



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

86111
Bogotá D C.,

Contraloría General de la República		SGD 25-11-2016 11 26
Al Contestar Cite Este No 2016EE0150014 Fol 241 Anex 0 FA 0		
ORIGEN	86111-CONTRALORIA DELEGADA PARA EL SECTOR DE MINAS Y ENERGIA / RICARDO RODRIGUEZ YEE	
DESTINO	JUAN CARLOS ECHEVERRY GARZON	
ASUNTO	INFORME	
OBS	INFORME AUDITORIA 2015	
2016EE0150014		

Doctor
JUAN CARLOS ECHEVERRY GARZON
Presidente
Ecopetrol S.A
Carrera 13 No 36-24
Ciudad

Asunto: Informe de Auditoria a ECOPETROL S A - vigencia 2015

Respetado doctor Juan Carlos,

En desarrollo del Plan de Control y Vigilancia Fiscal 2016, de manera atenta esta Delegada remite el Informe de Auditoria del asunto.

De conformidad con lo establecido en el numeral 3 3 7 de la Guía de Auditoría de la C.G R y como resultado de la Auditoria, y teniendo en cuenta la complejidad de la entidad a su cargo deberá elaborar un Plan de Mejoramiento, el cual debe ser reportado treinta (30) días después de la recepción de este oficio, en el Sistema de Rendición de Cuentas e Informes -SIRECI- así como los avances del mismo, a través de su Oficina de Control Interno. La Contraloría General de la República no emitirá pronunciamiento de coherencia e integridad, sobre el Plan de Mejoramiento reportado, sin embargo será objeto de evaluación en el siguiente proceso auditor

Con el propósito de activar en el aplicativo SIRECI la funcionalidad para la suscripción del plan de mejoramiento, la entidad debe reportar la fecha de recepción del informe al correo soporte_sireci@contraloria.gov.co y jairo_oyaga@contraloria.gov.co

Se remite a su despacho copia del informe, cuyo original debidamente suscrito y empastado reposa bajo custodia y conservación en el archivo de gestión de ésta Delegada

Cordial saludo,

RICARDO RODRIGUEZ YEE

Contralor Delegado para el Sector de Minas y Energía

Anexo Lo enunciado (Informe Final)
Aprobó Fulton Ronny Vargas Caicedo/DVF
Revisó Javier Alex Hurtado Malagón/Coordinador de Gestión
Elaboró Equipo Auditor

Radicado Nro 1-2016-093-42534 Para responder citelo
Ecopetrol - CGC SAN MARTIN
Fecha Dec 2 2016 11 33AM
Dependencia PRESIDENCIA
Destino Dr JUAN CARLOS ECHEVERRY GARZON
Original Folios 1 Anexos 1



1-2016-093-42534



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

INFORME DE AUDITORÍA

INFORME CONSOLIDADO ECOPETROL S.A.
2015

CGR-CDSME
Noviembre de 2016



**ECOPETROL S.A.
VIGENCIA 2015**

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

José Ricardo Samper Villalobos

Equipo auditor

Ana Beatriz Berdugo Sánchez

Jaime Alejandro Mesa Garzón

Jeisson Zapata Rincón

Leandro Silver Rojas Medina

María Adita Cuesta Pérez

Martha Patricia Africano González

Sonia Librada Celis Rivera

Víctor Hugo Ochoa Amaya

Yesid Carvajal Ortiz

Yesid Landaeta Espinoza

Yulieth Salgado Ramírez

Gerencia Departamental
Colegiada Huila

Contralora Provincial

Delia Del Socorro Cedeño Poveda

Coordinador de Gestión

Edgar Sanchez Espinosa



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Equipo auditor

Olga Martínez Plaza (Líder)
Gloria Isabel Hernandez Trujillo
Silvia Cristina Gomez García
Rodrigo Trujillo Avilez
Orlando Pascuas Tamayo

Gerencia Departamental
Colegiada Meta

Contralora Provincial
Coordinadora de Gestión
Equipo auditor

María Rocío Esperanza López Robayo
Yolanda Loba Vásquez
Oscar Ernesto Beltrán Gallo (Líder)
Luis Ariel Rivera Rojas
Héctor Javier Ávila Monroy
Lady Katerine Barrios Osorio

Gerencia Departamental
Colegiada Santander

Gerente Departamental
Supervisora
Equipo auditor

María Clara Niño Gómez
Rebeca Ines Castellanos Ulloa
Albey Alfonso Reyes Silva (Líder)
Elcy Predad Prada Navas
Evelyn Custodia Mendoza Sanchez
Lina Maria Salgado Pérez
Carlos Fernando Cogollo Aponte
Uriel Eduardo Mejia Díaz

TABLA DE CONTENIDO

1	HECHOS RELEVANTES EN EL PERIODO AUDITADO	5
2	DICTAMEN INTEGRAL	7
2 1	GESTIÓN Y RESULTADOS	9
2 1 1	Gestión	9
2 1 2	Resultados	11
2 1 3	Legalidad	12
2 1 4	Financiero	13
2 1 5	Evaluación de la Calidad y Eficiencia del Sistema de Control Interno	15
2 1 6	Seguimiento al Plan de Mejoramiento	16
2 1 7	Solicitudes Ciudadanas	16
2 2	FENECIMIENTO DE CUENTA	16
2 3	RELACIÓN DE HALLAZGOS	16
2 4	PLAN DE MEJORAMIENTO	17
3	RESULTADOS DE LA AUDITORIA	18
3 1	GESTIÓN PLANES, PROGRAMAS, PROYECTOS Y EVENTOS EXTRAORDINARIOS	18
3 1 1	Operación Asociada	28
3 1 2	Operación Directa	150
3 2	GESTION FINANCIERA PRESUPUESTAL Y CONTABLE	219
3 2 1	Evaluación del Proceso Presupuestal	219
3 2 2	Evaluación del Proceso Contable	219
3 2 3	Seguimiento al Plan de Mejoramiento	231
4	SOLICITUDES CIUDADANAS	233
5	BENEFICIOS DE AUDITORIA	235
6	ANEXOS	236
ANEXO 1	MATRIZ DE EVALUACIÓN DE GESTIÓN Y RESULTADOS	237
ANEXO 2	ESTADOS FINANCIEROS	238

1 HECHOS RELEVANTES EN EL PERIODO AUDITADO

ESTRATEGIA DE BARRILES EFICIENTES

Para la Vigencia 2015, Ecopetrol S.A, decide actualizar sus metas de producción de barriles limpios a metas expresadas bajo la estrategia Empresarial de Barriles Eficientes. Al cambio de dicha estrategia en su implementación se encontraron debilidades en efecto de empoderamiento de la estrategia principalmente en los operadores y socios de la operación asociada.

En los resultados expresados para la vigencia 2015, se expone que la producción promedio de crudo equivalente para 2015, tuvo un cierre en cumplimiento del 99%; sin embargo este resultado que tan solo expresa que el Grupo Empresarial dejó de producir 7 mil barriles de petróleo equivalente diarios, contrasta con la incertidumbre en la gestión de incorporación de reservas que de acuerdo con los resultados expresados alcanzaron un 460% superando la meta en 336.3 MBPE (Millones de Barriles de Petróleo Equivalentes), es decir de un plan de 93,3 MBPE se refleja un resultado de 429,6 MBPE

En consecuencia la estrategia de barriles eficientes enmarcada en aquellos barriles que den rentabilidad a la Empresa y todo el grupo Empresarial, mantiene una incertidumbre por cuanto la misma es dependiente de los precios del crudo a nivel internacional contra aquellos pozos que deriven una producción baja, con altos costos de operación, pues en beneficio de la rentabilidad se encuentra un sacrificio de la producción volumétrica de petróleo reflejada en mayor incorporación de reservas de desarrollo que no aportan a la producción total del País, disminuyendo las partidas en recaudo de regalías que consecuentemente afectan la sostenibilidad económica y ambiental

EXTENSION CONTRATOS ASOCIACION

En el contrato de asociación Cravo Norte se procedió a verificar el tema correspondiente a la propiedad de los activos y bienes inmuebles en cabeza de Ecopetrol S.A. a partir de los términos contemplados en el Otrosí denominado Extensión del Contrato, encontrando que dicha extensión se realizó como consecuencia del Conpes 3245 del 15 de septiembre de 2003, el que recomendó a Ecopetrol S.A. adoptar y aplicar la estrategia de extender en el tiempo los contratos de asociación vigentes hasta su límite económico y definir los términos y condiciones para ello sobre la base que le reporte las mejores ventajas para hacerlo. Como consecuencia de lo anterior se evidenció que los bienes inmuebles

adquiridos por la sociedad hasta el 31 de diciembre de 2008 pasaron a ser propiedad de Ecopetrol S.A

TERMINACION CONTRATO DE ASOCIACION RUBIALES PIRIRI

El contrato de participación de riesgo Rubiales CPRR, y el contrato de asociación Pirirí CAP, terminaron el 30 de junio de 2016 por vencimiento del término máximo de duración. A la terminación del contrato se firmó el “*acta de terminación*” de los contratos de asociación, quedando una serie de compromisos post terminación que son legales entre las partes, lo anterior debido a que en los contratos no se estableció un procedimiento claro para tal fin. En consideración a que Ecopetrol S.A, recibió el campo, diseñó e implementó un procedimiento a fin de tener en cuenta los compromisos y obligaciones que deben ser atendidos hasta la fecha de la liquidación de los contratos.

Además se llevaron a desacuerdo diferentes aspectos tales como glosas, gerenciamiento, comisionamiento, intereses por mora, mantenimiento, cargos operacionales departamentales, procesos de compras y contratación no aprobados, alumbrado público, IVA en cálculo de indirecto por valor de \$13 561 607 027 y USD 52 676 457 respectivamente, según acta de Comité Ejecutivo No 39 realizada el 13 de junio de 2016. Situaciones que en caso de no ser dirimidas entre las partes tendrían que ser definidas por el juez competente.

EFFECTO PATRIMONIAL FINANCIERA CONVERGENCIA A NIIF

Ecopetrol S.A aplicó los procedimientos establecidos en el Decreto 2784 de 2012 y sus adiciones, las cuales fueron avaladas mediante Resolución de la Contaduría General de la Nación, para las entidades del Grupo 1 NIIF (IFRS).

El inicio de dicha aplicación se da con los Estados Financieros de apertura, que correspondieron al 01 de Enero de 2014, el cual arroja los siguientes cambios en el patrimonio.

El patrimonio de Ecopetrol S.A. se vio afectado en el siguiente monto.

Patrimonio a Enero 01 de 2014 (Primer Balance bajo NIIF)	\$48 653 744 millones
Patrimonio a Enero 01 de 2014 (Último Balance bajo PGCP ¹)	<u>\$71 794 525 millones</u>
Disminución de Patrimonio por aplicación de NIIF	\$23.140.781 millones

Lo anterior significó una disminución en el patrimonio de Ecopetrol en 32% al 1º Enero de 2014, en los Estados Financieros de Apertura.

¹ Plan General de Contabilidad Pública

Bogotá D.C ,

Doctor

JUAN CARLOS ECHEVERRY GARZON

Presidente

ECOPETROL S A.

Bogotá D. C

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 2015 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.

El representante legal de Ecopetrol S A., rindió la cuenta anual consolidada por la vigencia fiscal del año 2015, el día 07 de abril de 2016 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.

La auditoría se adelantó evaluando el segmento de desarrollo y producción, en el nivel central se auditó este segmento evaluando la producción generada en los campos a través de contratos de asociación, así como la operación de producción directa a través de las vicepresidencias regionales, para lo cual intervinieron en la auditoría las Gerencias Departamentales de Meta, Huila y Santander, de la Contraloría General de la República que realizaron evaluación a las Vicepresidencias de Ecopetrol Central, Orinoquia y Sur.

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, quedando información pendiente por entregar.

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



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

2.1 GESTIÓN Y RESULTADOS

La Contraloría General de la República como resultado de la auditoría a Ecopetrol S.A., por la vigencia fiscal 2015 emite concepto **favorable**, con una calificación consolidada en la gestión de **85.3** 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 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, la cual incluyó la Vicepresidencia de Activos con Socios, Vicepresidencia Técnica, y las Vicepresidencias regionales de Orinoquia, Central y Sur, estas últimas evaluadas por las Gerencias Departamentales de la CGR Meta, Santander y Huila

2.1.1 Gestión

Este componente de **control de Gestión** tuvo una calificación de **82.21** 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, manejo ambiental y de tecnologías de la información

Se revisó el macro-proceso Planes, Programas, Proyectos y Eventos Extraordinarios de la matriz de riesgo identificada para Ecopetrol S.A., a través de las actividades del segmento de producción y desarrollo correspondiente a operación directa que es ejecutada por las Vicepresidencias Regionales de Ecopetrol y la operación asociada por la Vicepresidencia de Activos con socios, evaluando factores de riesgo tales como consistencia de la información, eficiencia, eficacia, seguimiento y control

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, y para la operación con socios los documentos que soportan las decisiones tales como Actas de Junta Directiva de Ecopetrol donde se asignan recursos, al interior de cada contrato de asociación evaluando los procedimientos establecidos en el contrato como Actas de Comité Ejecutivo, de Subcomités Técnico y Financiero, que manejan al interior de cada asociación, de la evaluación del alcance y sus resultados, de la realización de visitas de



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

campo, consulta de normatividad, documentación, seguimiento a contratos y reuniones con los responsables de cada proyecto. De acuerdo al volumen de producción y costo ejecutado se escogió una muestra de proyectos de inversión que correspondió al 86% del costo ejecutado, esta evaluación se realizó en cuatro aspectos: evaluación técnica, financiera, ambiental y responsabilidad social.

Se evidenciaron debilidades en la ejecución del contrato de asociación Rubiales Piriri, entre las más significativas se encuentran: inversión en facilidades innecesarias que solo funcionarían con la agroindustria, por cuanto no prestan servicio para el objetivo de producción de hidrocarburos por valor de \$99 947 millones, el pago de \$37.260 millones reembolsando costos de un particular sin beneficio para Ecopetrol S A; inversiones realizadas de bienes sin uso productivo por \$6 066 millones y problemas operacionales derivados de la inadecuada planeación del programa de perforación por USD\$15 923.000, equivalente a \$48 901 millones. Las anteriores situaciones ocasionaron una disminución en los recursos de Ecopetrol y por consiguiente una lesión al patrimonio del Estado en los valores indicados.

En el programa de desarrollo de infraestructura comunitaria, se evidencia inadecuada ejecución de proyectos, deficiencias de tipo constructivo, incumplimiento de normas, reglamentos y especificaciones técnicas, concluyendo que el contratista, el interventor, el operador y el supervisor por parte de Ecopetrol, no tuvieron en cuenta las buenas prácticas de la construcción, observándose deficiente control y seguimiento a las obras ejecutadas. En cuanto al programa de arte y cultura se evidencia ausencia por parte de Ecopetrol S A., de procedimientos adecuados para la presentación de los soportes contables, en cumplimiento del objeto contractual (plan táctico). Lo anterior no permite el aseguramiento, efectividad, eficiencia y buen uso de los recursos de inversión social.

En la gestión ambiental de los campos operados mediante contratos de asociación y participación con riesgo, se observan deficiencias en la implementación de los programas de inversión del 1% y compensaciones, recursos que se mantienen sin ejecución y no se encontraron avances que garanticen su cumplimiento, cuyos recursos ascienden aproximadamente a \$70 000 millones, en las áreas analizadas y verificadas del negocio de producción y desarrollo, además se establecieron pagos de intereses moratorios correspondientes a la liquidación de las transferencias al sector eléctrico por energía autogenerada ocasionando gestión fiscal inadecuada en activos como Rubiales y Quifa.

2.1.2 Resultados

La calificación para el componente de Resultados fue de **84.79 puntos**. Esta evaluación estuvo orientada hacia los indicadores del Tablero Balance de Gestión (TBG), 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.

El Comité Ejecutivo de la Asociación Rubiales Piriri actualizó mediante acta No. 29 el pronóstico de producción de petróleo disminuyéndolo de 210 KBOPD a 185 KBOPD; la CGR constató que la producción de crudo declarada del campo en su máximo grado de eficiencia fue de 167 KBOPD (Formas Ministeriales) para el tercer trimestre de 2015, cuando ya se encontraban perforados la mayoría de pozos e instaladas la totalidad de las facilidades planeadas

Respecto a la gestión social los resultados obtenidos y evaluados muestran debilidades en el seguimiento y supervisión a la ejecución de los programas adelantados mediante convenios y contratos relacionados con la actividad de producción de hidrocarburos.

La CGR evidenció debilidades por parte de Ecopetrol S A , en el seguimiento al cumplimiento de actividades ambientales que debió adelantar el operador para los procesos de terminación de los contratos de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri Lo anterior debido a que la empresa Asociada no cumplió con la entrega de los campos debidamente recuperados y sin impactos ambientales acumulativos, siendo obligación de dicha empresa entregar el campo en condiciones ambientales óptimas, por lo cual se ven afectados los intereses de Ecopetrol S.A.. El Plan de Acción para la remediación ambiental de este campo se presupuestó en la suma de \$16 948 millones

De igual forma, en la terminación del contrato de Asociación Tauramena quedaron pendientes actividades ambientales pos terminación presupuestadas por valor de \$1.180 millones

La CGR estableció que para procesos de terminación de contratos de Asociación, existen empresas que desconocen algunas medidas de manejo ambiental de obligatorio cumplimiento y no se evidencia la implementación de acciones correctivas, para generar mayor compromiso por parte de las compañías asociadas; de tal forma que se apliquen obligatoriamente las disposiciones establecidas en las licencias ambientales y planes de manejo ambiental y no se le entreguen al País, recursos naturales deteriorados y no recuperados

2.1.3 Legalidad

En la evaluación realizada por la CGR al componente de legalidad, Ecopetrol S.A. obtuvo como resultado una calificación de **88,93** 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 la Vicepresidencia Regional de Producción Central que fue evaluada por la Gerencia Departamental Santander, se abordó en el tema de opex el estudio de 35 negocios jurídicos por un valor causado en 2015 de \$187 084,8 millones, que representa el 24% de los recursos comprometidos en operación. En recursos de inversión, se estudiaron 107 contratos por valor causado de \$1,68 billones que equivalen al 41,5% del total de lo ejecutado a la fecha. No se hizo una evaluación total de los negocios jurídicos del opex, por cuanto Ecopetrol no envió el total de la información a las Gerencias de la Contraloría

Se encontraron pagos de actividades no realizadas por stand by por valor de \$82 8 millones, por falta de coordinación y debido a la no entrega oportuna de la ingeniería y definición técnica por parte de Ecopetrol al contratista, se configuró una gestión inadecuada en cuantía de \$529 6 millones

En la Vicepresidencia Regional de Producción Sur que fue evaluada por la Gerencia Departamental Huila se abordó en el tema de opex, de la muestra de 28 contratos por un valor causado en 2015 de \$850 381 millones, se revisaron 5 contratos por \$308 351 millones, equivalentes al 36% de la muestra.

En visitas realizadas con el fin de verificar las actividades de obra civil de los contratos: 4030074 del 13/01/2011, MA-0029287 del 05/08/2013, OT 12 N°-4050487 del 23/04/2014, OT 20 N° 4051113 del 26/06/2014, 5222463 del 30/03/2015, 5222617 del 10/04/ 2015 y 5223741 del 12/06/2015, se encontraron deficiencias en la información consignada en las memorias de cálculo que soportan las actas de liquidación parcial, tales como la deficiente descripción de las actividades ejecutadas así como del lugar exacto de realización de éstas, situaciones que se presentan por debilidades en las actividades de vigilancia y



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

supervisión técnica, que genera dificultad en las labores de verificación de las obras ejecutadas.

2.1.4 Financiero

Ecopetrol S A , adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) desde el 1° de enero del 2015, con fecha de transición del 1° de enero de 2014 y como tal, los Estados Financieros al cierre del ejercicio 2015 son los primeros que emitió bajo las NIIF Estados financieros separados que fueron preparados por Ecopetrol S.A de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia, fundamentados en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés), traducidas al español, incorporadas mediante los decretos 2420 y 2496 del 2015 y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación

La evaluación a los Estados Financieros, tuvo como alcance el análisis en cuanto a su reconocimiento y revelación de los hechos económicos más relevantes ocurridos durante la vigencia 2015 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 balance de comprobación a 31 de diciembre de 2015. Específicamente, las partidas contables y hechos financieros objeto de análisis fueron: efectivo y equivalentes, cuentas y documentos por cobrar, propiedades planta y equipo, los cuales representan el 63.28% de los Activos Se analizaron las cuentas por pagar, las obligaciones financieras y las obligaciones laborales, que representan el 84,16% del total de los pasivos y aspectos normativos que se manejaron de manera transversal a las cuentas mencionadas.

OPINIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

OPINIÓN: CON SALVEDADES

En el marco de algunos contratos de asociación en los que Ecopetrol actúa como socio operador, efectuó giros de recursos a las cuentas bancarias de las asociaciones, entre los meses septiembre y noviembre de 2015. No obstante lo anterior, el registro contable en las cuentas bancarias de las asociaciones no se hizo efectivo durante la vigencia.

Las cuentas por cobrar de clientes a 31 de diciembre de 2015 se encontraban sobrestimadas en cuantía de \$364 240 millones, debido al registro de reclasificaciones de los abonos hechos por los clientes a la cuenta por pagar depósitos recibidos

A 31 de diciembre de 2015 Ecopetrol mantenía el registro contable de una cuenta por cobrar a un tercero, sobrestimando el saldo de las cuentas por cobrar en cuantía de \$4 386 millones, a pesar de los fallos proferidos por el Tribunal de Arbitraje y el Consejo de Estado, en los años 2014 y 2015, respectivamente, en los que se concluyó que el tercero no debía la mencionada cuantía

En la matriz de propiedad, planta y equipo se encontraron 11 (once) activos fijos que presentan fecha de capitalización del 31/12/2015 por un valor total de \$3 785 millones, los cuales fueron depreciados en su totalidad en la misma fecha, a pesar de estar relacionados como activos a depreciar mediante el método de unidades de producción, sobreestimando el valor de la depreciación y a su vez subestimando el valor neto de los mismos.

Adicional a lo anterior, se evidenciaron debilidades relacionadas con la capacidad de los sistemas de contabilidad para proporcionar información confiable y completa, en el registro de inversiones patrimoniales y algunas cuentas por pagar; así como en el registro y seguimiento de hojas de entrada efectuado por parte de los administradores de los contratos, y en la clasificación, caracterización y presentación de información de vinculados económicos.

Los errores o inconsistencias y limitaciones encontradas, que afectan la razonabilidad de dichos Estados Financieros, ascienden a \$391.009 millones, valor que representa el 0,37% del activo total de la entidad

Incertidumbre

En análisis efectuado a la *“Maestra de Activos - Matriz de Propiedad Planta y Equipo”* suministrada por Ecopetrol S A con corte al 31 de diciembre de 2015, se evidenció que figuran 6 648 activos cuyos valores (simbólicos en muchos casos) oscilan entre \$1 y \$100 000, valores que no corresponden al costo del activo, entre los cuales se encuentran terrenos, maquinaria, oficinas, colegios, edificios y casas entre otros, es importante mencionar que en su mayoría, estos activos corresponden a operación asociada, hecho que genera incertidumbre en algunas cuentas del activo

Teniendo en cuenta que en el desarrollo del proceso, la CGR identificó las cuentas o partidas específicas de los estados financieros que se encuentran afectadas por



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

la citada incertidumbre, se determinó que está corresponde a una incertidumbre contable no generalizada, de conformidad con lo definido en el Instructivo Tratamiento de incertidumbres en la opinión del auditor (Anexo 29 Guía de Auditoría CGR)

De esta forma, se estableció que la situación descrita genera incertidumbre en la razonabilidad de los saldos de las cuentas relacionadas en el hallazgo, saldos que al cierre del 2015 ascendían a \$14.812.396 millones, que corresponde a una materialidad significativa

En nuestra opinión, por lo expresado en los párrafos precedentes, excepto por la incertidumbre establecida como material y no generalizada, los Estados Financieros presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación financiera de Ecopetrol S A a 31 de diciembre de 2015, 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.

La opinión sobre los Estados Financieros de la Empresa para el año 2015, se modifica con relación al año anterior 2014 ya que para esa vigencia fue “Sin Salvedades”.

CONCEPTO SISTEMA DE CONTROL INTERNO CONTABLE

El Sistema de Control Interno Contable, aplicando la metodología establecida por la Contraloría General de la República, arroja una calificación de 1 259 de un rango de calificación de 1 a 3 por lo que se considera que el Control Interno Contable en Ecopetrol S A. es eficiente. Sin embargo presenta debilidades significativas de control especialmente en los activos fijos de la compañía y de otra parte, en la oportunidad y falta de controles en registros de cartera

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 **1.491**, 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 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 1,469 puntos, que corresponde al concepto de "Adecuado". En la evaluación a la efectividad de controles, el resultado obtenido es 1,5 puntos, valor correspondiente al concepto de "Con deficiencias". En consecuencia, de acuerdo con la metodología vigente para la evaluación del control interno, el puntaje final obtenido es 1,491, 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 75 45 puntos para la calificación de gestión y resultados

2.1.6 Seguimiento al Plan de Mejoramiento

De 160 acciones de mejora del Plan de Mejoramiento se dio cumplimiento a 158, que equivale al 98.75%, es decir 2 de ellas no cumplieron con la acción planeada

2.1.7 Solicitudes Ciudadanas

Durante el desarrollo de la auditoria se atendieron 7 solicitudes ciudadanas del nivel central, las cuales se relacionan en el capítulo 4 y como resultado de las mismas se configuró un (1) hallazgo de tipo administrativo

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 2015.

2 3 RELACIÓN DE HALLAZGOS

En desarrollo de la presente auditoría, se estableció un total de 98 hallazgos administrativos, de los cuales 26 corresponden a hallazgos con alcance fiscal por valor de \$245 423 millones, 8 tienen alcance disciplinario, 35 con otras incidencias y a 2 se les adelantará indagación preliminar. Estos hallazgos serán trasladados a la autoridad competente, de acuerdo con la siguiente distribución

Tabla No 1 Consolidado Hallazgos

NIVEL	ADMINISTRATIVOS	FISCALES	DISCIPLINARIOS	OTRAS INCIDENCIAS	INDAGACIÓN PRELIMINAR
Central	75	16	3	29	2
Meta	6	5	1		
Santander	6	3	3	1	
Huila	11	2	1	5	
TOTAL	98	26	8	35	2

En la ejecución de la presente auditoria se presentaron beneficios de auditoria por valor de \$1.199 5 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 Fulton Ronny Vargas Carcedo - Director Vigilancia Fiscal
 Revisó Javier Alex Hurtado Malagon - Coordinador de Gestión
 Elaboró Equipo Auditor



3 RESULTADOS DE LA AUDITORIA

Evaluación de Gestión y Resultados

3.1 GESTIÓN PLANES, PROGRAMAS, PROYECTOS Y EVENTOS EXTRAORDINARIOS

Para evaluar este proceso la vicepresidencia encargada se describe a continuación

Vicepresidencia de Desarrollo y Producción

La Vicepresidencia de Desarrollo y Producción es el área de Ecopetrol S.A. que tiene el propósito de desarrollar los nuevos hallazgos, así como los programas y proyectos de producción que permitan alcanzar las metas empresariales a 2015 y 2020

Cuenta con tres Vicepresidencias Regionales (Orinoquía, Central y Sur) que 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. También pertenecen a esta vicepresidencia la vicepresidencia técnica, la vicepresidencia de activos con socios y la Gerencia de Hidrocarburos no Convencionales que tiene como responsabilidad el desarrollo de yacimientos no convencionales en las diferentes cuencas del país.

Vicepresidencia Técnica (VT)

La Vicepresidencia Técnica tiene a su cargo la conformación de los planes de desarrollo de los diferentes activos de producción, el gerenciamiento de las campañas de perforación, así como el desarrollo de la ingeniería, la contratación y la construcción de la infraestructura requerida para garantizar el incremento de reservas y producción de crudo y gas

Vicepresidencia de Activos con Socios (VAS)

La Vicepresidencia de Activos con Socios es la encargada de administrar los intereses de la Empresa en los diferentes contratos petroleros. Para hacerlo cuenta con una administración por activos que define las políticas, lineamientos y criterios unificados en la gestión y relacionamiento con los socios. El modelo implica la gestión de cinco factores clave gestión de sostenibilidad, gestión para optimizar la operación, control de gestión de riesgos, estructuración de planes integrados de desarrollo y maximización del retorno de los activos

Vicepresidencia de Producción y Desarrollo Regional Orinoquia (VRO)

Esta vicepresidencia está integrada por 6 gerencias así:

- a. Gerencia Apiay
- b. Gerencia Caño Sur
- c. Gerencia Castilla
- d. Gerencia Chichimene
- e. Gerencia CPO9
- f. Gerencia Piedemonte

La Vicepresidencia de Desarrollo y Producción Orinoquía está conformada por 29 campos petroleros ubicados en los departamentos de Meta, Casanare, Arauca y Vichada.

Vicepresidencia de Producción y Desarrollo Regional Central (VRC)

Esta vicepresidencia está integrada por 4 gerencias así:

- a. Gerencia Catatumbo
- b. Gerencia Cira Infanta - Teca
- c. Gerencia de Mares
- d. Gerencia del Río

La Vicepresidencia de Desarrollo y Producción Central está conformada por 28 campos petroleros ubicados en 7 departamentos del Magdalena Medio y el Catatumbo

Vicepresidencia de Producción y Desarrollo Regional Sur (VRS)

Esta vicepresidencia está integrada por 4 gerencias así:

- a. Gerencia Huila Tolima
- b. Gerencia Putumayo
- c. Gerencia de Hidrocarburos no Convencionales
- d. Gerencia de Planeación y Desarrollo

A partir del 1 de julio de 2014 se creó la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción Sur (VRS), que tiene como sede Neiva y se encuentra a cargo de las operaciones de Ecopetrol en los departamentos de Huila, Tolima, Putumayo, Nariño y Caquetá

Las operaciones de producción están concentradas en 42 campos: 21 en Huila, 15 en Putumayo, y 5 en Tolima y uno en Nariño.

Resultados reportados por Ecopetrol

Como resultado de su gestión a diciembre 31 de 2015, Ecopetrol en su Tablero Balance de Gestión (TBG) general llegó a los siguientes resultados

Tabla No 2 Resultados reportados por Ecopetrol TBG

Objetivo	Indicador	Unidad	Peso	A Diciembre		
				Plano Dic.	Real Dic.	Cum. vs. Plan
Garantizar la generación de valor y sostenibilidad	ROACE GE	%	20%	1,73	1,86	107%
Asegurar una actividad exploratoria exitosa	Recursos contingentes (nuevos hallazgos) GE	MBPE	10%	104	289,5	278%
Producir y desarrollar campos de manera rentable y sostenible	EBITDA UP GE/BPE GE	COP/BPE	20%	32 738	30 595	93%
	Producción promedio de crudo equivalente GE	KBPED	0%	767	761	99%
	Gestión de Incorporación de Reservas Ecopetrol S A	MBPE	15%	93,3	429,6	460%
Garantizar la agregación de valor del Midstream y Downstream	Índice de atención a la demanda de transporte	%	0%	95	98	103%
	Margen neto del segmento Downstream	Millardos COP	0%	-2 342	-2 546	91%
Consolidar habilitadores y lograr excelencia	Cumplimiento metas 2015 programa de transformación	%	15%	100	156	156%
	Indicador conjunto de proyectos	%	0%	87	87	100%
	Indicador conjunto de costos	%	0%	100	98	98%
Alcanzar estándares internacionales para una operación sana, limpia, segura y transparente	Índice de Frecuencia de casos registrables - ECP	Nº de Casos / MHH Lab	10%	1,90	0,96	50%
	Incidentes ambientales ECP	Incidentes	0%	28	11	39%
	Barriles derramados ECP	Barriles	0%	1 028	256,56	25%
	Cumplimiento códigos de conducta, prevención fraude y corrupción (criterio DJSI)	Percentil	10%	87	96	110%

Fuente Ecopetrol S A

Gestión técnica y financiera

Para evaluar el segmento de producción y desarrollo se determinó en qué medida los proyectos, planes y programas se ejecutaron en beneficio de los activos y el cumplimiento de los principios de eficiencia, eficacia y oportunidad y finalmente dar un concepto consolidado sobre la gestión y resultados alcanzados por Ecopetrol S A sobre este segmento en la vigencia 2015.

La gestión en el negocio de desarrollo y producción de Ecopetrol S A, se focalizó en la evaluación misional de los planes, programas y proyectos ejecutados



durante la vigencia 2015, así como en la verificación y revisión de inversiones, operación de los activos en explotación partiendo de sus planes de desarrollo, planes de explotación y cumplimiento de metas de producción en los campos de Ecopetrol de operación directa y asociada a través de la muestra de campos, activos y proyectos seleccionada

En la evaluación a contratos de asociación para los activos con socios y convenios de explotación para la operación directa, se realizó seguimiento a la operación de los campos que han tenido inversión dentro del portafolio de proyectos de Ecopetrol S.A y que en consideración aportan en gran volumen a los niveles de producción de hidrocarburos a la Compañía, basados en la información suministrada por la entidad y aquella disponible en sus sistemas de información

Se realizó verificación directa de inversiones que aportan al desarrollo de los campos en explotación que la empresa ha definido dentro de su objetivo para producir de manera rentable y sostenible

De acuerdo a información suministrada por la empresa, de un universo de 491 proyectos de inversión por un valor ejecutado actual de \$48 0 billones, 354 corresponden a proyectos de desarrollo y producción, por valor ejecutado de \$32 7 billones, según se detalla a continuación

Tabla No 3 Consolidado Proyectos de inversión VDP

VICEPRESIDENCIA EJECUTORA	Costo Presupuestal Aprobado (\$ Millones)	Costo Actual Ejecutado (\$ Millones)	Nro Proyectos
Proyectos Vicepresidencia Técnica VTE	38 764 800	755 541	15
Proyectos Vicepresidencia Activos con Socios VAS	20 818 710	11 040 217	134
Proyectos Vicepresidencia Regional Central VRC	8 681 538	3 883 776	98
Proyectos Vicepresidencia Regional Orinoquia VRO	26 853 581	15 816 500	54
Proyectos Vicepresidencia Regional Sur VRS	3 134 244	786 067	52
Proyectos Hidrocarburos No Convencionales VDP	6 849 243	390 230	1
CONSOLIDADO VDP	105.102 116	32.672 333	354

Fuente Ecopetrol S A Respuesta Solicitud 002- Oficio 2-2016-005-1308 Febrero 03 de 2016

Del universo correspondiente a los 354 proyectos de inversión que reportó Ecopetrol en su segmento de desarrollo y producción, el aporte en materia de producción y en número de activos y contratos asociados o convenios de explotación suscritos se relacionan así:

Tabla No 4 Producción consolidada por activos y contratos asociados

VICEPRESIDENCIA EJECUTORA	Nro Contratos o Convenios	Nro Activos o Campos	Producción Promedio 2015 (BEPD)	Producción Acumulada 2015 (BEP)
Vicepresidencia Activos con Socios VAS	56	135	316 082,45	115 370 094,44
Vicepresidencia Regional Central VRC	13	32	97 808,89	35 700 243,32
Vicepresidencia Regional Orinoquia VRO	7	28	260 806,68	95 194 439,27
Vicepresidencia Regional Sur VRS	17	44	32 630,72	11 910 213,09
Total	93	239	707.328,74	258.174.990,12

Fuente Ecopetrol S A Respuesta Solicitud 003

De acuerdo con las inversiones anuales y acumuladas y con la producción diaria y acumulada, la CGR seleccionó los contratos de asociación o convenios de explotación, activos o campos y los proyectos de inversión que se relacionan en la siguiente tabla y cuya distribución se resume a continuación, así:

Tabla No 5 Relación proyectos de inversión

Punto de Control	Nro. Contratos o Convenios	Nro Activos o Campos	Nro Proyectos o Programas	Costo Actual Ejecutado (\$ Millones)	Dependencia CGR
Vicepresidencia Técnica VTE	N/A	-	2	520 567,2	Bogotá
Vicepresidencia Activos con Socios VAS	11	21	30	7 781 000,5	Bogotá
Vicepresidencia Regional Central VRC	7	15	27	4 042 628,0	Gerencia Santander
Vicepresidencia Regional Orinoquia VRO	3	10	8	14 121 874,8	Gerencia Meta
Vicepresidencia Regional Sur VRS	10	23	21	750 704,5	Gerencia Huila
TOTAL ECOPETROL S A	31	69	88	27 216 774,95	

Es así como la muestra seleccionada se cuantifica en relación al negocio de desarrollo y producción, según el siguiente consolidado.

Tabla No 6 Consolidado muestra seleccionada

Muestra Contratos Asociación/Convenios Explotación	Muestra Activo/campo	Muestra Proyectos/Programas	Muestra Costo Ejecutado Proyectos (\$ Millones)	Producción Reportada Activos Seleccionados
33%	29%	25%	83%	72%

Mediante pruebas de control y sustantivas se evaluaron los proyectos seleccionados de acuerdo con el Modelo de Maduración de Proyectos adoptado



por Ecopetrol S A., desde la perspectiva de negocios en desarrollo y producción y su aporte a las metas estratégicas, partiendo de convenios y contratos de explotación suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), donde incide la ejecución de los proyectos que impactan la inversión en cada activo perteneciente a un convenio seleccionado

De igual forma, se evaluaron los proyectos de inversión con socios de acuerdo a los parámetros y compromisos establecidos en los contratos de asociación

Adicionalmente, se evaluaron los proyectos de inversión respecto de los recursos ejecutados directamente por Ecopetrol S A., partiendo de los contratos de cada proyecto en las áreas de operación directa, para lo cual se vincularon las Gerencias Departamentales de la CGR en Santander, Huila y Meta

Se evaluó la gestión y resultados de Ecopetrol S A en la vigencia 2015, determinando el adecuado manejo de los recursos públicos con base en la muestra seleccionada de proyectos, que permitió examinar el cumplimiento de las metas establecidas en cada proyecto de inversión y los documentos expost en los casos en que estos hayan culminado.

La evaluación de los proyectos de inversión seleccionados de la Vicepresidencia de Activos con Socios, se ejecutó por parte del equipo auditor en el nivel central

Así mismo, los proyectos de inversión seleccionados de las Vicepresidencias Regionales Central, Orinoquia y Sur, como áreas encargadas de administrar los intereses de la Empresa en los diferentes campos de manera directa, bajo la suscripción de convenios de explotación o contratos E&P con la ANH, se ejecutó a través de las Gerencias Departamentales de la CGR Santander, Meta y Huila respectivamente, donde se evaluó el adecuado uso de los recursos públicos

Las pruebas de campo se enfocaron a aspectos operativos y técnicos de los activos en producción, pozos, facilidades, volumetría, liquidación de la producción, almacenamiento de crudo, tratamiento de fluidos, crudo, agua y gas, alineando lo precedente con los aspectos técnicos dentro de la ejecución de los proyectos de inversión de la muestra seleccionada Esta verificación se realizó de manera conjunta con los temas de gestión ambiental

Como resultado de la evaluación técnica, de gestión y financiera, se evidenciaron diferentes debilidades que se reportan como hallazgos en este informe y de los cuales se resaltan inversión en facilidades innecesarias que únicamente favorecen la producción incremental de agua para la agroindustria, desfavoreciendo las condiciones para la producción de petróleo, por valor de \$99 948 millones Así mismo, se evidencio el pago de \$37.261 millones, como reembolso de costos a un

particular sin beneficio para Ecopetrol, pues este no posee el control sobre la "inversión", la cual favorece a la agroindustria que no es propiedad de Ecopetrol. También se adquirieron bienes o prestación de servicios que resultan innecesarios para el desarrollo de la actividad de producción de hidrocarburos de la entidad.

De igual forma, en algunos contratos de asociación se encontraron deficiencias en el control de activos por parte de los operadores y de Ecopetrol, relacionadas con la omisión en el registro de la matriz de activos de propiedad conjunta.

En el programa de recobro No Térmico de los 26 proyectos ejecutados en el 2015, se evidenció que en 6 de estos se utilizó el 62% de los recursos asignados a todo el programa, lo anterior debido a la optimización de recursos teniendo en cuenta el volumen potencial. No obstante, se encontraron algunos campos con un alto potencial de producción y baja ejecución de recursos.

De otra parte, se determinó un uso poco efectivo en una de las facilidades del campo QUIFA al tener 3 pozos "Quifa 73", "Quifa 83" y "Quifa Q 89" alineados hacia esta facilidad solo en intención de mantenerla operativa; pues los mismos pozos fluían alineados desde sus respectivos clúster por las troncales 1.2 y 3 directamente a Batería 4 de Quifa.

En otros casos, se detectaron pagos de intereses moratorios por parte del operador con cargo a la cuenta conjunta por no haber cancelado a tiempo las contribuciones exigidas por Ley.

De igual forma, se evidenció falta de seguimiento y control por parte de Ecopetrol S.A., en el desarrollo de algunas actividades para la ejecución del contrato de Asociación San Jacinto Rio Páez y que se llevaron a cabo sin el conocimiento y aprobación del Comité Ejecutivo, como el caso de las obras ejecutadas en la locación Cañada Norte 34 que se encuentran en estado de abandono, sin ninguna actividad y sin decisión de continuar su terminación, generando un riesgo de pérdida de recursos.

Inversión Social

Una vez realizado el análisis de la información obtenida y de acuerdo con el enfoque de planes, programas y proyectos se realizó selectiva de proyectos de inversión social relacionada con la actividad de producción de hidrocarburos, referida a los contratos de asociación, así como también a la operación directa de Ecopetrol S.A. en sus regionales, toda vez que es necesario evaluarlos de acuerdo a las diferentes regiones donde Ecopetrol S.A. adelanta labores de producción, por tanto, se hizo necesario efectuar verificación documental y visitas.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

técnicas selectivas para determinar el grado de cumplimiento de los programas propuestos, sus resultados y el estado actual

En el año 2015 Ecopetrol conservó y fortaleció el desarrollo de 20 programas de inversión social en las líneas de educación y cultura, competitividad regional y ciudadanía y democracia. Se suscribieron convenios de inversión social por parte de Ecopetrol por valor de \$25 165 millones.

De la evaluación a los convenios y/o contratos seleccionados se analizó el seguimiento y monitoreo efectuado por el gestor, administrador e interventor técnico, con el fin de determinar la eficiencia y oportunidad de las medidas adoptadas para ejercer un control adecuado sobre el desarrollo y la ejecución del proceso contractual.

Ecopetrol S A. dentro de su política de responsabilidad social establece programas estratégicos asociados con:

- Arte, deporte y cultura
- Desarrollo productivo rural
- Educación
- Fortalecimiento comunitario
- Fortalecimiento institucional
- Gestión ambiental
- Infraestructura
- Salud

Se concluye que en el programa desarrollo de infraestructura comunitaria se evidencia inadecuada ejecución de proyectos, deficiencias de tipo constructivo, incumplimiento de normas, reglamentos y especificaciones técnicas; lo que determina que el contratista, el interventor, el operador y el supervisor por parte de Ecopetrol, no tuvieron en cuenta las buenas prácticas de la construcción, observándose deficiente control y seguimiento a las obras ejecutadas.

