activos,	Actividad 1
Hallazgo 93	Activos Capitalizados y depreciados al 100%:	Actividad 1
Hallazgo 94	Hojas de entrada pendientes de aprobación o anulación.	Actividades 1, 2 y 3.

Vigencia 2015	Asunto	Actividades cumplidas
Hallazgo 95	Tercerización de cuentas por pagar en SAP.	Actividad 1
Hallazgo 96	Clasificación de partidas Vinculados Económicos.	Actividad 1
Hallazgo 97	Inconsistencias en información CHIP.	Actividad 1
Hallazgo 98	Facturas Orden de compra No. 4800000100.	Actividades 1, 2 y 3.

Con relación la evaluación del plan de mejoramiento con actividades pendientes por cumplir correspondiente a otras vigencias, los resultados se reflejan a continuación:

Tabla No. 59 Resultados gestión plan de mejoramiento

Vigencia	Total Actividades Establecidas	Total Actividades Cumplidas	Cumplimiento de Actividades Programadas a 31/12/2016	% Avance Cumplimiento de actividades /Total Actividades	Actividades Pendientes a la fecha
2014	231	186	92,57%	80,52%	43
2013	432	413	100%	95,60%	19
2011	342	341	100%	99,70%	1
TOTAL	1005	940	93,53%	91,94%	63

Gerencia Santander VRC

De acuerdo con los seguimientos reportados del Plan de Mejoramiento suscrito por Ecopetrol S.A. el 17 de enero de 2017, sobre el Informe de la CGR a la vigencia 2015, correspondientes a la jurisdicción de Santander, se revisaron de 6 hallazgos con 17 acciones de mejoramiento, y se estableció que 6 acciones fueron cumplidas y efectivas, en el sentido que constituyeron una acción que al aplicarla mitigó el riesgo evidenciado por la CGR; y 11 se encuentran en ejecución dentro del término establecido, las cuales deberán permanecer en el nuevo plan de mejoramiento que se suscriba, así:

Informe Ecopetrol S.A. Vigencia 2015			
Cód.	Descripción Hallazgo	Acción de Mejora	Actividades
H64	Reconocimiento económico Contrato No. 5210552	Implementar el nuevo proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP en las fases de maduración (fase 2 y fase 3) para los proyectos de GRI.	Implementar el nuevo proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP en las fases de maduración (fase 2 y fase 3) para los proyectos de GRI.
		Taller de riesgos en la planeación contractual para los contratos de construcción de proyectos	Taller de riesgos en la planeación contractual para los contratos de construcción de proyectos
H65	Entrega de Ingeniería de detalle en el	Implementar el nuevo proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP en las fases de maduración (fase 2 y fase 3) para los proyectos	Implementar el nuevo proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP en las fases de maduración (fase 2 y fase 3) para los proyectos