Igualmente, en la ejecución de recursos para el programa de arte y cultura se evidencia ausencia de procedimientos por parte de Ecopetrol S.A., para la presentación de los soportes contables, en cumplimiento del objeto contractual (plan táctico). Lo anterior no permite el aseguramiento, efectividad, eficiencia y buen uso de los recursos de inversión social

En los proyectos ejecutados en el marco de Responsabilidad Social relacionados con la actividad de producción de hidrocarburos referida a los contratos de asociación revisados, se observan deficiencias de supervisión contraviniendo las

políticas sociales de Ecopetrol S A. que establecen como compromiso frente a la sociedad y la comunidad *“Participar en el desarrollo sostenible del país, en un marco de corresponsabilidad y respeto de los derechos humanos”*, las deficiencias de supervisión se evidencian en los siguientes aspectos.

1. Incumplimiento de normas y especificaciones técnicas en el convenio de cooperación suscrito el 30 de junio de 2015 entre el operador del campo Piedemonte y la Junta de Acción Comunal (JAC) de la Vereda Caguí Esperanza y en la Orden de Servicio No 4600006282 para la construcción del salón comunal vereda Las Angelitas para el campo Nare.
2. Deficiencia en los soportes que evidencien la ejecución del contrato marco de prestación de servicios No 46100006152, suscrito entre el operador del campo Piedemonte y una empresa contratista.
3. Obras innecesarias e ítems doblemente facturados en el convenio de cooperación No BOQ 019-2014 suscrito el 23 de octubre de 2014, entre la Empresa de Servicios Públicos de Melgar y el operador del campo Boquerón cuyo objeto es adecuación de los sistemas de acueductos veredales (veredas Águila Media, Cualamana sector Siroma y Cálcuta), Municipio de Melgar – Tolima
4. Deterioro superficial evidenciado en la orden de servicio No 4600007135 del 10 de diciembre de 2015, celebrada entre el operador del campo Nare y un tercero para la construcción de pavimento rígido en concreto de la vía de acceso Puerto Serviez
5. Menor cantidad de obras ejecutadas, frente a las realmente pagadas, en todos los convenios y/o contratos revisados

Igualmente, en los contratos de gestión social adelantados por Ecopetrol S.A. (operación directa) se establecieron omisiones importantes que en un solo caso la entidad receptora de los recursos no reintegró el valor sin ejecutar en cuantía de \$8 423.8 millones y en otro caso \$3 043 9 millones, de los cuales no se evidenció actuaciones judiciales por parte de Ecopetrol S A para resarcir los recursos

Gestión Ambiental

El análisis a la gestión ambiental realizado para la vigencia 2015, se enfocó en la gestión de control y seguimiento de Ecopetrol S A , sobre los planes, programas y acciones ambientales en los procesos de producción en activos de operación directa y asociada y la gestión ambiental de los procesos de terminación, teniendo en cuenta los principios de control fiscal, dentro de las actividades ambientales en procesos de trámite, obtención y cumplimiento de instrumentos ambientales, como licencias, planes de manejo, permisos, requerimientos, procesos y actividades de abandono y demás requerimientos de tipo ambiental impuestos por las autoridades competentes, a cargo de Ecopetrol S A y de las empresas



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

asociadas. Se efectuó verificación en campo, estableciendo el grado de cumplimiento de las normas de carácter ambiental y el logro de resultados

El análisis ambiental también se enfocó en áreas de influencia como los proyectos de activos operados por empresas asociadas y en operación directa de las Vicepresidencias Regionales Central, Orinoquia y Sur de Ecopetrol S A , desarrollando una verificación ambiental de la ejecución de actividades a través de activos en explotación dentro de contratos de asociación y para los procesos operacionales y de proyectos de cada uno de los activos de producción, con interacción de las Gerencias Departamentales de la CGR de Santander, Huila y Meta, obteniendo una evaluación ambiental integral en cumplimiento de los lineamientos generales establecidos para las entidades vigiladas por la Contraloría Delegada para el Sector de Minas y Energía y de acuerdo con lo indicado en el macro proceso de gestión ambiental

Se identificaron impactos recurrentes sobre recursos naturales al no precisar y definir si las áreas e infraestructura de los diferentes campos en producción serán abandonadas totalmente, sin haber surtido el proceso de desmantelamiento y restauración final teniendo en cuenta lo indicado en la Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009, artículo 30, Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015, para poder efectuar las medidas de restauración pertinentes contempladas en cada uno de los Planes de manejo ambiental

De igual forma, se evidenciaron debilidades en la aplicación de actividades de los planes de manejo ambiental que conllevan a la generación de incidentes ambientales por causas operacionales, ausencia de 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, se identificaron impactos ambientales acumulados (pasivos ambientales) asociados a actividades de producción originados años atrás por operaciones de empresas extranjeras en desarrollo de contratos de asociación y que Ecopetrol S A ha tenido que asumir, como es el caso de los contratos de asociación Rubiales, Pirirí y Tauramena, debilidades de seguimiento y control en materia de supervisión y aplicación de correctivos operacionales en desarrollo de las medidas establecidas en los planes de manejo ambiental de proyectos de producción y desarrollo en las Vicepresidencias Regionales, entre otras debilidades ambientales significativas

La CGR evidenció debilidades por parte de Ecopetrol S A , en el seguimiento al cumplimiento de actividades ambientales que debió adelantar el operador para los procesos de terminación de los contratos de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri. Lo anterior debido a que la empresa Asociada no cumplió con la

entrega de los campos debidamente recuperados y sin impactos ambientales acumulativos, siendo obligación de dicha empresa entregar el campo en condiciones ambientales óptimas, por lo cual se ven afectados los intereses de Ecopetrol S.A. El Plan de Acción para la remediación ambiental de este campo se presupuestó en la suma de \$16 948 millones

De igual forma, en la terminación del contrato de Asociación Tauramena quedaron pendientes actividades ambientales pos terminación presupuestadas por valor de \$1.180 millones

La CGR estableció que para procesos de terminación de contratos de asociación, existen empresas que desconocen algunas medidas de manejo ambiental de obligatorio cumplimiento y no se evidencia la implementación de acciones correctivas, para generar mayor compromiso por parte de las compañías asociadas, de tal forma que se apliquen obligatoriamente las disposiciones establecidas en las licencias ambientales y planes de manejo ambiental y no se le entreguen al País, recursos naturales deteriorados y no recuperados.

La Gestión y Resultados de Ecopetrol S A, se adelantó a través de la evaluación de las dos modalidades de operación:

- Operación asociada
- Operación directa

3.1.1 Operación Asociada

En el nivel central se evaluaron los proyectos de inversión ejecutados en el marco de contratos de asociación y en los campos (activos) en etapa de explotación. Para evaluar estas inversiones se realizaron pruebas de auditoría en cuatro aspectos. gestión técnica, financiera, medio ambiental y de responsabilidad social

A continuación se relacionan los hallazgos detectados en la evaluación de los mencionados proyectos de inversión:

3 1 1 1 Contrato Asociación Rubiales - Pirri

Hallazgo No. 1 Inversiones en Pretratamiento en CPF2 para Proyecto Agrocascada

El Manual de Contratación de Ecopetrol establece en su numeral 3.5 Principios que *“La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S A , por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y*



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPEPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa² y de la Gestión Fiscal; los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPEPETROL .”

El objeto de los Contratos de Participación de Riesgo CPR Rubiales y Asociación Piriri es la explotación de petróleo de propiedad Nacional que pueda encontrarse en dichas áreas Contratadas Así mismo se instaura como máxima órgano de decisión el Comité Ejecutivo integrado por los socios y el cual es el encargado de establecer los presupuestos y planes de desarrollo para el área a explotar

Mediante cláusula 18 del Contrato CPR Rubiales se establecen obligaciones en materia de producción de petróleo basados en un máximo grado de eficiencia y que la producción estimada deberá disminuirse en la forma que fuere necesario para compensar las condiciones reales o anticipadas de la producción. De igual manera en la Cláusula 10 del Contrato CPR Rubiales se determinó que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo que se encuentre en el área contratada, así como que realizará todas las operaciones de desarrollo y producción acogiendo las normas y practicas conocidas para la explotación económica y eficiente del petróleo y dando aplicación a las normas sobre la materia

El plan de desarrollo del campo decidido desde el Comité Ejecutivo de los contratos, se desprende que el plan de desarrollo se construyó basado en pronósticos de producción que definían la cantidad de pozos a perforar y las facilidades y construcciones requeridas para la operación del Campo, es así como en el CPF-2 (Facilidad de Procesamiento Central) se terminaron construyeron instalaciones direccionadas para las actividades de la agroindustria Agrocascada. Lo anterior se corrobora en documento de diagnóstico socio-ambiental para la entrega del campo Rubiales dentro del proceso de terminación de los contratos CPR Rubiales y Asociación Piriri, en su capítulo 2, donde se establece que “El CPF-2 tendrá como función alimentar la planta de tratamiento de agua Agrocascada; los trenes de tratamiento 15 a 18 será utilizados para tal fin y estos entregaran el agua con especificaciones a la piscina 0005, para ser recibida por las torres de enfriamiento y finalmente ser entregada a Agrocascada” Así mismo en Documento de Informe Técnico Anual también se describen inversiones de los

²Artículo 209 La función administrativa está al servicio de los intereses generales y se desarrolla con fundamento en los principios de igualdad, moralidad, eficacia, economía, celeridad, imparcialidad y publicidad, mediante la descentralización, la delegación y la desconcentración de funciones. Las autoridades administrativas deben coordinar sus actuaciones para el adecuado cumplimiento de los fines del Estado

Contratos Piriri y Rubiales donde se menciona las facilidades y líneas que alimentarían la planta de osmosis Inversa del proyecto Agrocascada

De acuerdo con lo anterior se denota que desde las actas de comité ejecutivo, documentos como el diagnóstico socio-ambientales y el Informe Técnico Anual se describe las inversiones y configuración de las instalaciones de la ampliación del CPF2 para servir al proceso de Agrocascada

La CGR evidencia que la Asociación se conminó a manejar 980 KBWPD para la agroindustria, proyectando el campo para un manejo de 4 280 KBWPD, sin que la agroindustria sea parte de la Operación del campo y objeto del Contrato de Asociación. Se verificó que los pronósticos de producción del campo se priorizaron para cumplir con un incremento de 500 KBWPD en producción de agua, dentro del denominado plan 4 280 KBWPD y no favoreciendo la producción de crudo, la cual bajo los estándares del mismo pronóstico realizado por el comité técnico y aprobado mediante acta de comité ejecutivo No 29, se actualizaba el pronóstico de producción de petróleo disminuyéndose de 210 KBOPD a 185 KBOPD en la mayor brecha a agosto de 2014, finalmente la producción de crudo declara del Campo en su máximo grado de eficiencia fue de 167 KBOPD (Formas Ministeriales) en el tercer trimestre de 2015 cuando ya se encontraban perforados la mayoría de pozos e instaladas la totalidad de las facilidades planeadas.

Esta situación desfavoreció las condiciones estipuladas en el Contrato de Asociación Piriri y CPR Rubiales en materia de producción de petróleo afectando los planes de desarrollo 2014 y 2015 y beneficiando una producción incremental de agua para la entrega a la Agroindustria, la cual se encuentra en incertidumbre por cuanto la misma después de tres años no ha operado como se denota en las Actas de Comité Ejecutivo 2014 y 2015 y en el Diagnóstico Socio-Ambiental suscrito para la terminación de los Contratos CPR Rubiales y Asociación Piriri, y como lo visualizó la CGR en visita al CPF-2 de campo Rubiales en el mes de mayo de 2016

Este impacto se ve reflejado en las condiciones de inversión que desde los proyectos de desarrollo Rubiales 2013, 2014 y 2015 sobredimensionaron las facilidades del campo Rubiales, influyendo desde el Comité Ejecutivo y el Operador para que se decidiera en torno a lograr las facilidades del plan 4 280 KBWPD en beneficio de la Agroindustria y no en favor de la producción económica y eficiente del campo Rubiales, consecuentemente realizando actividades en adquisiciones, instalaciones y construcciones de paquetes de tratamiento de agua PTA del 15 al 18, que actualmente solo sirven de respaldo (backup) para el CPF2 y donde las facilidades con inversión innecesaria que solo funcionarían con la agroindustria quedaron condenadas como inútiles por cuanto no prestan servicio para el fin que fueron construidas; estas facilidades son las líneas de transferencia



de agua CPF1 a CPF2 (línea de 24 pulgadas proyecto agrocascada), piscinas de proceso No.3 y las torres de pretratamiento dentro de la ampliación del CPF2. Los gastos reportados por Ecopetrol para estas actividades fueron

Tabla No 7 Inversiones en pretratamiento

AFE	Actividad	Valor Inversión Total (\$)	Aporte Ecopetrol (\$)
FP-MP-0149	Sistema Transferencia Agua CPF1-CPF2	166 267 757 349	83 133 878 675
FP-MP-0305	Torres de Pre-enfriamiento	2 977 814 685	1 488 907 343
FP-MP-0495	Piscina de Proceso No 3	30 649 582 318	15 324 791 159
TOTAL		199 895 154 352	99 947 577 177

Fuente Ecopetrol S A

Observa la CGR que de las inversiones realizadas dentro del plan 4 280 KWPD en campo Rubiales, la línea de 24 pulgadas de CPF-1 a CPF-2, las torres de pre-enfriamiento y la piscina de proceso No 3, son facilidades que no son útiles puesto que fueron construidas con el fin de alimentar la planta de osmosis del proyecto agrocascada con una inversión innecesaria por valor de \$199.895 millones de los cuales Ecopetrol participó en el 50% por las condiciones del contrato de asociación en valor de noventa y nueve mil novecientos cuarenta y siete millones quinientos setenta y siete mil ciento setenta y siete pesos \$99 947 577 177 millones para el proceso de pretratamiento de agua de producción en la ampliación del CPF-2 previo a la entrega del agua a la planta de osmosis del proyecto agrocascada, ocasiona un daño por el detrimento en los intereses patrimoniales del estado derivado de un aprovechamiento indebido tanto del operador como del Comité Ejecutivo en beneficio de la agroindustria, puesto que los bienes no prestan útilmente servicio alguno para la operación eficiente del Campo Rubiales, recurso que fueron ejecutados innecesariamente en beneficio de un particular y que sobredimensionan la operación del CPF-2 ya que esta infraestructura fue desarrollada solo para servicio de la agroindustria, quien pasados tres años no opera, con gran perjuicio para el Contrato de Asociación por la inutilidad de dichos bienes que aparte de no prestar servicio alguno, no generar valor agregado a la mayor producción de crudo del campo

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$99.948 millones

Hallazgo No. 2 Entrega de Recursos de la Cuenta Conjunta a un tercero

Mediante cláusula 18 del Contrato CPR Rubiales se establecen obligaciones en materia de producción de petróleo basados en un máximo grado de eficiencia y que la producción estimada deberá disminuirse en la forma que fuere necesario para compensar las condiciones reales o anticipadas de la producción



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Los Contratos de Asociación Piriri y Participación en Riesgo Rubiales establecen como máximo órgano de decisión al Comité Ejecutivo integrado por los socios y éste, es el encargado de establecer los presupuestos y planes de desarrollo para el área a explotar

En la Cláusula 10 del Contrato CPRR Rubiales se determinó que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo

El operador realiza dos pagos por transferencias a un tercero, por valor total de \$74.521 millones, de la cuenta conjunta del contrato de asociación (CPRR) según documentos números 1600003131 de fecha 24 de abril de 2015 y 1600003251 de fecha 5 de mayo de 2015 a la cuenta del CITI 0070433869, por el pago de la factura N° 1 de fecha 30 de diciembre de 2014 emitida por un tercero, por concepto de "venta inversiones relacionadas con el Proyecto de tratamiento de aguas Agro Cascada S A S" Lo anterior, como ejecución del presupuesto aprobado por el Comité Ejecutivo mediante acta número 31 del 17 de diciembre de 2014, dentro del plan de desarrollo para campo Rubiales

Según información suministrada por Ecopetrol S A , el detalle de la factura corresponde a los ítems descritos en la siguiente tabla

Tabla No 8 Detalle factura

ESTUDIOS	\$8 916 478 818,97
SEGUROS	\$1 302 012 396,00
ALOJAMIENTO Y COMIDA	\$13 599 779 836,00
QA/QC	\$1 903 088 382,00
COMBUSTIBLES Y TRANSPORTES	\$266 997 082,00
MOV TIERRAS	\$48 532 968 293 00
VALOR TOTAL	\$74 521 324 807 97

Fuente Informe de activos vendidos a la asociación en diciembre de 2014

En esta tabla se evidencia que el pago realizado corresponde a un reembolso de costos efectuados por un tercero, durante el año 2012 al 2014 para obras contratadas por ellos mismos a su cuenta y riesgo, tales como: mejoramiento y obras de drenaje, construcción de cimentación requerida para el montaje de plantas de osmosis inversa, adecuaciones y manejo de aguas realizadas en el terreno donde actualmente se encuentra la planta del tercero, para tratamiento de agua, entre otros



El pago anteriormente descrito no corresponde a la adquisición de un activo fijo para Ecopetrol, o inversión en un proyecto; teniendo en cuenta que todas las actividades fueron contratadas y facturadas por diferentes terceros, como se evidencia en las facturas de los proveedores entregadas a la Comisión de Auditoría. Se denotó que el pago realizado con recursos de la cuenta conjunta no corresponde a actividades descritas en el contrato de participación de riesgo Rubiales y el contrato de asociación Piriri, ya que el tercero es ajeno a los contratos, constituido específicamente para la construcción y operación de distritos de riego y las actividades conexas a este objeto para disposición agroindustrial.

La CGR evidencia el hecho que la asociación se conminó a manejar 980 KBWPD para la industria del tercero, proyectando el campo para un manejo de 4.280 KBWPD, sin que este sea parte de la operación del campo, por el contrario para ello, los socios a intención y propuesta del operador tomaron decisiones en favor de producción de perfiles de crudo conservadores con altos incrementos de agua, sin que este tercero haga parte de la asociación Rubiales ni de la operación del campo. A mayo de 2016 la CGR en visita al activo Rubiales constató que el área independiente del tercero no se encontraba en operación, comprobándose que el agua que produce el campo se dispone mediante vertimiento y reinyección, demostrando la capacidad suficiente para su manejo

Adicionalmente se evidenció, que las obras antes relacionadas, realizadas por la empresa beneficiaria de estos recursos se hicieron sin tener la debida autorización y viabilidad ambiental de la autoridad competente, ya que solo hasta el 18 de marzo de 2014 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) autoriza mediante cambio menor o ajuste normal dentro del giro ordinario la actividad de entrega a terceros del agua de producción para uso agrícola

Observa la CGR que con recursos de la cuenta conjunta se efectuó un reembolso por concepto de costos en beneficio de un tercero por valor de setenta y cuatro mil quinientos veintinueve millones trescientos veinticuatro mil ochocientos ocho pesos (\$74.521.324.808), sin obtener a cambio bien alguno a nombre de la asociación del Contrato de Participación de Riesgo Rubiales. En consideración a que la participación de Ecopetrol dentro del contrato de asociación corresponde al 50%, se ocasiona un daño por el detrimento en los intereses patrimoniales del Estado en cuantía de treinta y siete mil doscientos sesenta millones seiscientos sesenta y dos mil cuatrocientos cuatro (\$37.260.662.404) derivado de su aprovechamiento indebido por terceros.

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$37 261 millones



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Hallazgo No. 3 Alquiler Bombas 100 KBWPD PAD-7/PAD-8

El Manual de Contratación de Ecopetrol establece en su numeral 3.5 Principios que *“La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S A , por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL ”*

Los Contratos de Asociación Piriri y Participación en Riesgo Rubiales establecen como máximo órgano de decisión el Comité Ejecutivo integrado por los socios y el cual es el encargado de establecer los presupuestos y planes de desarrollo para el área a explotar

Mediante Cláusula 10 del Contrato CPR Rubiales se determinó que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo que se encuentre en el área contratada, así como que realizará todas las operaciones de desarrollo y producción acogiéndose a las normas y prácticas conocidas para la explotación económica y eficiente del petróleo y dando aplicación a las normas sobre la materia

Como parte de las decisiones del Comité Ejecutivo del Contrato Rubiales y Piriri se encontró que el desarrollo del campo ha sido dimensionado en beneficio de una agroindustria inoperativa, tal como se refiere en Acta No 28 el Comité Ejecutivo del CPR Rubiales, donde se acondicionó el PAD-8 como una extensión del PAD-7; manifestando que en caso que la licencia de la agroindustria no llegase en agosto de 2014, se requerirían realizar adecuaciones como líneas de transferencia de agua entre PAD-7 y PAD-8 adicionales a los existentes y continuar con la renta de bombas OBS.

Dentro de la Asociación se suscribió el contrato 5400000555 con objeto *“prestación del servicio de alquiler, operación y mantenimiento de una bomba horizontal para inyección de agua en campo rubiales”*. El Contrato anterior se autorizó con el fin de dar continuidad a la Renta de las Bombas cuya necesidad se basó en la incertidumbre de la entrada en operación del proyecto Agrocascada, lo que ha influido en los costos operacionales del Campo Rubiales

Las bombas OBS ubicadas en el denominado PAD-7 (facilidades de inyección y disposición de agua de producción - PAD), fueron rentadas sin tener en cuenta criterios de economía y eficiencia, toda vez que ellas aportaban una inyección de 100 KBWPD (miles de barriles de agua por día), innecesarios para la operación



del PAD-7 y PAD-8 por cuanto las inversiones realizadas en los mismos con la adquisición de dos (2) bombas Sulzer con capacidad total de 330 KBWPD (165 KBWPD cada una), con mayor eficiencia aportan la capacidad necesaria para el manejo del agua de reinyección en los PAD-7 y PAD-8, que a la entrada en operación de las bombas Sulzer (con capacidad instalada de 1.1 MMBWPD), desde agosto y septiembre de 2014 aportan la capacidad de inyección que reemplaza las bombas OBS de combustión

Observa la CGR que la continuidad del contrato 5400000555, suscrito por el Operador y avalado por el Comité Ejecutivo de la Asociación para la renta de las bombas OBS genera un menoscabo al patrimonio del Estado por el pago de la renta de las bombas objeto del Contrato, pactado con tarifa de USD 274 224 por cada 34 días y que desde la fecha de inicio del mismo el 12 diciembre de 2014 al 30 de junio de 2016, fecha de terminación del contrato de asociación, transcurrieron 563 días para un valor calculado de USD\$4 541.149, gasto innecesario toda vez que en el PAD-7 ya se encontraban las bombas Sulzer, operando desde agosto de 2014, que aportaban las condiciones necesarias para inyección en los pozos del PAD-8 y cuya adquisición fue precisamente para evitar la renta de las bombas OBS originando la pérdida de utilidad de éstas, lo anterior deriva en un daño por el menoscabo al patrimonio de Ecopetrol y por consiguiente del Estado desde la Asociación CPR Rubiales y Piriri, donde a la terminación de Contrato de Asociación Ecopetrol participaba en el 57,9% de los gastos que corresponderían a ocho mil setenta y cuatro millones novecientos setenta y tres mil cuatrocientos veintiséis pesos (\$8 074 973 426) (USD\$ 2 629 325 a TRM \$3.071,12 del 04/11/2016).

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$8 075 millones

Hallazgo No. 4 Área adyacente ODL-Acuerdo de Transferencia

El Manual de Contratación de Ecopetrol establece en su numeral 3.5 Principios que *“La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S.A., por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL y que cualquier actuación que comprometa el nombre de ECOPETROL, deberá sujetarse a las normas éticas que ha adoptado la Empresa, independientemente de si a la misma le es o no aplicable el régimen de contratación previsto en este documento, y que un eventual desconocimiento de las mismas supondría un incumplimiento de este Manual”.*

Los Contratos de Asociación Piriri y Participación en Riesgo Rubiales establecen como máxima órgano de decisión el Comité Ejecutivo integrado por los socios y el cual es el encargado de establecer los presupuestos y planes de desarrollo para el área a explotar, es así como en la cláusula 10 del contrato CPR Rubiales se determinó que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo que se encuentre en el área contratada, así como que realizará todas las operaciones de desarrollo y producción acogiendo las normas y prácticas conocidas para la explotación económica y eficiente del petróleo y dando aplicación a las normas sobre la materia.

El Operador del Campo Rubiales, suscribió el 5 de julio de 2013 un acuerdo de transferencia del área adyacente al Oleoducto, el cual hace parte de las áreas licenciadas ambientalmente adyacentes al CPF-2. El acuerdo firmado, compromete a la Asociación por intermedio del operador a reconocer las adecuaciones en las áreas destinadas para operación del oleoducto y que fueron pagadas por la Asociación, sin que esas adecuaciones en específico fuesen un beneficio para la operación donde posteriormente se llevó a cabo un proyecto de agroindustria. El acuerdo de Transferencia no solo comprometió a la Asociación al pago del 45% de las adecuaciones previamente realizadas por el Oleoducto, sino que comprometió igualmente la ejecución de más recursos para adecuarle un área diferente para el proyecto del Oleoducto.

La CGR evidenció que por intermedio de la cuenta conjunta se realizó el pago por un valor de \$2 061 664 373 en cumplimiento del acuerdo de transferencia suscrito entre el operador y el oleoducto, lo que fue autorizado por el Comité Ejecutivo de la Asociación Rubiales, sin embargo el compromiso en el gasto de las adecuaciones de una nueva área para el oleoducto donde se realizaría su proyecto de expansión ha quedado en incertidumbre por cuanto el contrato de asociación terminó el 30 de junio de 2016 y los compromisos pendientes del acuerdo ponen en riesgo recursos de Ecopetrol S.A ya que al tomar la operación del Campo, deba asumir los compromisos suscritos del acuerdo de transferencia deparando gastos en contra de los intereses del Campo Rubiales que beneficiarían a un tercero.

Hallazgo Administrativo

Hallazgo No. 5 Paquete de Tratamiento de Agua No. 9 CPF1

El Manual de Contratación de Ecopetrol S A , establece en su numeral 35 Principios que “*La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S A , por su*



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL. Cualquier actuación que comprometa el nombre de ECOPETROL, deberá sujetarse a las normas éticas que ha adoptado la Empresa, independientemente de si a la misma le es o no aplicable el régimen de contratación previsto en este documento, y que un eventual desconocimiento de las mismas supondría un incumplimiento de este Manual”.

Los Contratos de Asociación Piriri y Participación en Riesgo Rubiales establecen como máximo órgano de decisión el Comité Ejecutivo integrado por los socios y el cual es el encargado de establecer los presupuestos y planes de desarrollo para el área a explotar.

La Cláusula 10 del Contrato CPR Rubiales determinó que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo que se encuentre en el área contratada, así como que realizará todas las operaciones de desarrollo y producción acogiendo las normas y practicas conocidas para la explotación económica y eficiente del petróleo y dando aplicación a las normas sobre la materia

Mediante acta de Comité Ejecutivo No. 28 de 2014 se establecieron compromisos en inversión para un Paquete de Tratamiento de Agua denominada PTA No 9 por valor de USD\$8.353.053 con lo que se lograría el tratamiento de 150 KBWPD (mil barriles de agua por día). Posterior a las decisiones de la Asociación y solo hasta el Comité Ejecutivo No. 35 de septiembre de 2015 y No 36 de diciembre de 2015 en seguimiento por parte del Comité Ejecutivo, del cual hace parte Ecopetrol S A. como Socio, se estableció que la PTA No 9 (Paquete de Tratamiento de Agua) del CPF-1 no había sido construida, instalada y puesta en operación, la PTA-9 pretendía realizar tratamiento de agua de producción en capacidad de 150 KBWPD.

Durante la visita de la CGR a la Facilidad CPF-1 de Campo Rubiales, se observó ausencia del Paquete de Tratamiento de Agua No. 9, el cual se ubicaría en un espacio contiguo a la PTA-8 En Comité Ejecutivo No 35 del Contrato CPR Rubiales se expone que el proyecto no fue llevado a cabo por el Operador, quien estaba en la obligación de adelantar la actividad como parte del desarrollo del campo en el CPF1.

En Acta de Comité Ejecutivo No 35 de septiembre de 2015 el Operador informa que la PTA-9 del CPF-1 ya no es necesaria, por cuanto se realizaron trabajos de

optimización que permitieron incrementar las capacidades de los paquetes de tratamiento instalados, comprobando que la PTA No.9 ya no sería construida y que no era necesaria. La anterior situación genera que después de haber un gasto por USD\$4.777 595 en el cual incurrió la asociación, para un proyecto que no se llevó a cabo después de estar planeado, aprobado y presupuestado.

A la fecha, la Asociación del CPR Rubiales y Piriri gastaron recursos por valor de USD\$4.777 595, recursos erogados para el Paquete de Tratamiento PTA No.9 debieron ser usados en la instalación y puesta en funcionamiento del mismo, que permitiría el tratamiento de 150 KBWPD. La inobservancia de las cláusulas de los Contratos CPR Rubiales y de Asociación Piriri es otra de las causas por las cuales la gestión inefectiva de Ecopetrol conllevaron a la mala utilización de los recursos, puesto que los mismos contratos contemplan cláusulas en materia de sanciones e incumplimientos que Ecopetrol manifiesta se dieron dentro de la Ejecución de los Contratos de Asociación ya terminados.

La no ejecución de las actividades del proyecto han deparado en un uso indebido en los bienes adquiridos, ya que frente a la zona Gabanes y contiguo a la zona de tratamiento de cortes, se encontraron tres filtros pertenecientes al PTA-9 que denotan abandono total del proyecto. El abandono total del proyecto se observa en el hecho que posterior a la aprobación de la construcción y los gastos asociados del PTA-9, la Asociación construyó Paquetes de Tratamiento PTA-12 hasta PTA-15 dentro del CPF-1, desvirtuando el hecho manifestado por el operador en Acta de Comité Ejecutivo No 35 de septiembre de 2015, de que la PTA-9 no era necesaria.

La CGR observa que el paquete de Tratamiento PTA-9 es inexistente y que el proyecto no ejecutado de la misma depararon gastos de la Asociación Rubiales y Piriri ocasionando que los recursos destinados y ejecutados para cumplir con su objeto, alcance y destinación se conviertan en un menoscabo en los intereses patrimoniales del estado en proporción a la participación de Ecopetrol en los Contrato de Asociación Piriri y CPR Rubiales en cuantía de siete mil trescientos treinta y seis millones doscientos ochenta y tres mil setecientos setenta y ocho pesos (\$7.336 283 778) (USD\$2 388 797,5 a TRM \$3 071,12 del 04/11/2016) generado por un indebido seguimiento a la ejecución por parte de Ecopetrol y el inapropiado uso de los recursos sin cumplir el fin para el cual fueron asignados y erogados deparando inversiones inútiles e innecesarias a partir de la cancelación de la actividad por parte del operador.

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$7 336,3 millones



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Hallazgo No. 6 Cerramiento PAD-8

El Manual de Contratación de Ecopetrol establece en su numeral 3.5 Principios que *“La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S.A., por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL. Cualquier actuación que comprometa el nombre de ECOPETROL, deberá sujetarse a las normas éticas que ha adoptado la Empresa, independientemente de si a la misma le es o no aplicable el régimen de contratación previsto en este documento, y que un eventual desconocimiento de las mismas supondría un incumplimiento de este Manual”*.

Los Contratos de Asociación Piriri y Participación en Riesgo Rubiales establecen como máxima órgano de decisión el Comité Ejecutivo integrado por los socios y el cual es el encargado de establecer los presupuestos y planes de desarrollo para el área a explotar.

Mediante Cláusula 10 del Contrato CPR Rubiales se determinó que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo que se encuentre en el área contratada, así como que realizará todas las operaciones de desarrollo y producción acogiendo las normas y prácticas conocidas para la explotación económica y eficiente del petróleo y dando aplicación a las normas sobre la materia.

Mediante acta de Comité Ejecutivo No 29 de agosto de 2014 se informó por parte del operador las actividades realizadas en la Facilidad para Inyección de Agua PAD-8 (PAD-9 por licenciamiento ambiental), las cuales corresponden 100% a Ecopetrol, el PAD-8 es un área de operación extendida de las capacidades de inyección del PAD-7, con pozos para la disposición de agua por inyección previamente tratada. En la cartilla del mismo comité ejecutivo se describe la actividad de cerramiento del PAD-8 (PAD-9 por licencia ambiental) como actividad realizada.

Dentro de la Asociación se suscribió el contrato 5400003148 con objeto *“Construcción de cerramientos de PAD de inyección en campo Rubiales”*. Dentro del alcance del Contrato se encontró la actividad de construcción del cerramiento perimetral del PAD-8 (nombrado como PAD-9 en actas), incluida la puerta de acceso, como consta en las especificaciones técnicas.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Durante la visita de la CGR a la facilidad PAD-8 del Campo Rubiales, no se encontró cerramiento perimetral alguno para la facilidad PAD-8 (PAD-9 por licencia ambiental), ni equipos que ameritaran la necesidad del referido cerramiento por cuanto los mismos se encuentran en el PAD-7. En comprobación de las actas No 11-12-13 y 14 del Contrato 5400003148, se constataron gastos para la ejecución del cerramiento por valor de \$387 754 113, gastos erogados desde la asociación con aporte 100% de Ecopetrol, según acta de Comité Ejecutivo No. 29, sin obtener el bien pretendido en el alcance del contrato y sin que las necesidades del PAD-8 requirieran un cerramiento por cuanto allí no se instalarían equipos, deparando en que lo pagado por el ítem del PAD-8 (nombrado como PAD-9 en actas) del Contrato 5400003148 se conviertan en una pérdida de recursos con menoscabo para los intereses patrimoniales de Ecopetrol y por consiguiente del estado, ocasionado por la deficiente planeación de un gasto innecesario

Hallazgo Administrativo al cual se le adelantará indagación preliminar

Hallazgo No. 7 Ejecución de Inversión Ambiental del 1% Activos Rubiales y Piriri

De acuerdo a lo planteado en la Resolución 233 de 2001, por la cual se otorga la licencia ambiental global para Campo Rubiales, y sus posteriores modificaciones, Resoluciones 613 de 2004, 1168 de 2005, 1686 de 2005, 524 de 2007, 2355 de 2007, 1586 de 2008, 473 de 2009, 1769 de 2011 y 617 de 2012, la empresa ha adquirido una serie de obligaciones ambientales relacionadas con la compensación forestal. Dentro de los compromisos ambientales adquiridos –en términos de reforestación- están también los concernientes a la inversión del 1%, acorde a lo establecido en el Decreto 1900 del 2006, la ejecución de estos proyectos de establecimiento y manejo de plantaciones forestales se han realizado acorde a lo planteado en la Resolución 1586 de 2008 donde el MAVDT aprueba invertir el 1% en los proyectos de reforestación de tipo protector.

La ejecución de los proyectos de inversión del 1% se realizan de acuerdo a lo expuesto en el Decreto 1900 del 2006 y lo exigido en la Resolución 1586 de 2008, a través de esta última el MAVDT aprueba invertir el 1% en reforestación de tipo protectora

La Contraloría General de la República estableció que la obligación de inversión del 1%, identificó el área propuesta para el establecimiento de las plantaciones por inversión del 1% para el plan de establecimiento y manejo de núcleos forestales (Reforestación protectora de 700 Ha) y para la reforestación protectora de 90 Has para la conservación de las microcuencas de los caños Arrabo, Ivoto y Budar, para



lo cual se evidenció que no se han ejecutado, es decir no se han hecho las inversiones requeridas por Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, según la Resolución 233 de 2001, por la cual se otorga Licencia Ambiental Global para Campo Rubiales, y sus posteriores modificaciones, Resoluciones 613 de 2004, 1168 de 2005, 1686 de 2005, 524 de 2007, 2355 de 2007, 1586 de 2008, 473 de 2009, 1769 de 2011 y 617 de 2012, en el cual se ha requerido el cumplimiento de obligaciones referente a la inversión del 1%

Las obligaciones para el desarrollo de actividades de este programa, no se observa avance, que garantice la inversión establecida a 31 de marzo de 2016 por valor de \$22 493.258.862, certificados por Revisor Fiscal y planteados en las Licencia Ambiental y sus modificaciones, teniendo en cuenta que en junio de 2016 se dio la terminación de los Contratos de Participación en Riesgo Rubiales y Contratos de Asociación Piriri terminaron y estas áreas administradas por el socio operador anterior, pasaron a ser administradas por Ecopetrol S A , y que en las obligaciones pendientes firmadas en dicha acta de terminación, no quedaron comprometidas para su cumplimiento, como el Plan de inversión de 90 Has de reforestación y el Plan de establecimiento y manejo de Núcleos forestales (700 Ha).

Se evidenció atraso en la ejecución del plan de establecimiento y manejo de 398 hectáreas (periodo 2008 – 2009) que sirve como medida de cumplimiento a las actividades de Compensación Forestal por uso y aprovechamiento de recursos naturales. Este proyecto tiene un valor total de (\$COP) \$4 733 056.021, hasta diciembre de 2015 se ha ejecutado \$3 145 803 434 y se tiene una proyección de ejecución para el primer semestre de 2016 de \$549 110 624, atraso también en la ejecución del plan de establecimiento y manejo de 300 hectáreas de núcleos forestales protectores (periodo 2010) que sirve como medida de cumplimiento a las actividades de Compensación Forestal por uso y aprovechamiento de recursos naturales. Este proyecto tiene un valor total de (\$COP) \$5 379 128 822, hasta diciembre de 2015 se ha ejecutado \$173 737 898, para el primer semestre de 2016 se tiene una proyección de ejecución de \$89 874 758 y finalmente para el periodo julio 2016 - 2020 se tiene una proyección de \$5 354.099.536

Actualmente está en formulación el proyecto “Ejecución mediante proyectos definidos en el POMCH Río Tillava” que sirve como medida de cumplimiento a las actividades del plan de inversión del 1% Este proyecto tiene un valor total de (\$COP) \$3 582.031.550 Los proyectos de inversión del 1% aprobados y/o pendientes por aprobar se presenta en la siguiente tabla, verificando que se han certificado por Revisor Fiscal, los costos de la inversión del 1% del campo Rubiales, hasta el primer semestre de 2014, el certificado correspondiente al periodo julio – diciembre de 2014 y enero – junio de 2015, sin no ha sido emitido El siguiente es el estado de programas pendientes inversión 1%

Tabla No 9 Estado de programas pendientes de inversión

ESTADO	PROYECTO	VALOR TOTAL DEL PROYECTO (\$COP)	EJECUCION ACUMULAD A DIC/2015 (\$COP)	PROYECCION DE EJECUCION (\$COP)	
				ENE - JUN 2016	JUL 2016- 2020
EN EJECUCION	POMCH_Cuenca Rio Tillava (Fases aprestamiento, diagnostico, zonificacion)	\$ 1 168 959 139	\$ 1 168 959 139	\$ 0	\$ 0
EN FORMULACION	POMCH_Cuenca Rio Tillava (Fase formulacion)	\$ 850 785 359	\$ 0	\$ 0	\$ 850 785 359
EN APROBACION	Reforestación protectora_90 Ha	\$ 1 705 335 175	\$ 0	\$ 0	\$ 1 705 335 175
EN APROBACION	Reforestacion Nucleos forestales_700 Ha	\$ 13 263 718 029	\$ 0	\$ 0	\$ 13 263 718 029
EN FORMULACION	Ejecución mediante proyectos definidos en el POMCH Rio	\$ 3 582 031 550	\$ 0	\$ 0	\$ 3 582 031 550
	Tillava				
TOTAL		\$ 20 570 829 251	\$ 1 168 959 139	\$ 0	\$ 19 401 870 113

Como antecedente de incumplimiento se tiene el Auto 162 del 25 de enero de 2016, acogiendo el Concepto Técnico 2083 del 6 de mayo de 2015, el cual dio apertura de investigación por las presuntas conductas Entre las cuales se encuentran el No presentar en forma discriminada por cada Acto administrativo emitido, los montos de inversión del proyecto licenciado tenidos en cuenta para la liquidación de la inversión del 1%, certificada por el Revisor Fiscal o el contador de la empresa

Se genera riesgo en la obligación de desarrollar las actividades de protección, preservación y manejo de la cuenca hidrográfica del Río Tillavá, en beneficio de las cuencas de los caños Ivoto, Arrabo y Budar y manejo de núcleos forestales del área de influencia directa del campo, acorde con lo establecido en el Parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993 y el Decreto 1900 de abril de 2006 y aprobado el plan de inversión del 1% en los artículos 13 y 14 y su respectivo parágrafo de la Resolución 1586 de 2008 en la ejecución de los proyectos de Plan de inversión de 90 Has de reforestación, Plan de establecimiento y manejo de Núcleos forestales (700 Ha) y Formulación del Plan de ordenación y manejo de la cuenca hidrográfica del Río Tillavá, dentro de los términos señalados por la autoridad, para evitar la



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

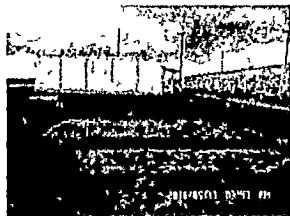
imposición de medidas preventivas y/o sancionatorias, conforme a lo señalado en la Ley 1333 de 2009.

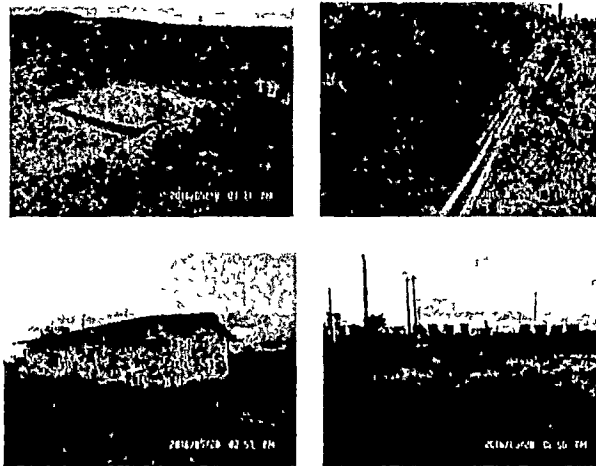
Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 8 Infraestructura sin proceso de abandono, Pasivos Ambientales

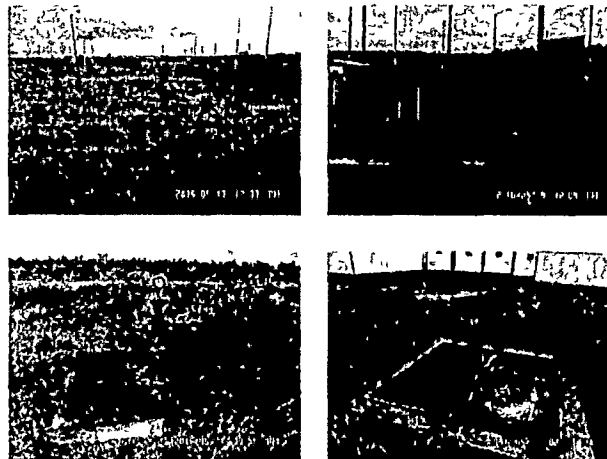
La Resolución 181495 de 2009, Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015 establece lineamientos sobre desmantelamiento de construcciones e instalaciones; como Directriz de Ecopetrol, el tema de los pasivos ambientales o problemas acumulados, en un proceso que debe asegurar las 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.