Informe Ecopetrol S.A. Vigencia 2015			
Cód.	Descripción Hallazgo	Acción de Mejora	Actividades
	contrato 5209524	de GRI.	de GRI.
		Taller de riesgos en la planeación contractual para los contratos de construcción de proyectos	Taller de riesgos en la planeación contractual para los contratos de construcción de proyectos
H66	Reconocimiento de Stand By en contrato No. 5210548	Capacitar y sensibilizar a los funcionarios de VRC en la gestión contractual, con énfasis en la documentación de objetivos, decisiones y otros, que evidencien los avances del contrato.	Taller de capacitación y sensibilización en la gestión contractual
H67	Cláusula obligaciones del Contratista-Transferencia de Tecnología	Reforzar procedimiento de control de transferencia de tecnología Continuar con el seguimiento al cumplimiento de las actividades/compromisos pendientes	Reforzar procedimiento de control de transferencia de tecnología En conjunto con la Universidad de Ecopetrol, realizar reuniones cada dos meses con los contratistas para verificar la continuidad en el cumplimiento del plan de transferencia de tecnología aprobado por Ecopetrol.
H68	Cumplimiento Programas y Proyectos	Fortalecer la metodología o prácticas utilizadas para la definición de las promesas de valor de los proyectos y establecer los mecanismos que mejoren el nivel de precisión de su cálculo considerando las variables que pueden influir en el resultado)	Asegurar que como parte del diseño del Proceso Gestión de Oportunidades de Desarrollo se incorporen las etapas que permitan precisar la estimación y clasificación de los volúmenes de reservas en los proyectos de desarrollo.
H69	Abandono de Pozos	Evaluar e informar en sesiones sistemáticas de la VRC el avance del plan de desincorporación enviado a la ANH. Evaluar e informar en Sub Comité Técnico y Comité Ejecutivo la recomendación del abandono de Guariquíes Realizar visitas a los pozos del campo San Silvestre y presupuestar las actividades necesarias para su abandono físico	Presentar en sesiones sistemáticas de la VRC el avance del plan de desincorporación enviado a la ANH. Presentar en Sub Comité Técnico y Comité Ejecutivo la recomendación del abandono de Guariquíes. Realizar visitas a los pozos del campo San Silvestre y presupuestar las actividades necesarias para su abandono físico.

Ahora bien, sobre el Informe de la CGR ante Ecopetrol S.A., vigencia 2014, se estableció que 3 Acciones de Mejora del *Hallazgo 94 Obras inconclusas Convenio de Colaboración ICP No. 5209999*, se encuentran en ejecución para su cumplimiento hasta diciembre de 2017. Por lo tanto, éstas deberán tenerse en cuenta en el nuevo plan de mejoramiento que suscriba la entidad, así:

Informe Ecopetrol S.A. Vigencia 2014			
Cód.	Descripción Hallazgo	Acción de Mejora	Actividades
H94	Obras inconclusas Convenio de Colaboración ICP No. 5209999	1. Carta recordatorio compromisos y necesidad de recursos Fase II Centro de Convenciones. 2. Seguimiento sistemático en Junta Directiva de Neomundo. 3. Reunión para hacer seguimiento trimestral a planeación y avance de las obras	1. Enviar comunicado desde Ecopetrol a Alcalde, Gobernador, Secretarios de Infraestructura, tanto municipal como departamental y Junta Directiva de Neomundo, con la finalidad de recordar los compromisos adquiridos en el proyecto y la necesidad de asegurar los recursos en la Fase II relacionados con el Mariposario. 2. Seguimiento trimestral sistemático y divulgación en Junta Directiva de Neomundo a la planeación y avance de obras del Centro de Convenciones, incluyendo obras del mariposario 3. Solicitar la creación de una reunión entre Ecopetrol, Neomundo, Alcaldía Gobernación para hacer seguimiento trimestral a la planeación y al avance de las obras

Gerencia Huila

De acuerdo con los seguimientos reportados a diciembre 31 de 2016 del Plan de Mejoramiento suscrito por Ecopetrol S.A., correspondientes a la jurisdicción de Huila, se revisaron 11 hallazgos con 36 acciones de mejoramiento, de las cuales se cumplieron 10 acciones en su totalidad, tres (3) se cumplieron parcialmente, cinco (5) cumplidas sin efectividad y dieciocho (18) se encuentran dentro del plazo de cumplimiento.

Se observó que las acciones de mejora trazadas por Ecopetrol no son efectivas, toda vez que no se mitigan los impactos ambientales causados, que continúan afectando el entorno ambiental de los campos de producción en razón al no cumplimiento de la Inversión del 1% y compensaciones ambientales.

Gerencia Meta

De acuerdo con los seguimientos reportados a diciembre 31 de 2016 del Plan de Mejoramiento suscrito por Ecopetrol S. A., correspondientes a la jurisdicción de la Vicepresidencia Regional Orinoquia, se observó y evidencio que la totalidad de las acciones fueron cumplidas y fueron cerradas en el Plan de Mejoramiento, que por el año 2016 no quedo a cargo de la V.R.O ninguna acción correctiva.