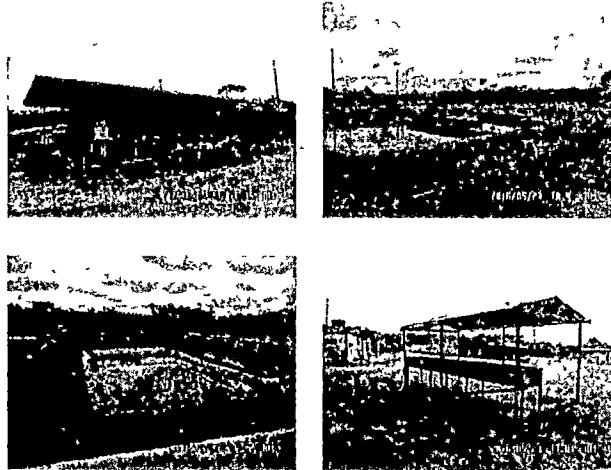
En inspección realizada por la CGR al área de explotación de los contratos de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri, se evidenció que se encuentra infraestructura sin desmantelar, a saber, locación de pozos abandonados RB DW-01, RB DW-02, RB DW-03H ST2, RB 942, RB 993, área sin recuperar en pozo abandonado RB 880T, Plataforma sin desmantelar y recuperar pozo RB-728, tubería de perforación sin retirar e Infraestructura en cemento en desuso sin desmantelar en RB31, sin desmantelar Infraestructura de PAD 1 en desuso, diques antiguos de tanques en Cluster RB 17, Piscina en desuso en PAD 7, línea de flujo de 4" inoperativa, que va desde Batería 4 hasta el CPF1 y piscinas inoperativas que contienen borras pendientes de tratamiento y disposición final en el CPF1 y en CPF2.





Además se evidenció fuera de funcionamiento y sin abandono definitivo el campamento denominado 272 – Gabanes, en el que se observa residuos de concreto, residuos de tubería, entre otros; igual sucede para el área de la antigua Batería 3 que contiene Infraestructura de Manifold de recibo, tanques de almacenamiento de crudo, caseta de bombas, piso o placa de cemento para la ubicación de equipos, cuarto de control de máquinas, dos piscinas del sistema contra incendios y caseta de laboratorio, sin protocolo de desmantelamiento. Además las plataformas: RB 414, RB 877, RB 954, RB 8, RB 14, RB 3, RB-430, RB-925, RB 773, RB 2, RB 1, RB 6, RB 9, RB 556, RB 363, RB 447, RB 526, RB 120, RB-525, RB-625, RB-635, RB-641, RB-724, RB 364, RB 880, se encuentran inoperativas y presentan las mismas condiciones para desmantelamiento.





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. indicado en el Plan de Manejo Ambiental, Capítulo 4 - fichas de manejo ambiental actividades de desmantelamiento, para la ejecución del proyecto "Área de Explotación Petrolera Rubiales, 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.

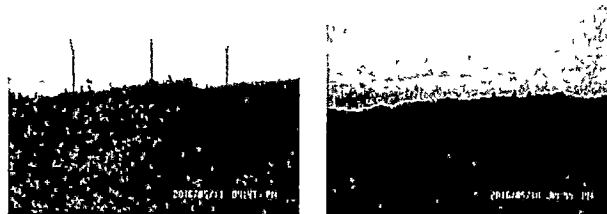
Se origina impacto sobre los recursos naturales suelo e hídrico al no precisar y definir si estas áreas e infraestructura serán abandonadas totalmente para poder efectuar las medidas de restauración pertinentes contempladas en cada uno de los Planes de manejo ambiental, ya que no cuentan con un adecuado mantenimiento y limpieza de las áreas, 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.

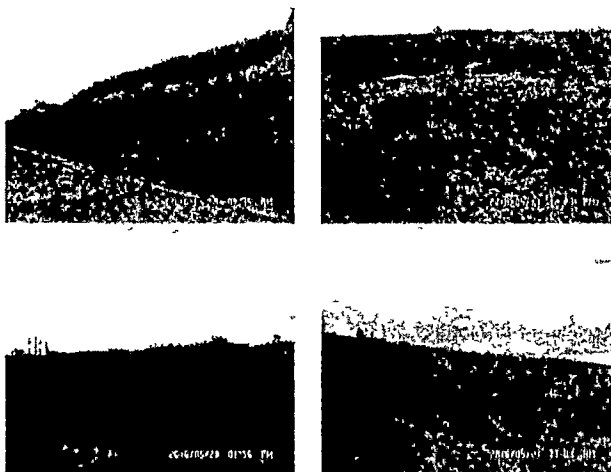
Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 9 Situaciones medio Ambientales en Plataformas Campo Rubiales

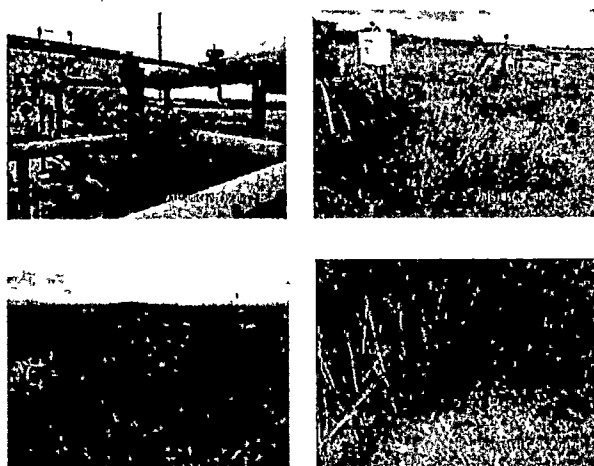
Los Planes de Manejo Ambiental y la Licencia Ambiental con sus diferentes modificaciones otorgadas al antiguo operador del campo Meta Petroleum, el MMA, hoy MMA, pendiente de cesión a Ecopetrol S.A, para los contratos de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri, establece fichas de manejo 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 Resolución 0768 de 2013 y la Resolución 1586 de 12 de septiembre de 2008 acogen los requerimientos sobre manejo de taludes y mantenimiento preventivo de cunetas y Skimmer

En verificación realizada por la CGR en el campo Rubiales, 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, ya que no se cuenta con un plan de mantenimiento preventivo y correctivo para actividades ambientales, el plan de mantenimiento RB campo Rubiales 2016 – 2016, no incluye este tipo de actividades operativas, se observan, problemas de estabilidad de taludes en plataformas de pozo 1014H, RB 31, Cluster RB 241, RB 715, RB-413, RB-619, RB 294, RB 1039, RB 556, RB 143, RB 272, RB 361, RB 291, RB 551, RB 774, RB 557, RB 995, RB 220, RB 242, RB 141, RB 164, RB 251, RB 442, RB-12, RB-491, RB-934, RB-90, además en las instalaciones del CPF2 se evidencio, el talud del área de la piscina de inyección 0004 sin revegetalización y con erosión En el denominado Botadero 3, donde se dispusieron cortes de perforación, se encuentra gran parte del talud sin reconfiguración; se observa que los procesos de revegetalización no se encuentra completos, ya que hay partes de los taludes que no cuentan con la capa de biomanto, en algunos de los taludes no hay presencia de cobertura vegetal, facilitando la aparición de procesos erosivos de tipo laminar





También se identificó proceso de colmatación de sedimentos y vegetación en cunetas y skimmer (desarenadores), falta de mantenimiento en zona de pozos en Plataformas 870, 1014H, RB933, RB53, RB241, RB 563, RB-715, falta mantenimiento zonas PAD 7, PW-43H, RB 379, en el PAD 3 y en PAD 8 En el PAD 8 se presenta obstrucción en el Skimmer - descole que descarga las aguas lluvias. Se observó que la Plata HOLSAN (encargada del tratamiento de los residuos sólidos aceitosos resultado de los procesos de tratamiento del crudo), no presenta adecuada disposición de los sólidos aceitosos proveniente de sus procesos, presenta un dique impermeabilizado en geo membrana de almacenamiento en mal estado, colmatados y con los sólidos aceitosos dispuestos en suelo.





La causa de la ocurrencia de los eventos ambientales identificados radica en que no se han implementado obras tendientes a controlar los procesos erosivos y de inestabilidad de taludes, por fenómenos de deslizamientos y erosivos, mantenimiento de obras civiles, geotécnicas y de revegetalización y recuperación de la cobertura vegetal por ausencia de programas de revegetalización de taludes. Además porque no se está dando aplicación a las medidas establecidas en la Ficha PM8A-2 Manejo de taludes del EIA y PMA con que cuenta actualmente el campo Rubiales, hoy en administración de Ecopetrol S A y refleja deficiencias de seguimiento y control en materia de supervisión y aplicación de correctivos operacionales

La falta de mantenimiento de las estructuras como cunetas y skimmer impiden el desague, manejo y disposición de las aguas de manera eficiente, lo que a la final se ve reflejada en 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 en conocimiento de la autoridad ambiental

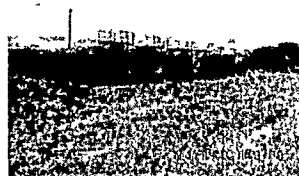
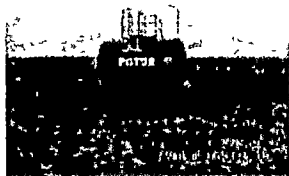
Hallazgo No. 10 Diques de contención en zonas de Tanques

El Decreto 0283 de 1990 reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de combustibles derivados del petróleo y el transporte por carro tanques del petróleo crudo Artículo 20 Todo tanque o grupo de tanques que contengan productos de petróleo, deberán estar rodeados por un muro de retención impermeabilizado Mediante Resolución 233 de 2001, y sus posteriores modificaciones, Resoluciones 613 de 2004, 1168 de 2005, 1686 de 2005, 524 de 2007, 2355 de 2007, 1586 de 2008, 473 de 2009, 1769 de 2011 y 617 de 2012 expidió Licencia Ambiental Global para el desarrollo del proyecto "Explotación de hidrocarburos en al campo Rubiales", como instrumento de control y seguimiento por parte de la autoridad ambiental, el cual incluye diferentes Planes de Manejo Ambiental a desarrollar en el campo



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

En el Activo denominado Campo Rubiales, operado en su momento por Meta Petroleum y hoy en día por la Empresa Ecopetrol S A , la CGR evidenció la existencia de tanques de almacenamiento de combustible que no presentan diques de contención dentro de las facilidades de campo Rubiales, deterioro parcial de diques perimetrales de contención de la zona de tanques en Cluster 870 y en CPF 2 se evidenció que la zona de tanques (TK-002, TK-0401, TK-0501), los Diques se encuentran sin proceso de endurecimiento, sin recubrimiento en tierra, igual que el área total de la zona de seguridad del área de tanques, FWKO, SKIM TANK y el tanque de relevo se encuentran conformados por base granular compactada, y no cuentan con cunetas perimetrales de recolección y drenaje de aguas lluvias.



No se está dando cumplimiento a lo establecido en el Decreto 0283 de 1990, el cual reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de combustibles derivados del petróleo, que en el Artículo 20 indica que todo tanque o grupo de tanques que contengan productos de petróleo, deberán estar rodeados por un muro de retención impermeabilizado. Este deberá construirse en concreto, tierra apisonada e impermeabilizada u otro material adecuado. La altura mínima de dicho muro será de sesenta (60) cm. y la máxima será de dos (2) metros. Estos muros podrán protegerse con grama o pastos de poco crecimiento. El Artículo Sexto de la Resolución 0613 de 26 de mayo de 2004 Indica que "Los tanques de

almacenamiento de combustibles se ubicaran en placas con diques construido en ladrillo cemento con una capacidad mínima del 110% del volumen del tanque más grande"

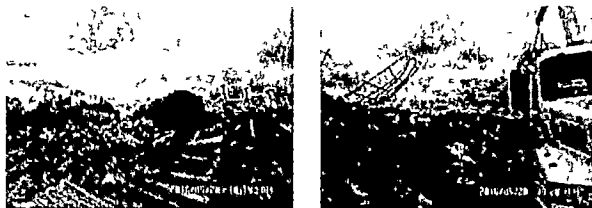
Se reflejan deficiencias de seguimiento y control en materia de supervisión y aplicación de correctivos operacionales de parte de Ecopetrol S A y un riesgo de eventual contaminación de recursos medio ambientales y daños a ecosistemas.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 11 Bodega Ecorubiales y Patio de Chatarras

Dentro de los Campo Rubiales se cuenta con su respectiva licencia ambiental expedida con la Resolución 233 de 2001, y sus posteriores modificaciones, para la aplicación de medidas de manejo, a través de sus fichas ambientales y el cumplimiento de las especificaciones establecidas en el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS

En la zona de almacenamiento de material de chatarra en el área industrial denominada Ecorubiales, se encontraron deficiencias de almacenamiento y clasificación, se observó que en el área se encuentra material disperso inservible y que está mal dispuesto, sin cumplir los protocolos establecidos para el manejo y disposición de residuos ya que se evidencia presencia de tanques inservibles, los cuales corresponde disponerse como residuos peligrosos según su composición y ser debidamente señalizados, tuberías, elementos metálicos, desecho eléctrico y electrónico, material de hierro, tornillería, tanques de plástico, entre otros

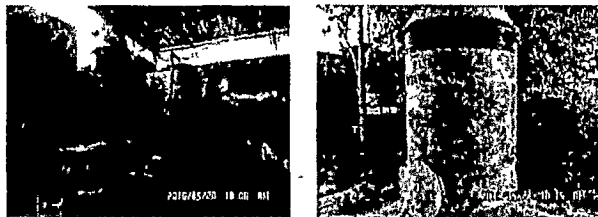


El terreno donde se encuentra el patio de chatarras no está acondicionado con cunetas perimetrales para recolectar aguas de escorrentía que se generen del proceso de oxidación de dicha chatarra, y se presenta riesgo de eventual contaminación de suelos y de recursos hídricos subterráneos por filtración de las aguas de descole además de la potencial generación de áreas que amerita el desarrollo de programas para la identificación, cuantificación y recuperación de problemas acumulados



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Además en área conexas al patio de chatarra, bodega Ecorubiales, se evidenció la existencia de dos (2) incineradores en desuso desde el año 2012, que se utilizaban anteriormente para la quema de residuos, valorados en \$511.229.636, no se encuentra en uso, igual que equipo de un sistema de Biodigestor en desuso, sin cumplir los protocolos establecidos para el manejo y disposición de residuos. Lo anterior se vuelve más crítico, con el proceso de terminación del contrato de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri y/o en cuanto a las responsabilidades que se transfieran a Ecopetrol S A y las que queden en cabeza del operador anterior, para el manejo de dicha situación.



Lo anterior se debe a la aplicación parcial de medidas ambientales pertinentes establecidas en el Plan de Manejo Ambiental y en el Plan de Gestión de Residuos Sólidos – PGIRS para el manejo y disposición final de material de chatarra y a que no se ha realizado una depuración de activos que por obsolescencia y/o desuso se deba proceder a dar de baja, lo que ha originado pérdidas por hurto de material almacenado en esta área, como es el caso del cable de cobre. El riesgo de estas deficiencias radica en la eventual contaminación de suelos que origina problema ambiental acumulativo severo y contaminación visual.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

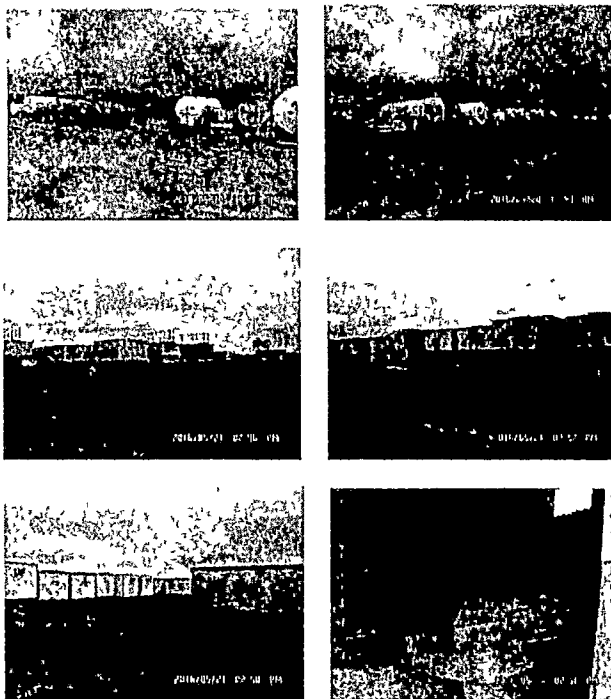
Hallazgo No. 12 Locaciones usadas para almacenamiento elementos no autorizados

Los planes de manejo ambiental para cada una de las plataformas ubicadas en los Campos Rubiales - Piriri, establecen fichas de manejo y disposición temporal y final de residuos sólidos y especiales, bajo el instrumento de seguimiento y control con que se cuentan actualmente, bajo la Licencia Ambiental expedido bajo la Resolución 233 de 2001, y sus posteriores modificaciones, para la aplicación de medidas de manejo, a través de sus fichas ambientales y el cumplimiento de las especificaciones establecidas en el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

A raíz del proceso de terminación del contrato del contrato de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri, se realizó visita de inspección a las diferentes áreas y locaciones y se evidenció acumulación de gran cantidad de tanques de almacenamiento de combustible de diferente capacidad, sin cumplir protocolos en el en Cluster RB37, igual sucede con la locación RB-687 en la que se encontraron aproximadamente 90 a 100 Plantas de Tratamiento de agua Potable PTAP en desuso y aproximadamente 150 contenedores sin cumplir protocolos de abandono Para el Cluster RB 142 se observó almacenamiento inadecuado de tanques de almacenamiento vacíos Lo anterior evidencia que se están empleando en otros usos diferentes a los proyectados inicialmente aprobados por el instrumento ambiental, como sitios de almacenamiento de material de contratistas, como las locaciones RB 489, RB 399, RB 356, RB 164, las verificadas



Lo anterior debido a que en la terminación de contrato de Asociación no se realizó una depuración de activos que por obsolescencia y/o desuso se deba establecer su proceso de recuperación o a dar de baja, tal y como lo establecen los planes de manejo ambiental PMA de las respectivas plataformas, Capítulo 4 - Fichas de Manejo Ambiental, actividades de desmantelamiento y restauración, de tal forma que por deterioro estos elementos se vuelvan inservibles y se origine una pérdida de recursos para Ecopetrol S A dicha situación además genera contaminación visual y paisajística, presencia de vectores, así como deterioro de los elementos.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental



Hallazgo No. 13 Georreferenciación de puntos de vertimiento Caño Rubiales, puntos de captación de agua superficial y Subterránea

Las Resoluciones 0233 del 16 de marzo de 2001 y sus modificatorias, 0613 del 26 de mayo de 2004 y la 1586 del 12 de septiembre de 2008 Literal b del Numeral 2 del Artículo Cuarto de la Resolución 0233 de 2001 Numeral 1 del Artículo Primero de la Resolución 0524 de 2007, autorizan los sitios de los cinco (5) puntos de vertimiento, puntos de captación y caudales, para uso doméstico, tanto para aguas superficiales como para subterráneas respectivamente

Una vez realizado el análisis de los actos administrativos de la autoridad ambiental competente respecto a coordenadas estipuladas para realizar la captación de aguas superficiales y subterráneas concesionados, así como los puntos licenciados para realizar los vertimientos de las aguas residuales industriales, y verificado con los puntos georreferenciados sobre los cuales actualmente se realizan estas actividades, y establecido también a través del Diagnóstico ambiental desarrollado a raíz de la terminación de los contratos de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri, se verificó que hay diferencias entre las coordenadas de localización de los puntos de captación de aguas subterráneas para uso doméstico concesionados para los pozos (Batería 1 y Arrayanes) y no coinciden con las verificadas en sitios de captación

Tabla No 10 Concesión de aguas

Concesión de aguas subterráneas para uso doméstico – resolución 524 de 2007		
Pozo	Coordenadas 3° este	
	Norte	Este
Batería 1	911 422	958 875
Arrayanes	911 447	961 449

Tabla No 11 Puntos de Captación de Agua Subterránea actuales

PUNTO DE CAPTACIÓN	ESTADO		COORDENADAS ORIGEN BOGOTÁ		Área de Abastecimiento
	ACTIVO	SINACTIVO	ESTE	NORTE	
Pozo Profundo Campamento Arrayanes	X		1294796	911892	Campamento Arrayanes, mi llanura y villa nafta
Pozo Profundo Batería 1	X		1292233	911864	Campamento Arrayanes mi llanura y villa nafta

Fuente MCS Consultoría y Monitoreo Ambiental S A S , 2015

Se evidenció además que para los puntos de captaciones de aguas superficiales existen Diferencias entre las coordenadas sobre el caño Rubiales C1, C2 y C3, sobre el caño Arrabo C4, caño Masisiferiano C5, caño Ivoto C6, brazo del caño



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Rubiales C7 y el caño Búdar C8 y C9 4, entre lo aprobado y autorizado en la Licencia Ambiental y sus respectivas modificaciones y lo puntos donde efectivamente se están realizando las actividades de captación sobre los sitios indicados y verificados por la CGR.

Tabla No 12 Caudales máximos de captación de agua por fuente, aprobados por la Resolución 1586 de 2008

Fuente	Coordenadas origen 3° este	Ubicación	Caudal total (l/s)	Restricciones
Caño Rubiales	N 912 569 E 960 483		4	
Caño Rubiales	N 913 469 E 960 462	Corriente principal del caño Rubiales Puente Santa Helena, cercano a la Batería 2	3	
Caño Rubiales	N 913 618 E 962 667	Corriente principal del caño Rubiales Se accede a mano derecha de la localización del pozo RB19	3	
Caño Arrabo	N 909 794 E 957 794	Se accede a mano derecha por la vía hacia la localización de RB10	2	La Empresa debe abstenerse de captar agua en verano cuando la profundidad de éste disminuya en un 50%, es decir, a una profundidad de 3,5 m
	N 909 879 E 957 753			
Caño Masisiferiana	N 911 921 E 956 076	Puente sobre la vía hacia la Batería 4	2	
	N 911 841 E 955 902			
Caño Ivoto	N 909 662 E 961 306	Se accede a mano derecha de la vía hacia el pozo RB10	2	La Empresa debe abstenerse de captar agua en verano puesto que la profundidad de éste disminuye considerablemente, tal como lo reportó el EIA (pp 51) presentado por la Empresa
Brazo del Caño Rubiales	N 916 765 E 946 550	Sito requerido para la perforación del pozo RB35	2	Este punto de captación se autorizó solo para la perforación del pozo RB 35
Caño Budar	N 903 907 E 958 003	Deberá cumplir con la restricción establecida para este cuerpo de agua	2	Deberá cumplir con la restricción establecida para este cuerpo de agua
	N 909 025 E 958 550			

Los puntos sobre los que actualmente se están realizando las actividades de captación de agua superficial son

Tabla No 13 Puntos de captación

PUNTO DE CAPTACIÓN	ESTADO		COORDENADAS ORIGEN BOGOTÁ	
	ACTIVO	INACTIVO	ESTE	NORTE
Caño Ivoto	X		1294671	910109
Caño Masisfermana	X		1289228	912240
Caño Arrabo	X		1291073	910733
Caño Rubiales 2		X	1295993	914066
Caño Rubiales 3		X	1293023	913906
Caño Budar 1		X	1291358	904332
Caño Budar 2		X	1291906	909463
Caño Rubiales 1		X	1293792	913000
Brazo Caño Rubiales		X	1279062	917166

Fuente: MCS Consultora y Monitoreo Ambiental S A S 2015

También se identifica que las coordenadas estipuladas para realizar los vertimientos, no son donde actualmente se están realizando, ya que se evidencian diferencias entre las coordenadas de localización aprobadas por los actos administrativos de autorización del permiso de los cinco (5) puntos de vertimiento sobre el caño Rubiales y lo actualmente desarrollado en los sitios

Lo anterior se debe a que no se está dando cumplimiento a lo estipulado en los actos administrativos donde se aprueban los procedimientos y sitios donde se deben realizar cada una de las actividades de captación de aguas subterráneas, captación de aguas superficiales y puntos de vertimientos para la disposición de las aguas residuales industriales del campo Rubiales, Numeral 1 del Artículo Primero de la Resolución 0524, Literal b del Numeral 2 del Artículo Cuarto de la Resolución 0233. Puede originar en el corto plazo, investigación administrativa ambiental y medidas preventivas de cierre de operaciones que no estén enmarcadas en los parámetros mínimos exigidos por la legislación Colombiana.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 14 Control de parámetros de emisiones generadas por fuentes fijas

El Decreto 948 de 1995, en su artículo 72 indica que el permiso de emisión atmosférica es el que concede la autoridad ambiental competente, mediante acto administrativo, para que una persona natural o jurídica, pública o privada, dentro de los límites permisibles establecidos en las normas ambientales respectivas, pueda realizar emisiones al aire. El permiso solo se otorgará al propietario de la obra, empresa, actividad, industria o establecimiento que origina las emisiones. Además la Resolución 619 de 1997, establece parcialmente los factores a partir de



los cuales se requiere permiso de emisión atmosférica para fuentes fijas La Resolución 909 de 2008, establece los estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas

El Sistema de Vigilancia de Calidad del Aire Industrial (SVCAI), se realiza en base a lo solicitado por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, al socio operador mediante la Resolución 1586 del 12 de septiembre de 2008 en el artículo octavo numeral 2; "por medio de la cual se modifican las resoluciones 233 de 16 de marzo de 2001, 613 de 26 de mayo de 2004, 1168 de 18 de agosto de 2005, 524 de 23 de marzo de 2007 y se toman otras determinaciones", adicionando algunas actividades a realizar, en el monitoreo de calidad del aire, por lo cual se encargó al laboratorio ambiental

Según informe realizado por el laboratorio ambiental, para marzo del año 2016, se evidencian incumplimientos en parámetros de las unidades de combustión externo del CPF1, no se cumple con parámetros de emisión en Material Particulado MP en la caldera 441^a (51mg/m³), en Caldera 442A (191,7 mg/m³) y Caldera 442B (62,4 mg/m³), como se evidencia en el siguiente cuadro.

Tabla No. 14 Parámetros de las unidades de combustión externo del CPF1

Concentración y condiciones de referencia para equipos de combustión externa Resolución 909 de 2008							OBSERVACIONES
Id. Fuente Fija	MP (mg/m ³)		SO ₂ (mg/m ³)		NOX (mg/m ³)		
	Resultado	Límite	Resultado	Límite	Resultado	Límite	
Caldera 441 A	51	50	137,9	500	96	350	Se evidencia reducción de emisión
Caldera 441 E	158	200	459,9	500	221,4	350	Cumplimiento 100%
Caldera 441 F	197,1	200	454,3	500	200,5	350	Cumplimiento 100%
Caldera 442 A	191,7	50	607,4	2000	295,3	450	Se implementa plan de acción para MP
Caldera 442 B	62,4	50	759,3	2000	368,3	450	Se implementa plan de acción para MP

Además no se evidenció la realización de monitoreos de emisiones en las fuentes fijas de la planta denominada Termo morichal y de las bombas de combustión ubicados en el PAD 7

Se debe a la falta de confiabilidad operacional y mantenimiento de estas unidades, lo que puede estar generando emisiones por fuera de los rangos establecidos en el permiso de emisiones atmosféricas indicado en la Licencia, para la operación de los equipos que se encuentran por fuera de parámetro de cumplimiento. Lo anterior genera incertidumbre sobre el cumplimiento de los parámetros exigidos por la normatividad aplicable al tema de emanación de gases.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental



Hallazgo No. 15 Características de vertimientos ARI y ARD de Campamentos en Campo Rubiales

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. Las aguas residuales domésticas se evalúan con respecto a lo estipulado en el artículo 72 del Decreto 1594/84 del Ministerio de Salud, donde se establecen las normas de vertimiento a un cuerpo de agua. 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 el monitoreo de aguas residuales domésticas campamentos – campo rubiales 2015 realizado en el mes de febrero de 2016, en el cual se analizan los resultados de los monitoreos de aguas residuales domésticas para los campamentos. Arawana, Eninco, 272, Nafta, Mi Llanura, Nuevo Amanecer, Arrayanes, Base Antigua y Jilguero. Se cuantificaron 74 monitoreos, los cuales fueron realizados durante los meses de Enero, Marzo, Mayo, Julio, Septiembre, Noviembre y Diciembre.

El estudio concluye que para el campamento arrayanes se realizaron cuatro monitoreos (enero, mayo, septiembre y diciembre noviembre) y se evidencia que el parámetro por fuera de rango fue el de Sólidos suspendidos totales con un porcentaje de remoción de 71,8, por debajo del 80 por ciento de remoción permitido por la norma. Para el campamento jilguero se realizaron 5 monitoreos en los meses de enero, marzo, mayo, julio y noviembre y el monitoreo que se encontró por fuera de rangos fue el realizado el mes de julio y los parámetros fueron: DBO5 (julio 77.4%) y sólidos suspendidos totales (julio 74.4%), por debajo de por debajo del 80 por ciento de remoción permitido por la norma para estos parámetros. Igual sucedió para el vertimiento de aguas residuales domésticas del campamento base antigua, en el cual se realizaron cuatro (4) monitoreos, de los cuales tres (3) cumplieron al 100% con el decreto 1594 de 1984 y uno presentó incumplimiento en sólidos suspendidos con un porcentaje de remoción de 74,7.

Respecto a los cinco (5) puntos de vertimientos de las aguas industriales depositadas al caño Rubiales, en cumplimiento a los establecido en las Resolución 0233 de marzo 16 de 2001 con sus respectivas modificaciones que involucran los permisos de vertimientos. resolución 0613 de mayo 26 de 2004, 1168 de agosto 18 de 2005, 1686 de noviembre 10 de 2005, 2355 de diciembre 24 de 2007 y 1586 de septiembre 12 de 2008, los monitoreos y análisis para los cinco puntos de vertimiento (aguas arriba y aguas abajo) y 560m en la zona de mezcla da.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

cumplimiento a la norma (artículos 72 y 74) se dio cumplimiento a la norma (artículos 72 y/o 74) para los parámetros dando por debajo del límite permisible (Arsénico, Bario, Cadmio, Carbamatos, Cianuro Total, Cloroformo, Cobre, Cromo Total, Dicloroetileno, Fenoles, Material flotante, Mercurio, Mercurio Orgánico, Niquel, pH, Pesticidas Organoclorados, Pesticidas Organofosforados, Plata, Plomo, Selenio, Sólidos suspendidos Tot Sulfuro de Carbono, Temperatura, Tetracloruro de Carbono y Tricloroetileno), destacando que la mayoría de estos parámetros son metales pesados o elementos de interés sanitario que además de estar dando cumplimiento a la norma y concluyen que las actividades desarrolladas por la compañía operadora, en su momento no generaron afectación en las fuentes superficiales en relación a este tipo de compuestos

Pese a lo anterior, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, en seguimiento realizado para el año 2015 (numeral 27 del Artículo Quinto del Auto de Seguimiento No 3952 del 22 de septiembre de 2015) indica que en dichos monitoreos no se relacionan las causas por las cuales se presentan variaciones de incremento y descenso de los parámetros de Temperatura, Sólidos Suspendidos Totales, Coliformes Totales y Coliformes Fecales, es decir no se realiza un análisis comparativo, tendencial, acumulativo y/o histórico de acuerdo a los monitoreos realizados, para determinar la incidencia de cada vertimiento sobre la corriente hídrica receptora (Caño Rubiales) hasta el punto o zona de mezcla

Lo anterior se debe que para el sistema de tratamiento de las aguas industriales no es el más eficiente, ya que no logra la eficiencia en la implementación de los procesos de remoción de DBO5 y Sólidos Suspendidos Totales para las Aguas Residuales Domésticas ya que los valores reportados hacen que no se cumpla la mínima remoción en procesos de tratamiento de aguas residuales, indicando esto aguas contaminadas por este parámetro en salida en los campamentos analizados Para las aguas residuales industriales vertidas a la fuente receptora Caño Rubiales, genera incertidumbre sobre el cumplimiento de los parámetros exigidos por la normatividad aplicable al tema de vertimientos

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 16 Infraestructura con relación a la zonificación de manejo ambiental

Las Resoluciones 233 del 2001, 1586 del 2008 y 738 del 2013 establecen la zonificación ambiental del campo de explotación de hidrocarburos rubiales, lo cual tiene en cuenta nuevos elementos ambientalmente sensibles que se identificaron previamente como nacederos, manantiales y viviendas



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Las Zonas de Exclusión para cualquier obra o actividad de explotación o conexas con el proyecto, indican que se excluyen para la actividad de explotación del campo Rubiales las siguientes áreas

- a) Áreas de reserva municipal establecidas como tal mediante acto administrativo
- b) Los cuerpos de agua lenticos y loticos y su franja de protección de 30 m a cada lado en toda su extensión, a partir de la cota máxima de inundación (en caso de no contar con dicha vegetación).
- c) Morichales y los sectores donde éstos hagan parte del bosque de galería, excepto para líneas de transferencia, conducción de crudo e inyección
- d) Bosques de galería, excepto para líneas de transferencia
- e) Áreas de nacimientos, nacederos, aljibes, pozos de agua, con un radio de protección de 100 metros
- f) Bocatomas, jagueyes e infraestructura de suministro hídrico comunitario.
- g) Viviendas en una franja de 100 metros.
- h) La margen derecha del río Tillavá correspondiente al Resguardo Indígena Unuma.

La CGR tomando como referencia el Diagnóstico Socio – Ambiental del Campo Rubiales desarrollado por la empresa contratada para tal fin a raíz del proceso de terminación de los contratos de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri y de acuerdo a la normatividad aplicable y a los actos administrativos expedidos para el proceso de zonificación ambiental del campo de explotación de hidrocarburos rubiales, se identificó que se registra la infraestructura en estado de incumplimiento por zonificación de manejo ambiental que presenta superposición con áreas de exclusión establecidas en la Res 233 del 2001, Res 1586 del 2008 y la Res. 738 del 2013

En cuanto a las plataformas hay 30 locaciones que constituyen un total de 1.86 Ha del área en conflicto frente a las 304 locaciones construidas que representa 298 Ha construidas. El principal elemento de exclusión se asocia a las franjas de protección de drenajes (27 plataformas), bosques de galerías (2 plataformas), Manantiales e infraestructura social (1 plataforma cada elemento) Para los campamentos de los catorce (14) existentes en el campo, cinco (5) de estos se registraron con incumplimiento por zonificación con un total de 0.61 Ha sobre 63,40 Ha que están construidas, lo cual corresponde al 0.96% del total existente en campo. Para los campamentos el criterio de exclusión se relaciona con las franjas de protección de los drenajes de agua

Finalmente respecto a la infraestructura petrolera (PAD's, CPF's y Baterías) se identificaron siete (7) áreas que registraron con incumplimiento por zonificación con un total de 1.30 Ha sobre 94,72 ha que están construidas en donde el principal criterio de exclusión se relaciona con las franjas de protección de los



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

drenajes de agua y manantiales Para la infraestructura hídrica (nacimientos, nacederos, aljibes, pozos de agua, bocatomas, Jagueyes) se tiene que 77 manantiales y 2 pozos de agua están asociados a la franja de exclusión de 100 m.

Lo anterior debido a que no se dio cumplimiento por parte del operador del campo a lo estipulado en los actos administrativos donde se aprobó la zonificación de manejo ambiental del campo de explotación de hidrocarburos rubiales, Resoluciones 233 del 2001, 1586 del 2008 y 738 del 2013, que puede originar aperturas de investigación administrativa ambiental, medidas preventivas de cierre de operaciones y perjuicios económicos a Ecopetrol S A

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 17 Cumplimiento legal proceso de certificación RETIE para instalaciones eléctricas Campo Rubiales

La Resolución No 90708 de Agosto 30 de 2013 expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas –RETIE y en su artículo 2 indica que es de obligatorio cumplimiento en el todo el territorio nacional, establece las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente, previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico Sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones civiles, mecánicas y fabricación de equipos Adicionalmente, señala las exigencias y especificaciones que garantizan la seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su buen funcionamiento, la confiabilidad, calidad y adecuada utilización de los productos y equipos, es decir, fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas Se modificó mediante las Resoluciones No 9 0795 de 2014 y 4 0492 de 2015

Se estableció por parte de la CGR que existe infraestructura eléctrica construida en el campo Rubiales en desarrollo de los contratos de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri que no presenta cumplimiento legal respecto a Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas –RETIE, en las áreas de PADs de inyección, centros de producción CPF 1 y CPF 2, Cluster de producción, pódicos eléctricos, redes eléctricas, campamentos e infraestructura eléctrica complementaria, es decir existen subsistemas del campo no cuentan con la certificación respectiva, la cual es de carácter obligatorio según la normativa, con el agravante que dichos sistemas por certificar se encuentran operativos.

La infraestructura sin certificación RETIE y sin diagnostico son 125 facilidades definitivas (Clúster, CPF1, CPF2, PAD de inyección, Subestaciones), 80 Km de



Red eléctrica definitiva, y 199 facilidades pendientes de definición para certificación sin diagnóstico, cuyo costo de certificación se detalla a continuación

Tabla No 15 Estimado Presupuesto

ESTIMADO PRESUPUESTO ORIGINAL PROYECTO RETIE RUBIALES	
Sistemas	Suma de Presupuesto Estimado para las obras de ajuste necesarias
Circuitos principales y troncales	\$315 738 693
CLUSTER	\$1 113 569 134
CPF1	\$1 527 965 260
CPF2	\$948 712 448
PAD INYEC	\$208 154 969
Ramales Eléctricos	\$410 600 370
SUBESTACIONES	\$771 576 734
Total general	\$5 296 317 608
TRM 2150	2 463 404 USD

Lo anterior se debió a la falta de seguimiento y control por parte de Ecopetrol S A , como socio hasta el 30 de junio de 2016 de los contratos de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri, al no exigirle en su debido momento al operador del campo Rubiales la ejecución de las actividades de certificación de las instalaciones eléctricas de los sistemas operativos. Este incumplimiento normativo a las Resoluciones No. 90708 de 2013, No 90795 de 2014 y 40492 de 2015 originó un desacuerdo entre Ecopetrol S.A. y el operador, ya que según Ecopetrol S.A., toda la gestión e inversión de recursos, los cuales se estiman en \$5.296.317 608, para dejar en cumplimiento del 100% según la norma de todos los subsistemas eléctricos del campo Rubiales que no tienen certificación RETIE estarán a cargo de la anterior empresa operadora, indicando ésta última no estar de acuerdo.

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria

Hallazgo No. 18 Pago Intereses moratorios Transferencia SE Contratos Asociación Rubiales – Piriri y Quifa.

El Art. 45. de la ley 99 de 1993 indica que para la Transferencia del sector eléctrico, las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia nominal instalada total supere los 10 000 kilovatios, transferirán el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la comisión de regulación energética, de la manera



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

siguiente, en el caso de centrales térmicas la transferencia de que trata el presente artículo será del 4% que se distribuirá así

- a) 25 % para la corporación autónoma regional para la protección del medio ambiente del área donde está ubicada la planta, y
- b) 15 % para el municipio donde está situada la planta generadora. Estos recursos sólo podrán ser utilizados por el municipio en obras previstas en el plan de desarrollo municipal

Los sujetos pasivos son las empresas generadoras de energía eléctrica, los autogeneradores, las empresas que vendan excedentes de energía eléctrica, y las personas jurídicas privadas que entreguen o repartan, a cualquier título, entre sus socios y/o asociados, la energía eléctrica que ellas produzcan, siempre que la potencia nominal instalada total supere los 10 000 kilovatios. Asimismo, los sujetos activos son las corporaciones autónomas regionales con jurisdicción en el área donde se encuentran localizados la cuenca hidrográfica y el embalse; los municipios y distritos localizados en la cuenca hidrográfica y el embalse, y, para el caso de las centrales térmicas, las corporaciones autónomas regionales y los municipios donde se encuentren ubicadas las plantas generadoras.

De acuerdo a lo anterior, el socio operador de los Contratos de Asociación Rubiales, Piriri y Quifa es sujeto pasivo del pago de trasferencias al sector eléctrico, en su condición de autogenerador al contar con plantas termoeléctricas propias o porcentualmente en virtud de las operaciones de los Campos Rubiales y Quifa

El decreto 1933 de 1994 reglamentario del art 45 de 1993 Art. 4o Liquidación y transferencias, establece que dentro de los diez (10) primeros días de cada mes y sobre la base de las ventas brutas del mes anterior, las empresas a las que se aplica el presente decreto, mediante acto administrativo para el caso de las empresas públicas o mixtas y mediante comunicación para el caso de las privadas, harán la liquidación de los valores a transferir a la Corporación o Corporaciones Autónomas Regionales, municipios y distritos y se las comunicará a los beneficiarios La transferencia debe efectuarse dentro de los noventa (90) días siguientes al mes que se liquida, so pena de incurrir en mora y pagar un interés moratorio del 2.5% mensual sobre saldos vencidos (Resaltado fuera de texto)

De acuerdo con los artículos 45 de la Ley 99 de 1993 y 54 de la Ley 143 de 1994 y la jurisprudencia de la Corte Constitucional, C-495 de 1998, Consejo de Estado, Concepto 1514 de 2003, Corte Constitucional sentencia C-594 de 2010, y Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, de 2014



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

indican que la transferencia del sector eléctrico no es un impuesto de las entidades territoriales sino una contribución que tiene una finalidad compensatoria, que es de carácter parafiscal, independientemente de que las empresas auto-generadoras de energía térmica consuman toda la energía que producen, están llamadas a cumplir con la obligación legal impuesta expresamente a ellas en materia de transferencias al sector eléctrico del que forman parte, de conformidad con el artículo 54 de la Ley 143 de 1994, independientemente de que las empresas auto-generadoras de energía térmica consuman toda la energía que producen, están llamadas a cumplir con la obligación legal impuesta expresamente a ellas en materia de transferencias al sector eléctrico del que forman parte, de conformidad con el artículo 54 de la Ley 143 de 1994.