6 DENUNCIAS CIUDADANAS

En esta auditoria se evaluaron cinco (5) solicitudes de origen ciudadano radicadas como denuncias, producto del análisis efectuado la Contraloría no evidenció que se haya producido un daño al patrimonio público, por lo anterior se procedió con el archivo de las mismas.

Tabla No. 60 Denuncias ciudadanas tramitadas

CONTRALORIA	No. DENUNCIA	HALLAZGO
NIVEL CENTRAL	2016-109481-82111-D	No
	2017-111943-82111-D	No
	2017-115336-82111-D	No
	2017-117541-82110-D	No
GERENCIA META	2016-107947-80504-D	No
GERENCIA SANTANDER	N/A	No
GERENCIA HUILA	N/A	No
TOTAL DENUNCIAS TRAMITADAS	5	

7 BENEFICIOS DE AUDITORIA

En la ejecución de la presente auditoria se presentaron beneficios de auditoria por valor de \$4.503 millones correspondiente a acciones correctivas implementadas por los diferentes operadores y Ecopetrol.

A continuación se relacionan los diferentes beneficios obtenidos así:

Gerencia Santander VRC

Como consecuencia de las acciones de mejora implementadas por Ecopetrol S.A., con ocasión del Plan de Mejoramiento suscrito ante la CGR, se obtuvo un beneficio del proceso auditor por recuperación de recursos, en tanto el contratista devolvió recursos con motivo de Transferencia de Tecnología no ejecutada por la suma de \$177 millones, a través de alcance al acta de liquidación y compensación contra facturas por servicios prestados por el mismo contratista.

Gerencia Huila

En la ejecución de la presente auditoria se presentaron beneficios de auditoria por valor de \$4.326 millones así:

Beneficio No.1

ECOPETROL S.A. suscribió el convenio de responsabilidad social 8000000466 el 26 de noviembre de 2014, con la Fundación del Alto Magdalena. Para efectos del presente convenio, Ecopetrol confirió mandato a CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S., Objeto "Convenio específico para estudios, diseños y mejoramiento de la vía para transitabilidad, del sector que conduce desde Alisales a Monopamba en el municipio de Puerres, departamento de Nariño", por \$ 4.156.000.000, aporte de Ecopetrol \$ 4.000.000.000, plazo de ejecución 22 meses contados a partir de la firma del acta de iniciación.

Mediante Acta de inicio del 16 de diciembre de 2014, se viabiliza el giro del aporte de Ecopetrol por \$4.000.000.000 a la Fundación del Alto Magdalena y se constituye fiducia mercantil en el Banco Popular cuenta 250-836-00549-7, para una vigencia de doce (12) meses, hasta el 2 de junio de 2017.

El 31 de agosto de 2016 el Comité de Convenios de la Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental, recomendó terminar y liquidar el convenio; y



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

constituir reserva presupuestal para la ejecución de la obra en otro proceso contractual.

En visita realizada por la CGR, el 10 de mayo de 2017, se constató que a la fecha la fundación no había reintegrado a Ecopetrol el aporte no ejecutado del convenio.

El 22 de mayo de 2017, la FAM reintegró a Ecopetrol \$3.851.006.075 correspondientes a recursos no ejecutados, mediante transferencia 118747252 de la Fiducia Banco Popular 250-836-00549-7 a la cuenta de ahorros Banco Occidente No. 230810111 y el 13 de junio de 2017 la Fiduciaria Popular consigna \$417.180.345.25, por lo tanto se constituye un beneficio de auditoría por el reintegro total de recursos no ejecutados incluidos los rendimientos netos en cuantía de \$4.268 millones.