Por tanto, de acuerdo con la Ley 1066 de 2006, el contribuyente que no pague la transferencia dentro del plazo fijado en el artículo 4 del Decreto 1933 de 1994, debe pagar un interés moratorio equivalente a la tasa efectiva de usura certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia para el respectivo mes de mora, que es la tasa de interés moratorio prevista en el artículo 635 del Estatuto Tributario [.] En consecuencia, a partir de la entrada en vigencia de la Ley 1066 de 2006, el pago de la transferencia al sector eléctrico que se efectúe por fuera del plazo de los 90 días siguientes al mes que se liquida, genera los intereses de mora del artículo 3 de la Ley 1066 de 2006, en concordancia con el artículo 635 del Estatuto Tributario []

De lo anterior se establece que en desarrollo de los Contratos de Asociación Rubiales - Piriri se pagó por parte del operador en favor del municipio de Puerto Gaitán y la Corporación Autónoma Regional CORMACARENA la suma de \$82.881 428 y \$138.135.718 respectivamente, para un total de \$221 017 146, por concepto de interés moratorio mensual sobre saldos vencidos, que corresponden a la liquidación de las transferencias al sector eléctrico por energía autogenerada, del periodo comprendido entre enero del año 2012 y diciembre del 2013, que teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Ecopetrol S A , del 58% para los Contratos de Asociación Rubiales – Piriri, corresponde a \$128.189 945, como lo indica la tabla siguiente:

Tabla No 16 Cuadro resumen de los pagos efectuados por Campo Rubiales por concepto de transferencias eléctricas art 45 Ley 99 de 1993

Mes Causación	PAGOS COORMACARENA			PAGOS PUERTO GAITAN		
	CAPITAL	INTERESES	TOTAL	CAPITAL	INTERESES	TOTAL
ene-12	10 043 744	6 026 246	16 069 990	6 026 246	3 615 748	9 641 994
feb-12	10 112 299	5 814 572	15 926 871	6 067 380	3 488 743	9 556 123
mar-12	10 887 379	5 988 059	16 875 438	6 532 428	3 592 835	10 125 263
abr-12	13 971 934	7 335 266	21 307 226	8 383 161	4 401 160	12 784 321
may-12	19 132 529	9 566 264	28 698 793	11 479 517	5 739 758	17 219 275



Mes Causación	PAGOS COORMACARENA			PAGOS PUERTO GAITAN		
	CAPITAL	INTERESES	TOTAL	CAPITAL	INTERESES	TOTAL
jun-12	19 914 507	9 459 391	29 373 898	11 948 705	5 675 634	17 624 339
jul-12	20 847 949	9 381 577	30 229 527	12 508 769	5 628 946	18 137 715
ago-12	20 820 722	8 848 807	29 669 529	12 492 434	5 309 285	17 801 719
sep-12	21 063 656	8 425 463	29 489 119	12 638 194	5 055 277	17 693 471
oct-12	22 489 300	8 433 488	30 922 788	13 493 580	5 060 093	18 553 673
nov-12	20 442 617	7 154 917	27 597 534	12 265 571	4 292 950	16 558 521
dic-12	21 145 611	6 872 323	28 017 934	12 687 367	4 123 394	16 810 761
ene-13	25 281 763	7 584 529	32 866 292	15 169 057	4 550 717	19 719 774
feb-13	18 344 520	5 044 743	23 389 263	11 006 712	3 026 846	14 033 558
mar-13	22 124 881	5 531 220	27 656 101	13 274 929	3 318 732	16 593 661
abr-13	20 943 841	4 712 364	25 656 205	12 566 304	2 827 419	15 393 723
may-13	22 198 411	4 439 683	26 638 094	13 319 047	2 663 809	15 982 856
jun-13	21 619 534	3 783 419	25 402 953	12 971 721	2 270 051	15 241 772
jul-13	26 463 564	3 969 535	30 433 099	15 878 139	2 381 721	18 259 860
ago-13	28 009 472	3 501 185	31 510 657	16 805 683	2 100 711	18 906 394
sep-13	25 063 568	2 506 357	27 569 925	15 038 139	1 503 814	16 541 953
oct-13	25 139 446	1 885 459	27 024 905	15 083 667	1 131 275	16 214 942
nov-13	24 845 055	1 242 253	26 087 308	14 907 033	745 352	15 652 385
dic-13	25 143 954	628 598	25 772 552	15 086 373	377 158	15 463 531
TOTAL	496 050 256	138 135 718	634 186 001	297 630 156	82 881 428	380 511 584

Para el Contrato de Asociación Quifa se pagó en favor del municipio de Puerto Gaitán y la Corporación Autónoma Regional - CORMACARENA la suma de \$19.311 242 y \$32 185 404 respectivamente, para un total de \$51.496.646, por concepto de interés moratorio mensual sobre saldos vencidos, correspondiente a la liquidación de las transferencias al sector eléctrico por energía autogenerada para las actividades de las facilidades denominadas STAR y Batería 4, del periodo comprendido entre mayo del año 2012 y diciembre del año 2013, que teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Ecopetrol S.A., del 30% para el Contrato de Asociación Quifa, corresponde a \$15 448 993

Tabla No 17 Cuadro resumen de los pagos efectuados por Asociación Quifa por concepto de transferencias eléctricas art 45 Ley 99 de 1993

Mes Causación	PAGOS COORMACARENA			PAGOS PUERTO GAITAN		
	CAPITAL \$	INTERESES \$	TOTAL \$	CAPITAL \$	INTERESES \$	TOTAL \$
ene-14	146 846 554	32 185 404	179 031 958	88 107 939	19 311 242	107 419 181
ene-14	26 170 630		26 170 630	15 702 378		15 702 378
feb-14	1 504 131	-	1 504 131	902 478	-	902 478
mar-14	1 561 620	-	1 561 620	936 972	-	936 972
abr-14	2 195 533	-	2 195 533	1 317 320	-	1 317 320
may-14	2 697 369	-	2 697 369	1 618 421	-	1 618 421
jun-14	1 789 513	-	1 789 513	1 073 708	-	1 073 708
jul-14	1 451 412	-	1 451 412	870 847	-	870 847
ago-14	22 566 458	-	22 566 458	13 539 875	-	13 539 875
sep-14	21 436 229	-	21 436 229	12 861 737	-	12 861 737
oct-14	22 747 754	-	22 747 754	13 648 653	-	13 648 653
nov-14	20 729 187	-	20 729 187	12 437 512	-	12 437 512



Mes Causación	PAGOS COORMACARENA			PAGOS PUERTO GAITAN		
	CAPITAL \$	INTERESES \$	TOTAL \$	CAPITAL \$	INTERESES \$	TOTAL \$
dic-14	22 080 940	-	22 080 940	13 248 564	-	13 248 564
ene-15	22 567 571	-	22 567 571	13 540 543	-	13 540 543
feb-15	20 630 225	-	20 630 225	12 378 135	-	12 378 135
mar-15	22 696 821	-	22 696 821	13 618 093	-	13 618 093
abr-15	18 219 633	-	18 219 633	10 931 780	-	10 931 780
may-15	12 475 722	-	12 475 722	7 485 433	-	7 485 433
jun-15	19 177 738	-	19 177 738	11 506 643	-	11 506 643
jul-15	20 854 736	-	20 854 736	12 512 842	-	12 512 842
ago-15	16 000 965	-	16 000 965	9 600 579	-	9 600 579
sep-15	19 923 413	-	19 923 413	11 954 048	-	11 954 048
oct-15	22 628 381	-	22 628 381	13 577 029	-	13 577 029
nov-15	-	-	-	-	-	-
TOTAL	488 952 536	32 185 404	521 137 940	293 371 528	19 311.242	312 682 770

De este hecho, para la CGR se evidencia una gestión fiscal contraria a los principios de sostenibilidad, y economía, al no realizarse la transferencia dentro de los noventa (90) días siguientes al mes que se liquida, por lo que se incurrió en mora y pago de un interés moratorio mensual sobre saldos vencidos por parte del operador, para el periodo comprendido entre enero del año 2012 y diciembre del año 2013 de los Contratos de Asociación Rubiales - Piriri y para para las actividades de las facilidades denominadas STAR y Batería 4 del Contrato de Asociación Quifa, el periodo comprendido entre mayo del año 2012 y diciembre del año 2013, en cuantía de ciento cuarenta y tres millones seiscientos treinta y ocho mil novecientos treinta y ocho \$143 638.938, pagados en el mes de febrero de 2014, en los porcentajes de participación de Ecopetrol S A , dentro de los Contratos de Asociación Rubiales – Piriri y Quifa, haciendo uso de recursos de las cuentas conjuntas, teniendo en cuenta que en ninguno de los eventos hubo caso fortuito y/o fuerza mayor, por lo que se trató de situaciones plenamente previsibles

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$143,6 millones

Hallazgo No. 19 Pagos de la Asociación a contratista

El operador de los contratos de Participación en Riesgo Rubiales y Asociación Piriri, previa aprobación de Ecopetrol S A , suscribió un contrato bajo la modalidad de un BOOMT (Buiding, Own, Operating, Maintenance & Transfer) con una vigencia de 10 años para dos bloques de generación, cuya modalidad de pago se pactó en una tarifa por Kw-h Las dos (2) centrales de generación denominadas Termo-morichal I y II entraron en operación en los meses de junio y julio de 2014



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

De acuerdo a lo manifestado por Ecopetrol S.A en comunicación de fecha 01 de septiembre de 2016 como respuesta al requerimiento de la CGR AEC-051, "en octubre de 2014, el socio operador del campo Rubiales solicita a Ecopetrol S A se reconozca las reclamaciones del contratista en los siguientes rubros asociados a sobrecostos ocasionados en el desarrollo de la fase de construcción de las dos centrales de moto-generación"

Tabla No 18 Reclamaciones contratista

Ítem	Reclamación Termo Morichal	Total USD
1	Alquiler Banco de pruebas	619 844
2	Alquiler de Grúa de 240 TON	178 219
3	Supervisión Mejoramiento de Terreno	98 506
4	Estudio y Evaluación de Terreno Mejorado	74 039
5	Obra Civil Adicionales PAD 5 y PAD 7	796 524
6	Suministro, Montaje y Pruebas de Transformadores para elevar a 34,5 KV	640.293
7	"Desacople" Moto Generadores en ciudad de Origen de fabricación – Finlandia	815 000
8	Transporte Fluvial de los equipos por el río Manacacias	27 070
9	Mejoramiento Muelle Natural río Manacacias	24 517
10	Almacenamiento de carga	539.007
11	Pólizas y Seguro todo Riesgo	1 002.134
Total USD IVA Incluido		4.815.153

La CGR evidenció que el operador sin autorización del Comité Ejecutivo reconoció al contratista ejecutor de las plantas de generación Termo-morichal I y II los costos relacionados anteriormente por un valor total de USD 4 815.153, afectando la cuenta conjunta así

1. Mediante pago de la factura No TER-038 de fecha noviembre 10 de 2014 por la suma de USD 2 717 650 que corresponde a los siguientes ítems:

Tabla No 19 Ítems factura TER-038

Ítem	Reclamación Termo Morichal	Total USD
1	50% Alquiler Banco de pruebas	309 922
7	"Desacople" Moto Generadores en ciudad de Origen de fabricación - Finlandia	815 000
8	Transporte Fluvial de los equipos por el río Manacacias	27 070
9	Mejoramiento Muelle Natural río Manacacias	24 517
10	Almacenamiento de carga	539.007
11	Pólizas y Seguro todo Riesgo	1 002 134
Total USD IVA Incluido		2.717.650

2. La suma restante por valor de **USD 2.097.503**, el socio operador le reconoció al contratista mediante cruce de cuentas por concepto de gastos



incurridos al utilizar generación eléctrica local usando como combustible ACPM, durante los cuatro (4) meses de operación de la planta TMM-II así.

Tabla No 20 Acuerdos de transacción

Acuerdo de transacción contrato No	Total USD
5500002282	1 220 217,50
5500002283	1 220 217,50
Total USD IVA Incluido	2.440.435,00

Es importante precisar que la diferencia a favor del socio operador, por valor de USD 342.932 que resulta entre el valor reconocido por el operador al contratista y los acuerdos de transacción, se acordó que su pago se haría mediante presentación de notas crédito a más tardar el 15 de septiembre de 2016

De otra parte, en comunicación de fecha 01 de septiembre de 2016 como respuesta al requerimiento de la CGR AEC-051, Ecopetrol también manifestó *"Ecopetrol S.A a partir de la revisión de la solicitud enviada por (..) y con base en lo estipulado en el contrato suscrito con el contratista, estuvo de acuerdo con el pago de las pólizas y seguro todo riesgo por valor de USD1 002 134 "* cifra que corresponde al ítem No. 11 de la reclamación del contratista generador

Como consecuencia de lo expresado, y teniendo en cuenta que la participación de Ecopetrol S.A., en el Contrato de Asociación asciende al 50% se concluye que figura un valor pendiente de reintegro a Ecopetrol S A por la suma de USD 2 077.975,50 de acuerdo con la siguiente relación.

Tabla No 21 Valor pendiente de reintegro

Concepto	Valor (USD)	50% Ecopetrol S.A. (USD)
Pago Factura No TER-038	2 717 650,00	1 358 825,00
Reconocimiento Pólizas de seguro todo riesgo Ítem No 11	(1 002 134,00)	(501 067,00)
Reconocimiento en cruce de Ctas Acuerdo de transacción No 5500002282	1 048 751,50	524 375,75
Reconocimiento en cruce de Ctas Acuerdo de transacción No 5500002283	1 048 751,50	524 375,75
Diferencia cruce de cuentas Acuerdo de transacción No 5500002282	171 466,00	85 733,00
Diferencia cruce de cuentas Acuerdo de transacción No 5500002283	171 466,00	85 733,00
TOTAL	USD 4.155.951,00	USD 2.077 975,50

La CGR estableció que efectivamente el socio operador del contrato de participación en riesgo Rubiales y asociación Piriri reconoció al contratista en



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

desarrollo de la fase de construcción de las dos centrales de moto – generación denominadas Termo morichal I y II del contrato BOOMT (Buiding, Own, Operating, Maintenance & Transfer), sin autorización del Comité Ejecutivo (máximo estamento de decisión del contrato), costos por un valor de \$6.381 712 117,57 (USD 2 077 975,50 a TRM \$3.071,12 del 04/11/2016), afectando la cuenta conjunta y generando presunto daño al patrimonio del Estado. Lo anterior evidencia falta de control y seguimiento por parte de Ecopetrol S A

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$6 381,7 millones

Hallazgo No. 20 Prorrogas contrato 5500001083 - Campo Rubiales

En el numeral 1 2 del contrato 5500001083 Marco de Obra para el movimiento de tierras en Campo Rubiales, se determinó que la obra comenzaría a ejecutarse en la fecha en que las partes firmaran el acta de inicio de obra Igualmente se estableció que el contratista podía prorrogar el contrato con por lo menos (30) días de antelación al plazo inicial o de cualquiera de sus prorrogas Así mismo en el numeral 1 15 se acordó la constitución de pólizas de seguros a favor de la Compañía, la cuales debían estar vigentes durante el término del contrato y sus prorrogas

Sin embargo, según oficio de marzo 8 de 2016 la Compañía de Seguros Confianza, manifiesta que no es posible la expedición de garantías mediante póliza nueva para las ordenes de servicio expedidas entre el 14 de junio al 31 de diciembre de 2015, correspondiente a las pólizas CU053618, ROO17811 y ROO23389, garantes de la orden de servicio del Contrato Marco 5500001083; debido a que no existía riesgo asegurable, teniendo en cuenta que el plazo de ejecución de las ordenes ya había transcurrido.

Tal situación evidencia que durante este periodo no se cubrió los respectivos amparos de Seguro de Cumplimiento en Favor de Entidades Particulares y el de Responsabilidad Civil Extracontractual En este sentido no se garantizó el pago de los posibles perjuicios que pudieron derivarse del incumplimiento de las obligaciones asumidas por el contratista durante dicho tiempo

Lo anterior refleja debilidades de seguimiento y control por parte del interventor y administrador en la ejecución del contrato

Hallazgo Administrativo

3.1 1 2 Contrato de Asociación Quifa

Hallazgo No. 21 Sistema Microburbujeo Batería 4 Quifa

El Manual de Contratación de Ecopetrol establece en su numeral 3.5 Principios que *"La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S.A., por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal; los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL."*

El Contrato de Asociación Quifa establecen como máxima órgano de decisión el Comité Ejecutivo integrado por los socios y el cual es el encargado de establecer los presupuestos y planes de desarrollo para el área a explotar. Así mismo dispone que *"El Operador llevará a cabo las operaciones materia de este contrato de manera diligente, responsable, eficiente y adecuada técnica y económicamente, quedando entendido que en ningún momento será responsable por errores de criterio, o por pérdidas o daños que no fueren resultado de culpa grave o dolo del Operador"*. De igual manera en Cláusula 10 del Contrato se determinó que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo que se encuentre en el área contratada, así como que realizará todas las operaciones de desarrollo y producción acogiendo las normas y prácticas conocidas para la explotación económica y eficiente del petróleo y dando aplicación a las normas sobre la materia.

Que las buenas prácticas petroleras fueron definidas mediante Resolución 181495 de 2009 como *"Operaciones, procedimientos, métodos y procesos seguros, eficientes y adecuados, implementados para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación final de las reservas de hidrocarburos, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y de las personas, en el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos"*.

Dentro del plan de desarrollo aprobado para el Campo Quifa, mediante Cartilla adjunta al Acta de Comité Ejecutivo No. 47 de agosto de 2014 se encontró la actividad de implementación del sistema de Microburbujeo para las facilidades de la Batería 4, donde se instalaría dentro del sistema tratamiento de agua previo a la disposición de la misma un tanque de desnatado (SkimTank) con capacidad de 100 mil barriles de fluido al cual se conecta un sistema de generación de burbuja en técnica de Microburbujeo



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Este sistema permitiría un aporte en la eficiencia del sistema en el tanque de desnatado (Skim TK-030) de batería 4 de Campo Quifa con un aporte en disminución de partes por millón en los hidrocarburos totales que siguen a las celdas de flotación dentro del sistema dentro de los paquetes de tratamiento y un incremento en la capacidad de tratamiento de hasta 900 mil barriles por día. Se describe en la Resolución 2035 de 2010 (Licencia Ambiental Quifa) que *“los Skim Reciben agua de producción de los FWKO, tanque de cabeza, tratador con 10 000 ppm a 145 °F y entrega agua con 1 200 ppm”*

Durante visita de la CGR a campo Quifa, se observó en batería 4 que el sistema de Microburbujeo se encontraba totalmente inoperativo, se visualizó un tren compuesto de dos unidades principal y respaldo para la generación de microburbuja sistema que no se encontró funcional para la Operación. Mediante respuesta a la observación se expone a la CGR que el segundo tren adquirido se le realizó todo el sistema constructivo para el montaje de los equipos que se encuentran almacenados en la Bodega de Materiales del Campo Quifa SW.

Mediante documento de filosofía de funcionamiento del sistema de Microburbujeo se describe que el sistema de tratamiento de agua cuenta con tres tanques *SKIM* 410-TK-010/020 (41,000 Bbl de capacidad cada uno) y tanque *SKIM* 410-TK-030 (100,000 Bbl de capacidad) El tanque Skim 410-TK-030 tendrá asociado un sistema de Microburbujeo compuesto por tres unidades paquete (uno operativo, uno de Backup y otro futuro) con capacidad nominal de 70 KBWPD cada una. Al tanque Skim 410-TK-030, con el sistema de Microburbujeo, según información suministrada por el cliente, podrá tratar hasta 900 KBWPD sin disminuir la calidad del agua de producción tratada en él. Así mismo en el mismo documento se establece que el sistema se instala en relación al cumplimiento de las normas ambientales del Decreto 1594 de 1984, el cual establece criterios para la disposición de agua de producción

El Operador con autorización del Comité Ejecutivo de la Asociación Quifa suscribió la Orden de Compra No 5000038896, con fecha 07 de julio de 2015, por valor de \$4 798 195 000 (Incluido IVA) La orden anterior se autorizó con el fin de adquirir equipos e instalar los trenes del sistema de Microburbujeo La orden anterior describe dentro de la oferta técnica que con la instalación de la primera unidad paquete se permitirá recircular una porción del flujo de salida del tanque Skim 410-TK-030, tal que se garantiza el aumento de capacidad de tratamiento del tanque hasta en 200 KBPD y que la calidad del agua de envió hacia las celdas de flotación se mantenga como mínimo en el valor actual de 600 a 800 ppm en concentración de hidrocarburos.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

La CGR identifica que la falta de operación del sistema en el tren instalado y el almacenamiento de los equipos del segundo tren adquirido, demuestran que los equipos adquiridos para el sistema de Microburbujeo en Campo Quifa no aporta a la eficiencia del tratamiento de agua que previamente se dirige a las celdas de flotación de los paquetes de tratamiento de agua, puesto que en las descripciones de la orden es claro que el aumento de capacidad de tratamiento del tanque hasta en 200 KBPD se debe a la recirculación de una porción del agua a la salida del mismo tanque, descripción que después de instalada no es aprovechada por el sistema

Así mismo se denota que operacionalmente no fue demostrado que se adquiriera el valor agregado de alcanzar una capacidad adicional de 900 KBWPD sin disminuir la calidad del agua, debido a que la norma a cumplir, el Decreto 1594 de 1984, no establece parámetros específicos en esta fase del proceso, la norma que se aplica es la Resolución 2035 de 2010 y ésta menciona que el límite son los 1.200 ppm de concentración de hidrocarburos, concentración que se mantuvo en los límites de 600 a 800 ppm, confirmando el hecho de que la inversión fue indebida y que la gestión antieconómica realizada no observó los principios y obligaciones de económica y eficiencia establecidos en los manuales de Ecopetrol y en el Contrato de Asociación.

Según lo anterior observa la CGR que la instalación de los equipos y el sistema de Microburbujeo dentro del alcance de la Orden de Compra No 5000038896 deriva en un menoscabo al patrimonio del estado, en la participación de Ecopetrol dentro de la Asociación Quifa por valor de mil cuatrocientos treinta y nueve millones cuatrocientos cincuenta y ocho mil quinientos pesos (\$1.439 458 500), representada en la inversión innecesaria realizada por la asociación, toda vez que los parámetros con los cuales la oferta técnica fue suscrita no mejoran las condiciones previamente existentes en el sistema de tratamiento de agua en el Skim 410-TK-030, bajo las anteriores condiciones los equipos y el sistema son inútiles y no deparan beneficio para la operación

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$1 439,5 millones

Hallazgo No. 22 Costos operacionales pos-terminación proyecto STAR

Mediante Cláusula 11 del Contrato de Asociación Quifa se establece que el operador efectuara todos los gastos e inversiones y llevará a término las operaciones de desarrollo y producción de acuerdo con los proyectos, programas y el presupuesto anual aprobado en el plan de desarrollo para cada campo comercial a que se refiere la Cláusula 11, de conformidad con el acuerdo de operación y sin exceder el presupuesto total para cada año



De igual manera la cláusula 15 del acuerdo de operación determina que cada vez que se solicite una adición presupuestal, el operador deberá iniciar, con la debida anticipación, los trámites correspondientes presentando las solicitudes al subcomité respectivo para su estudio y posterior recomendación al Comité Ejecutivo. En todo caso, las solicitudes de adición presupuestal deberán ser plenamente justificadas, explicando las razones que originaron la variación de las partidas apropiadas, con sus respectivos anexos técnicos y financieros contemplados en la Cláusula 14 (numeral 14.2.3) del presente Acuerdo.

De acuerdo con Acta de Comité Ejecutivo No. 44 de abril de 2014 se había aprobado un presupuesto de gastos operacionales para STAR de USD\$9.7 millones. De acuerdo con Acta de Comité Ejecutivo No. 47 de agosto de 2014, dos meses posteriores a la decisión de la terminación; se aprobó un presupuesto por Gastos Operacionales para STAR por USD\$24.8, derivado de una adición de USD\$15.09 millones, adición sin plena justificación ni explicación de la variación estimada para el costo en los gastos operacionales que se estaba aprobando por parte del Comité Ejecutivo.

En Comité Ejecutivo No. 50 de diciembre de 2014 del Contrato de Asociación Quifa, se presentaron los costos y presupuestos para la vigencia 2014, donde se observa una aprobación de USD\$25,9 millones después de una redistribución de USD\$1,15 millones, lo cual incrementa los costos en la operación derivados del proyecto STAR. En revisión de presupuesto a septiembre de 2015, los valores por gastos operacionales por las facilidades y componentes de STAR ascendían a USD\$22,5 millones, denotando un incremento de 200% por posibles sobrecostos en el control operacional de las facilidades que ya no prestan servicio al proyecto, quedando una capacidad instalada sin posibilidad de aprovechamiento, ocasionado por la gestión ineficiente que no garantiza una operación económica por cuanto no se obtuvo mayores recobros que cubrieran los costos operacionales posteriores a la terminación del piloto STAR.

El proyecto STAR fue terminado por decisión de los socios a partir de junio de 2014. En visita de la CGR a la facilidad satélite de Quifa, mayo de 2016, la cual fue destinada para el proyecto STAR se observó la inutilización de equipos como la planta de tratamiento de gas no asociado (H₂S), cuya inutilización permanente es debido a que ya no es posible tratar gas proveniente de los procesos de combustión, principio base del proyecto STAR. Lo anterior contrastando con el uso poco efectivo de la facilidad al tener pozos como el Quifa 73, Quifa 83 y Quifa 89 alineados hacia esta facilidad solo con presunta intención de mantenerla operativa; pues los mismos pozos fluían alineados desde sus respectivos clúster por las troncales 1, 2 y 3 directamente desde su respectivos clúster hacia la Bateria 4 de Quifa.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Las situaciones mencionadas son generadas por inobservancia en las condiciones de aprobación de las adiciones que depararon incrementos desproporcionados en costos por casi 200% en los gastos operacionales durante el año posterior a la terminación del proyecto STAR, generando que la inutilización de la infraestructura instalada y disponible en Batería Satélite tenga una operación inefectiva y poco eficiente, puesto que el solo uso de las instalaciones con la intención de mantenerlas operativas evitan la disposición y destinación final de la infraestructura que ya no es posible utilizar como la planta de tratamiento de gas no asociado.

Hallazgo Administrativo

Hallazgo No. 23 Informe Tratamiento Químico de Aguas residuales industriales Quifa

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.

Mediante Cláusula 302 Gestión Ambiental, el Contrato establece que *“El Operador o LA ASOCIADA según sea el caso, en desarrollo de todas las actividades del Contrato, deberá cumplir oportunamente con lo dispuesto por el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección del Medio Ambiente y demás disposiciones legales sobre la materia igualmente fomentaran entre sus contratistas, proveedores, intermediarios y/o trabajadores que estén laborando en beneficio de este Contrato, la conservación de un ambiente sano, tomando las precauciones necesarias para proteger el medio ambiente, la vida humana y la propiedad de otros y prevenir la contaminación del Área Contratada”* Así mismo el acuerdo de operación del Contrato de Asociación dispone que el Presupuesto de gastos ambientales tiene como propósito apropiar los fondos anuales necesarios para cumplir con las disposiciones ambientales. Los gastos generales se calcularán teniendo en cuenta las necesidades que demande la Operación Conjunta en el desarrollo normal de sus actividades.

Se toma como estudio referente de análisis, el documento Caracterización Físicoquímica y Microbiológica de Agua Residual Industrial campo Quifa, realizado en el mes de abril de 2015 por el laboratorio, el cual se basó en los requerimientos



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

establecidos por el Decreto 3930 de 2010 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial cada parámetro en los Artículos 72 y 74 del Decreto 1594 de 1984 y la Resolución 2035 de 2010 de MAVDT (Licencia Ambiental Campo Quifa), con el fin de verificar la eficiencia de los sistemas de tratamiento de aguas Industriales, es decir el monitoreo de aguas residuales industriales en las Facilidades de Inyección del PAD 1 y PAD 3 del campo Quifa.

Dicho estudio indica que los niveles de oxígeno disuelto en el PAD 1 y PAD 3, reportó concentraciones de 4,14 mg/L O₂ y 4,33 mg/L O₂, así mismo para Compuestos orgánicos, como las grasas y aceites reportaron una concentración de 118 mg/L y 38,2 mg/L en las facilidades de inyección del PAD 1 y PAD 3 y para la concentración de Hidrocarburos Totales se reportaron 114 mg/L para la inyección del PAD 1 y 36,9 mg/L en el caso de la inyección del PAD 3.

LA CGR evidencia inconsistencia de procedimiento en el hecho que la Asociación contrató a un laboratorio acreditado para que realizara el monitoreo de aguas residuales industriales en las Facilidades de Inyección del PAD 1 y PAD 3 del campo Quifa, cuyo estudio referente de análisis, fue el documento Caracterización Físicoquímica y Microbiológica de Agua Residual Industrial campo Quifa, realizado por un laboratorio acreditado con base en los requerimientos establecidos por el Decreto 3930 de 2010 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial cada parámetro en los Artículos 72 y 74 del Decreto 1594 de 1984, se concluye que dicho estudio era innecesario ya que el cumplimiento de parámetros de calidad de las aguas para reinyección no se basan en estos actos administrativos, sino en lo establecido con las Resoluciones 181495 de 2009 y 180877 de 2012; en ese sentido, es ésta la autoridad llamada a definir, de acuerdo con las pruebas de inyectividad presentadas por la Compañía operadora, las condiciones de caudal, presión y características del agua a inyectar, las cuales a la fecha no han sido establecidas para el campo Quifa

Lo anterior genera una incertidumbre en la necesidad o no de contratar este tipo de estudios y análisis para su control de monitoreo para aguas de reinyección del campo Quifa, teniendo en cuenta que no existe la obligatoriedad del cumplimiento normativo ambiental para la disposición final de este tipo de aguas de producción, y que puedan derivan de una innecesaria destinación de recursos y aplicación del producto químico y tratamiento

Hallazgo Administrativo



Hallazgo No. 24 Inversión Ambiental 1% Campo Quifa

De acuerdo a lo planteado en la Resolución 2035 del 15 de octubre 2010, por la cual se otorga la licencia ambiental global para Campo Quifa, y sus posteriores modificaciones, Resoluciones 0987 de 2011, 0261 de 2013, 0338 de 2014, 0427 de 2014, 093 de 2015, 808 de 2014 y 1286 de 2015, el socio operador ha adquirido una serie de obligaciones ambientales concernientes a la inversión del 1%, acorde a lo establecido en el Decreto 1900 del 2006

La Contraloría General de la República estableció que la obligación de inversión del 1%, en lo que respecta a los programas de POMCH_Cuenca Río Tillavá (Fase formulación), Reforestación Núcleos forestales_291_Ha (Establecimiento) y ejecución mediante proyectos definidos en el POMCH Río Tillava, para la obligación generada para el activo denominado Quifa, no se han ejecutado, no se han hecho las inversiones requeridas por Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, según la Resolución 2035 del 15 de octubre 2010, por la cual se otorga Licencia Ambiental Global para Campo Quifa, y sus posteriores modificaciones, en el cual se ha requerido el cumplimiento de obligaciones referente a los proyectos de inversión del 1% aprobados y/o pendientes por aprobar. Se verificó que se han certificado por revisor fiscal, los costos de la inversión del 1% del campo Quifa, hasta el diciembre de 2013

Tabla No 22 Estado inversiones 1%

ESTADO	PROYECTO*	VALOR TOTAL DEL PROYECTO (\$COP)	EJECUCION ACUMULADA DIC/2015 (\$COP)
EN EJECUCION	POMCH_Cuenca Río Tillavá (Fases aprestamiento, diagnóstico, zonificación)	\$ 225 610 772	\$ 225 610 772
	POMCH_Cuenca Río Tillavá (Fase formulación)	\$ 500 000 000	\$ 0
POR EJECUTAR	Reforestación Nucleos forestales_291 Ha (Establecimiento)	\$ 5 430 012 303	\$ 0
EN FORMULACION	Ejecución mediante proyectos definidos en el POMCH Río Tillava*	POR DEFINIR	\$ 0
TOTAL		\$ 6 155 623 075	\$ 225 610 772

Las obligaciones para el desarrollo de actividades del programa de inversión del 1%, no se observa avance, que garantice la inversión establecida y certificada por Revisor Fiscal por valor de \$5.930.012.303.

Se genera riesgo en la aplicación de dicha obligación de desarrollar las actividades de protección, preservación y manejo de los programas de POMCH de la Cuenca del Río Tillavá, la Reforestación de Núcleos forestales de 291 Ha y la



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

ejecución mediante proyectos definidos en el POMCH Río Tillava, en el área de influencia directa del campo, acorde con lo establecido en el Parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993 y el Decreto 1900 de abril de 2006 y en Resolución 2035 del 15 de octubre 2010, dentro de los términos señalados por la autoridad, de tal forma que se evite la imposición de medidas preventivas y/o sancionatorias, conforme a lo señalado en la Ley 1333 de 2009.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 25 Ejecución actividades Compensaciones Forestales campo Quifa

Mediante la Resolución 2035 del 15 de octubre de 2010, el Ministerio del Medio Ambiente otorgó al socio operador del contrato de asociación Quifa Licencia Ambiental Global para el desarrollo del Área de Explotación de Hidrocarburos Quifa, la cual incluye los permisos de uso y aprovechamiento de los recursos naturales y para los cuales deben cumplirse las medidas de compensación definidas en las fichas PCMB-1 “Compensación por afectación paisajística” y PCMB-2 “Compensación por Flora y Fauna” Con la Resolución 0987 de 2011 y la Resolución 261 de 2013, se modifican las actividades de compensación definidas en las fichas PCMB-1 y PCMB-2, adicionando obligaciones a cada una de ellas

A la fecha de la visita de la CGR al área del proyecto de explotación de Hidrocarburos Quifa, se evidenció que la empresa operadora del Contrato de Asociación Quifa no ha ejecutado las medidas de compensación forestal en diferentes sitios del áreas de influencia directa de proyecto de explotación hidrocarburífera, se encuentran por ejecutar y en fase de formulación los proyectos de compensación forestal impuestos por la Resolución 2035 del 15 de octubre de 2010, Resolución 0987 del 30 de mayo de 2011 y Resolución 0261 del 19 de marzo de 2014, como medida por la afectación de cobertura vegetal generados por actividades propias de la operación, incluidas la construcción de plataformas multipozo, en cumplimiento de los actos administrativos mencionados anteriormente y expedidos por la ANLA

La cantidad de área a compensar asciende a 1002,76 Ha, según reporte del ICA de abril de 2015, capítulo 7, anexo 21 e información reportada por el operador a la CGR, se informa que entre las que se encuentran los planes de Barreras vivas perimetrales en áreas operacionales (plataformas, CPF, Zodmes, otros, Plan de establecimiento y manejo de núcleos forestales de 209 hectáreas como cumplimiento de las medidas de compensación del área de explotación de hidrocarburos Quifa, proyecto de reforestación (Proyección de 900 Ha), proyecto de restauración y el Monitoreo de cinco (5) especies de fauna en el área del



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

bloque Quifa desarrollo, de acuerdo a lo pactado con la autoridad ambiental competente

Lo anterior ha generado el no desarrollo de las actividades de compensación forestal obligadas en los actos administrativos mencionados anteriormente y que ascienden a la suma de \$20.010, 5 millones por afectación de cobertura vegetal generados por actividades propias de la operación de explotación del campo Quifa.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 26 Cierre investigaciones ambientales Campo Quifa

La Ley 1333 de 2009, tiene como objeto prevenir o impedir la ocurrencia de un hecho, la realización de una actividad o la existencia de una situación que atente contra el medio ambiente, los recursos naturales, el paisaje o la salud humana que se estén causando o puedan causarse por la ejecución del proyecto o cuando se incumplan los términos, condiciones y obligaciones establecidas en la misma

Efectuada la correspondiente verificación por parte de la CGR, al estado de cumplimiento ambiental del campo Quifa en desarrollo del Contrato de Asociación Quifa, frente a los actos administrativos de investigaciones de tipo administrativo ambiental hechos por la autoridad Ambiental competente, por presuntos incumplimientos a la normativa ambiental, se evidenció que se encuentran sin cerrar las investigaciones de tipo administrativo ambiental, sin el pronunciamiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA

Para el caso del Auto 3500 de agosto de 2014 se ordenó la apertura de investigación administrativa ambiental de carácter sancionador por ocho (8) cargos de presuntas infracciones ambientales a saber, la adecuación y operación de zonas habitacionales o campamentos en áreas no autorizadas en ninguno de los actos administrativos, realizar captación de agua superficial en el Caño Masiferiana y Nutria durante todo el año, incluyendo con ello un periodo no autorizado en la licencia ambiental periodo seco, de diciembre 2010 a febrero 2011 y entre diciembre de 2011 a febrero de 2012 para el caso del caño Masiferiana, y entre diciembre de 2011 y febrero de 2012 en el caño Nutria, no presentar la información ni los soportes que evidencien los aforos mensuales de caudal, en las fuentes de agua superficial utilizadas para la ejecución de las actividades del proyecto, Por haber construido presuntamente, la locación Ambar-2 a una distancia inferior a 50 m, establecida como franja de exclusión y de protección a los drenajes permanentes y no permanentes, por realizar el sistema de tratamiento y manejo de las aguas asociadas de producción generadas en el



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Área de explotación de Hidrocarburos Quifa en un sitio no autorizado para tal fin, entre los más relevantes

También se evidenció la apertura de investigación mediante Auto 036 del 8 de enero de 2016 del ANLA, basado en el Concepto Técnico No 1802 del 22 de abril de 2015, por la presunta captación sobre el caño Masiferiana, en un punto no autorizado lo que es un claro incumplimiento de la Resolución 2035 de 2010, lo que puede generar un riesgo de afectación ambiental.

Se evidenció que la empresa operadora, no cuenta con los soportes documentales oficiales, en el que se disponga que la Autoridad Ambiental competente ordene el cierre de las investigaciones administrativas ambientales aperturadas, es decir, no se evidenciaron registros documentales que demuestren que dichas investigaciones administrativas ambientales han sido cerradas por el ANLA, para evitar la imposición de medidas preventivas y/o sancionatorias, conforme a lo señalado en la Ley 1333 de 2009 y el Decreto 3678 de 2010

Lo anterior indica el uso inadecuado de recursos naturales a través de las actividades de explotación del campo Quifa, evidenciadas por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA, expedido a con los actos administrativos mencionados anteriormente y que está generando el pago de multas por sanción e infracción ambiental en desarrollo del contrato de Asociación Quifa, como es el caso de la sanción ambiental y el pago de multa por valor de \$106.389 943, por haber iniciado las actividades de adecuación y construcción de un Zodme, el descargadero de crudo y locación para campamento sin previamente haber remitido al Ministerio de Medio Ambiente el respectivo Plan de Manejo Ambiental – PMA, en presunta infracción a lo establecido en los artículos 7, literal f, 11 y 12 de la Resolución 2035 del 15 de octubre de 2010, y lo regulado a través del artículo 50 de la Ley 99 de 1993 Ecopetrol indica que la operadora mediante comunicación radicado No 2015068484-1-000 de 22 de diciembre de 2015, interpuso un recurso de reposición en contra de dicho Acto Administrativo con el fin que se revoque el mismo, con base en argumentos de la temporalidad en la tasación de la multa.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 27 Parámetro de emisión caldera 060 en la Batería 4

El desarrollo del Sistema de Vigilancia de Calidad del Aire Industrial, se enmarca en las directrices establecidas en el Protocolo de Calidad del Aire, Diseño y Operación, y los resultados obtenidos se comparan con los límites máximos diarios establecidos en la en cumplimiento del artículo 2 de la Resolución 610 de



2010 del MAVDT, hoy MADS, para los contaminantes criterio PST, PM10, SO2, NO2 y CO. En artículo 1, numeral 3 del Auto No 01237 de 2015 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA requirió cumplimiento de parámetros de emisiones según lo establecido en la legislación ambiental vigente

Tomando como base el estudio realizado a las fuentes de emisiones existentes en la Batería 4, en diciembre de 2012, por la firma ACS y a lo informado en oficio del 14 de junio de 2016 de la Vicepresidencia de Activos con Socios, Gerencia Integral de Activos Centro Oriente Según, de los resultados de medición de la caldera 060 en la Batería 4, se evidencian parámetros de la unidad de combustión externa 060 ubicado en el campo Quifa, en lo que se refiere al Material Particulado MP, para lo cual se identifica que para la fuente fija el resultado arroja un valor de 80 mg/m3, mayor al límite permisible de 50 mg/m3, para el parámetro SO2 (mg/m3) el resultado fue de 648 para un límite de 500 mg/m3 y para el parámetro NOx se presentó resultado de 667 mg/m3 por encima del parámetro permisible de 350 mg/m3, como se evidencia en el siguiente cuadro.

Tabla No 23 Resultados de medición de caldera 060 en Batería 4

Concentración a condiciones de referencia para equipos de combustión externa Resolución 909 de 2008							OBSERVACIONES
Id Fuente Fija	MP (mg/m3)		SO2 (mg/m3)		NOX (mg/m3)		
	Resultado	Límite	Resultado	Límite	Resultado	Límite	
Caldera 060	80	50	648	500	667	350	Medición de referencia, calderas de Batería

Lo anterior se debe a la falta de mantenimiento preventivo a los equipos que generen emisiones (fuentes fijas), y a la aplicación de las actividades establecidas en las fichas del Plan de Manejo Ambiental PMRA-1- Manejo de fuente de emisión y Ruido y la PSMA-3 – Emisiones atmosféricas Calidad de Aire y Ruido, se genera emisiones por fuera de los parámetros exigidos por la normatividad aplicable al tema de emisiones y efectos en la salud que se ven representados principalmente en la parte respiratoria (pulmones y vías respiratorias) La contaminación por partículas aumenta la turbidez atmosférica y reduce la visibilidad

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 28 Eventos Ambientales Campo Quifa

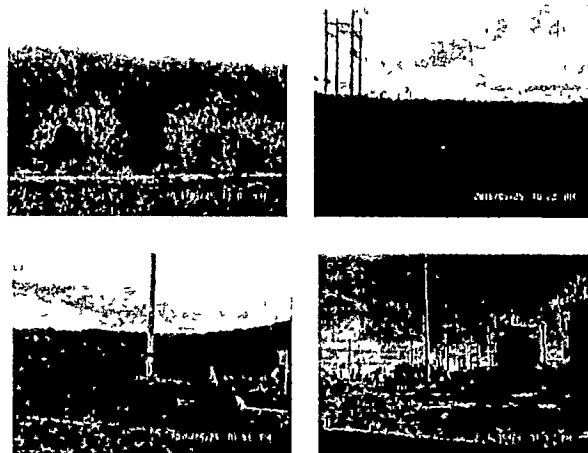
Dentro del Campo Quifa se cuenta con su respectivo Plan de Manejo Ambiental, de acuerdo a lo planteado en la Resolución 2035 del 15 de octubre 2010, por la cual se otorga la licencia ambiental global para Campo Quifa, y sus posteriores modificaciones, Resoluciones 0987 de 2011, 0261 de 2013, 0338 de 2014, 0427



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

de 2014, 093 de 2015, 808 de 2014 y 1286 de 2015, el socio operador, para la aplicación de medidas ambientales, a través de sus fichas de manejo. El Decreto 0283 de 1990 reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de combustibles derivados del petróleo y el transporte por carro tanques del petróleo crudo.

La CGR evidenció en el campo Quifa eventos por fuera de los procedimientos de control del Plan de Manejo ambiental, problemas de estabilidad de taludes sin revegetalización y con erosión en plataformas, Cluster QF 113, QF 148, QF 10, QF 135, plataforma Norte antigua zona STAR talud deteriorado, falta proceso de endurecimiento de vías en Batería 4. No se han implementado obras tendientes a controlar los procesos erosivos y de inestabilidad de taludes, por fenómenos de deslizamientos.

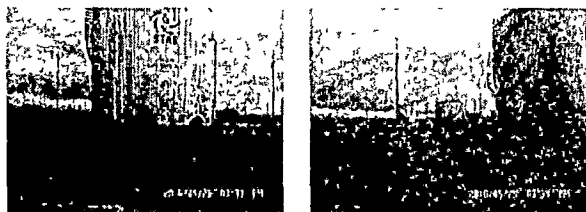


También se evidenció que en la plataforma del antiguo proyecto STAR, los diques en la zona de tanques (TK-246, TK-100, TK-217A, 217C, entre otros) se encuentran sin proceso de endurecimiento, sin recubrimiento, en tierra, se encuentran conformados por base granular compactada, y no cuentan con cunetas perimetrales de recolección y drenaje de aguas lluvias.





CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA



Lo anterior se debe a que no se está dando aplicación a las medidas establecidas en la Ficha PMSA-2 Manejo de taludes del PMA del campo Quifa, teniendo en cuenta que mediante actos administrativos Auto 1513 de 2014 y numeral 4, art 1 del Auto 0237 de 2015 se requirió por parte de la Autoridad Ambiental competente, la adecuación de los procesos erosivos presenten en el campo a raíz de las actividades propias del proceso de explotación de hidrocarburos. Además, no se está dando cumplimiento a lo establecido en el Decreto 0283 de 1990, el cual reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de combustibles derivados del petróleo.

Se genera deterioro de recursos medio ambientales y daños a ecosistemas, problema ambiental acumulativo severo y contaminación visual y refleja deficiencias de seguimiento y control en materia de supervisión y aplicación de correctivos operacionales.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 29 Facilidades sin proceso de abandono, Proyecto STAR

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.

Se observó infraestructura abandonada del antiguo proyecto STAR sin proceso de retiro y restauración, las plataformas denominadas Norte y Sur (plataformas 12, 13, 14 y 15), en la que se observa planta de contingencia, infraestructura de generación eléctrica, cantidad de tanques portátiles de almacenamiento de crudo (Fast tank), tanques de almacenamiento de combustible, contenedores, gran cantidad de chatarra acumulada, transformadores eléctricos, infraestructura de



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Manifold de recibo, caseta de bombas, piso o placa de cemento para la ubicación de equipos, cuarto de control de máquinas, es decir, en las plataformas denominadas Norte y Sur se evidencia la infraestructura asociada a una facilidad de producción que fue utilizada para el antiguo proyecto denominado STAR, en desuso y sin protocolo de desmantelamiento. Además se observó que en dichas plataformas se encuentran pozos sin proceso de abandono definitivo, ya que se estableció su inactividad e inoperativas y presentan las mismas condiciones para desmantelamiento



No se ha aplicado 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. indicado en el Plan de Manejo Ambiental PARF2 – Desarme de infraestructura, campamentos e instalaciones que forma parte del plan de abandono y restauración final del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del campo Quifa.

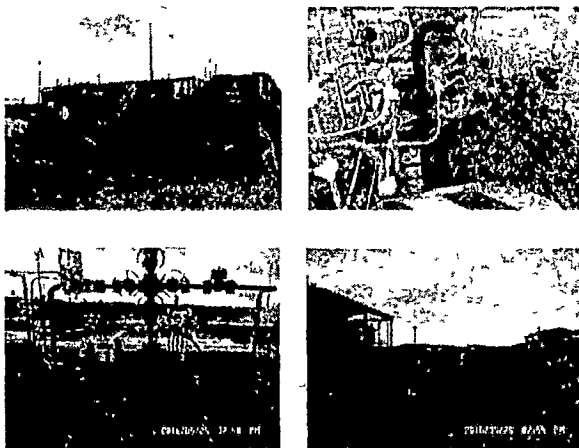
Ecopetrol S.A. indica que el 31 de agosto de 2016, el socio operador acordó ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) el plan de abandono de los Pozos QF-137DST, QF-161D, QF-162D y QF-163D, los cuales se encuentran cerrados y su abandono se realizará en el tercer trimestre del año 2017, estos son los pozos



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

pendientes de abandono del finalizado Proyecto STAR, lo anterior fue presentado por el Operador a los Socio en el desarrollo del Subcomité Técnico No 39 celebrado el 23 de septiembre de 2016. Por lo anterior, se realizará seguimiento a este compromiso por parte de la administración del Contrato de Asociación Quifa

Además fue requerido por la ANLA en el Auto No 954 del 12 de marzo de 2015 en su artículo 4, basado en el artículo 40 del Decreto 2820 de 2010, que indica 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, seguimiento y mantenimiento operativo por parte del operador del campo y de Ecopetrol S.A



Se origina impacto ambiental sobre los recursos naturales suelo e hídrico, 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, por no 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

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 30 Registro de propiedad conjunta

El numeral 16.3 del Acuerdo de Operación (Anexo B) del Contrato de Asociación QUIFA establece:



"16.3 Registros de propiedad conjunta

A través de la Cuenta Conjunta el Operador llevará un registro de todos los bienes adquiridos sujetos a inventario, indicando detalladamente la clase de activo, la fecha de adquisición y su costo original"

En desarrollo de la visita fiscal adelantada por la CGR en el Campo Quifa entre el 23 y el 27 de mayo de 2016, se estableció que en la base de datos que lleva el operador y que fue suministrada a la Contraloría, no se incluye la totalidad de activos que han sido adquiridos a través de la Asociación. Lo anterior se evidenció en el hecho que dentro de la muestra de registros de activos que se tomaron en diferentes zonas del campo, los que se relacionan a continuación no se encuentran incluidos en la mencionada base de datos:

Tabla No 24 Relación de activos

NUMERO DE INVENTARIO	DENOMINACION CGR	RESPUESTA OPERADOR
SIN PLACA	SISTEMA AGENTE LIMPIO	COMPRA POSTERIOR INV 2014
SIN PLACA	MOTOR BOMBA 320-P-060B	COMPRA POSTERIOR INV 2014
SIN PLACA	MOTOR BOMBA 320-P-060	COMPRA POSTERIOR INV 2014
SIN PLACA	MOTOR BOMBA 320-P-040	COMPRA POSTERIOR INV 2014
SIN PLACA	CENTRIFUGA SERIAL 14391	COMPRA POSTERIOR INV 2014
SIN PLACA	CENTRIFUGA SERIAL 16894	COMPRA POSTERIOR INV 2014
SIN PLACA	TURBIDIMETRO HACH	COMPRA POSTERIOR INV 2014
SIN PLACA	GENERADOR 910-GN3027	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	910-PRE-2054	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	910-PRE-3002	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	910-PRE-3015 TRIENERGY	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	910-PRE-2048 TRIENERGY	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	910-PRE-2069 TRIENERGY	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	TANQUE DE NIVEL CONSTANTE TDQ 1009	COMPRADOS EN EL 2015
SIN PLACA	TANQUE DE NIVEL CONSTANTE TDQ 1008	COMPRADOS EN EL 2015
SIN PLACA	TANQUE DE NIVEL CONSTANTE TDQ 1004	COMPRADOS EN EL 2015
SIN PLACA	TANQUE DE NIVEL CONSTANTE TDQ 1003	COMPRADOS EN EL 2015
SIN PLACA	TANQUE DE NIVEL CONSTANTE TDQ 1000	COMPRADOS EN EL 2015
SIN PLACA	TANQUE DE NIVEL CONSTANTE TDQ 1018	COMPRADOS EN EL 2015
SIN PLACA	TANQUE DE NIVEL CONSTANTE TDQ 1015	COMPRADOS EN EL 2015
SIN PLACA	TANQUE DE NIVEL CONSTANTE TDQ 1011	COMPRADOS EN EL 2015
SIN PLACA	TANQUE DE NIVEL CONSTANTE TDQ 1002	COMPRADOS EN EL 2015
SIN PLACA	GENERADOR 910-GN-225	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	GENERADOR-910-GEN-1051	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	GENERADOR	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	GENERADOR	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	GENERADOR-910-GEN-691	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	GENERADOR-910-GEN-617	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	GENERADOR-910-GEN-1006	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	GENERADOR-910-GEN-109	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	GENERADOR-910-GEN-0190	COMPRADO EN EL 2014
SIN PLACA	GENERADOR-910-GEN-2023	COMPRADO EN EL 2014

Adicionalmente, pese a que en la visita se indicó que la administración y control de los activos fijos de Quifa se efectúa a través del sistema SAP, los anteriores no



han sido incorporados en el sistema por lo cual no cuentan con número de activo fijo.

En la respuesta dada ante la solicitud efectuada de identificar los registros en la base de datos, con relación a los activos mencionados se indica "*compra posterior inv 2014*", "*comprado en el 2014*" o "*comprado en el 2015*"³

A lo anterior se suma el hecho que la muestra de activos que inicialmente se seleccionó para la verificación física, que correspondía a ciento noventa y ocho (198), no fue posible adelantar el procedimiento establecido, debido a que no se informó sobre la ubicación física de diecinueve (19) y el resto ciento setenta y nueve (179) activos, carecen de mecanismos que permitan su plena identificación

No obstante en el Acta del Subcomité Financiero de fecha 20 de agosto de 2014 (Acta No 35) se indica dentro del numeral 6.6 Resultado del Inventario de Activos Fijos 2014 que no existe un Sistema de control de activos en Campo y que "*los equipos no se registran en un sistema centralizado que controle la totalidad de los activos y sus ubicaciones*", se evidenció que dicho sistema no ha sido implementado. De igual forma, no se evidencia la gestión adelantada por Ecopetrol para que el operador tome las medidas necesarias para ello

Lo anterior evidencia deficiencias en los mecanismos establecidos para la adecuada administración y control de los activos adquiridos por la Asociación e inobservancia de lo pactado en el numeral 16.3 del Acuerdo de Operación del Contrato de Asociación, lo cual genera riesgos de posibles pérdidas de activos e incertidumbre sobre la calidad, confiabilidad e integralidad de la información registrada en el sistema y de los reportes efectuados.

Hallazgo Administrativo

3.1.1.3 Contrato de Asociación Tauramena

Hallazgo No. 31 Factor del Contrato Pozo Buenos Aires Y16 Cusiana

En ejecución de los Contratos de Asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Rio Chitamena los socios desarrollaron un Plan Integral de Explotación Unificada de la Estructura Petrolífera de Cusiana, el cual cobija todas las áreas de los tres contratos

³ Anexo No 8 Acta de visita fiscal Auditoría Ecopetrol Vigencia 2015 Campo Rubiales-Piriri y Quifa



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

En el referido Plan y sus correspondientes modificaciones se establece que los costos de operaciones e inversiones aprobadas en el área unificada serán asumidos y desembolsados por las partes de acuerdo con sus intereses de participación. Para lo anterior se definió un "Tract Factor" (Factor del Contrato) donde a la terminación de cada contrato se actualizan los correspondientes intereses de participación.

Se determinó que partir del primero de julio de 2010 fecha de terminación del Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas los porcentajes según el "*Factor del Contrato*" quedaría para Ecopetrol en 69,3748% y para los Socios en 30,6252%. Así mismo a partir del 4 de julio de 2016 a la terminación del Contrato de Asociación Tauramena quedaría en 97,8585% para Ecopetrol y 2,1416% para el socio.

Dentro del proceso de terminación del Contrato Tauramena se suscribieron documentos anexos al Acta de Terminación mediante los cuales se describen los aspectos relevantes del estado de las operaciones del campo Cusiana. En el anexo correspondiente al estado e integridad de pozos se hace referencia al pozo Buenos Aires Y16Z ST1, el cual se especifica que a partir de agosto de 2016 a más tardar debe realizarse reemplazo de la sarta de CT (Coiled Tubing) debido a corrosión externa por contacto de Dióxido de Carbono con fluidos de producción, se describe que los trabajos serían realizados por el nuevo operador y serían asumidos por las partes en los porcentajes correspondientes al último periodo Ecopetrol 97,8585% y Asociada 2,1416%.

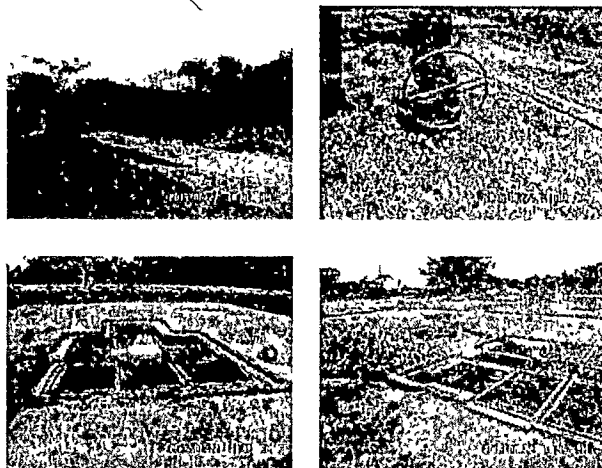
Teniendo como referente que el pozo Buenos Aires Y16 ST1, tuvo trabajos de inversión durante los proyectos aprobados de los últimos dos años y que el reporte de integridad infiere daños en la sarta de CT instalada por el operador previos a la terminación del Contrato de Asociación Tauramena y que la técnica utilizada fue decisión del mismo operador quien conocía previamente los daños ocasionados, lo que deparaba el cubrimiento en costos al momento de la identificación del problema de integridad, observa la CGR una transgresión en los porcentajes pactados en el Plan Integral de Explotación Unificada en aplicación indebida del "Factor del Contrato" por cuanto en el acta de terminación en su anexo sobre integridad se desconoció una condición previa a la terminación del contrato de Asociación Tauramena, puesto que los problemas de la sarta CT instalada por el Operador fueron decisión de éste y cuyo costo en reparación declarado en el reporte de integridad tendrían aplicación del factor hasta antes del 4 de julio de 2016, evidenciándose la materialización del riesgo en el mayor aporte de Ecopetrol en la solución de los problemas de integridad reportados por el Operador en una diferencia que la Empresa Estatal asume en 28,4837% adicionales, traducidos en mayores costos sin que ellos debieran ser asumidos en la aplicación indebida del "Tract Factor" (Factor del Contrato).

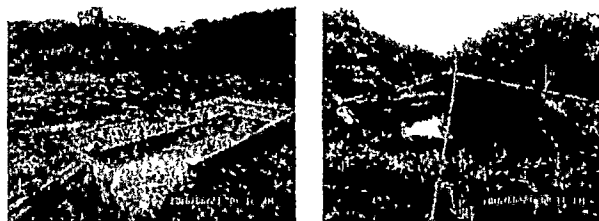
Hallazgo Administrativo al cual se le adelantará indagación preliminar

Hallazgo No. 32 Proceso de desmantelamiento infraestructura petrolera campo Cusiana

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. Los instrumentos ambientales, Licencias Ambientales, y cada uno de los Planes de Manejo Ambiental del Activo Tauramena establecen obligación específica sobre abandono y desmantelamiento.

En visita realizada por la CGR a las áreas del campo Cusiana del contrato de Asociación Tauramena, se evidenció infraestructura asociada a procesos de producción, sin proceso de desmantelamiento, entre las que se observan la plataforma Buenos Aires D, plataforma Buenos Aires Z, se encuentran pozos abandonados en fondo, Z-43, Z-10, Z-11 y sin proceso definitivo y desmantelamiento, campamento abandonado de policía en plataforma Buenos Aires G, plataforma Cusiana Q, pozos inoperativos CusQ-17, CusQ-4, plataforma T con infraestructura abandonada de campamento de policía, plataforma Cusiana TA, pozo CusTA-22, abandonado con placa pero aún con infraestructura sin retirar, campamento de policía abandonado, plataforma Cusiana TS con dos (2) piscinas, Skimmer, Contrapozos, Cunetas, Manifold sin desmantelar





De igual manera se evidenció en área contigua al relleno sanitario, horno incinerador sin proceso de desmantelamiento y disposición final, lo cual fue requerido por la autoridad ambiental competente ya que no cumplía con los estándares de emisiones indicados por la normativa específica y plataforma denominada LTT, antigua facilidad temprana, sin proceso definitivo de desmantelamiento o mantenimiento operativo de áreas inactivas.



La no aplicación 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 la no aplicación del plan de abandono, restauración final y mantenimiento de áreas inoperativas establecido dentro de cada uno de los instrumentos ambientales y Planes de Manejo Ambiental en cada una de las fichas – Desarme de infraestructura, campamentos e instalaciones que forma parte del plan de abandono y restauración final, son las causas de la generación de los impactos ambientales evidenciados en el campo Cusiana.

Se genera contaminación visual y aumenta la probabilidad de la aparición de vectores biológicos, por no 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. Teniendo



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

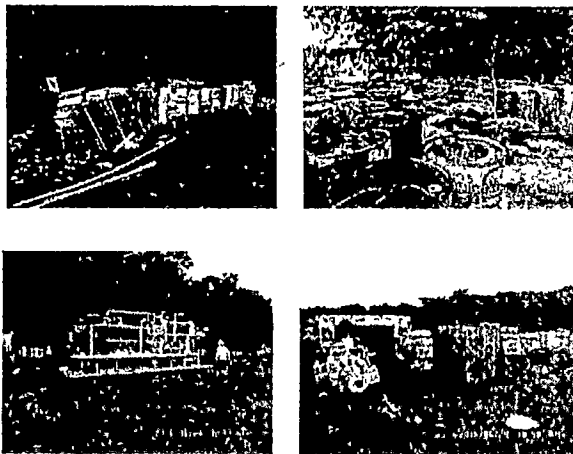
en cuenta que se dio el proceso de terminación del contrato de asociación, y el aseguramiento por parte de Ecopetrol S.A., es la base de seguimiento de estos problemas ambientales acumulados, para que los costos de la recuperación definitiva no queden en cabeza solo de Ecopetrol S A , para poder efectuar las medidas de restauración pertinentes contempladas en cada una de los instrumentos de seguimiento y control y en los Planes de manejo ambiental.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 33 Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS Campo Cusiana

La Resolución 754 el 25 de noviembre del 2014, define la metodología para la formulación, actualización, seguimiento y control de los Planes de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS.

En la zona de almacenamiento de material en desuso en al Área Industrial denominada Patio de Tuberías, se encontraron deficiencias de almacenamiento y disposición final, se observó en el área material disperso inservible y mal dispuesto, sin cumplir los protocolos establecidos para el manejo y disposición de residuos ya que se evidencia cantidad considerable de paneles solares en desuso (aprox. 100) los cuales corresponde disponerse como residuos especial según su composición, canecas que contiene residuos sin identificar, desechos electrónicos, entre otros elementos inservibles. La CGR no evidencia una gestión adecuada por parte del operador del campo, con respecto al manejo y disposición final de residuos





CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Se genera riesgo de contaminación por la mala disposición y manejo de estos productos y/o residuos, ya que no se le ha dado el manejo y disposición adecuado según las normas ambientales vigentes para este tipo de desechos.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

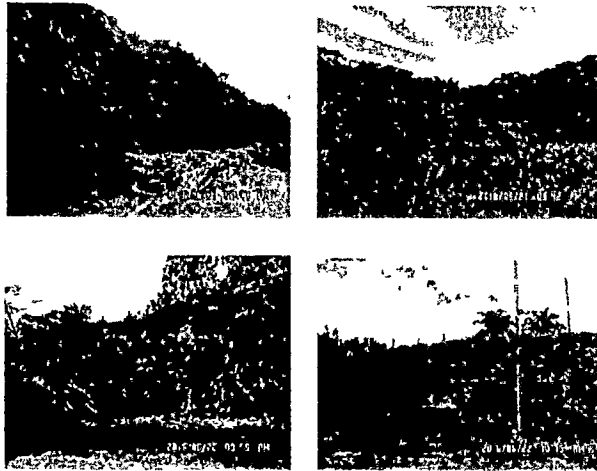
Hallazgo No. 34 Actividades Planes de Manejo Ambiental – Eventos ambientales Cusiana

Los Planes de Manejo Ambiental y las diferentes Licencias Ambientales otorgadas al anterior operador del campo Cusiana, 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, expedidos bajo treinta y siete (37) Resoluciones de autorización por parte del Ministerio del Medio Ambiente, hoy la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, Autoridad Ambiental competente, hoy en proceso de cesión a Ecopetrol S A

En desarrollo de la verificación realizada por la CGR, se evidenciaron eventos por fuera de los procedimientos de control de los Planes de Manejo ambiental, como instrumento de seguimiento y control con que se cuenta actualmente en el campo, la plataforma del pozo inyector WD2 se encontró sin proceso de recuperación y reforestación final, requerido por la autoridad ambiental mediante Auto 3205 de 2014 y art 4 de Auto 3730 de 2015, falta de mantenimiento de piscinas, Skimmer en plataformas Buenos Aires XA – 30 y XA – 14 y Cusiana T respectivamente.



No se observa implementación de obras para controlar los procesos erosivos y de inestabilidad de taludes, por fenómenos de deslizamientos y erosivos, mantenimiento de obras civiles, geotécnicas y de revegetalización y recuperación de la cobertura vegetal en talud de vía a Buenos Aires H, talud locación Buenos Aires XA-30, talud de vía plataforma Buenos Aires G, talud Buenos Aires GC, los verificados No se ha realizado la restauración de la Bocatoma denominada Visinaca



Adicionalmente se evidencia que no se ha realizado la medida compensatoria ambiental establecida en la Resolución 200.41.08.0574 del 30 de mayo de 2008 y requerida mediante Auto 500 57 15.2240 del 6 de mayo de 2015 por CORPORINOQUIA

Lo anterior se debe a que no se está dando aplicación a las medidas establecidas en las fichas de cada uno de los PMA expedidos para las áreas evidenciadas con deterioro e impacto ambiental, y a la no aplicación periódica del plan de mantenimiento preventivo y correctivo para actividades ambientales. El riesgo de estas deficiencias radica en el deterioro de recursos naturales y daños a ecosistemas, que origina problema ambiental acumulativo severo y contaminación visual y refleja deficiencias de seguimiento y control en materia de supervisión y aplicación de correctivos operacionales.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 35 Ejecución Inversión 1% Contrato Asociación Tauramena

El artículo 4 del Decreto 1900 de junio de 2006, reglamenta el parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993 respecto a la ejecución de los proyectos de inversión del 1%. El Decreto 1900 en el artículo 5, establece que las inversiones “ se realizarán en la cuenca hidrográfica que se encuentre en el área de influencia del proyecto objeto de licencia ambiental, de acuerdo con lo dispuesto en el Plan de Ordenación y Manejo de la Cuenca Hidrográfica que incluya la respectiva fuente hídrica de la que se toma el agua”

En virtud del proceso de terminación del contrato de asociación Tauramena se evidenció que la obligación de inversión del 1%, presentó una ejecución solo de \$



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

2.504 817 827,70, quedando pendiente por ejecutar \$17.773.001.706,64, certificados por revisoría fiscal, y planteados en las Licencias Ambientales de los diferentes locaciones y áreas licenciadas teniendo en cuenta que en julio de 2016 se dio la terminación de los Contratos de Asociación Tauramena y estas áreas administradas por el anterior operador del campo, pasaron a ser administradas por Ecopetrol S A

Los proyectos de inversión del 1% ejecutados y pendientes por ejecutar se presenta en la siguiente tabla, se verificó que se han certificado por Revisoría Fiscal, los costos de la inversión del 1% del campo Cusiana, hasta noviembre de 2014, los certificados posteriores no fueron adjuntados por Ecopetrol S.A.

Tabla No 25 Proyectos de inversión 1%

AREA	No ACTOS ADMIN	INVERSION		
		OBLIGACION	EJECUTADA	PENDIENTE
TAURAMENA	19	\$ 7 902 302 437,61	\$ 807 344 190,19	\$11 568 172 906,54
CUSIANA	16	\$12 375 517 096,73	\$1 697 473 637,51	\$10 678 043 459,22
RIO CHITAMENA	0	\$0	\$0	\$0
TOTAL		\$ 20 277 819 534,34	\$ 2 504 817 827,70	\$17 773 001 706,64

Fuente Ecopetrol S A.

Los proyectos de inversión del 1% pendientes por se encuentran dentro de las actividades de conservación de áreas, educación ambiental, elaboración de POMCA del río Chitamena, elaboración de POMCA río Unete, POMCA río Cusiana, compra de predios, Estudio Hidrogeológico cuenca río Cusiana, Plan de Manejo Humedales Orinoquía, entre otros, es decir no se han hecho las inversiones requeridas por Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, según cada una de las Resoluciones por las cuales se otorgan las Licencias Ambientales y sus posteriores modificaciones, en las que se han requerido el cumplimiento de obligaciones referente a la inversión del 1% dentro terminado contrato de Asociación Tauramena, hoy operación directa de Ecopetrol S A.

Es de precisar que en el Acta de Terminación del Contrato de Asociación Tauramena quedó establecido que “Las PARTES acuerdan que la ejecución de todas las actividades de compensación ambiental y las actividades referentes al cumplimiento de la inversión del 1% (artículo 43 de la Ley 99 de 1993), a partir de la terminación del CONTRATO serán ejecutadas por el nuevo operador, actividades para las cuales se tendrán en cuenta, cuando corresponda, las provisiones realizadas y que hacen parte de la presente ACTA como Anexo No. 2”, en el anexo No 2, se indica que la provisión para 1% y compensaciones asciende a la suma de \$25 517 870 781



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

El riesgo que se genera es la no atención a través de medidas compensatorias de las áreas sensibles ambientalmente e impactadas por la captación de aguas que realiza el campo Cusiana, como son las cuencas de los ríos Cusiana, Chitamena y Unete, lo que puede conllevar a la imposición de medidas preventivas y/o sancionatorias, conforme a lo señalado en la Ley 1333 de 2009 por la no ejecución de recursos acorde con lo establecido en el Parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993 y el Decreto 1900 de abril de 2006.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 36 Contrato Tauramena “Campo Cusiana”. Vehículo patio de tuberías.

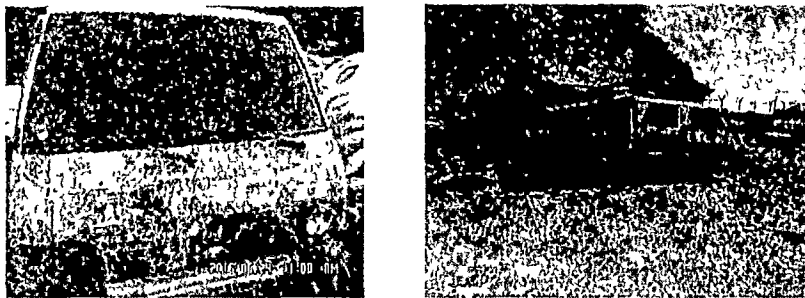
De acuerdo con visita practicada por la CGR, al sitio denominado patio de tuberías del Contrato de Asociación Tauramena (Campo Cusiana), se evidenció un vehículo en desuso, en alto grado de deterioro, que según la Ley 42 de 1993 de enero 26 relacionada con la organización del sistema de control fiscal financiero y los organismos que lo ejercen, en su Capítulo I -Principios y Sistemas- Artículo 8º., precisa que para la vigilancia de la gestión fiscal del Estado se orienta en los principios de eficiencia, economía, eficacia, equidad y valoración de los costos ambientales, donde la asignación de recursos sea la más conveniente para maximizar sus resultados.

La norma relacionada anteriormente concuerda con el Manual de Contratación de Ecopetrol S A., como se especifica en el numeral 35, relativo a los Principios, que precisa *“la actividad contractual adelantada por ECOPETROL S A., por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde Ecopetrol sea parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por Ecopetrol S A”*

Por tanto, se incumplen principios aplicables como el de celeridad, que precisa *“Las normas establecidas en este Manual, deberán ser utilizadas por los funcionarios como un medio para agilizar las decisiones, y para que los trámites de contratación se cumplan oportunamente, con eficiencia y eficacia”* Economía *“Las normas consignadas en este Manual se interpretarán y aplicarán de manera que los trámites regulados se surtan conforme está previsto, sin dilaciones y retardos, los procedimientos serán impulsados oficiosamente por ECOPETROL. Los recursos destinados para la contratación, deben ser administrados con austeridad en medios, tiempo y gastos”*



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA



La camioneta Hyundai de placas CQT-128, estuvo operando hasta el año 2010, se encuentra registrada a nombre del socio operador y hace parte de la cuenta conjunta del extinto contrato de Asociación Tauramena el cual terminó el pasado 04 de julio de 2016, dicho bien tiene una desviación en el número del motor y no cuenta con el original de la tarjeta de propiedad.

Por lo expuesto anteriormente, Ecopetrol S A , sufragó gastos por concepto de impuestos, por cuenta del vehículo que no está en operación, sin que se haya realizado la gestión correspondiente para su disposición final, inobservando lo establecido en los principios de la función administrativa y en el Manual de Contratación de Ecopetrol S A

Hallazgo administrativo

3 1 1 4 Contrato de Asociación Piedemonte

Hallazgo No. 37 Pagos Proyecto Pozo de Desarrollo Floreña Ipd

El Manual de Contratación de Ecopetrol establece en su numeral 3.5 Principios que *"La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S.A , por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL . "*

El Contrato de Asociación Piedemonte establece como máximo órgano de decisión el Comité Ejecutivo integrado por los socios y el cual es el encargado de establecer los presupuestos y planes de desarrollo para el área a explotar



Mediante Cláusula 10 del Contrato Piedemonte se determinó que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo que se encuentre en el área contratada, así como que realizará todas las operaciones de desarrollo y producción acogiendo las normas y prácticas conocidas para la explotación económica y eficiente del petróleo y dando aplicación a las normas sobre la materia

En ejecución del Contrato de Asociación Piedemonte, los socios aprobaron dentro del plan de desarrollo del pozo Floreña Ipd. Para lo anterior se había suscrito un contrato marco para la prestación de los servicios de perforación No CW2086553 del cual se derivó la Orden de Trabajo No 003-2016 de fecha 22 de febrero de 2016 cuya finalidad es la movilización del Taladro H&P900 para la prestación del servicio de perforación del pozo floreña Ip15 (Inicialmente nombrado como proyecto Floreña Ipd), la anterior orden ha tenido sucesivas prórrogas por diferentes periodos, la última reportada a la CGR corresponde al 30 de junio de 2016.

La Resolución 181495 de 2009, modificada por la Resolución 400048 de 2015, establece que "Artículo 12 Permiso para Perforar Para iniciar la perforación de un pozo, previamente se debe solicitar y obtener permiso diligenciando el Formulario 4 "Permiso para perforar". El permiso será válido por un periodo de tres (3) meses contados a partir de la fecha establecida para iniciar la perforación Si durante este lapso la perforación no se inicia, el contratista dispondrá de treinta (30) días para justificar tal situación y renovar el permiso"

Mediante Formulario 4CR "Intención de Perforar", se presentó el 30 de marzo de 2016 solicitud de aprobación para la perforación del pozo, con fecha de iniciación a partir del 25 de abril de 2016, la Forma 4CR fue aprobada por la autoridad competente el 27 de junio de 2016

La CGR en visita a la locación Floreña-I, en fecha 28 de junio de 2016, aunque se encontró contrapozo para el proyecto Floreña Ipd, no se ubicó taladro alguno en la locación ni operaciones de movilización del mismo Según lo informado durante la visita por Ecopetrol y el Operador, el Taladro H&P900 se encontraba aún en la base de la Compañía Contratista en el municipio de Yopal aduciendo que la movilización y perforación del pozo no se habría iniciado por problemas con la Comunidad

En respuesta de Ecopetrol se aportó el acta de verificación del taladro previo al inicio de perforación aprobada por la ANH el 24 de octubre de 2016, lo cual confirma que el equipo estuvo disponible en locación nueve (9) meses posteriores de la expedición de la orden de trabajo No 003-2016 emitida para la movilización



del taladro, por lo que desde el 8 de febrero de 2016 hasta el 31 de mayo de 2016, la Asociación por intermedio del operador pagó al contratista, valores por concepto de Stack (Almacenamiento) la suma de USD\$3 989 990,88.

Tabla No 26 Pagos Stack Floreña IPD

H&P	Factura No	Ctd	Ctd	Vr Unit	Total USD	Fec Inicio	Fec Fin	Mes
		Horas	Dias	USD/Hora				
Tarifa de Stack	12611	528	22	1 458,33	769 998,24	08-feb	29-feb	Feb
Tarifa de Stack	12622	504	21	1 458,33	734 998,32	01-mar	21-mar	Mar
Tarifa de Stack	12633	240	10	1 458,33	349 999,20	22-mar	31-mar	Mar
Tarifa de Stack	12624	720	30	1 458,33	1 049 997,60	01-Apr	30-Apr	Abr
Tarifa de Stack	12628	744	31	1 458,33	1 084 997,52	01-may	31-may	May
				USD	3 989 990,88			

Fuente Ecopetrol y Operador

Evidencia la CGR, que en los soportes de acta de pago reconocidos al menos hasta el 31 de mayo de 2016, no contienen documentos que sustenten la tarifa operacional aplicada, sin embargo en respuesta de Ecopetrol se aportan actas, documentos y registros de reuniones y socialización con la comunidad, mediante los cuales se sustentó por parte de Ecopetrol que los pagos obedecen a la activación de la tarifa por Stack operacional, puesto que la misma es menor a la de activación de la tarifa por Stack por hechos de terceros, situaciones de fuerza mayor o caso fortuito, puesto que esta última es de mayor valor

La CGR verificó que las cláusulas 3 31 (1) y (2) del Contrato para los Servicios de Perforación CW2086553 se determinan situaciones especiales en materia de suspensión del contrato o las ordenes de trabajo por mutuo acuerdo que no afectarían en costos a ninguna de las partes, cláusulas que no fueron observadas teniendo como referente que era previsible los hechos que impedían la movilización del taladro puesto que la socialización aún no se encontraba en firme, constatándose que los documentos suscritos con la comunidad en materia de socialización denotan que era previsible para todas las partes, Asociación, Ecopetrol, Operador, Contratista y Comunidad sobre las situaciones que se negociaban respecto de la ejecución del proyecto

A partir de la previsibilidad anterior se encuentra el hecho que el operador no se abstuvo de generar la orden de trabajo No 003-2016 y que el contratista al hacer parte de las socializaciones con la comunidad, conocía las condiciones de negociación, enmarcándose igualmente en la previsibilidad que era la no generación de la movilización del taladro, que en cuyo caso es responsabilidad del contratista como reza en el clausulado del contrato. De igual manera se esgrime la condición de que las Formas Ministeriales fueron presentadas solo hasta el 30 de



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

marzo de 2016 y autorizadas en junio de 2016, cuando ya habían sido ejecutados gastos por operaciones del taladro sin que existieran las aprobaciones del Formulario 4CR que exige la Resolución 181495 de 2009

Observa la CGR que el pago de la tarifa Stack por la orden No 003-2016 derivada del contrato CW2086553 se constituye en un daño al patrimonio de Ecopetrol y del Estado por la gestión antieconómica por intermedio de la Asociación Piedemonte, integrada por Ecopetrol y el Socio-Operador que hace parte del Grupo Empresarial, en cuantía de doce mil doscientos cincuenta y tres millones setecientos cuarenta mil setecientos noventa y un pesos (\$12 253.740.791) (USD\$3 989.990,88 a TRM \$3.071,12 del 04/11/2016) por los gastos en los cuales se ha incurrido al mes de junio de 2016 y que en perjuicio de la eficiencia y economía del Contrato de Asociación Piedemonte se generó la orden de trabajo No 003-2016 para la movilización del taladro H&P900 siendo de conocimiento de los involucrados tanto Operador, Asociación, Contratista y Comunidad que la socialización no estaba finiquitada y que sin ello se procedería a la movilización del taladro y que la presentación y aprobación de la Forma 4CR para la perforación del pozo floreña lp15 fueron posteriores a la orden de trabajo que activo la movilización; lo que infiere que dicha orden sea lesiva en materia económica para los intereses del Estado, puesto que expedirla y mantenerla vigente con sucesivas prórrogas conociendo las situaciones previsibles fueron causa de la inobservancia de las condiciones del Contrato que validaba una suspensión por común acuerdo sin afectación económica para alguna de las partes

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$12 253,7 millones

Hallazgo No. 38 Manejo de material y equipos inservibles en Activo Piedemonte

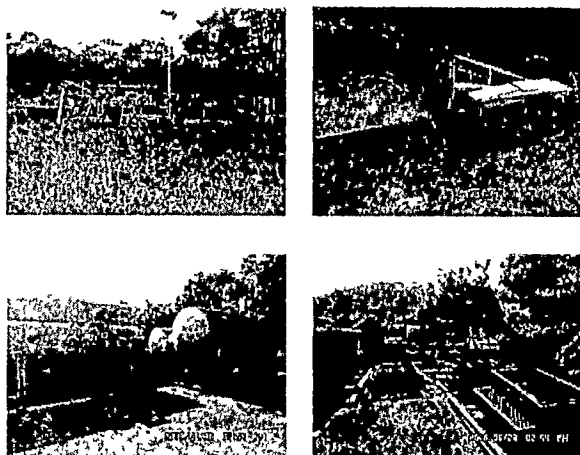
La Resolución 754 del 25 de noviembre del 2014, define la metodología para la formulación, actualización, seguimiento y control de los Planes de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS. La Resolución No 2058 de noviembre 26 de 2007 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial otorgó licencia ambiental global, para el proyecto "Área de Desarrollo Floreña" y la Resolución No. 1583 de septiembre 11 de 2008 el Ministerio otorgó al anterior operador del campo Licencia Ambiental Global para el proyecto "Área de Desarrollo Pauto"

En la operación de los campos de explotación petrolera denominados Floreña y Pauto, que hacen parte del Contrato de Asociación Piedemonte, operado por la empresa Equion, la CGR evidenció deficiencias de almacenamiento y clasificación de materiales en el CPF – Floreña, área contigua a la Tea de baja, cantidad considerable de materiales del equipo de perforación (estructuras metálicas) del



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Rig PETREX 5857 sin cumplir procedimientos de almacenamiento temporal. Para el caso de la Plataforma denominada Floreña N, se está empleando en otros usos diferentes a lo aprobado por el instrumento ambiental para esa locación, como sitio de almacenamiento de material propio y de contratistas, sin cumplir los protocolos establecidos para el manejo y disposición de residuos para disposición temporal y final, por lo que no se evidencia una gestión adecuada por parte del operador del campo, con respecto a la clasificación y disposición de material, y manejo para disposición temporal y/o final de residuos.



La no aplicación de las disposiciones requeridas en el artículo séptimo de la Licencia Ambiental del área de Floreña y por el artículo quinto de la Licencia Ambiental de Pauto referente al Manejo, tratamiento y disposición final de los residuos sólidos domésticos e industriales y a lo establecido en el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS para el manejo de residuos, por parte del operador del campo, es la causa de la concepción de este tipo de impacto ambiental acumulativo. Se crea riesgo de contaminación por la mala disposición y manejo de estos productos y/o residuos, ya que no se le ha dado el manejo y disposición adecuado según las normas ambientales vigentes para este tipo de desechos

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 39 Desmantelamiento infraestructura petrolera campos Pauto y Floreña

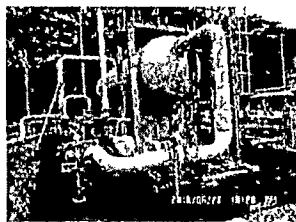
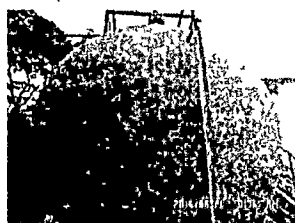
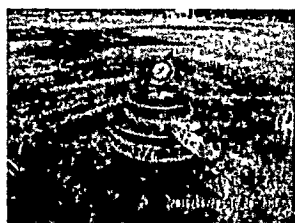
Las Resoluciones No. 2058 de 2007 y 1583 de 2008 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo establecen obligaciones específicas sobre abandono y desmantelamiento. La Resolución 181495 de 2009, Título VII, artículo 54,



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

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.

En visita de inspección realizada por la CGR a la plataforma Floreña C, se evidenció que en coordenadas origen Bogotá, E: 1 184 556 N: 1 098 929 se encuentra el pozo FL C3 ST1Z, sin proceso de abandono definitivo, además se encuentra infraestructura de facilidad temprana inactiva como tanques, tubería, planta de generación de energía, planta compacta de tratamiento de aguas residuales domésticas, equipos de proceso, piscina, entre otros elementos.



No se cumple con el establecimiento del programa de abandono ya que los equipos presentan inactivo por más de seis meses, de acuerdo a la Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009, artículo 30 y Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015, sobre desmantelamiento de construcciones e instalaciones, los cuales no han tenido el proceso de abandono técnico requerido, lo cual está catalogado como problema ambiental acumulado



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

El no 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, denota falta de control y seguimiento por parte del operador del Contrato de Asociación en la depuración de activos que por obsolescencia y/o desuso se deba proceder a dar de baja, para dar cumplimiento a los requerimientos establecidos en las fichas del Plan de Manejo Ambiental, generando contaminación visual y aumenta la probabilidad de la aparición de vectores biológicos

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 40 Inventario de Activos Plantas y equipos. Campo Floreña y Pauto.

Circular Conjunta 02* de 2003- (Diciembre 16) - Deberes de las entidades en la administración y cuidado de los bienes, responsabilidad fiscal y disciplinaria de los funcionarios públicos por pérdida o daño de los bienes a su cargo y Ley 489 de 1998 (diciembre 29)-Función Administrativa que también aplica a las Sociedades de Economía Mixta

En la visita realizada al campo Floreña y Pauto (CA Piedemonte), se hizo la verificación de los siguientes activos Equipos e Instalación Separación Red Canopy Floreña, Floreña Upa (Pauto NW8) Up 11; Pauto Jb; Compresor Reciprocante, Wellpad Facilities Floreña Y activos de otros pozos donde se adelantó la verificación de los Pozos de floreña U y Floreña I - tres (3) Pozos, floreña C dos (2) Pozos, uno abandonado, tres (3) pozos en Floreña T, dos (2) Pozos en Floreña A, Pauto B – Pozos inyector Floreña 1, Pozo N4 Las plantas y equipos que conforman los activos que conforman un 60% de los activos, se pudo evidenciar que no se aplica adecuado control, entre otras no se encuentran con placa de inventario

Dentro de la visita se solicitó el proceso de registro de activos, sin que este fuera aportado lo que hace que se genere un alto riesgo alto riesgo de pérdida, por cuanto no se ha identificado la totalidad de los activos de (Unidades electromecánicas, Plantas y Equipos) con la debida identificación de placa de inventario, y su debido ingreso a la base de activos de la sociedad.

A fin de conocer el costo de estos equipos, se solicitó la información de los costos de los activos que conforman los pozos ubicados en las locaciones y en ellos se encuentran el siguiente valor que suma \$143 mil millones. Un alto porcentaje de este valor corresponde a la compra de equipos, dentro del rubro construcción



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

pozo. Identificados Así: LOCACION/ POZO / AFE- E PD1 07/01 (Z1-00497) - Floreña (FL T - FL A).

Activos ubicados en los campos de Floreña - CPF (Piedemonte)



Hallazgo Administrativo

Hallazgo No. 41 Cantidades de obra

Convenio de Cooperación suscrito el 30 de junio de 2015, entre el operador del campo Piedemonte y la Junta de Acción Comunal (JAC) de la Vereda Cagui Esperanza del Municipio de Yopal, que tiene como objeto la "AMPLIACIÓN DE LA ESCUELA SANTA TERESA DE LA VEREDA CAGUI, ESPERANZA, CORREGIMIENTO EL CHARTE, MUNICIPIO DE YOPAL". Estado del Convenio liquidado.

Valor inicial del Convenio \$235.000.000, aporte JAC \$10.000.000 en especie, Aporte Ecopetrol S.A. y socio operador \$225.000.000, cada uno el 50%, es decir la suma de \$112.500.000, valor ejecutado según Acta de liquidación del 18 de noviembre de 2015, en aportes de Ecopetrol S.A. y el operador \$224.943.699, cada uno \$112.471.850.