Beneficio No.2

ECOPETROL S.A. suscribió el convenio de responsabilidad social No. 5218813 el 24 de octubre de 2014 con la Fundación CANAGUARO, objeto el "...establecimiento de 80 HAS de hectáreas de cacao y sostenimiento de 160 HAS de cacao bajo sistema agroforestal en la Vereda La Concepción, municipio de Leguízamo – Putumayo", por \$ 1.620.033.220, aporte de Ecopetrol \$13.312.500, y por la fundación \$1.606.720.720, representado en especie, plazo de ejecución 21 meses, a partir de la firma del acta de inicio (24 de noviembre de 2014).

El 24 de octubre de 2014, se liquidó unilateralmente el convenio, mediante acta del 24 de febrero de 2017, en virtud a que no se ejecutó el objeto convenido.

En visita realizada por la CGR, el 10 de mayo de 2017, se constató que a la fecha la fundación no había reintegrado a Ecopetrol el aporte del convenio.

El 23 de mayo de 2017 la Fundación CANAGUARO reintegró \$13.462.927 a Ecopetrol, correspondientes a los recursos no ejecutados del convenio, incluidos los rendimientos financieros generados, valor consignado a la cuenta No. 239810111 del Banco de Occidente, girado según cheque No. 0722690000011.

Beneficio No.3

ECOPETROL S.A. suscribió con el Municipio de Neiva el Convenio de Colaboración DHS N°. 5219751 el cual tiene por objeto: "Aunar esfuerzos para

mejoramiento y rehabilitación de la Vía La Mojarra, hacia el relleno sanitario los Ángeles, sector Caimán (Etapa 2-Construcción) Municipio de Neiva Departamento del Huila”, convenio en el que Ecopetrol tuvo como aliado al Municipio de Neiva siendo este último el encargado de ejecutarlo directamente.

El 05 de mayo de 2017, la CGR en visita técnica realizada al sitio de ejecución de las obras del convenio atrás mencionado, se pudo apreciar que la superficie de rodadura instalada que está conformada por una base granular estabilizada con emulsión asfáltica presentaba afectaciones consistentes, principalmente, en fisuras en piel de cocodrilo con diferentes grados de severidad y hundimientos, en algunos casos con pérdida de agregados, en un área de 497.84 M2 calculado en \$44,885.851.81.

El 02 de junio de 2017, la CGR realizó nueva visita al sitio de ejecución de las obras, en la cual se evidenció las reparaciones de los sitios que presentaban mayor grado de severidad en la afectación de la base granular y a través de oficio radicado en la Contraloría bajo el número 2017ER0056130 del 06 de junio de 2017, el Jefe Departamento de Entorno VRS de ECOPETROL allegó certificación del supervisor del contrato por la Alcaldía de Neiva, en la cual consta la reparación de las zonas que presentaban afectación con fisuras en piel de cocodrilo con bajo grado de severidad y que no habían sido intervenidas hasta el 2 de junio (Registro fotográfico).

Por lo tanto, se constituye un beneficio de auditoría, por las reparaciones en la superficie de la capa de rodadura de la vía intervenida en virtud del convenio en mención, en cuantía de \$ 44.885.852.,

8 ANEXOS

Anexo 1. Estados Financieros

Ecopetrol S.A.
Estados de Situación Financiera Separados
(Expresados en millones de pesos colombianos)