Una vez practicada la respectiva revisión, al hacer la comparación entre las cantidades verificadas en campo y las reflejadas en el Acta de liquidación del 18 de noviembre de 2015, suministrada por Ecopetrol, se presentan menores y mayores cantidades de obra ejecutada, frente a las realmente pagadas

Tabla No 27 Balance cantidades de obra verificada por la CGR Vs Ejecutada Contratista,
Ampliación Escuela Santa Teresa

ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL EJECUTADO	DIFERENCIA	VALOR UNITARIO \$	VALOR DIFERENCIA \$
A 1 4	Replanteo	M2	137,40	135 00	2 40	5 639,00	13 533,60
A 3 1	Columnas	M3	3,35	3,21	0 14	642 193,00	87 498 80
A 4 1	Vigas de cubierta	M3	2,68	4,62	-1,94	775 442,00	(1 504 357,48)
A 5 2	Alistado de pisos e=0,05 cm	M2	123,05	125,52	-2,47	30 015,00	(73 992,98)
A 5 3	Placa contrapiso e= 0,10	M2	123,05	125,52	-2,47	49 897,00	(123 006,08)
A 6 1	Enchape piso cerámica	M2	121,302	125,52	-4,22	46 893,00	(197 794,67)
A 6 2	Guardaescoba	ML	52 04	44 10	7,94	10 758 00	85 418,52
A 7 1	Muro en bloque No 5	M2	166,13	201 13	-35,00	54 706,00	(1 914 559,01)
A 7 2	Pañetes	M2	291,65	428 31	-136 66	19 000,00	(2 596 454,50)
A 8 1	Ventana corredera en lamina	M2	22,30	19 75	2 55	130 000 00	331 734,00
A 8 2	Puertas en lamina	M2	7,80	6 30	1 50	214 865,00	322 297 50
A 8 3	Vidrio incoloro 4mm	M2	21 69	26,06	-4,37	36 575,00	(159 898,59)
A 10 1	Teja asbesto cemento	M2	152,00	162 75	-10,75	24 853,00	(267 169,75)
A 10 3	Cercha y correas met secundanas	ML	114 00	235,20	-121 20	57 000,00	(6 908 400,00)
A 10 8	Cielo raso en icopor y aluminio	M2	87,64	89,11	-1,47	35 000,00	(51 450,00)
B 1 2	Replanteo	M2	26,92	26,03	0,89	5 639,00	5 004,61
B 3 1	Columnas	M3	1 09	1,31	-0,22	642 193,00	(142 887,94)
B 4 1	Vigas de cubierta	M3	1 15	1 03	0,12	775 442 00	93 537,69
B 5 1	Alistado de pisos	M2	26 92	25 92	1 00	30 015,00	29 939,96
B 5 2	Placa contrapiso	M2	26 92	25,92	1,00	49 897,00	49 772,26
B 6 1	Enchape piso cerámica	M2	26 92	25,92	1,00	51 000,00	50 872 50
B 6 2	Enchape pared cerámica	M2	46 39	37 62	8 77	43 458 00	380 952,83
B 7 1	Muro en bloque	M2	42,46	60,38	-17,92	54 706,00	(980 222 11)
B 8 1	Ventana corrediza en lamina	M2	3,64	3,75	-0,11	130 000,00	(14 300,00)
B 8 2	Puertas en lamina	M2	7,01	6,56	0,45	214 865,00	97 118,98
B 10 2	Cercha metálica sencilla	ML	10 00	30,00	-20 00	57 000,00	(1 140 000,00)
B 10 3	Caballote asbesto cemento	ML	5 05	5 00	0,05	43 634,00	2 181,70
B10 6	Cielo raso en icopor y aluminio	M2	13,64	15,60	-1,96	35 000,00	(68 600,00)
C2 1	Columnas concreto	M3	0 56	0 63	-0,07	642 193 00	(43 348,03)
C3 1	Teja asbesto cemento	M2	48 92	61,60	-12,69	24 853,00	(315 260,31)
C3 2	Correa metálica secundanas	ML	40 5	48 00	-7 50	57 000 00	(427 500,00)
D2	Suministro e inst reja tipo cortina	M2	22 68	26 25	-3 58	410 000,00	(1 465 750,00)
E1 4	Vigas de amarre concreto	M3	0 70	1,24	-0,54	775 442,00	(418 738,68)
E1 6	Columnas en concreto	M3	1,43	1,13	0 30	642 193 00	189 446,94
E2	Placa de tanque	M3	0 97	0 72	0 25	942 698,00	231 903,71
E10	Cubierta tanque lavadero	M2	10 94	7 5	3,44	49 000 00	168 756,00
E11	Anden perimetral lavadero	M2	16,41	5,25	11,16	62 504,00	697 544,64
COSTO DIRECTO DIFERENCIA							(\$15 976 176,0)
ADMINISTRACION (10%)							(1 597 617,6)
IMPREVISTOS (5%)							(798 808,8)
UTILIDAD (5%)							(798 808,8)
IVA SOBRE UTILIDAD (16%)							(127 809,4)
TOTAL DIFERENCIA							(\$19 299 220,6)

Fuente Acta de liquidacion del 18 de noviembre de 2015, suministrada por Ecopetrol



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Al hacer el balance se colige que el valor total de obra no ejecutada del convenio mencionado, corresponde a la suma de diecinueve millones doscientos noventa y nueve mil doscientos veinte pesos (\$19 299 220)

Las situaciones mencionadas se presentan debido a la falta de control y supervisión en desarrollo del objeto contractual, en contravía con lo establecido en el Convenio de Cooperación suscrito entre el operador del campo Piedemonte y la Junta de Acción Comunal, cláusula cuarta, obligaciones especiales de las partes: Junta de Acción Comunal, numeral 4 12 Garantizar la correcta y eficiente destinación de los recursos que se están destinando al convenio y obligaciones del operador, numeral 4 15 Realizar el acompañamiento para el buen desarrollo del proyecto Este acompañamiento se realizará a través del supervisor de relaciones externas Piedemonte o a través de quien él asigne para dicha tarea.

En consideración a que el socio operador del campo es una filial de Ecopetrol S.A, se ocasiona un daño por el detrimento en los intereses patrimoniales del Estado en cuantía de diecinueve millones doscientos noventa y nueve mil doscientos veinte pesos (\$19 299.220).

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$19,3 millones

Hallazgo No. 42 Cantidades de Obra

Convenio de Cooperación suscrito el 11 de julio de 2014, entre el operador del campo Piedemonte y la Junta de Acción Comunal de la Vereda Marroquín, Municipio de Yopal, que tiene como objeto la construcción de la cubierta de la cancha de la Escuela Santa Teresita - Corregimiento El Morro – Yopal Estado del Convenio liquidado.

Valor inicial del convenio \$228 419 072, Aporte JAC \$10 000 000 en especie, Aporte Ecopetrol S A y socio operador \$218.419 072, cada uno el 50%, es decir la suma de \$ 109.209.536 Valor ejecutado según acta de liquidación de obra del 3 de diciembre de 2014, en aportes de Ecopetrol S A y socio operador \$213.258.211 cada uno \$106.629.106

En el proyecto mencionado, una vez practicada la respectiva revisión, al hacer la comparación entre las cantidades verificadas en campo y las reflejadas en el acta de liquidación de obra del 3 de diciembre de 2014, suministrada por Ecopetrol S.A., se presenta una menor cantidad de obra ejecutada, frente a las realmente pagadas:



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Tabla No 28 Balance Cantidades de obra verificada por la CGR Vs Ejecutada Contratista,
Construcción Cubierta Cancha Escuela Santa Teresita

ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL EJECUTADO	DIFERENCIA	VALOR UNITARIO \$	VALOR DIFERENCIA \$
1 1	Localización y replanteo obra	M2	751,13	748,00	3,13	2 952,45	9 241,17
7 1	Teja termo acustica Tipo CINDU, anclajes, sellantes y tornillos	M2	778,27	799,47	-21,20	38 841,50	(823 533,02)
8 1	Demolición placas de piso	M2	29,74	25,88	3,86	19 400,00	74 884,00
COSTOS DIRECTOS DIFERENCIA							(\$739 407,85)
ADMINISTRACION (12%)							(88 728,94)
IMPREVISTOS (8%)							(59 152,62)
UTILIDAD (5%)							(36 970,39)
TOTAL DIFERENCIA							(924 259,80)

Fuente Acta de liquidacion de obra, del 3 de diciembre de 2014, suministrada por Ecopetrol

Al hacer el balance se colige que el valor total de obra no ejecutada del convenio mencionado corresponde a la suma de novecientos veinte cuatro mil doscientos cincuenta y nueve pesos (\$924 259), esta situación se presenta debido a la falta de control y supervisión en desarrollo del objeto contractual, en contravía con lo establecido en el convenio de cooperación suscrito entre el socio operador del campo y la Junta de Acción Comunal, cláusula cuarta, obligaciones especiales de las partes Junta de Acción Comunal, numeral 4.11 Garantizar la correcta y eficiente destinación de los recursos que se están destinando a este convenio y obligaciones del socio operador, numeral 4 14 Realizar el acompañamiento para el buen desarrollo del proyecto. Este acompañamiento se realizará a través del Supervisor de relaciones externas Piedemonte o a través de quien él asigne para dicha tarea

En consideración a que el socio operador del campo es una filial de Ecopetrol S A , se ocasiona un daño por el detrimento en los intereses patrimoniales del Estado en cuantía de novecientos veinticuatro mil doscientos cincuenta y nueve pesos (\$924.259)

Hallazgo administrativo con incidencia fiscal por valor de \$924 mil

Hallazgo No. 43 Cantidades de Obra

Convenio de Cooperación suscrito el 16 de abril de 2015, entre el socio operador del campo Piedemonte y la Junta de Acción Comunal de la Vereda Rincon del Soldado, Municipio de Yopal, que tiene como objeto la ampliación y mejoras de la



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Escuela Mixta Juan Jose Rondón, de la Vereda Rincon del Soldado, Corregimiento El Charte, Municipio de Yopal

Valor inicial del convenio \$235.000 000, aporte JAC \$10 000 000 en especie, aporte Ecopetrol S A. y socio operador \$225 000.000, cada uno el 50%, es decir la suma de \$112.500.000, valor ejecutado según acta final del 1 de abril de 2016 y acta parcial de obra No. 03 del 19 de agosto de 2015 en aportes de Ecopetrol S A y socio operador \$224.999 008, cada uno \$112 499 504 Estado del convenio liquidado

En el proyecto mencionado, una vez practicada la respectiva revisión, al hacer la comparación entre las cantidades verificadas en campo y las reflejadas en el acta de liquidación de obra, del 1 de abril de 2016 y acta parcial No 3, suministrada por Ecopetrol, se presenta una menor cantidad de obra ejecutada, frente a las realmente pagadas:

VIVIENDA DOCENTE

Tabla No 29 Balance cantidades de obra verificada por la CGR vs ejecutada contratista Ampliación y Mejoras de la Escuela Mixta Juan Jose Rondón

ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL EJECUTADO	DIFERENCIA	VALOR UNITARIO \$	VALOR DIFERENCIA \$
4,2	Vigas aéreas en concreto de 3,000 PSI	M3	1,29	1,50	-0,21	728 402,50	(152 691,37)
5,1	Muro en ladrillo tolete recocido	M2	57,99	55,79	2,20	96 301,85	211 758,14
5,2	Enchape para baños cerámica blanca	M2	12,73	28,95	-16,22	46 894,00	(760 597,23)
8,1	Placa piso en concreto 3000 PSI e=0,10 (incluye malla electrosoldada)	M2	12,90	11,26	1,64	54 456,00	89 264,28
9,1	Alistado de pisos e=0,04	M2	12,90	11,26	1,64	19 275,00	31 595,58
9,2	Suministro e instalación de piso para interiores en cerámica granilla trf 5	M2	12,90	11,26	1,64	46 894,00	76 868,64
9,3	Guardaesoba en Granito	ML	22,01	20,53	1,48	33 192,00	49 124,16
10,7	Suministro e instalación de sucbe sencillo	UN	1,00	3	-2,00	17 933,30	(35 866,60)
10,8	Suministro e instalación de sucbe doble	UN	0,00	3	-3,00	24 692,82	(74 078,46)
10,9	Suministro e instalación de roseta (incluye bombillo ahorrador de 15w	UN	3,00	1	2,00	41 253,34	82 506,68
10,10	Suministro e instalación de tomacorriente con polo a tierra	UN	4,00	1	3,00	23 434,42	70 303,26
11,1	Suministro e Instalación Puerta Ventana en lámina Cool Roll cal 18	M2	2,39	4,36	-1,98	214 866,00	(424 360,35)
COSTOS DIRECTOS DIFERENCIA							(\$836 173,28)
ADMINISTRACIÓN (14%)							(117 064,25)
IMPREVISTOS (5%)							(41 808,66)
UTILIDAD (4%)							(33 446,93)
IVA SOBRE UTILIDAD (16%)							(5 351,50)
TOTAL DIFERENCIA							(1 033 844,62)



Fuente Acta de liquidación de obra, del 1 de abril de 2016 y Acta parcial No 3, suministrada por Ecopetrol

BAÑO

Tabla No 30 Balance Cantidades de Obra Verificada por la CGR vs Ejecutada Contratista Ampliación y Mejoras de la Escuela Mixta Juan Jose Rondón

ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL EJECUTADO	DIFERENCIA	VALOR UNITARIO \$	VALOR DIFERENCIA \$
4,1	Columna en concreto 3,0000 PSI	M3	1,22	1,4	-0,19	642 193 40	(118 805,78)
5,1	Mura en ladrillo tolete recocida	M2	40,93	35,1	5,83	96 301,85	561 054,58
5,2	Enchape para baños ceramica blanca	M2	49,70	52,8	-3,10	46 894,00	(145 343,26)
8,1	Placa piso en concreta 3000 PSI e=0,10 (incluye malla electrasoldada)	M2	5,47	6,36	-0,89	54 456,00	(48 618,32)
9,1	Alistada de pisos e=0,04	M2	5,47	6,36	-0,89	19 275,00	(17 208,72)
9,2	Suministro e instalacion de piso para interiores en ceramica granilla trf 5	M2	5,47	6,36	-0,89	46 894,00	(41 866,96)
9,3	Guardaescaba en Granito	ML	28,5	73,5	-45 00	33 192,00	(1 493 640,00)
COSTOS DIRECTOS DIFERENCIA BAÑO							(\$1 304 428,46)
ADMINISTRACION (14%)							(182 619,98)
IMPREVISTOS (5%)							(65 221,42)
UTILIDAD (4%)							(52 177,13)
IVA SOBRE UTILIDAD (16%)							(8.348,34)
TOTAL DIFERENCIA							(1 612 795,33)

Fuente Acta de liquidacion de obra, del 1 de abril de 2016 y Acta parcial No 3, suministrada por Ecopetrol

Tabla No 31 Balance Total Aula Docente y Baño Ampliación y Mejoras de la Escuela Mixta Juan Jose Rondón

DIFERENCIA VIVIENDA	(\$1 033 844,62)
DIFERENCIA BAÑO	(\$1 612 795,33)
TOTAL DIFERENCIA VIVIENDA + BAÑO	(\$2 646 639,96)

Al hacer el balance se colige que el valor total de obra no ejecutada del convenio mencionado, corresponde a la suma de dos millones seiscientos cuarenta y seis mil seiscientos treinta y nueve pesos (\$2.646 639), esta situación se presenta debido a la falta de control y supervisión en desarrollo del objeto contractual, incumpliendo lo establecido en la cláusula segunda de convenio suscrito entre el socio operador y la Junta de Acción Comunal, en lo concerniente al valor del contrato que será el que resulte de multiplicar los precios unitarios que constan en el Anexo 2 del Contrato por las cantidades de obra efectivamente ejecutadas por el contratista y recibidas a satisfacción por el contratante

En consideración a que el socio operador del campo es una filial de Ecopetrol S A , se ocasiona un daño por el detrimento en los intereses patrimoniales del Estado en cuantía de dos millones seiscientos cuarenta y seis mil seiscientos treinta y nueve pesos (\$2 646 639)



Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$2,6 millones

Hallazgo No. 44 Cantidades de Obra

Convenio de cooperación suscrito el 24 de febrero de 2015, entre el socio operador del campo Piedemonte y la Junta de Acción Comunal del Corregimiento El Morro, Municipio de Yopal, que tiene como objeto la Construcción del Centro Cívico Administrativo y Cultural del Centro Poblado El Morro, Municipio de Yopal Estado del convenio, liquidado.

Valor del convenio (incluye adición) \$1 275.136 282, aporte JAC \$20 000 000 en especie, aporte Ecopetrol S A. y socio operador \$1.255 136 282, cada uno el 50%, es decir la suma de \$627 568.141, valor ejecutado según acta de liquidación del 25 de marzo de 2015 en aportes de Ecopetrol S A y socio operador \$1.251.313.670, cada uno \$625.656 835.

En el proyecto mencionado, una vez practicada la respectiva revisión, al hacer la comparación entre las cantidades verificadas en campo y las reflejadas en el acta de liquidación de obra, del 25 de marzo de 2015, suministrada por Ecopetrol S A , se presenta una menor cantidad de obra ejecutada, frente a las realmente pagadas:

Tabla No 32 Balance Cantidades de Obra Verificada por la Contraloria General de la Republica vs Ejecutada Contratista Construcción del Centro Cívico Administrativo y Cultural del Centro Poblado el Morro

ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL EJECUTADO	DIFERENCIA	VALOR UNITARIO \$	VALOR DIFERENCIA \$
5,0	CUBIERTA						
5,3	Cubierta en master 1000	M2	318,6	324,5	-5,87	39 813,00	(233 750,09)
6,0	PISOS						
6,3	Piso escalera		48,8	42,14	6,63	45 630,00	302 709,42
6,4	Guardaesoba		613,9	908,81	-294,87	11 195,00	(3 301 069,65)
	INSTALACIONES ELECTRICAS						
15,30	Suministro e instalación Lámpara de emergencias	UN	13,0	12	1,00	440 689,00	440 689,00
NP17	Placa aligerada cubierta	M2	164,8	160,05	4,79	153 064,00	732 426,55
NP29	Piso antideslizante		91,7	88,09	3,56	44 308,00	157 873,83
NP30	Reja patio	M2	34,9	38	-3,13	155 000,00	(485 770,00)
NP31	Muro para materas	ML	66,5	47,25	19,24	47 905,00	921 692,20
NP33	Estructura gradería segundo piso	M2	37,0	51,43	-14,41	104 140,00	(1 501 021,89)
NP42	División para baño en lámina coll rolled	M2	15,5	16,98	-1,52	169 204,00	(256 851,67)
	TOTAL DIFERENCIA						(\$3 223 072,30)
	ADMINISTRACION (14%)						(451 230,12)
	IMPREVISTOS (3%)						(96 692,16)



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL EJECUTADO	DIFERENCIA	VALOR UNITARIO \$	VALOR DIFERENCIA \$
	UTILIDAD (5%)						(161.153,61)
	IVA SOBRE UTILIDAD (16%)						(25.784,57)
	TOTAL DIFERENCIA						(3 957 932,76)

Fuente Acta de liquidación de obra, del 25 de marzo de 2015, suministrada por Ecopetrol S A

Al hacer el balance se colige que el valor total de obra no ejecutada del convenio mencionado, corresponde a la suma de tres millones novecientos cincuenta y siete mil novecientos treinta y dos pesos (\$3 957 932), esta situación se presenta debido a la falta de control y supervisión en desarrollo del objeto contractual, en contravía con lo establecido en el convenio de cooperación suscrito entre el socio operador del campo y la Junta de Acción Comunal, cláusula cuarta, obligaciones especiales de las partes Junta de Acción Comunal, numeral 4.12 Garantizar la correcta y eficiente destinación de los recursos que se están destinando a este convenio y obligaciones del socio operador, numeral 4.15 Realizar el acompañamiento para el buen desarrollo del proyecto Este acompañamiento se realizara a través del supervisor de relaciones externas Piedemonte, o a través de quien él asigne para dicha tarea

En consideración a que el socio operador del campo es una filial de Ecopetrol S A , se ocasiona un daño por el detrimento en los intereses patrimoniales del Estado en cuantía de tres millones novecientos cincuenta y siete mil novecientos treinta y dos pesos (\$3 957 932)

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$3,9 millones

Hallazgo No. 45 Soportes Actividades

Contrato marco de prestación de servicios No 46100006152, suscrito entre el socio operador del campo Piedemonte y una empresa contratista, Proyecto Expansión Piedemonte, Plan Táctico de Comunicaciones Municipio de Yopal, que tiene como objeto prestar los servicios especializados de desarrollo de materiales de comunicación incluyendo marketing, creatividad, medios, diseño, producción, eventos, promoción y gestión empresarial administrativa, para el socio operador en Casanare Estado del contrato finalizado.

Valor inicial aportado por el socio operador y Ecopetrol S A. \$250.000 000, cada uno el 50%, es decir \$125 000.000, valor final aportado por el socio operador y Ecopetrol S A \$2 695 666 722, cada uno el 50%, de acuerdo con el Acta de liquidación final Según el consolidado de inversión Plan Piedemonte comunicaciones, el aporte para este contrato de asociación fue de



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

\$1 426.669 964, con una inversión de Ecopetrol S.A. de \$713.334 982 equivalente al 50%.

Para el desarrollo del Plan Táctico de Comunicaciones, se evidencia la ausencia por parte de Ecopetrol S.A. de procedimientos adecuados para la presentación de los soportes contables, que permitan el aseguramiento, efectividad y buen uso de los recursos de inversión social, en cumplimiento del objeto contractual

Hallazgo administrativo

3 1.1.5 Contrato de Asociación Chipirón

Hallazgo No. 46 Costos helipuerto Isla Chipiron

El Manual de Contratación de Ecopetrol S A, en su numeral 3 5. preceptúa “3.5 *Principios La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S A , por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL ”*

La Ley 1118 de 2006 en su artículo 6 establece “*Artículo 6 Régimen aplicable a ECOPETROL S A - Todos los actos jurídicos, contratos y actuaciones necesarias para administrar y desarrollar el objeto social de ECOPETROLS.A , una vez constituida como sociedad de economía mixta, se registrarán exclusivamente por las reglas del derecho privado, sin atender el porcentaje del aporte estatal dentro del capital social de la empresa ”*

El artículo 13 de la Ley 1150 de 2007 determina. “*PRINCIPIOS GENERALES DE LA ACTIVIDAD CONTRACTUAL PARA ENTIDADES NO SOMETIDAS AL ESTATUTO GENERAL DE CONTRATACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA Las entidades estatales que por disposición legal cuenten con un régimen contractual excepcional al del Estatuto General de Contratación de la Administración Pública, aplicarán en desarrollo de su actividad contractual, acorde con su régimen legal especial, los principios de la función 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*



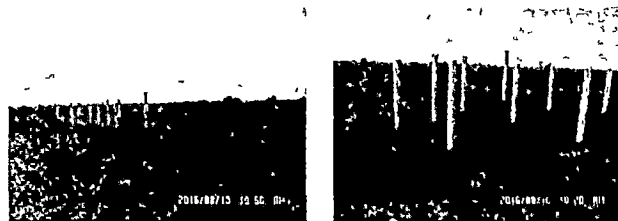
inhabilidades e incompatibilidades previsto legalmente para la contratación estatal "

El día 13 de febrero del año 2003 Ecopetrol S A suscribe con una compañía el Contrato de Asociación Chipirón, con el objeto de explorar el área contratada y explotar el petróleo de propiedad de la nación que pueda encontrarse en dicha área ubicada en el departamento de Arauca

Observa la CGR que en la isla Chipirón T-B que hace parte del contrato de asociación Chipirón, se realizó la construcción de una estructura consistente en el hincado de 14 pilotes en tubería de 12", para el helipuerto, que conlleva actividades conexas que se describen a continuación, el cual como se evidenció no se finalizó y se encuentra en estado de abandono Para el desarrollo de estas actividades la Asociación destinó recursos así:

Tabla No 33 Costos helipuerto Isla Chipiron

Concepto	Descripción	Valor (\$)
Estudios previos	Diseño del Helipuerto	54 203 219
Tubería	Tubería de 12"	90 870 877
Soldadura	Soldadura de Juntas	13 263 776
Pilotaje helipuerto / grúa y martillo	Grúa para hincado de pilotes	7 814 827
	Hydrohammer para hincado de pilotes	15 112 081
Traslado e instalación de tubería	Traslado e instalación de tubería	298 802
	Camión Grúa	340 010
	Grúa para descargue en Chipirón T-B	651 236
	Retroexcavadora de apoyo al sostenimiento del turbo	4 359 772
Supervisión y control	Supervisión e Inspección Civil	2 539.140
	Topógrafo	1 269.570
	Cadenero II	1 129 785
	Equipo Topografía	173 281
	Vehículo	1 559 527
Total		193.585.903



Pilotes helipuerto



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

En consecuencia la Asociación, canceló gastos por concepto de una infraestructura inconclusa y sin uso para beneficio del contrato, inobservando lo establecido en la Ley 610 de 2000 específicamente en cuanto a los principios orientadores de la acción fiscal como son eficacia, economía y celeridad, entre otros y en el Manual de Contratación, que conlleva a una gestión antieconómica.

En consideración a que la participación de Ecopetrol S.A. dentro del contrato de asociación corresponde al 50%, se ocasiona un daño por el detrimento en los intereses patrimoniales del Estado en cuantía de noventa y seis millones setecientos noventa y dos mil novecientos cincuenta y un pesos (\$96 792.951)

Hallazgo administrativo con incidencia fiscal por valor de \$96,8 millones

3.1 1.6 Contrato de Asociación Cravo Norte

Hallazgo No. 47 Pozos La Yuca 244 y La Yuca 244-A

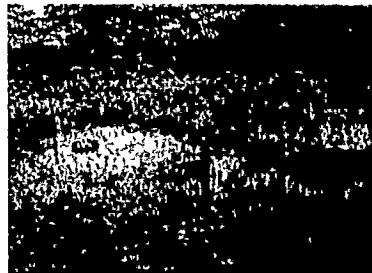
El Contrato de Asociación Cravo Norte estipula en la Cláusula 10 que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo que se encuentre en el área contratada, así como que realizará todas las operaciones de desarrollo y producción acogiendo las normas y prácticas conocidas para la explotación económica y eficiente del petróleo y dando aplicación a las normas sobre la materia. Lo anterior bajo seguimiento y control de los socios principalmente Ecopetrol.

La Resolución 181495 de 2009, modificada por la Resolución 40008 de 2015 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. 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"



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

De igual manera se establece en el artículo 32 de la Resolución 181495 de 2009, modificada por la Resolución 40008 de 2015, *"Permiso de Abandono de Pozos Oficialmente Terminados Antes de iniciar los trabajos de abandono de un pozo oficialmente terminado, se solicitará permiso por escrito al MME diligenciando el Formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial" Finalizados los trabajos de taponamiento se diligenciará el Formulario 10ACR "Informe de taponamiento y abandono"*



Pozo La Yuca 244



Pozo La Yuca 244-A

Mediante Anexo a la Forma Ministerial 7 CR, presentada para aprobación por parte del Operador, quien dio el aval a los trabajos de abandono del pozo se describe que el pozo La Yuca LY-244 fue completado como pozo productor con último dato de producción el día 14 de Febrero de 2015, el pozo presentó una falla mecánica el día 15 de Febrero de 2015 durante la cual se quedó un pescado en fondo y después de varios intentos de pesca sin éxito se recomendó abandonar el pozo, debido al alto riesgo de la operación de pesca y al costo operacional de la misma. Por consiguiente se decide perforar un pozo de reemplazo y que las reservas asociadas al pozo LY-244 serían drenadas mediante el pozo LY 244-A.

La Asociación Cravo Norte autorizó mediante proyecto de inversión de desarrollo 2015, la perforación del pozo La Yuca 244-A, contiguo al pozo La Yuca-244, con lo que se pretendía drenar las reservas que no pudieron ser extraídas desde el pozo LY-244. Según informe de terminación oficial del pozo LY 244-A, la prueba de completamiento estimó una producción de crudo de 13 BOPD (15.8% de 83 BFPD)

En visita de la CGR al área La Yuca del contrato Cravo Norte, se encontró en la locación LY-244, instalaciones en cabezal aún existentes para el pozo La Yuca-244 y el pozo de reemplazo La Yuca-244-A en condiciones de inactividad, inactividad reportada por el operador ratificando que el pozo no ha sido productor por problemas de arenamiento, denotando que el estado de inactividad del pozo La Yuca-244-A, indica que los resultados de la perforación del pozo, no ha



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

compensado la inversión realizada, lo que pone en riesgo los recursos asignados a la perforación del pozo sin la obtención de las reservas objetivo, riesgo en la afectación de recursos del estado por una ineficaz inversión

En las condiciones anteriores observa la CGR que el pozo La Yuca 244 no ha surtido el proceso de abandono definitivo descrito en la Forma 7CR, autorizada por la ANH desde enero de 2016, impactando en las condiciones finales del abandono por la inobservancia en la normatividad técnica lo que conllevó a que no se ejecutó el taponamiento y abandono autorizados desde enero de 2016 y que no se haya expedido la Forma 10 ACR exigida por la Resolución 181495 de 2009, situaciones que conllevan a una operación ineficiente por la inobservancia de la normatividad técnica sin adecuado control por parte de Ecopetrol

Hallazgo Administrativo con incidencia Disciplinaria

Hallazgo No. 48 Transformadores eléctricos y productos químicos Caño Limón

Mediante Resolución No. 0124 del 06 de Febrero de 1990, el INDERENA otorgó al operador del campo petrolero licencia de viabilidad ambiental para la actividad de explotación petrolera en el Campo Caño Limón; mediante la Resolución 186 del 21 de febrero de 2003, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS resolvió actualizar las medidas ambientales presentadas por la compañía operadora, para el Campo Caño Limón. Mediante radicado 4120-E1-125790 del 01 de octubre de 2010, Oxy realizó entrega formal al MADS de la actualización del Plan de Manejo Ambiental - PMA, 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.

En las áreas denominadas de activos y patio de chatarra del PF1 y en la Locación La Yuca-1 (LY-1) del campo Caño limón perteneciente al Contrato de Asociación Cravo Norte, se evidenció cantidad excesiva de transformadores eléctricos en desuso y catalogados como inservibles según inventario suministrado por la empresa operadora, suman 176, sin cumplir los protocolos establecidos para el manejo y/o disposición temporal y final de residuos, algunos con derrame de aceite directo a suelo, sin presentar protección contra la lluvia. Además no se ha informado a la autoridad ambiental sobre la existencia de este problema acumulado (Pasivo ambiental), para que se pronuncie respecto de la exigencia del tratamiento de estos residuos sólidos especiales, se determinó además que 25 de ellos no se conoce si contienen Bifenilo Policlorado - PCB's, dentro del inventario de PCB's suministrado, teniendo en cuenta lo establecido en el decreto 4741 de



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

2005 para el almacenamiento o tratamiento final de dichos residuos de sustancias u objetos peligrosos



Además se estableció que se encuentran sin el debido tratamiento y disposición final canecas de producto químico vencido sin identificar, etiquetado con el nombre de "Reactivi", se encuentra en un sitio sin techo. En estas condiciones puede catalogarse como residuo peligroso, debido a que la empresa operadora del campo, no está cumpliendo los requerimientos establecidos en las fichas del Plan de Manejo Ambiental y con el decreto 4741 de 2005, artículo 7, con respecto al manejo de residuos especiales



La no aplicación de las disposiciones requeridas en el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS para el tratamiento de residuos, es la causa de la concepción de este tipo de impacto ambiental acumulativo. 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 anexo, contaminación y afectación al personal que labora en el perímetro de esta área, ya que no se le ha dado el manejo y disposición adecuado según las normas ambientales vigentes para este tipo de desechos.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 49 Desmantelamiento instalaciones – Manejo Residuos Activo Llanos Norte

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 Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS establece los lineamientos de gestión integral de residuos sólidos.

La CGR encontró en el área contigua a la plataforma LY-30, del contrato de Asociación Cravo Norte, la facilidad de un antiguo Horno Incinerador, inactivo desde el año 2013 por orden de la gerencia de distrito, debido a que el volumen de residuos generados disminuyó, siendo muy inferior a la capacidad del equipo, el cual no ha tenido el proceso de abandono técnico requerido, lo cual está catalogado como problema ambiental acumulado. Las coordenadas de ubicación de estos equipos con, N. 6 grados 57 min 40.5178 seg E 71grados 05 min 16.6030 seg.

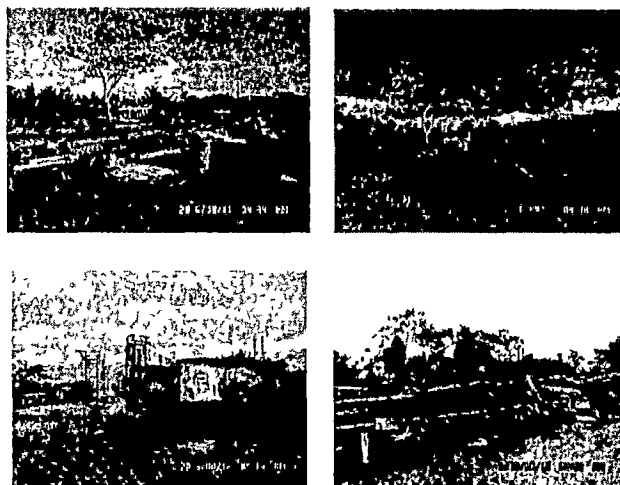


En cuanto al manejo y disposición final de residuos se observó en la plataforma denominada CV-17 (abandonado con placa), residuos de material sobrante de proyectos que no cumple con los protocolos establecidos para el manejo y disposición temporal y final de residuos sólidos, desorganizados en ubicación, material de chatarra disperso, sin condiciones de protección, seguridad ni identificación, en área de plataforma denominada Mata Negra 4 se observa la planta de emulsión que contiene tanques, canecas en condiciones técnicas de deterioro y operación lamentables, los Diques de los tanques que contienen material aceitoso, se encuentran en tierra y no cuentan con cunetas perimetrales de recolección y drenaje de aguas lluvias. En la locación Mata Negra 10



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

igualmente se evidencia material para disposición final como chatarra, tanques impregnados con hidrocarburo y con derrames puntuales, tubería y equipos en desuso.



Denota falta de control y mantenimiento operativo por parte del operador del activo, al no 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 en la depuración de activos que por obsolescencia y/o desuso se deba proceder a dar de baja, de tal forma que por deterioro estos equipos se vuelvan inservibles y se origine una pérdida de recursos para la estatal petrolera, de tal forma que se dé cumplimiento a los requerimientos establecidos en las fichas del Plan de Manejo Ambiental.

No se cumple con el establecimiento del programa de abandono ya que los equipos presentan inactividad por más de seis meses, de acuerdo a la Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009, artículo 30 y Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015, sobre desmantelamiento de construcciones e instalaciones, los cuales no han tenido el proceso de abandono técnico requerido, lo cual está catalogado como problema ambiental acumulado.

Para el manejo de residuos sólidos, se debe al manejo ineficiente de disposiciones establecidas en las fichas del Plan de Manejo Ambiental, Ficha. Manejo y disposición de materiales sobrantes, Ficha Manejo, tratamiento y disposición de residuos sólidos, y a lo establecido en el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS para el tratamiento de esta clase de residuos.

Se genera contaminación visual y problemas ambientales acumulativos en el mediano plazo, contaminación de recursos naturales, ya que no se le ha dado el



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

manejo y disposición adecuado según las normas ambientales vigentes para este tipo de desechos.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 50 Pago Obligaciones Activos Dados de Baja

La Ley 1118 de 2006 en su artículo 6 establece *“Artículo 6 Régimen aplicable a ECOPETROL S.A.- Todos los actos jurídicos, contratos y actuaciones necesarias para administrar y desarrollar el objeto social de ECOPETROL S A , una vez constituida como sociedad de economía mixta, se regirán exclusivamente por las reglas del derecho privado, sin atender el porcentaje del aporte estatal dentro del capital social de la empresa ”*

El manual de Contratación de Ecopetrol S.A, en su numeral 3.5 Preceptúa: *“3.5 Principios La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S A , por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL ”*

De conformidad con lo normado en el artículo 209 de la Constitución Política de Colombia y artículo 8 de la Ley 42 de 1993, Ecopetrol S A en desarrollo de su actividad contractual debe tener en cuenta los principios tales como eficiencia, economía y eficacia.

El día 11 de Junio de 1980 Ecopetrol S A celebra el Contrato de Asociación Cravo Norte con el objeto de explorar el área contratada y explotar el petróleo de propiedad de la nación que pueda encontrarse en dicha área ubicada en el departamento de Arauca.

Mediante Otrosí denominado Extensión del Término del Contrato suscrito el 23 de abril de 2004, las partes acordaron extender la vigencia del contrato desde el 1 de enero de 2009 hasta el momento en que las partes, de manera conjunta o cualquiera de ellas individualmente considere haber alcanzado el límite económico de la explotación petrolera en el área contratada

En virtud de dicha extensión las partes acordaron que la propiedad de los bienes e instalaciones adquiridos hasta el 1 de enero de 2009 será 100% de Ecopetrol S A



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Observa la CGR que los mencionados vehículos fueron dados de baja según soportes allegados a esta comisión y a la fecha Ecopetrol S.A., no ha realizado las gestiones necesarias para proceder a su disposición final, cancelando las matrículas respectivas que figuran a nombre de Ecopetrol S.A. Evidencia la Contraloría que de conformidad con lo pactado por las partes en el contrato de Asociación en el numeral 50 del anexo B, el Comité Ejecutivo aprobó autorización para dar de baja los vehículos que se relacionan en el siguiente cuadro, los cuales se encuentra en el patio de chatarra del Activo Cravo Norte.

Tabla No 34 Relación vehículos

ITEM	PLACA REP.	DESCRIPCIÓN	PLACA	AÑO	SERIAL	FECHA DE BAJA	SERVIACIÓN	TOTAL COAT	TOTAL INGRESO	TOTAL BAJA
1	5610535	CARGADOR JOHN DEE	AUK-380	301-2012	965	04-sep-12		2 262 361,50	1 553 754,00	1 148 400,00
2	5608311	MONTACARGAS	AUB-045	053-2012	965	04 sep-12		1 239 801,28	435 754,00	-
3	5605682	MONTACARGAS	AUK-556	471-2014	990	21 oct-14		913 930,00	3 970 054,00	742 400,00
6	5606686	AMBULANCIA LUV	AUK-187	053-2012	965	04-sep-12		1 565 331,21	574 754,00	777 200,00
7	5606688	AMBULANCIA F-350	AUK-389	007-2013	973	07-may-13		1 778 068,00	634 054,00	1 148 400,00
10		CAMIONETA LUV ESTA	AUK-006	400-2008	884	02 jul-08		-	2 022 685,00	-
11		CAMPERO TROOPER	AUK-157	569-2007	874	05-feb-08		-	285 500,00	-
12		CAMPERO TROOPER	AUK-014	569-2007	874	05-feb-08		-	2 469 685,00	-
13		CAMIONETA BLAZER	AUK-357	569-2007	874	05-feb 08		-	3 407 685,00	-
14	5610538	CAMIONETA F-350 VO	AUK-429	053-2012	965	04-sep-12		1 239 801,28	1 177 754,00	1 148 400,00
15	5608393	CAMIONETA F-350	AUK-489	301-2012	965	04 sep-12		1 239 801,28	1 663 754,00	1 148 400,00
16		CAMIONETA F-350	AUK-366	569-2007	874	05 feb 08		-	3 423 685,00	-
17	5610536	CAMIONETA F-350	AUK-365	053-2012	965	04-sep-12		1 778 068,00	799 754,00	406 000,00
18		CAMIONETA F-150	AUK-416	569-2007	874	05-feb-08		-	3 146 685,00	-
19		CAMIONETA F-150	AUK-362	569-2007	874	05-feb-08		-	2 528 685,00	-
20		CAMIONETA F-150	AUK-419	569-2007	874	05-feb 08		-	2 772 685,00	-
21		CAMIONETA F-150	AUK-418	569-2007	874	05-feb-08		-	2 772 685,00	-
22		CAMIONETA F-150	AUK-420	569-2007	874	05-feb 08		-	2 772 685,00	-
23		CAMIONETA F-150	AUK-325	400-2008	884	02-jul-08		-	323 000,00	-
24	5606643	CAMIONETA B-2600	AUK-531	471-2014	990	21-oct-14		913 930,00	1 128 054,00	742 400,00
25	5606656	CAMIONETA B-2600	AUK-485	471-2014	990	21-oct-14		983 670,00	1 078 054,00	742 400,00
26	5608308	CAMIONETA B-2600	AUK-483	471-2014	990	21-oct-14		983 670,00	1 078 054,00	742 400,00
27	5605026	CAMIONETA B-2600	AUK-533	471-2014	990	21-oct-14		913 930,00	1 128 054,00	742 400,00
28	5606648	CAMIONETA B-2600	AUK-496	471-2014	990	21-oct-14		913 930,00	1 128 054,00	742 400,00
29	5608318	CAMIONETA B-2600	AUK-539	471-2014	990	21-oct-14		913 930,00	1 128 054,00	742 400,00
30	5608395	CAMIONETA B-2600	AUK-484	053-2012	965	04-sep-12		1 549 203,86	1 672 754,00	1 148 400,00
31	5608398	CAMIONETA B-2600	AUK 487	053-2012	965	04-sep-12		1 549 203,86	1 672 754,00	406 000,00
32	5608315	CAMIONETA B-2600	AUK-544	053 2012	965	04 sep-12		1 649 203,86	1 737 754,00	406 000,00
								40 309 804,13	61.442 855,00	18 873 200,00
									120 625 859,13	





CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA



En consecuencia Ecopetrol S.A., sufragó gastos por concepto de impuestos, SOAT y pólizas de responsabilidad civil por cuenta de los vehículos que fueron dados de baja sin que se haya realizado el protocolo correspondiente para su disposición final, inobservando lo establecido en los principios de la función administrativa, aspecto que conlleva a una falta de gestión.

Hallazgo administrativo

3 1 1.7 Contrato de Asociación San Jacinto y Rio Páez

Hallazgo No. 51 Obras Civiles ejecutadas Locación LCN 34 Cañada Norte

Mediante Cláusula 10 del Contrato de Asociación San Jacinto se determinó que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo que se encuentre en el área contratada, así como que realizará todas las operaciones de desarrollo y producción acogiendo las normas y practicas conocidas para la explotación económica y eficiente del petróleo y dando aplicación a las normas sobre la materia.

El Contrato de Asociación San Jacinto establecen como máxima órgano de decisión el Comité Ejecutivo integrado por los socios y el cual es el encargado de establecer los presupuestos y planes de desarrollo para el área a explotar. Así mismo dispone que "El Operador llevará a cabo las operaciones materia de este contrato de manera diligente, responsable, eficiente y adecuada técnica y económicamente, quedando entendido que en ningún momento será responsable por errores de criterio, o por pérdidas o daños que no fueren resultado de culpa grave o dolo del Operado"

Dentro de la Asociación San Jacinto se suscribió el contrato *C11 0244 con objeto* "Construcción de las obras civiles necesarias para la perforación del pozo lcn-18 (vía explanación, contrapozo, anclajes, casetas, cerramientos y demás obras civiles) necesarias para la perforación del pozo - fase 1", con la empresa



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

contratada para tal fin, por valor de \$9 626.681 451. Dentro del alcance del Contrato se encuentran las actividad de obras preliminares, excavaciones, rellenos y terraplenes, cemento y concreto simple, aceros de refuerzo y malla Electrosoldada, cerramientos, obras para control de erosión y revegetalización, como consta en las especificaciones técnicas.

Durante la visita de la CGR a la locación Cañada Norte 34 del Contrato de Asociación San Jacinto, se encontró una explanación donde se perforaría el pozo LCN-18 del Campo La Cañada Norte con obras preliminares ejecutadas como Localización, Trazado, Replanteo y Control Topográfico, Desmonte y Limpieza de Cobertura Vegetal, Descapote, Excavación general, terraplén, Afirmado, Disposición de Materiales en Zodmes, Cerramiento, Gaviones, entre otras actividades, las cuales fueron ejecutadas hasta diciembre de 2014, las cuales se encontraron en estado de abandono, sin ninguna actividad, y que fueron desarrolladas a través de una orden de trabajo que no hacía parte de los Costos Directos de Exploración de la extensión de comercialidad para la Formación Monserrate, en el Campo La Cañada Norte, y para lo cual la CGR en cotejo con las actas parciales de cantidades y obras ejecutadas No 1, 2 y 3 y 14 del Contrato referido, constató gastos para la ejecución de las obras especificadas en dichas actas por valor de \$1 150 091 523 Se verificó que los costos fueron asumidos 100% por la Asociada, es decir, Ecopetrol S A no reembolsó ningún costo asociado a este pozo o esta locación

Lo anterior debido a la falta de seguimiento y control de Ecopetrol S A., ya que se desarrollan actividades dentro del contrato de Asociación sin el conocimiento y aprobación del Comité Ejecutivo de Ecopetrol S A , que originó la ejecución y abandono de actividades sin control y conocimiento operativo e impactos ambientales sin proceso de recuperación en la locación Cañada Norte 34. Se genera un riesgo pérdida de recursos teniendo en cuenta que el socio operador es una filial de Ecopetrol ya que las obras ejecutadas se encuentran en estado de abandono, sin ninguna actividad y sin decisión de continuar su terminación.

Hallazgo Administrativo

Hallazgo No. 52 Planta de Tratamiento de agua CPF - Campo La Cañada Norte

El Manual de Contratación de Ecopetrol establece en su numeral 3.5 Principios que *“La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S A , por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal,*



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL ”

Mediante Cláusula 10 del Contrato de Asociación San Jacinto se determinó que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo que se encuentre en el área contratada, así como que realizará todas las operaciones de desarrollo y producción acogiendo las normas y prácticas conocidas para la explotación económica y eficiente del petróleo y dando aplicación a las normas sobre la materia.

El Contrato de Asociación San Jacinto establecen como máxima órgano de decisión el Comité Ejecutivo integrado por los socios y el cual es el encargado de establecer los presupuestos y planes de desarrollo para el área a explotar. Así mismo dispone que “El Operador llevará a cabo las operaciones materia de este contrato de manera diligente, responsable, eficiente y adecuada técnica y económicamente, quedando entendido que en ningún momento será responsable por errores de criterio, o por pérdidas o daños que no fueren resultado de culpa grave o dolo del Operado”

Que las Buenas prácticas Petroleras fueron definidas mediante Resolución 181495 de 2009 como “Operaciones, procedimientos, métodos y procesos seguros, eficientes y adecuados, implementados para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación final de las reservas de hidrocarburos, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y de las personas, en el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”

Mediante Acta de Comité Ejecutivo 02 del 6 de Agosto de 2014 se encontró la actividad de adecuación de equipos del EPF y su respectivo montaje en el CPF, en el que se encuentra la planta de tratamiento de agua. Según Acta de Comité Ejecutivo 03 del Diciembre 17 de 2015, el Operador informa que gracias al Plan de Choque implementado en el Campo La Cañada Norte desde Septiembre, fue posible terminar en nuevo CPF del Campo La Cañada Norte para la vigencia 2015, en el estado de avance de actividades que se relaciona a continuación: Traslado de equipos al CPF — SCI - (Ejecución de 83%) Solo está pendiente la compra de las válvulas de control del nuevo CPF que no alcanzan a llegar en 2015. Se instalarán válvulas provisionales del EPF para la puesta en marcha del CPF.

Este sistema, equipado de una bomba de alimentación para succionar agua de hasta 70 m de distancia horizontal por tubería de 3”, integrada por dos unidades fabricadas en fibra de vidrio, permitiría cumplir los estándares y normatividades



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

actualmente vigentes Operaría de acuerdo a las instrucciones dadas por el fabricante, y cuenta con parámetro de diseño de Calidad de agua a tratar para servicio industrial, de TSS máximo 5 ppm, Tamaño partícula máximo 3 micras, Caudal a tratar 55 LPS 3000 BWPD, y requiere Componentes mínimos de sistema de adición de reactivos y mezcla rápida, Sistema de floculación-sedimentación y Sistema de filtración con Retrolavado. Consta de Tanques fabricados en PRFV (poliéster reforzado con fibra de vidrio) con resinas Ortoftálicas, Bomba dosificadora de diafragma con cuerpo en PPFV (polipropileno reforzado con fibra de vidrio), para aditivos (soda y sulfato) y Bombas centrifugas de impeler de bronce abierto

Durante visita de la CGR al CPF del campo Cañada Norte del Contrato de Asociación San Jacinto, se observó que se adquirió e instaló en el CPF en Noviembre de 2015 una planta de tratamiento de agua para uso en el campo la cañada, sin una necesidad y justificación que indicara su urgencia de compra, ya que ésta se justificó por parte de la Asociación, en que el sistema se instalara en relación al cumplimiento de las normas ambientales del Decreto 1594 de 1984, el cual establece criterios para la disposición de agua industrial Se evidenció que dicha planta de tratamiento se encontró totalmente inoperativa, no se encontró funcional en la operación

Por parte de la Operación con autorización del operador del campo la Cañada Norte y por ende de la Asociación se suscribió la Orden de Compra No. 28421, por valor de \$ 83.0800 000 (Incluido IVA); la orden anterior se autorizó con el fin de adquirir la planta de tratamiento de agua para uso en el campo la cañada, para separar los sólidos del agua dulce captada de la Quebrada La Motilona con el fin de uso doméstico del agua en la zona administrativa del campo

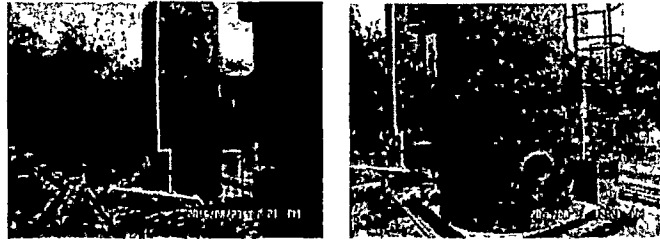
Así mismo se denota que operacionalmente no está demostrado que la adquisición de ésta planta de tratamiento, esté generando un valor agregado para alcanzar a tratar agua para servicio industrial, de TSS máximo 5 ppm, tamaño partícula y máximo 3 micras parametrizando la calidad del agua, teniendo en cuenta la norma ambiental a cumplir, confirmando el hecho de que la inversión fue indebida y que la gestión antieconómica realizada no observó los principios y obligaciones de económica y eficiencia establecidos en los manuales de Ecopetrol y en el Contrato de Asociación San Jacinto

Según lo anterior observa la CGR que la adquisición de la planta de tratamiento de agua para uso en el campo la cañada dentro del alcance deriva en un menoscabo al patrimonio del estado por valor de ochenta y tres millones ochocientos mil \$83,800,000 (Incluido IVA), en los porcentajes de participación de Ecopetrol S.A. y su empresa filial del grupo empresarial, representada en una compra innecesaria realizada por la Asociación, toda vez que, la adquisición e instalación en el CPF en



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Noviembre de 2015, sin una necesidad y justificación que indicara su urgencia de compra, ha originado que se encuentre sin operación, la misma no aporta a la eficiencia del tratamiento de agua que previamente fue justificado para su adquisición y que después de instalada no es aprovechada por el sistema.



Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$83,8 millones

Hallazgo No. 53 Plan Explotación Unificado San Jacinto y Rio Páez

La Resolución 181495 de 2009 define como Plan de Explotación Unificado "*Plan Unificado de Explotación. Convenio de explotación celebrado entre contratistas colindantes para permitir el desarrollo eficiente de un yacimiento explotado en forma compartida*".

Se establece igualmente en el Artículo 47 de la misma Resolución que con el fin de lograr la mayor eficiencia en la explotación de uno o varios yacimientos cuando un mismo contratista tenga intereses en uno o varios yacimientos que se encuentren localizados en dos o más áreas contractuales diferentes, se deberá presentar un plan unificado de explotación para la aprobación del Ministerio de Minas y Energía.

Así mismo en el artículo 48 se describe que en materia de Producción Unificada de Campos, Que el fin de optimizar la producción de dos o más campos, el o los interesados podrán unificar la explotación presentando un plan que será aprobado previamente por el Ministerio de Minas y Energía

Mediante Contrato de Asociación Rio Páez y Contrato de Asociación San Jacinto se establece en la misma cláusula de los dos contratos de asociación cláusula 16. "*UNIFICACIÓN. Cuando un yacimiento económicamente explotable se extienda en forma continua a una estructura localizada en el área contratada y otra u otras áreas, el Operador de acuerdo con Ecopetrol y con los demás interesados, deberá poner en práctica, previa aprobación del Ministerio de Minas y Energía, un plan de explotación unitario, el cual deberá ajustarse a las técnicas de ingeniería de explotación del Petróleo*".

De acuerdo con Informes técnicos presentados por el Operador y en conocimiento de los socios de los contratos de asociación San Jacinto y Río Páez se manifiesta que existe correlación muy clara con las unidades del campo La Hocha que se encuentra aproximadamente a 10 Km del campo la Cañada Norte, hacia el norte; con esta información más el comportamiento por registros eléctricos se definió un marco estratigráfico que permitió correlacionar los diferentes pozos en el campo e identificar las para-secuencias comúnmente definidas en el reservorio

Ecopetrol ha aceptado la comercialidad de cuatro áreas comunes a los dos contratos de asociación, es decir existen áreas comerciales La Cañada Norte San Jacinto, La Cañada Norte Río Páez, así como La Hocha San Jacinto y La Hocha Río Páez. Para los dos contratos de asociación es conveniente precisar que solo el área la Cañada Norte cuenta con inversiones directas de Ecopetrol pero que el mismo tiene interés en los dos contratos cuya operación es realizada por el mismo Operador Hocol S A.

Actualmente el Operador propone el manejo conjunto de los fluidos de las Formación Caballos y Monserrate y el cambio del actual punto de fiscalización en el EPF Cañada Norte al nuevo CPF Cañada Norte, debido a que es viable económicamente (disminuye costos de operación y mantenimiento), permite manejarse la producción de ambas formaciones y del plan de desarrollo a futuro, genera una sinergia operación

En la propuesta del operador se estipula que las Formaciones Caballos y Monserrate pertenecen al mismo Campo, mismos Contratos de Asociación, mismos Socios, iguales porcentajes de participación y mismos regímenes de regalías, lo cual facilita la implementación del sistema de tratamiento, manejo y fiscalización de los fluidos producidos en ambas formaciones en un solo centro de facilidades (CPF) para la Cañada Norte. De lo anterior deduce la CGR que las sinergias son eficientes toda vez que de la Cañada Norte los fluidos producidos de las áreas comerciales son unificadas con la corriente de los fluidos producidos en las áreas del campo la Hocha, lo que valida la conveniencia de un plan de explotación unificada pero para las áreas de los dos contratos de asociación.

Observa la CGR que la explotación conjunta de las áreas declaradas comercialmente en los Campos La Cañada Norte y La Hocha dentro de los Bloques de los Contratos de Asociación San Jacinto y Contrato de Asociación Río Páez que comparten explotaciones comunes, presentan evidencia de la correlación de las áreas drenadas y yacimientos que según lo reportado por el Operador y conocido por Ecopetrol, derivan en la conveniencia de establecer las condiciones de unificación de acuerdo con lo establecido en los artículos 47 y 48 de la Resolución 181495 de 2009 modificada por la resolución 400048 de 2015, en



igual condición se resalta que se pone en riesgo el recobro último y la eficiencia en la explotación de las dos áreas que comúnmente comparten zonas de drenaje por la inobservancia de las facultades descritas en las condiciones de la cláusula 16 de los dos contratos de asociación, teniendo en cuenta que se está frente a yacimientos con condiciones similares, un mismo operador y una operación conjunta en materia de explotación

Hallazgo Administrativo

3 1 1 8 Contrato de Asociación Nare

Hallazgo No. 54 Incidentes ambientales operativos Activo Nare

La Ley 1333 de 2009, tiene como objeto prevenir o impedir la ocurrencia de un hecho, la realización de una actividad o la existencia de una situación que atente contra el medio ambiente, los recursos naturales, el paisaje o la salud humana que se estén causando o puedan causarse por la ejecución del proyecto o cuando se incumplan los términos, condiciones y obligaciones establecidas en la misma, contenidas en el Código de Recursos Naturales, Renovables Decreto – Ley 2811 de 1974, en la Ley 99 de 1993, en la Ley 165 de 1994

Los incidentes o accidentes de tipo operacional son aquellos siniestros que se producen durante las actividades de manipulación y almacenamiento de aceites, lubricantes y/o combustibles, durante manejo y mantenimiento de equipos, por errores humanos o por deficiencia en la aplicación de las medidas de seguridad industrial dentro y fuera de la localización. Por lo anterior la fuga de productos que se presenta durante el almacenamiento y manipulación de combustible, no sólo podrán afectar la localización sino también las áreas de influencia directa e indirecta del campo.

Teniendo en cuenta el criterio de la existencia de una situación que atente contra el medio ambiente, los recursos naturales, el paisaje o la salud humana que se estén causando o puedan causarse por la ejecución del proyecto, se estableció por la en la verificación realizada por la CGR en los campos Moriche, Jazmín, Abarco, Girasol, Nare Sur y Underiver, se evidenció que para el año 2014 se generaron cincuenta y cuatro (54) incidente ambientales, en el año 2015 setenta y cinco (75) y a 30 de julio de 2016, el operador del Activo reportó treinta (30) incidentes ambientales por causa operacional, para un total de 159 incidentes ambientales, 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



Las causas identificadas se deben a problemas de corrosión de líneas de flujo, fallas Operacionales (incluye salidas de plantas y fallas en equipos), reboses de sistemas de aguas aceitosas y contrapozos, fallas de válvulas, fallas de Stuffing box, ineffectividad en los planes de acción correspondientes para asegurar la integridad de la infraestructura y por ende debilidad de aplicación de programas de mantenimiento predictivos, se evidencia deficiencias por parte del operador y Ecopetrol S.A., en el seguimiento al cumplimiento de los compromisos ambientales que deben realizar las áreas operativas, en desarrollo de los diferentes actividades planteadas en los diferentes Planes de Manejo Ambientales y acciones de cumplimiento establecidas por la autoridad ambiental para este campo

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 y gastos en recuperaciones de áreas afectadas e indemnizaciones, que afectan de una u otra forma a Ecopetrol S.A., que para los años 2014, 2015 y 2016 se han valorado en USD\$150 810,4, cifra significativa cuando de impactos ambientales se trata, teniendo en cuenta que en materia ambiental toda acción u omisión constituye violación de las normas y disposiciones ambientales vigentes

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 55 Investigaciones administrativas ambientales, Auto 3184 del 25 julio 2014, Auto 2783 del 16 de julio de 2010 MMA, Resolución 0153 del 2015, Auto 3030 del 30 de octubre 2009

La Ley 1333 de 2009, estableció el procedimiento sancionatorio en materia ambiental y señaló que el Estado es titular de la potestad sancionatoria en materia ambiental, a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y demás autoridades ambientales, de conformidad con las competencias establecidas por la Ley y los reglamentos. Son aplicables al procedimiento sancionatorio ambiental, los principios constitucionales y legales que rigen las actuaciones administrativas y los principios ambientales prescritos en el artículo 1 de la Ley 99 de 1993

Realizada la verificación por parte de la CGR, al estado de cumplimiento de los actos administrativos de investigación de tipo administrativo ambiental hechos por la autoridad Ambiental competente, al responsable ambiental del contrato de asociación operador del activo, se evidenció que se encuentran sin cerrar las investigaciones de tipo administrativo ambiental, sin el pronunciamiento de la autoridad ambiental, no se cuenta con los soportes documentales oficiales, en el



que se disponga que la Autoridad Ambiental competente ordene el cierre de las investigaciones administrativas ambientales aperturadas, del cual puede originar potencial sanción e imposición de multa las siguientes situaciones para los campos:

NARE SUR. Auto 3184 del 25 julio 2014. Ampliación no autorizada, movimiento de tierra en un abajo inundable Nare 41, Nare 142, Nare 52, con los siguientes cargos impuestos:

1. Caño Flamingo niveles de afectación no cumple los parámetros físico químicos
- 2 No se ha clausurado la piscina de contingencia
3. No cumple los monitoreos de aguas subterráneas y superficiales año 2010
- 4 No presentar gestión social indicadores de efectividad

MORICHE. Auto 2783 del 16 de julio de 2010 MMA, Auto 3140 del 30 de septiembre de 2010, por medio del cual se formularon cargos con relación la Ampliación de facilidades, Auto 0640 del 5 de marzo de 2013, por el presunto incumplimiento de.

- 1 Eficiencia PTAR
- 2 Dique perimetral áreas en los tanques de almacenamiento
3. Obras para la estabilidad y control de procesos morfo dinámicos incluye actividades de revegetalización y mantenimiento
- 4 Informe monitoreo de fauna
- 5 Soporte de certificados de los RSS para el año 2008

Resolución 0153 del 2015, inicia una actuación administrativa, por no realizar el monitoreo con arqueólogo, Autorización de intervención arqueológica 1167, los predios San Martín, La Vitrola y El Castillo, el clúster CJ y su vía de acceso, el clúster Moriche Norte 18 y el clúster AB

JAZMÍN. Auto 3030 del 30 de octubre 2009 MMA, Auto 2770 del 16 julio 2010, por los siguientes cargos.

- Cargo Primero: Disposición de cortes de perforación en el área entre los Clúster T y S.
- Cargo Segundo. Por haber realizado el almacenamiento y tratamiento de los residuos b aceitosos ATSA.
- Cargo Tercero No presentar plan operación, el programa manejo paisajístico final para las canteras de Campo Jazmín
- Cargo Cuarto: Afectación a las zonas aledañas a las explotaciones de material de cantera y de arrastre de sedimentos, sin contar con la autorización minera y ambiental requeridos para tal efecto



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Cargo Quinto No haber entregado al Ministerio los títulos mineros de las fuentes de materiales (cantera y material de arrastre) de Campo Jazmín

Una vez las Autoridades Ambientales competentes expedieron los Autos y Resoluciones mencionadas anteriormente, con los cuales apertura las investigaciones ambientales administrativas y pese a que el operador de los campos del Activo Nare, a la fecha no se ha recibido respuesta por parte de la autoridad Ambiental, el no cumplimiento a los requerimientos planteados, dentro de los términos señalados por dichas autoridades, genera riesgo de imposición de medidas preventivas y/o sancionatorias pecuniarias, conforme a lo señalado en la Ley 1333 de 2009, que afectan los intereses económicos de la Asociación y por ende de Ecopetrol S A

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 56 Requerimientos de Autoridades Ambientales Contrato Asociación Nare

La Resolución 104 del 18 de enero de 2007, el Ministerio modificó las Resoluciones 147 del 20 de Diciembre de 1995, la Resolución 102 del 4 de febrero de 1997, la Resolución 804 del 4 de septiembre de 1997, la Resolución 653 del 16 de julio de 2001 y la Resolución 739 del 16 de agosto de 2001 en el sentido de modificar el nombre del titular de la Licencia Ambiental y Planes de Manejo Ambiental de la empresa, para el proyecto denominado Campos Teca, Nare y Cocorná. Mediante la Resolución 0015 del 9 de enero de 2014, la ANLA autorizó la cesión parcial de los derechos y obligaciones originados y derivados de los pronunciamientos emitidos por esta Autoridad en relación al proyecto Campos Nare, Teca y Cocorná campo Teca en lo referente al área, infraestructura y operación del campo Teca, en la que actuó la hoy empresa operadora del Activo Nare, en calidad de CEDENTE y la empresa Ecopetrol S A, en calidad de CESIONARIA

Para el campo Moriche, la Resolución 100 del 18 de enero de 2007, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial modificó la Resolución 1378 del 17 de diciembre 2003, en el sentido de cambiar el nombre del titular de la Licencia Ambiental por el de la empresa hoy en día operadora

Mediante Resolución 595 del 28 de julio de 1999 el Ministerio del Medio Ambiente, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en adelante el Ministerio, otorgó licencia ambiental global para la explotación del campo Nare Norte Jazmín



por medio de la Resolución 103 del 18 de enero de 2007 el Ministerio modificó la licencia ambiental en el sentido de cambiar el nombre del titular de la Licencia Ambiental por el de la empresa hoy en día operadora

Se evidenció que Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, estableció una serie de obligaciones legales y administrativas, los cuales tienen como objetivo ejecutar la actividad ordenada por los instrumentos de manejo y control para cada uno de los campos del Contrato de Asociación Nare y que según el seguimiento realizado por dicha autoridad ambiental, no se les ha dado el cumplimiento respectivo, el estado de cumplimiento ambiental del Contrato de Activo Nare frente a los obligaciones establecidas en los instrumentos de manejo y control ambientales establecidos Mediante los actos administrativos mencionados anteriormente que la modifican, adicionan y establecen derechos y obligaciones a cargo de la empresa, no presenta cabal cumplimiento de requerimientos, a saber:

Campo Jazmín: Auto 1984 del 23 de mayo de 2016, establece que la empresa operadora de dicho campo no ha cumplido lo establecido en.

Plan de Manejo Ambiental Ficha 1. Manejo y disposición de materiales sobrantes, Ficha 2. Manejo de Taludes, Ficha 3. Manejo Paisajístico, Ficha 5 Manejo de Escorrentía, Ficha 6. Manejo de Residuos Sólidos y Especiales, Ficha 8. Mantenimiento de la infraestructura petrolera existente, Ficha 13 Manejo de fuentes de emisión y ruido; Ficha 19 Conservación de áreas sensibles o de importancia ecológica; Ficha 25 Compensación forestal

Actos administrativos. Resolución 595 de 1999, artículos 2, 4, Resolución 1002 de 2004, artículo 1 numeral 3, Resolución 665 de 2005 artículo 5, Resolución 111 de 2008 artículos 4 y 14, Resolución 70 de 2009 artículos 1 y 4, Resolución 617 de 2009 artículos 2, 5, 13, Resolución 628 de 2010 artículos 1 y 3, Auto 1370 de 2010 artículo 1, Resolución 249 de 2012 artículos 6, 7, Auto 2430 de 2013 artículos 1, numerales 6 y 8, artículo 3 numerales 2 y 3, artículo 4, 5, 6 y 8

Inversión 1%: Auto 3030 de 2015, artículos 3, 4, 9, 10, 11, 18, 20, 22, 25

Compensación forestal: Resolución 798 de 2014, artículo 2, numeral 7

Campo Moriche: Auto 998 del 23 de marzo de 2016, establece que la empresa operadora de dicho campo no ha cumplido lo establecido en:

Plan de Manejo Ambiental: Ficha 25 Información y Participación Comunitaria, Ficha Monitoreo de Agua Superficial, Ficha Programa de revegetalización



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Actos Administrativos. artículo 2 Auto 1234 de 2009, numeral 11 artículo 2 Auto 988 de 2015, numeral 8 artículo 2 Resolución 2026 de 2009; numeral 2.4 artículo 10 Resolución 0444 de 2010, ni literal a artículo 9 Resolución 177 de 2011; numeral 10 artículo 3 Auto 2769 de 2010, numeral 5, 7 y 10 artículo 1, numerales 5, 6, 8, 12, 13 del artículo 2 del Auto 988 de 2015; artículos 8, 18, 19, 20, 24, 26 del Auto 3845 de 2014, numeral 7 artículo 2 de la resolución 799 de 2014.

Campo Nare Sur: Auto 1304 del 12 de abril de 2016, indica incumplimiento en los siguientes aspectos

Del Plan de Manejo Ambiental Ficha de Manejo de Residuos líquidos domésticos, ficha d calidad de agua residual (monitoreo de los recursos naturales) y numeral 10 del artículo 2 del auto 3875 de 2010, Ficha de manejo de residuos sólidos domésticos y Ficha de manejo de residuos industriales y peligrosos y numeral 3 del artículo 3 del Auto 3406 de 2014 Ficha de manejo de los suelos impregnados con hidrocarburos, numeral 10 artículo 1 Auto 1131de 2005, numeral 5 artículo 10 del Auto 3406 d 2014, Ficha de manejo de insumos químicos; Ficha manejo y monitoreo de fauna, numeral 8, artículo 2 de Auto 3875 de 2010; Ficha Ruido Ambiental

Actos Administrativos Literal b del artículo tercero Resolución 627 del 7 de junio de 1988, Numeral 6, 15 del artículo primero Resolución 962 del 9 de septiembre de 2003, Numeral 17 del artículo primero, Numeral 18 del artículo primero del Auto 1131 del 8 de julio de 2005, Literal c del Numeral 1 del artículo segundo del Auto 3501 del 2 de diciembre de 2008, Numeral 4 del artículo tercero del Auto 3875 del 26 de octubre de 2010 y Artículo primero del Auto 3406 del 8 de agosto de 2014; Numeral 9 del artículo tercero de la Resolución 1506 del 14 de diciembre de 2004, Numeral 11 del artículo primero del Auto 1131 del 8 de julio de 2005, Numeral 5 del artículo tercero del Auto 2454 del 11 de septiembre de 2007 y Numerales 1, 2 y 3 del Artículo sexto del auto 3406 del 8 de agosto de 2014; numeral 19 del artículo primero del Auto 1131 del 8 de julio de 2005, Literal b del numeral 3 del artículo segundo del Auto 3501 del 2 de diciembre de 2008, Artículo quinto del Auto 3501 del 2 de diciembre de 2008 y Numeral 13 del Artículo segundo del Auto 3875 del 26 de octubre de 2010

Artículo sexto y su párrafo del Auto 3501 del 2 de diciembre de 2008, Numeral 15 de del artículo segundo del Auto 3875 del 26 de octubre de 2010 y Numerales 3 y 7 del Artículo Quinto del Auto 3406 del 8 de agosto de 2014, Numeral 7 del Artículo segundo del Auto 3875 del 26 de octubre de 2010 y Numeral 2 del artículo décimo del Auto 3406 del 8 de agosto de 2014, Numeral 11 del Artículo segundo del Auto 3875 del 26 de octubre de 2010, Numeral 4 del artículo 4, 8, 9, Numeral 4 del artículo 10 del Auto 3406 del 8 de agosto de 2014



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

En virtud de las actividades de seguimiento y control que hacen las autoridades ambientales competentes, teniendo en cuenta el artículo 39 del Decreto 2820 de 2010, regula la figura del control y seguimiento a proyectos, obras o actividades sujetos a Licencia Ambiental o Plan de Manejo Ambiental, para hacer requerimientos, imponer obligaciones ambientales, corroborar técnicamente o a través de pruebas los resultados de los monitoreos realizados por el beneficiario de la Licencia Ambiental o Plan de Manejo Ambiental, indica que la ejecución de actividades ordenadas por la autoridad ambiental competente, no han sido efectivos y eficaces por parte del operador del Activo Nare

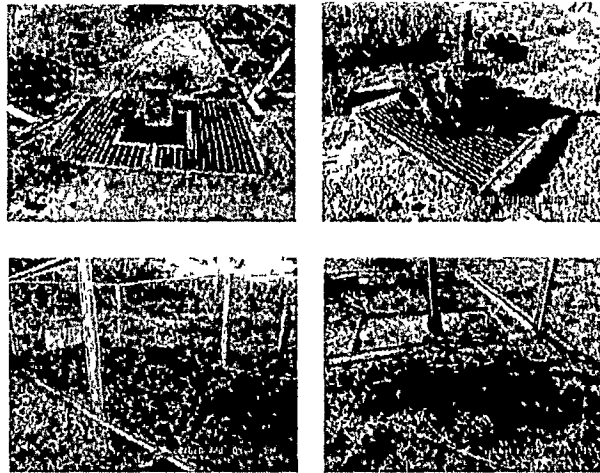
Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 57 Abandono de pozos y Manejo Residuos Industriales Campos Jazmín y Girasol

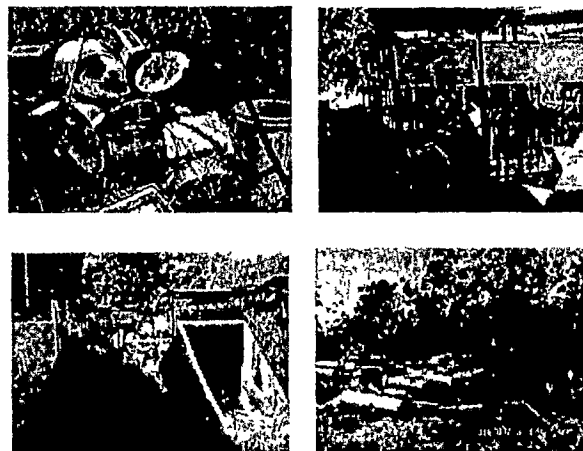
La empresa operadora del Área de Interés de Explotación del Campo Jazmín cuenta con Licencia Ambiental Global otorgada por la Resolución 0595 de 28 de Julio de 1999 y modificada por las Resoluciones 0480 del 7 Junio de 2002, 0777 del 11 de Julio de 2003, 0325 del 23 de Marzo de 2004, 1002 del 25 de Agosto de 2004, 0033 del 24 de Enero de 2005, 0665 del 25 de Mayo de 2005, 2292 del 24 de Noviembre de 2006, 0103 del 18 Enero de 2007, 0411 del 9 de Mayo de 2007, 0111 del 22 de Enero de 2008, 0214 del 12 de Febrero de 2008, 0070 del 16 de Enero de 2009, 0617 del 30 de Marzo de 2009, 0628 del 26 de Marzo de 2010. El Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS establece los lineamientos de gestión integral de residuos sólidos

La Resolución 181495 de 2009, Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015 establece lineamientos sobre desmantelamiento de construcciones e instalaciones

En visita de inspección realizada al campo Jazmín del Contrato de Asociación Nare, se identificaron procedimientos de gestión por parte del operador del campo que no son eficientes, se evidenció que los pozos monitor 9, Girasol Estratigráfico 1, Girasol Estratigráfico 2 y el R-5 no se les ha 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, y no se está aplicando el plan de abandono y restauración final, establecido dentro del instrumento ambiental indicado en el Plan de Manejo Ambiental – Desarme de infraestructura, campamentos e instalaciones que forma parte del plan de abandono y restauración final del campo



En cuanto al manejo de residuos sólidos industriales y su disposición temporal y final en áreas operativas en campo Jazmín, se observó que el Centro de Acopio Temporal de Residuos Sólidos domésticos e industriales no cumple los protocolos establecidos para el manejo y disposición, se encontraron desorganizados en ubicación, sin condiciones de protección, seguridad ni identificación; en el patio conexo al Clúster AM se encontró material de chatarra disperso, canecas destapadas llenas de residuo de hidrocarburo sin tratamiento final, 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 del operador del campo, con respecto al cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental establecido para el campo, especialmente las Fichas 1, 6 y 8.





CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA



Se debe al no cumplimiento del 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 las disposiciones establecidas en las fichas del Plan de Manejo Ambiental, Ficha 1. Manejo y disposición de materiales sobrantes, Ficha 6 Manejo de residuos sólidos y especiales, SM-05 Manejo, tratamiento y disposición de residuos sólidos, a lo indicado en la Resolución 595 del 28 de julio de 1999 artículo vigésimo séptimo y a lo establecido en el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS para el tratamiento de esta clase de residuos, generando contaminación de recursos naturales, ya que no se le ha dado el manejo y disposición adecuado según las normas ambientales vigentes para este tipo de desechos

Se origina impacto ambiental sobre los recursos naturales suelo e hídrico, 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, por no 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

Hallazgo Administrativo con incidencia disciplinaria

Hallazgo No. 58 Mantenimiento infraestructura petrolera existente Campos Jazmín, Nare Sur y Moriche

El Campo Nare Sur se rige por el Decreto 2820 de 2010 del Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial – MAVDT (Hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo sostenible – MADS), el cual establece en su artículo 51 Régimen de Transición, literal 2, la Resolución 0402 del 12 de abril de 2016 Modifica la Resolución 627 del 7 de junio de 1988, en el sentido de establecer la ubicación del proyecto de exploración y explotación de hidrocarburos del Campo Nare Sur y Underver Sur.

La empresa operadora del Área de Interés de Explotación del Campo Jazmín cuenta con Licencia Ambiental Global otorgada por la Resolución 0595 de 28 de Julio de 1999 y modificada por las Resoluciones 0480 del 7 Junio de 2002, 0777



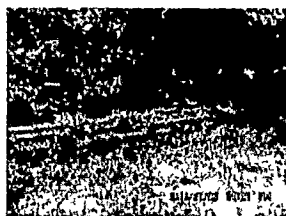
CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

del 11 de Julio de 2003, 0325 del 23 de Marzo de 2004, 1002 del 25 de Agosto de 2004, 0033 del 24 de Enero de 2005, 0665 del 25 de Mayo de 2005, 2292 del 24 de Noviembre de 2006, 0103 del 18 Enero de 2007, 0411 del 9 de Mayo de 2007, 0111 del 22 de Enero de 2008, 0214 del 12 de Febrero de 2008, 0070 del 16 de Enero de 2009, 0617 del 30 de Marzo de 2009, 0628 del 26 de Marzo de 2010.

La Licencia Ambiental Global para para el desarrollo del Campo Moriche tiene como precedente que las actividades objeto de modificación tienen como propósito optimizar los resultados operacionales de las obras y/o actividades de desarrollo autorizadas por la Autoridad Ambiental en la Resolución No. 1378 de Diciembre 17 de 2003, Resolución 0069 de Enero 16 de 2009, Resolución 2026 de Octubre 21 de 2009, Resolución 0444 de Marzo 5 de 2010 y Resolución 0177 de Diciembre 14 de 2011.

Respecto a la ejecución de actividades ordenadas por la autoridad ambiental competente, establecidas a través de los diferentes Planes de Manejo Ambiental para los campos Jazmín, Nare Sur y Moriche que hacen parte del Contrato de Asociación Nare, se encontraron deficiencias que indican que la Gestión ambiental en la aplicación de los protocolos y programas requeridos para prevenir y mitigar impactos ambientales generados en las actividades de desarrollo de estos campos han sido inadecuados, inefectivos e ineficaces, específicamente lo que se relaciona con los campos Nare Sur, Underiver y Jazmín.

Para los campo Nare Sur y Underiver se evidencia en la infraestructura petrolera existente - Clústeres, falta de mantenimiento de las cunetas perimetrales y cajillas o Skimmer para el manejo de escorrentía, se encontraron colmatadas, falta de cerramiento de pozos, verificados en N-35, N-151, N-127, Underiver 3, Tronco-1, Underiver NA-H208, UnderiverS A-4; se observó en plataforma de los pozos abandonados Brea-1, Tronco 5H y Nare 11 tubería abandonada





CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

En las áreas denominadas Jazmín y Girasol se evidenció una problemática ambiental similar, canales perimetrales y cajillas o Skimmer con falta de mantenimiento en diferentes Clústeres, Jaz AD, Jaz AQ, Jaz AO, Girasol Monitor 9, Girasol Monitor 7, Inyector F, Jaz F, Jaz AM, Jaz BJ, Jaz Estratigráfico 1, Jaz Estratigráfico 2, fugas de vapor de agua en tuberías inyectoras y derrame de crudo en contrapozos Jaz AP, Jaz AO, Girasol PH-10, Jaz BJ Para los Clúster del campo Moriche MOR BJ-3, MOR M, MOR BA – 10, MOR BB-18 Se evidencia Inadecuado manejo del área denominada ATSA, acumulación excesiva de material contaminado de hidrocarburo sin tratar



Denota falta de control y seguimiento por parte del operador de los diferentes campos que hacen parte de la Asociación Nare, por desviaciones a cumplimientos de los instrumentos ambientales propio de cada Campo, como las fichas de manejo ambiental, Ficha. Manejo de escorrentía, Ficha. Mantenimiento de la infraestructura petrolera existente, Ficha Manejo de insumos químicos, entre otras, reflejados en la no atención de impactos ambientales acumulativos

La falta de mantenimiento de las estructuras como cunetas y Skimmer impiden el desagüe, manejo y disposición de las aguas de manera eficiente, lo que a la final se ve reflejada en 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 en conocimiento de la autoridad ambiental

Hallazgo No. 59 Deterioro Superficial

La orden de servicio No 4600007135, entre el socio operador del activo Nare y un tercero fue elaborada con fecha 10 de diciembre de 2015, para la construcción de pavimento rígido en concreto de la vía de acceso Puerto Serviez.

El valor inicial y final aportado por el socio y Ecopetrol fue de \$100.788.451, cada uno el 50%, es decir \$ 50 394 225,5, de acuerdo con la orden de servicio No. 4600007135 del 10 de diciembre de 2015 Estado de la obra terminada.

En la verificación del estado de la vía Puerto Serviez de la orden de servicio mencionada, en 17 placas, se evidencia un desgaste superficial de severidad baja, en donde se ha perdido el material particulado fino, dejando al descubierto el agregado.

Calculo volumen desgaste (Volumen)= área x espesor losa

Volumen= (102 9+37 6) x 0 21

Volumen= 29 5 m³

Valor total por 693,84/m³= \$100 788 451

Valor unitario = 100 788.451/693.84

Valor unitario /m³ = \$145 261,80

Tabla No 35 Valor de las placas que presentan deterioro, vía Puerto Serviez

ACTIVIDADES	UN	TOTAL VOLUMEN CON DESGASTE M ³	VALOR UNITARIO M ³	VALOR TOTAL PLACAS CON DESGASTE \$
APOYO VIA DE ACESO A PUERTO SEVIEZ	GL	29 5	145 261,8	4 285 223,1

Fuente Orden de servicio No 4600007135 del 10 de diciembre de 2015

El valor de las placas que presentan desgaste superficial de la Vía Puerto Serviez corresponden a la suma de cuatro millones doscientos ochenta y cinco mil doscientos veintitrés pesos (\$4 285 223), que de acuerdo con los lineamientos establecidos en el "Manual para la inspección visual de pavimentos rígidos"⁴, establece la posible causa del deterioro "por el efecto abrasivo del tránsito sobre

⁴ Ministerio de Transporte - Instituto Nacional de Vías INVIAS, Universidad Nacional de Colombia



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

concretos de calidad pobre, ya sea por el empleo de dosificaciones inadecuadas (bajo contenido de cemento, exceso de agua, agregados de inapropiada granulometría), o bien por deficiencias durante su ejecución (segregación de la mezcla, insuficiente densificación, curado defectuoso)", incumpliendo lo establecido en el Acuerdo interinstitucional de Colaboración para la pavimentación de la vía de acceso a Puerto Serviez, Compromisos de las Partes, compromisos Alcaldía literal B) Enlazar las actividades entre las empresas contratistas para la correcta ejecución de la obra, literal H) Todas las demás inherentes para la correcta ejecución de la obra.

En consideración a que la participación de Ecopetrol dentro del contrato de asociación corresponde al 50%, se ocasiona un daño por el detrimento en los intereses patrimoniales del Estado en cuantía de dos millones ciento cuarenta y dos mil seiscientos doce pesos (\$2 142 612)

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$2 1 millones

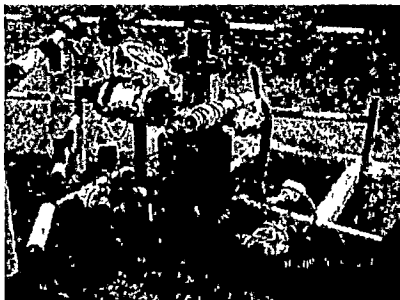
3.1 1.9 Contrato de Asociación Boquerón

Hallazgo No. 60 Inactividad Pozo Guando 141

El Contrato de Asociación Boquerón estipula en la cláusula 10 que el operador realizará todas las operaciones y actividades necesarias para una técnica, eficiente y económica explotación del petróleo que se encuentre en el área contratada, así como que realizará todas las operaciones de desarrollo y producción acogiéndose a las normas y prácticas conocidas para la explotación económica y eficiente del petróleo y dando aplicación a las normas sobre la materia. Lo anterior bajo seguimiento y control de los socios principalmente Ecopetrol

La Resolución 181495 de 2009, modificada por la Resolución 40008 de 2015 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*

En visita al campo Guando Locación Isla 11, la CGR evidenció que el pozo Guando 141 se encontraba en inactividad con cabezal aún instalado y completamente cerrado



Pozo Guando-141

Mediante informe de valoración económica para mantener la suspensión del pozo se menciona que este pozo quedó suspendido después de una falla del sistema de levantamiento, debido a que este pozo al momento de quedar fuera de servicio, tiene un potencial demasiado bajo, la realización de un Workover (Reacondicionamiento) para recuperar su producción no es económica. Igualmente el pozo al momento de la falla tenía un potencial de 5 BOPD, bajo estas condiciones la recuperación de este pozo no es económica por lo cual no tiene una proyección de producción y por ende no tiene reservas asociadas, el pozo tampoco cuenta con oportunidades de desarrollo adicionales que viabilicen su recuperación

Así mismo se concluyó por parte del operador que de este pozo no se presenta evaluación económica debido a que el potencial del pozo es inferior a los 15 BOPD (Barriles de petróleo por día) y ya que requiere intervención con equipo de Workover para recuperar su producción, debido a su colapso en revestimiento, cualquier análisis económico resultará negativo, razón por la cual se hace la solicitud de pasar a suspendido temporalmente este pozo

La ANH mediante comunicación niega la prórroga de suspensión temporal del pozo así: *"Para el Pozo Gua-141 suspendido desde el 28 de Mayo de 2014 y teniendo en cuenta lo señalado en el Artículo 6 de la Resolución 4-0048 de 2015, el cual modifica el Artículo 32 de la Resolución 18-1495 de 2009 y al cumplimiento de lo establecido en la Circular 15 del 06 de Abril de 2015, esta Gerencia no aprueba la suspensión temporal de este Pozo, porque ya se cumplió y excedió el tiempo máximo (2 años) en el cual el Pozo puede estar temporalmente suspendido"*

En las condiciones anteriores observa la CGR que la insistencia en mantener la suspensión temporal del pozo Guando-141 se presenta en inobservancia de la



normatividad técnica toda vez que el pozo a la condición técnica reportada debió ser taponado y abandonado como lo determinó la ANH e igualmente al potencial finalmente reportado ya no es económico realizar cualquier tipo de trabajo de reacondicionamiento del pozo lo que deriva en un riesgo de asignaciones de recursos innecesarios derivando en una operación ineficiente por la inobservancia de la normatividad técnica en el taponamiento y abandono del pozo después de 2 años de inactividad, sin seguimiento concreto por parte de Ecopetrol Este hallazgo se trasladará a la Agencia Nacional de Hidrocarburos

Hallazgo Administrativo en conocimiento de la autoridad competente

Hallazgo No. 61 Registro de activos contrato de asociación Boquerón

En visita efectuada al campo Guando y Guando SW los cuales pertenecen al contrato de asociación Boquerón, se tomó el registro fotográfico a la placa de inventario para una muestra de 219 activos ubicados en las diferentes terrazas e islas de los campos, información que posteriormente fue cruzada con la relación de activos fijos del contrato, cuyo valor total de activos asciende a \$388.272 461.425, solicitada mediante oficio No AEC-047 del 9 de agosto de 2016 y entregada por Ecopetrol S A mediante oficio No 2-2016-063-9628 el 18 de agosto de 2016 Como consecuencia, se evidenció que el 42% de la muestra de activos, es decir 93 activos, no se encuentran registrados en la base de activos suministrada por el operador del campo A continuación, se relaciona el número de placa de inventario de cada uno de los activos que no figuran en la base o matriz de activos suministrada.