Al 31 de diciembre de

	Nota	2016	2015
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	5,359,665	2,317,046
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7	4,619,566	2,697,957
Inventarios	8	2,589,794	2,266,556
Otros activos financieros	9	8,829,845	2,832,520
Activos por impuestos corrientes	10	660,818	3,676,015
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	51,610	913,488
Otros activos	12	590,804	704,463
		<u>22,992,093</u>	<u>15,398,046</u>
Activos mantenidos para la venta	13	29,611	-
Total activos corrientes		<u>23,021,704</u>	<u>15,398,046</u>
Activos no corrientes			
Inversiones en compañías	14	29,436,456	33,253,964
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7	3,088,205	2,915,719
Propiedades, planta y equipo	15	21,276,090	22,243,801
Recursos naturales y del medio ambiente	15	18,316,495	19,832,484
Intangibles	16	168,602	174,532
Activos por impuestos diferidos	10	4,292,770	4,876,708
Otros activos financieros	9	1,006,795	717,481
Otros activos	12	929,827	812,478
		<u>78,515,840</u>	<u>84,829,167</u>
Total activos		<u>101,537,544</u>	<u>100,227,213</u>
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	2,650,122	2,980,414
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	20	5,455,340	6,265,474
Provisiones por beneficios a empleados	21	1,946,955	1,362,063
Pasivos por impuestos corrientes	10	586,426	514,868
Provisiones y contingencias	22	620,353	503,142
		<u>11,261,196</u>	<u>11,625,961</u>
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	13	46,126	-
Total pasivos corrientes		<u>11,307,324</u>	<u>11,625,961</u>
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	37,089,651	36,156,347
Provisiones por beneficios a empleados	21	3,901,062	2,467,309
Pasivos por impuestos diferidos	10	1,295,962	1,791,344
Provisiones y contingencias	22	4,229,518	4,566,003
Otros pasivos no corrientes		46,153	253,516
		<u>46,562,366</u>	<u>45,244,519</u>
Total pasivos		<u>57,863,690</u>	<u>56,870,500</u>
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los accionistas de la compañía	23	43,673,854	43,356,713
Total patrimonio		<u>43,673,854</u>	<u>43,356,713</u>
Total pasivos y patrimonio		<u>101,537,544</u>	<u>100,227,213</u>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados

(Original Armado)
Juan Carlos Echeverry G.
Presidente

(Original Armado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público

(Original Armado)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal

Ecopetrol S.A.
Estados de Ganancias o Pérdidas Separados
(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad (pérdida) neta por acción que está expresada en pesos colombianos)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
		2016	2015
Ingresos por ventas	24	38,348,460	43,290,600
Costos de ventas	25	31,580,865	35,320,201
Utilidad bruta		6,767,595	7,970,399
Gastos de administración	26	1,008,535	881,353
Gastos de operación y proyectos	26	1,875,018	2,980,120
Impairment (recuperación) de activos a largo plazo	27	(74,021)	3,558,074
Otros ingresos operacionales, neto	28	(341,911)	(432,075)
Resultado de la operación		4,198,974	1,021,927
Resultado financiero, neto	29		
Ingresos financieros		1,207,795	588,404
Gastos financieros		(2,795,601)	(2,188,800)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio		1,076,473	(2,303,025)
		(511,423)	(3,091,521)
Participación en las pérdidas del período de compañías	14	(141,263)	(2,070,683)
Resultado antes de impuesto a las ganancias		3,546,268	(4,940,287)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	10	(1,081,558)	852,581
Utilidad (pérdida) neta del período		1,564,709	(3,987,726)
Utilidad (pérdida) básica por acción		38.1	(97.0)

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados

(Original firmado)
Juan Carlos Echeverry G.
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contralor Público
T.P. 167682-T

(Original firmado)
Francisco J. Gonzalez Rodriguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

Anexo 2. Subformulario entidades sujetas a vigilancia que manejan recursos para el medio ambiente – Ecopetrol S.A. Vigencia 2016

Tipo de Entidad Ambiental	Entidades Sujetas a Vigilancia que Manejan Recursos para el Medio Ambiente	Presupuesto Ejecutado Inversión Ambiental (millones \$)	Presupuesto Auditado Inversión Ambiental	Tipo/modalidad de control aplicado	Origen en control	Número Hallazgos	Número Hallazgos Fiscales	Cuánta Hallazgos Fiscales	Se Identificaron Impactos Ambientales	Cuánta Daños Ambientales determinado	Recurso ambiental afectado
	Ecopetrol S.A.	327.455	327.455	Auditoria Regular	PVC F	16	0	0	si	N/I	N/I