Tabla No 36 Relación de Activos

No.	Placa Inventario	Registro fotográfico	No.	Placa Inventario	Registro fotográfico
1	86514210030001934	DSC 2434	48	8651C232030000812	DSC 1879
2	8651BOQ030004119	DSC 1324	49	8651C232030000956	DSC 2181
3	8651BOQ030004164	DSC 2212	50	8651C232030001507	DSC 2007
4	8651BOQ030004165	DSC 2208	51	8651C232030001543	DSC 1930
5	8651BOQ030004188	DSC 2404	52	8651C232030001553	DSC 1974
6	8651BOQ030004189	DSC 2360	53	8651C232030001680	DSC 1901
7	8651BOQ030004190	DSC 2361	54	8651C232030001685	DSC 1892
8	8651BOQ030004191	DSC 2353	55	8651C232030001709	DSC 2227
9	8651BOQ030004193	DSC 2401	56	8651C232030002209	DSC 2286
10	8651BOQ030004196	DSC 2350	57	8651C232030002215	DSC 1920
11	8651BOQ030004198	DSC 2031	58	8651C232030002224	DSC 2247
12	8651BOQ030004199	DSC 2271	59	8651C232030002226	DSC 2369
13	8651BOQ030004230	DSC 2041	60	8651C232030002230	DSC 1755
14	8651BOQ030004231	DSC 2013	61	8651C232030002232	DSC 1767
15	8651BOQ030004238	DSC 2044	62	8651C232030002239	DSC 2283



No.	Placa Inventario	Registro fotográfico	No.	Placa Inventario	Registro fotográfico
16	8651BOQ030004251	DSC 1322	63	8651C232030002424	DSC 2171
17	8651BOQ030004271	DSC 1833	64	8651C232030002569	DSC 1597
18	8651BOQ030004272	DSC 1835	65	8651C232030002751	DSC 1976
19	8651BOQ030004273	DSC 1837	66	8651C232030003036	DSC 2385
20	8651BOQ030004274	DSC 1839	67	8651C232030003052	DSC 2215
21	8651BOQ030004276	DSC 1825	68	8651C232030003053	DSC 2240
22	8651BOQ030004277	DSC 1823	69	8651C232030003055	DSC 2260
23	8651BOQ030004278	DSC 1821	70	8651C232030003058	DSC 2303
24	8651BOQ030004279	DSC 1819	71	8651C232030003105	DSC 1934
25	8651BOQ030004280	DSC 1817	72	8651C232030003493	DSC 2390
26	8651BOQ030004281	DSC 1815	73	8651C232030003540	DSC 2252
27	8651BOQ030004282	DSC 1813	74	8651C232030003546	DSC 2235
28	8651BOQ030004283	DSC 1811	75	8651C232030003554	DSC 2220
29	8651BOQ030004284	DSC 1809	76	8651C232030003639	DSC 1648
30	8651BOQ030004285	DSC 1807	77	8651C232030003668	DSC 2022
31	8651BOQ030004286	DSC 1805	78	8651C232030003699	DSC 2312
32	8651BOQ030004287	DSC 1830	79	8651C232030003896	DSC 2355
33	8651BOQ030004324	DSC 1750	80	8651C232030003899	DSC 2367
34	8651BOQ030004326	DSC 2297	81	8651C232030004017	DSC 1586
35	8651BOQ030004388	DSC 2193	82	8651C232030004045	DSC 1776
36	8651BOQ030004511	DSC 1454	83	8651C232030004046	DSC 1762
37	8651BOQ030004518	DSC 1456	84	8651C232030004047	DSC 1760
38	8651BOQ030004519	DSC 1452	85	8651C232030004050	DSC 1746
39	8651BOQ030004525	DSC 1477	86	8651C232030004051	DSC 1738
40	8651BOQ030004526	DSC 1481	87	8651C232030004052	DSC 1736
41	8651C152030002474	DSC 2176	88	8651C232030004292	DSC 1942
42	8651C232020000414	DSC 2457	89	8651C232030004325	DSC 2294
43	8651C232020000686	DSC 2455	90	8651C232030004330	DSC 2319
44	8651C232030000474	DSC 1441	91	8651C232030004404	DSC 1915
45	8651C232030000475	DSC 1439	92	8651C232030004432	DSC 1791
46	8651C232030000476	DSC 1437	93	8651C23203001071	DSC 2168
47	8651C232030000810	DSC 2174			

La situación descrita es generada por debilidades en el seguimiento y control efectuado a los activos del contrato de asociación, aspecto que ocasiona que no se tenga una adecuada valoración de los activos de la asociación ni un óptimo control a los activos, incumpliendo lo establecido en el numeral 16.3 Registros de Propiedad Conjunta, del contrato de asociación el cual establece que “.. el operador llevará un registro de todos los bienes adquiridos sujetos a inventario Indicando detalladamente la clase de activo, la fecha de adquisición, y su costo original”

Hallazgo Administrativo



Hallazgo No. 62 Cantidades de Obra

Convenio de Cooperación No. BOQ 019-2014 suscrito el 23 de octubre de 2014, entre la Empresa de Servicios Públicos de Melgar y el socio operador del campo Boquerón, cuyo objeto es: Adecuación de los sistemas de acueductos veredales (veredas Águila Media, Cualamana sector Siroma y Cálcuta, Municipio de Melgar – Tolima Estado del convenio finalizado y liquidado

Valor total inicial \$1 743.429.595, aporte del Municipio de Melgar \$650 000.000, aporte Ecopetrol S.A. y socios \$1.093 429 595, distribuido de la siguiente manera: Ecopetrol S A 75%, es decir \$820.072.196, socio operador 15%, por \$164 014.439 y socio no operador 10%, \$109 342 959

Valor final aporte Ecopetrol S A y socios \$1 009 784 178, distribuido de la siguiente manera. Ecopetrol S A 75%, es decir \$757 338 133, socio operador 15%, por \$151.467.626,7 y socio no operador 10% \$100 978 417

Acueducto Vereda Cálcuta

En el proyecto del acueducto mencionado, una vez practicada la respectiva revisión, al hacer la comparación entre las cantidades verificadas en campo y las reflejadas en el Acta de recibo final de obra del 20 de diciembre de 2015, suministrada por Ecopetrol, se presenta una menor cantidad de obra ejecutada, frente a las realmente pagadas.

Tabla No 37 Balance cantidades de obra verificada por la CGR vs ejecutada contratista
Acueducto Vereda Cálcuta

ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL ACTA DE RECIBO FINAL	DIF	VALOR UNITARIO \$	VALOR TOTAL DIFERENCIA \$
2 DESARENADOR							
21	LOCALIZACION Y REPLANTEO	M2	7,70	36,00	-28,30	1 600,00	(45 280,00)
25	CONCRETO IMPERMEABILIZADO 4000 PSI	M3	9,62	13,49	-3,87	580 652,00	(2 245 744,19)
3 LINEAS DE ADUCCION, CONDUCCION							
316	CAMARA DE PROTECCION EN CONCRETO 0,60X0,60X0,60 CON TAPA EN COCNCRETO	UN	5	8,00	-3,00	289 230,00	(867 690,00)
4 TANQUE DE ALMACENAMIENTO							
41	LOCALIZACION Y REPLANTEO	M2	28,7	55,00	-26,35	1 600,00	(42 160,00)
48	MANTENIMIENTO TANQUE DE ALMACENAMIENTO, PANETE IMPERMEABILIZADO	M2	66,2	85,05	-18,90	21 000,00	(396 900,00)
6 PLANTA DE TRATAMIENTO							
64	CONCRETO 3000 PSI PLACA SOPORTE PLANTA DE TRATAMIENTO	M3	17 43	15,00	2,43	580 652,00	1 412 765,80



ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL ACTA DE RECIBO FINAL	DIF	VALOR UNITARIO \$	VALOR TOTAL DIFERENCIA \$
6 8	MODULO DE SEDIMENTACION ACELERADA	M2	5,54	7,00	-1,46	875 394,00	(1 281 576,82)
6 14	VALVULA DE BOLA DE 1 1/2"	UN	0,00	4,00	-4,00	13 910,00	(55 640,00)
6 19	VALVULA DE BOLA DE 1"	UN	0,00	1,00	-1,00	10 210,00	(10 210,00)
6 33	VALVULA DE BOLA PVC DE 2"	UN	2	3,00	-1,00	20 610,00	(20 610,00)
6 37	TANQUE PLASTICO DE 200 LTS	UN	2,00	3,00	-1,00	120 000,00	(120 000,00)
6 43	BODEGA DE OPERACIONES Y ALMACENAMIENTO	M2	3,46	9,00	-5,54	1 127 394,00	(6 250 272,34)
6 44	MESONES EN CONCRETO e= 6 CM	ML	1,52	7,34	-5,82	101 794,00	(592 441,08)
6 51	SALIDA MOFOSICA INCLUYE APARATO	UN	1,00	3,00	-2,00	84 500,00	(169 000,00)
6 52	SALIDA LAMPARA Y TOMA PARA CASETA	UN	1,00	2,00	-1,00	97 500,00	(97 500,00)
6 56	CERRAMIENTO EN MALLA ESLABONADA Y MURO EN LADRILLO A LA VISTA	ML	18,8	73,50	-54,75	313 270,00	(17 151 532,50)
6 58	CAJA DE INSPECCION PARA LAVADO DE 1X1X1	UN	0,00	1,00	-1,00	303 661,00	(303 661,00)
TOTAL DIFERENCIA							(28 237 452,12)

Fuente Acta de recibo final de obra del 20 de diciembre de 2015, suministrada por Ecopetrol

Acueducto Vereda Águila Media

En el proyecto del acueducto mencionado, una vez practicada la respectiva revisión, al hacer la comparación entre las cantidades verificadas en campo y las reflejadas en el Acta de recibo final de obra del 20 de diciembre de 2015, suministrada por Ecopetrol, se presenta una menor cantidad de obra ejecutada, frente a las realmente pagadas

Tabla No 38 Balance cantidades de obra verificadas por la CGR vs ejecutada contratista
Acueducto Vereda Águila Media

ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL ACTA DE RECIBO FINAL	DIF	VALOR UNITARIO \$	VALOR TOTAL DIFERENCIA \$
2 DESARENADOR							
2 1	LOCALIZACION Y REPLANTEO	M2	7,25	17,97	-10,72	1 600,00	(17 152,00)
2 4	CONCRETO SOLADO DE 2000 PSI	M3	1,09	0,94	0,15	385 000,00	56 787,50
2 5	CONCRETO IMPERMEABILIZADO 4000 PSI	M3	5,97	5,15	0,82	798 002,00	656 726,12
2 7	SUM E INSTALACION PASAMUROS HF 4"	UN	5,00	6,00	-1,00	115 000,00	(115 000,00)
2 8	SUM E INSTALACION PASAMUROS HF 6"		0,00	3,00	-3,00	155 000,00	(465 000,00)
4 TANQUE DE ALMACENAMIENTO							



ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL ACTA DE RECIBO FINAL	DIF	VALOR UNITARIO \$	VALOR TOTAL DIFERENCIA \$
4 8	MANTENIMIENTO TANQUE DE ALMACENAMIENTO, PAÑETE IMPERMEABILIZADO	M2	117,6	121,70	-4,10	21 000,00	(86 100,00)
6 PLANTA DE TRATAMIENTO							
6 1	LOCALIZACION Y REPLANTEO	M2	23,96	55,00	-31,04	1 600,00	(49 660,00)
6 3	CONCRETO SOLADO DE 2000 PSI	M3	1,92	3,50	-1,58	385 000,00	(609 455,00)
6 4	CONCRETO 3000 PSI PLACA SOPORTE PLANTA DE TRATAMIENTO	M3	13,11	39,62	-26,51	580 652,00	(15 394 629,05)
6 8	MODULO DE SEDIMENTACION ACELERADA	M2	5,54	7,00	-1,46	875 394,00	(1 281 576,82)
6 14	VALVULA DE BOLA DE 1 1/2"	UN	0	4,00	-4,00	13 910,00	(55 640,00)
6 19	VALVULA DE BOLA DE 1"	UN	0	1,00	-1,00	10 210,00	(10 210,00)
6 33	VALVULA DE BOLA PVC DE 2"	UN	0	3,00	-3,00	20 610,00	(61 830,00)
6 37	TANQUE PLASTICO DE 200 LTS	UN	2,00	3,00	-1,00	120 000,00	(120 000,00)
6 44	MESONES EN CONCRETO e= 6 CM	ML	1,70	2,50	-0,80	101 794,00	(81 435,20)
6 50	SALIDA MOFOSICA INCLUYE APARATO	UN	1,00	3,00	-2,00	84 500,00	(169 000,00)
6 51	SALIDA LAMPARA Y TOMA PARA CASETA	UN	1,00	2,00	-1,00	97 500,00	(97 500,00)
6 57	CERRAMIENTO EN MALLA ESLABONADA Y MURO EN LADRILLO A LA VISTA	ML	16,25	18,10	-1,85	313 270,00	(579 549,50)
TOTAL DIFERENCIA							(18 480 223 95)

Fuente: Acta de recibo final de obra del 20 de diciembre de 2015, suministrada por Ecopetrol

Acueducto Vereda Águila Media - Sector San Andrés

En el proyecto del acueducto mencionado, una vez practicada la respectiva revisión, al hacer la comparación entre las cantidades verificadas en campo y las reflejadas en el acta de recibo final de obra del 20 de diciembre de 2015, suministrada por Ecopetrol, se presenta una menor cantidad de obra ejecutada, frente a las realmente pagadas.

Tabla No. 39 Balance cantidades de obra verificadas por la CGR vs ejecutada contratista, Acueducto Vereda Águila Media Sector San Andrés

ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL ACTA DE RECIBO FINAL	DIF	VALOR UNITARIO \$	VALOR TOTAL DIFERENCIA \$
ADECUACION PLANTA DE TRATAMIENTO SAN ANDRES							
	LOCALIZACION Y REPLANTEO	M2	109,83	100,28	9,55	1 600,00	15 280,00
PLANTA DE TRATAMIENTO							
	VALVULA DE BOLA DE 1 1/2"	UN	0,00	4,00	-4,00	14 950,00	(59 800,00)
	VALVULA DE BOLA DE 2"	UN	2,00	3,00	-1,00	20 650,00	(20 650,00)
	TANQUE PLASTICO DE 200 LTS	UN	1,00	2,00	-1,00	130 000,00	(130 000,00)



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL ACTA DE RECIBO FINAL	DIF	VALOR UNITARIO \$	VALOR TOTAL DIFERENCIA \$
	BODEGA DE OPERACIONES Y ALMACENAMIENTO	M2	3,15	9,00	-5,85	1 127 394,00	(6 595 254,90)
	CERRAMIENTO EN MALLA ESLABONADA Y MURO EN LADRILLO A LA VISTA	ML	19,8	16,00	3,80	313 270,00	1 190 426,00
TOTAL DIFERENCIA							(5 599 998,90)

Fuente Acta de recibo final de obra del 20 de diciembre de 2015, suministrada por Ecopetrol

Acueducto Vereda Cualamana – Sector Siroma

En el proyecto del acueducto mencionado, una vez practicada la respectiva revisión, al hacer la comparación entre las cantidades verificadas en campo y las reflejadas en el acta de recibo final de obra del 20 de diciembre de 2015, suministrada por Ecopetrol, se presenta una menor cantidad de obra ejecutada, frente a las realmente pagadas.

Tabla No 40 Balance cantidades de obra verificadas por la CGR vs ejecutada contratista
Acueducto Vereda Cualamana Sector Siroma

ITEM	ACTIVIDADES	UN	TOTAL EN CAMPO	TOTAL ACTA DE RECIBO FINAL	DIF	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL DIFERENCIA
PLANTA DE TRATAMIENTO							
3 1	LOCALIZACION Y REPLANTEO	M2	58,59	55,00	3,59	1 600,00	5 744,00
3 4	CONCRETO SOLADO	M3	2,12	1,89	0,23	385 000,00	89 443,20
3 9	MODULO DE SEDIMENTACION ACELERADA	M2	5,54	7,00	-1,46	875 394,00	(1 281 576,82)
3 15	VALVULA DE BOLA DE 1 1/2"	UN	0,00	4,00	-4,00	13 910,00	(55 640,00)
3 20	VALVULA DE BOLA DE 1"	UN	0,00	1,00	-1,00	10 210,00	(10 210,00)
3 34	VALVULA DE BOLA DE 2"	UN	0,00	3,00	-3,00	20 610,00	(61 830,00)
3 38	TANQUE PLASTICO DE 200 LTS	UN	2,00	3,00	-1,00	120 000,00	(120 000,00)
3 46	BODEGA DE OPERACIONES Y ALMACENAMIENTO	M2	3,471	4,84	-1,37	1 127 394,00	(1 543 402,39)
3 47	MESONES EN CONCRETO e=0,6	ML	1,5	2,50	-1,00	101 794,00	(101 794,00)
3 53	SALIDA MOFOSICA INCLUYE APARATO	UN	1	3,00	-2,00	84 500,00	(169 000,00)
3 54	SALIDA LAMPARA Y TOMA PARA CASETA	UN	1	2,00	-1,00	97 500,00	(97 500,00)
3 60	CERRAMIENTO EN MALLA ESLABONADA Y MURO EN LADRILLO A LA VISTA	ML	45,05	125,00	-79,95	313 270,00	(25 045 936,50)
3 61	PORTON DE ENTRADA DE 1,5x2 ALTO EN TUBO GALVANIZADO Y MALLA ESLABONADA	UN	1	2,00	-1,00	280 000,00	(280 000,00)
TOTAL DIFERENCIA							\$ (28 671.702,50)

Fuente Acta de recibo final de obra del 20 de diciembre de 2015, suministrada por Ecopetrol

Se presenta el resultado de las menores cantidades ejecutadas en los Acueductos veredales revisados

Tabla No 41 Valor menor cantidad ejecutada acueductos

SECTOR ACUEDUCTO	VALOR MENORES CANTIDADES EJECUTADAS
VEREDA CÁLCUTA	28 237 452,12
VEREDA AGUILA MEDIA	18 480 223 95
VEREDA AGUILA MEDIA SECTOR SAN ANDRES	5 599 998,90
VEREDA CUALAMANA SECTOR SIROMA	28 671 702,50
COSTOS DIRECTOS OBRA NO EJECUTADA	\$80 989 377,47
AJU (25%)	20 247 344,37
TOTAL OBRA NO EJECUTADA	\$101 236 721,84

Fuente Contraloría General de la República

El valor total de obra no ejecutada del Convenio de Cooperación No BOQ 019-2014, corresponde a la suma de ciento un millones doscientos treinta y seis mil setecientos veintiún pesos (\$101.236.721).

Así mismo se evidencia que en las obras correspondientes al mantenimiento del tanque de almacenamiento de los acueductos de Cálcuta y Águila Media, se incluyen ítems tales como: 1 Excavación en material común de 0 a 2 metros, 2 Excavación manual en material conglomerado que de acuerdo con lo observado en la visita no se requieren.

Tabla No 42 Valor obras no requeridas

SECTOR ACUEDUCTO	ACUEDUCTO CÁLCUTA(\$)	ACUEDUCTO AGUILA MEDIA(\$)	VALOR TOTAL
EXCAVACIÓN EN MATERIAL COMÚN DE 0 A 2 METROS EXCAVACION	721 700	721 700	1 443 400
EXCAVACIÓN MANUAL EN MATERIAL CONGLOMERADO	399 000	399 000	798 000
COSTO DIRECTO OBRAS NO REQUERIDAS			\$3 039 400
AJU (25%)			759 850
TOTAL OBRAS NO REQUERIDAS			\$3 799 250

Fuente Contraloría General de la República

El valor de obras que presuntamente no se requieren para el mantenimiento del tanque es de tres millones setecientos noventa y nueve mil doscientos cincuenta pesos (\$3.799.250)

Examinada el acta de recibo final se evidencia que en el capítulo planta de tratamiento del Acueducto de Siroma, ítems 3.41 Puesta en marcha y capacitación (incluyen manuales) y 3 42 Kits para medición de cloro y ph son iguales a los 3 43 puesta en marcha y capacitación (incluyen manuales) y 3 44 kits para medición de



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

cloro y ph Se concluye que se pagaron dos veces los mismos ítems en el Acta de recibo final:

Tabla No 43 Valores pagados Ítems repetidos

ITEM	DESCRIPCION	VALOR \$
3 43	PUESTA EN MARCHA Y CAPACITACION (INCLUYEN MANUALES)	3 600 000,00
3 44	KITS PARA MEDICION DE CLORO Y PH	660 000,00
TOTAL COSTO DIRECTO		4 260 000,00
AIU (25%)		1 065 000,00
VALOR TOTAL		5 325 000,00

Fuente Acta de recibo final de obra del 20 de diciembre de 2015, suministrada por Ecopetrol

El pago doble ejecutado en los ítems mencionados equivale a la suma de cinco millones trescientos veinticinco mil pesos (\$5 325 000)

De lo anterior se concluye que en la construcción de los acueductos Cálcuta, Águila Media, Águila Media sector San Andrés y Cualamana, sector Siroma, se pagaron valores por los conceptos enunciados a continuación.

Tabla No 44 Valores pagados varios conceptos

CONCEPTO	VALOR
VALOR OBRA NO EJECUTADA	101 236 721
OBRAS NO REQUERIDAS	3 799 250
ITEMS DOBLEMENTE FACTURADOS	5 325 000
TOTAL PAGOS	\$110 360 971

Fuente Contraloria General de la Republica

Se concluye que se pagaron ciento diez millones trescientos sesenta mil novecientos setenta y un pesos (\$110 370 971) por obras no ejecutadas, obras no requeridas e ítems doblemente facturados Esta situación se presenta debido a la falta de control y supervisión en desarrollo del objeto contractual, incumpliendo lo establecido en el mencionado convenio clausula tercera: compromisos de la Empresa de Servicios Públicos de Melgar, numeral 2, ejecutar con diligencia el presente convenio con las mejores condiciones de calidad y ajustarse a los requisitos mínimos y necesarios previstos en las normas legales y ambientales para este tipo de proyectos, numeral 10 ejecutar la supervisión de las obras.

Igualmente, incumpliendo lo establecido en la cláusula octava denominada Dirección y supervisión, en donde se expresa entre otros que el seguimiento a la ejecución del presupuesto lo ejercerá en forma autónoma la Empresa de Servicios Públicos de Melgar y el socio operador, a través del departamento de proyectos y el acompañamiento del supervisor del área de responsabilidad social distrito centro, realizará el proceso de seguimiento al buen uso de los recursos aportados por el socio operador y al cumplimiento de los compromisos adquiridos por la



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Empresa de Servicios Públicos de Melgar. De la misma forma se establece la supervisión que ejercerá la Secretaria de Infraestructura del Municipio de Melgar.

En consideración a que la participación de Ecopetrol S A dentro del convenio de cooperación corresponde al 75%, se ocasiona un daño por el detrimento en los intereses patrimoniales del Estado en cuantía de ochenta y dos millones setecientos setenta y ocho mil doscientos veintiocho pesos (\$82 778 228)

Hallazgo administrativo con incidencia fiscal por valor de \$82 8 millones

3 1 1 10 Programa de Recobro No Térmico

Hallazgo No. 63 Ejecución presupuestal 2015

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 que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No 5314 del 14 de diciembre de 2007

De 26 proyectos ejecutados en el 2015, en el Programa de Recobro No térmico, en 6 proyectos se utilizó el 62% de los recursos del programa, por optimización de los recursos de acuerdo al volumen potencial (mbls), sin embargo, hubo algunos campos con un alto potencial de producción con baja ejecución

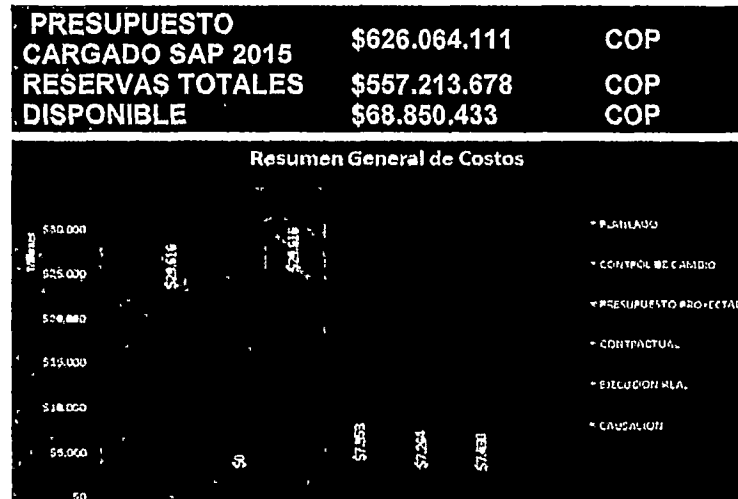
De igual forma en los proyectos de expansión algunos con bajo potencial se efectuaron inversiones, y en las expansiones las inversiones se hacen en proyectos que han arrojado resultado previamente. En un proyecto con alto potencial de producción la inversión fue baja con menos del 2% del presupuesto programado. En el proyecto Piloto inyección de agua campo Galán, el presupuesto programado fue de \$5.353.948.028 y la inversión alcanzó un valor de \$429.663 361, lo que representa aproximadamente el 10% de lo presupuestado, para un volumen potencial de 27,2. mbps

Dentro de la rendición de cuenta de cada proyecto no se indican los registros de trabajos e inversiones contratadas, ni en qué estado quedan los trabajos programados con respecto al alcance del mismo. Igualmente, no se deja el registro por el control de cambio surgido, como se reconoce en el piloto inyección de agua campo Galán y como se observa en la intervención del WAG Tello.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

En visita de la CGR se verificó que los trabajos estaban suspendidos y en el registro de informe de costos no se encontró el soporte documentado del estado final.



Fuente Tello WAG - Monitoreo de Costos

Tabla No 45 Montos de la Ejecución presupuestal 2015

ACTIVIDADES	PRESUPUESTO 2015 (\$ COP)	CAUSACION TOTAL (\$ COP)	(%) con respecto al presupuesto invertido	(%) - inversión con respecto al proyecto	VOLUMEN POTENCIAL EXPANSIÓN (MBSL)
1 Piloto inyección de agua mejorada campo San Francisco	16 653 622 502	15 730 541 938	11%	94%	17,9
2 Piloto Inyeccion de agua Chichimene	61 593 539 739	32 928 227 629	24%	53%	98,5
3 Piloto Inyeccion Agua Castilla	18 135 836 675	13 630 269 654	10%	75%	77,6
4 Piloto Inyección de agua Mejorada Chichimene	14 230 031 513	13 561 637 276	10%	95%	87,4
5 Piloto inyeccion de agua mejorada Tello- Dina k, Piloto gas Rio Ceibas	10 161 978 463	10 076 497 905	7%	99%	29
6 Piloto Inyección de agua Campo Rio Zulia - Tibú	393 954 396	393 954 170	0%	100%	40,2
7 Piloto inyeccion agua mejorada Casabe	4 789 147 863	4 301 723 397	3%	90%	29,8
8 Piloto inyeccion de agua campo Tisquirama - Nota 3	2 097 436 190	3 064 278 434	2%	146%	19,8
9 Piloto inyección WAG campo Tello	626 064 111	433 951 475	0%	69%	8,34
10 Piloto Inyeccion Campo Provincia	9 213 652 121	7 822 250 628	6%	85%	7,8
11 Piloto inyeccion de agua campo Santa Clara	12 630 314 265	8 950 863 196	6%	71%	4,1
12 Piloto de inyección de polimero Yanquí	3 304 112 973	3 061 499 807	2%	93%	17,9
13 Piloto Inyeccion de agua Campo Sardinata	3 439 975 522	2 539 200 476	2%	74%	2
14 Piloto inyeccion de agua mejorada campo Yaguara	1 571 799 868	1 454 452 752	1%	93%	7,2
15 Piloto de gas cíclico Gala - Cardeles - Llanito	3 822 062 079	3 814 831 481	3%	100%	13,9
16 Piloto inyeccion de agua campo	1 123 458 335	1 116 809 615	1%	99%	1,2



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

ACTIVIDADES	PRESUPUESTO 2015 (\$ COP)	CAUSACION TDTAL (\$ COP)	(%) con respecto al presupuesto invertido	(%) - inversión con respecto al proyecto	VOLUMEN POTENCIAL EXPANSIÓN (MBLS)
Tenay					
17 Piloto inyección de agua campo Galán	5 353 948 028	429 663 361	0,3%	8%	27,2
18 Piloto inyección de agua mejorada campo Palogrande	8 944 129 164	7 189 921 088	5%	80%	5,8
19 Piloto inyección de agua alternada gas WAG campo Yargui	109 415 650	101 586 905	0%	93%	14
20 Piloto inyección de agua campo Nutria - Monitoreo	1 733 703 897	1 589 810 990	1%	92%	15,1
21 Piloto inyección de agua campo Galán - Monitoreo	3 376 429 518	2 937 984 738	2%	87%	27,2
22 Piloto inyección de agua campo Llanito - Monitoreo	2 097 436 190	1 457 188 764	1%	69%	46,2
23 Expansión inyección de agua Brisas	220 980 969	105 852 770	0%	48%	3
24 Expansión inyección de agua Santa Clara	201 987 564	43 331 468	0%	21%	4,1
25 Expansión inyección de agua y gas campo Rio Ceibas	220 980 969	195 522 467	0%	88%	14,9
26 Expansión inyección de agua Chichimene	1 290 000 000	1 210 592 122	1%	94%	98,5
TOTAL	187.335 998 564	138 142 444 506			

Tabla No 46 Ejecución del 62% del Programa de Recobro No Térmico

ACTIVIDADES	PRESUPUESTO 2015 (\$ COP)	CAUSACION TOTAL (\$ COP)	(%) con respecto al presupuesto invertido	VOLUMEN POTENCIAL EXPANSIÓN (MBLS)
1 Piloto inyección de agua mejorada campo San Francisco	16 653 622 502	15 730 541 938	11%	17,9
2 Piloto inyección de agua Chichimene	61 593 539 739	32 928 227 629	24%	98,5
3 Piloto inyección Agua Castilla	18 135 836 675	13 630 269 654	10%	77,6
4 Piloto inyección de agua Mejorada Chichimene	14 230 031 513	13 561 637 276	10%	87,4
5 Piloto inyección de agua mejorada Tello- Dina k, Piloto gas Rio Ceibas	10 161 978 463	10 076 497 905	7%	29
Subtotal Actividades	120 775 008 892	85 927 174 402		
TOTAL ACTIVIDADES	187.335 998 564	138 142 444 506	62%	

Tabla No 47 Proyectos de pilotos y Expansiones con baja ejecución

ACTIVIDADES	PRESUPUESTO 2015 (\$ COP)	CAUSACION TOTAL (\$ COP)	(%) con respecto al presupuesto invertido	VOLUMEN POTENCIAL EXPANSIÓN (MBLS)
7 Piloto inyección agua mejorada Casabe	4 789 147 863	4 301 723 397	3%	29,8
8 Piloto inyección de agua campo Tisquirama - Nota 3	2 097 436 190	3 064 278 434	2%	19,8
12 Piloto de inyección de polímero Yarguí	3 304 112 973	3 061 499 807	2%	17,9
17 Piloto inyección de agua campo Galán	5.353 948.028	429 663 361	0,31%	27,2
20 Piloto inyección de agua campo Nutria - Monitoreo	1 733 703 897	1 589 810 990	1,15%	15,1
21 Piloto inyección de agua campo Galán - Monitoreo	3 376 429 518	2 937 984 738	2%	27,2
22 Piloto inyección de agua campo Llanito - Monitoreo	2 097 436 190	1 457 188 764	1,05%	46,2



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

ACTIVIDADES	PRESUPUESTO 2015 (\$ COP)	CAUSACION TOTAL (\$ COP)	(%) con respecto al presupuesto invertido	VOLUMEN POTENCIAL EXPANSION (MBSL)
23 Expansion inyeccion de agua Brisas	220 980 969	105 852 770	0,08%	3
24 Expansion inyeccion de agua Santa Clara	201 987 564	43 331 468	0,03%	4,1
25 Expansion inyeccion de agua y gas campo Rio Cerbas	220 980 969	195 522 467	0,14%	14,9
26 Expansion inyección de agua Chichimene	1 290 000 000	1 210 592 122	0,88%	98,5
Subtotal Actividades	24 686 164 161	18 397 448 318		
TOTAL ACTIVIDADES	187 335 998 564	138 142 444 506		

Hallazgo Administrativo

3.1.2 Operación Directa

En la evaluación a los convenios de explotación para la operación directa, se realizó seguimiento a la operación de los campos que han tenido inversión dentro del portafolio de proyectos de Ecopetrol S.A y que en consideración aportan en gran volumen a los niveles de producción de hidrocarburos a la Compañía, basados en la información suministrada por la entidad y aquella disponible en sus sistemas de información

Mediante pruebas de control y sustantivas se evaluaron los proyectos seleccionados de acuerdo con el Modelo de Maduración de Proyectos adoptado por Ecopetrol, desde la perspectiva de negocio de desarrollo y producción y su aporte a las metas estratégicas, partiendo convenios y contratos de explotación suscritos con la ANH, donde incide la ejecución de los proyectos que impactan la inversión en cada activo perteneciente a un convenio seleccionado, a continuación se presenta la evaluación hecha por las Gerencias Departamentales de la CGR Santander, Huila y Meta, la evaluación hecha a las Vicepresidencias de Producción y Desarrollo Regional Central, Sur y Orinoquia de Ecopetrol.

GERENCIA SANTANDER

3 1 2 1 Vicepresidencia de Producción y Desarrollo Regional Central

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.

La Vicepresidencia Regional Central la conforman cuatro Gerencias de Operaciones de Desarrollo y Producción que son:

- Cira - Teca con 179 personas a cargo
- Catatumbo con 102 personas a cargo
- Mares con 376 personas a cargo
- Río con 322 personas a cargo.

Cada una de estas Gerencias tiene asociados departamentos de producción, de mantenimiento y de ingeniería, al igual que una Gerencia de Proyectos.

La Vicepresidencia también es asistida de manera transversal por los Departamentos de Planeación y Gestión (30 personas), HSE (13 personas) y Perforación (6 personas) En resumen la Vicepresidencia Regional Central tiene 1.030 personas a cargo.

Por su parte, Ecopetrol S.A., en el 2015, para el accionar de la VRC dentro de su área de influencia, presupuestó recursos en pesos (\$) de conformidad como se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla No 48 Presupuesto 2015

APLICACIÓN	APROBADO	CAUSADO	% EJE
Presupuesto Operacion VRC	1 034 219 032 443	963 863 370 791	93,2%
Presupuesto Inversión cargado a VRC	1 458 084 340 809	1 365 422 449 203	93,6%
Presupuesto Inversion cargado a Vicepresidencia de Activos con Socios	403 534 403 822	401 045 438 247	99,4%
Inversiones OXI		219 447 408 304	N/A
Inversiones SCHLUMBERGER		USD\$13 713 174	N/A

En el tema de contratación en la vigencia, la VRC causó o comprometió recursos en pesos colombianos (\$) tal como se observa en el siguiente cuadro

Tabla No 49 Valor causado o comprometido

TIPO	CANTIDAD	VR CAUSADO
Contratos de Gastos de Operación	1 612	782 407 953 334

TIPO	CANTIDAD	VR COMPROMISO
Contratos de Inversión	721	1 412 351.785 534

Durante la vigencia fiscal 2015, la producción promedio de petróleo equivalente directa de Ecopetrol en el país, alcanzó los 707 500 Barriles por día (BPED) con una participación 13,82% de la Vicepresidencia Regional Central representada en 97 808 BPED

La gestión de la VRC se sintetiza en el cuadro siguiente en donde se muestran los indicadores y sus resultados por cada uno de los focos estratégicos donde tiene responsabilidad.

Tabla No 50 Gestión VRC

Foco Estratégico	Indicador	Meta 2015	Cumplimiento	% Cump
Crecimiento rentable	Ebitda/BOE	35 136 \$/BL	32 273 \$/BL	92%
Producción rentable	Produccion Promedio Equivalente Participación Ecp	100 350 BPED	97 808 BPED	97,46%
Sostenibilidad	Gestion Incorporacion de Reservas	23,6 MBPE	74,2 MBPE	314%
Operaciones Seguras	TRIF (Accidentalidad)	4,39 casos registrables/1 MHH	2,28 casos registrables/1 MHH	148%
Eficiencias	Costo de Levantamiento	30 630 \$/BL	29 603 \$/BL	100%

Fuente Ecopetrol

Como se observa, el cumplimiento de las metas fue satisfactorio, sin embargo, en el indicador de Incorporación de Reservas es necesario decir que los buenos resultados obedecen al aporte de tres de las cuatro Gerencias, ya que la Gerencia de Mares estimó aportar 13,2 MBPE y el resultado fue de -1,1 MBPE Otras consideraciones importantes que afectaron la producción y por consiguiente el Ebitda fueron las dificultades de orden público en la Gerencia Catatumbo.

En lo relacionado con la gestión de mantenimiento desplegada en la VRC, esta fue adecuada, se explica por el cumplimiento casi al 100% de los planes de mantenimiento estipulados por cada una de las respectivas Gerencias. 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 En este punto, la promesa valor se impacta por los



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

escasos potenciales obtenidos en el desarrollo de algunos proyectos, confirmados por los resultados en la incorporación de reservas probadas de la Gerencia de Mares (-1,1 MBPE) y los bajos porcentajes en la producción incremental (P-50) de las Gerencias Mares (64% BPED, campos Provincia, San Roque, Bonanza) y Catatumbo (53% BPED campo Tibú)

Adquisición de Bienes y Servicios

En el aspecto contractual, la CGR abordó en el tema de opex, el estudio de 35 negocios jurídicos por un valor causado en 2015 de \$187 084,8 millones, que representa el 24% de los recursos comprometidos en operación

En recursos de inversión, se estudiaron 107 contratos por valor causado de \$1,68 billones que equivale al 41,5% del total de lo ejecutado a la fecha. En este punto se presentó la limitante que la mayoría de contratos referentes a trabajos de perforación, workover, manejo de químicos y lodos, completamiento de pozos, entre otros, que fueron gestionados por la anterior Gerencia Técnica de Desarrollo de Ecopetrol S A, 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 ésta reposa en el archivo central en Bogotá y su disposición física o escaneada en su totalidad para la CGR, se tornaba muy onerosa para Ecopetrol. Similar situación sucedió con los contratos que suscribió el socio inversionista y operador del capex de los campos La Cira e Infantas con los particulares.

En este macroproceso se presentan los siguientes hallazgos

Hallazgo No. 64 Reconocimiento económico Contrato No. 5210552 Ítem 4

En el Manual de Contratación de Ecopetrol S A, se establece en su numeral 3.5 Principios *“La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S A, por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL. Igualmente consagra algunos de los principios que resultan aplicables así*

“Celeridad. Las normas establecidas en este Manual, deberán ser utilizadas por los funcionarios como un medio para agilizar las decisiones, y para que los trámites de contratación se cumplan oportunamente, con eficiencia y eficacia



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Economía Las normas consignadas en este Manual se interpretarán y aplicarán de manera que los trámites regulados se surtan conforme está previsto, sin dilaciones y retardos, los procedimientos serán impulsados oficiosamente por ECOPETROL Los recursos destinados para la contratación, deben ser administrados con austeridad en medios, tiempo y gastos "

De la revisión realizada al contrato No 5210552 cuyo objeto era "OBRAS DE ADECUACION DE (6) TALLERES Y/O CASETAS CON USO DE OPCIÓN, PARA EL MONTAJE DE PUENTES GRUA EN LA GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S A", se pudo evidenciar, que durante el desarrollo del contrato se suscribieron varias actas parciales y totales de suspensión del contrato, fundamentadas en que para las actividades del frente de obra Cantagallo y Casabe, faltaban definiciones de diseño y entrega de la ingeniería por parte de Ecopetrol Así mismo, en el acta de liquidación de Mutuo Acuerdo suscrita el 29 de Julio de 2013, se hace el análisis de cada uno de los ítems de reconocimientos solicitados por el contratista, y aprobados por \$57 429.615, de los cuales \$26 420 000 corresponden a la solicitud relacionada en el ítem 4 "Movilización y Desmovilización" aprobado por comité de compras y contratación del 08 de julio de 2013, previa solicitud en razón a " que cada vez que se generó una suspensión fue necesario una movilización y desmovilización de Personal y equipos, pagos de arriendos, alquiler de equipos, Andamios y otros, salarios, prestaciones -sociales, transportes, alimentación viáticos, dotaciones, insumos materiales, EPP, etc, todo por la expectativa causada por los reinicios programados "

La situación anterior, se presentó de acuerdo con lo consignado en acta de liquidación de mutuo acuerdo, debido a la no entrega de la ingeniería y definición técnica por parte de Ecopetrol para el activo del campo Cantagallo y campo Casabe, lo cual conlleva al reconocimiento económico aprobado al contratista y por causas imputables a Ecopetrol S A generando un presunto detrimento al patrimonio público en cuantía de \$26.4 millones, por concepto de gastos adicionales en el que incurrió el contrato solicitado.

Hallazgo administrativo con incidencia fiscal por valor de \$26,4 millones

Hallazgo No. 65 Entrega de Ingeniería de detalle en el contrato 5209524

En el Manual de Contratación de Ecopetrol S A, se establece en su numeral 3.5. Principios "La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S A, por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL. . Igualmente consagra algunos de los principios que resultan aplicables así Celeridad Las normas establecidas en este Manual, deberán ser utilizadas por los funcionarios como un medio para agilizar las decisiones, y para que los trámites de contratación se cumplan oportunamente, con eficiencia y eficacia

Economía "Las normas consignadas en este Manual se interpretarán y aplicarán de manera que los trámites regulados se surtan conforme está previsto, sin dilaciones y retardos, los procedimientos serán impulsados oficiosamente por ECOPETROL. Los recursos destinados para la contratación, deben ser administrados con austeridad en medios, tiempo y gastos "

Así mismo en el contrato No 5209524 en la cláusula séptima relacionado a obligaciones de Ecopetrol S A establece "Para la ejecución del Contrato, ECOPETROL se obliga a entregar al CONTRATISTA, en la fecha de suscripción del Acta de Inicio del Contrato, la información técnica y demás información requerida para la ejecución de los trabajos"

De revisión realizada al contrato No. 5209524 cuyo objeto era "Revisión a la ingeniería, suministros, construcción, montaje, precomisionamiento, soporte al comisionamiento y soporte a la puesta en marcha de la planta de inyección de agua para la recuperación secundaria del campo Yariguí Cantagallo incluyendo el cruce del río Magdalena en los tramos isla VI (Puerto Wilches) - isla IV (Cantagallo) y las líneas de inyección bajo la modalidad EPC (engineering, procurement, construction) con metodología OPEN BOOK y para los proyectos de inyección de la gerencia regional del Magdalena medio de Ecopetrol S A vigencia 2010 – 2011" se pudo evidenciar que según Acta de Liquidación de Mutuo Acuerdo suscrita el 10 de marzo de 2015, se realizó reconocimiento económico por valor de \$3.393.547.984, de los cuales \$529.635.688, correspondió al análisis de la solicitud del contratista realizada en dicha acta en numeral 5.6.4 "Incumplimiento en la entrega de Ingeniería " en la cual se destaca y se fundamenta en los siguientes argumentos expuestos por las partes

El Contratista "a través del comunicado SCIA-5209524-3825-PW de agosto 13 de 2013, presentó solicitud de reconocimiento, aduciendo desequilibrio económico por la mayor permanencia en obra entre el 3 de enero de 2011 y el 19 de junio de 2011, causada por la falta de ingeniería de detalle para la construcción de las obras objeto del contrato, la cual debía ser entregada por Ecopetrol"

Así mismo, el contratista "mediante comunicación SCIA-5209524-4118, radicado No 1-2014-005-33250 de 14 de agosto de 2014, expuso nuevamente los hechos en los que fundamentó su reclamación y señaló que ECP no entregó de manera

consolidada toda la ingeniería de detalle requerida desde la suscripción del Acta de Inicio del contrato, sino que optó por hacer entregas parciales, las cuales se dieron por fuera de lo acordado en el PMT, el PDT y en el propio contrato”

Al respecto la posición de Ecopetrol S A. plasmada en el acta fue la siguiente.
“ *.se encontró que mediante comunicación SCIA-SOR-5209524-CEI-ACI-050 del 27 enero de 2011, el contratista hizo entrega a la Gestoría Consorcio CEI ACI, de un Plan Detallado de Trabajo (PDT), y que a través de comunicación CEI-ACI-5209524-SCIA-076 del 1° de febrero de 2011, la Gestoría aprobó el PDT del proyecto como “VERSION 1” Así mismo Ecopetrol hizo entrega formal de una primera parte de la ingeniería el 18 marzo de 2011, con la comunicación CEI ACI-5209524-CIA-0248, acción que estuvo antecedida de una serie de solicitudes elevadas por el contratista*

En atención a lo expuesto, la ejecución del Contrato no se adelantó conforme a lo estipulado por las Partes, situación que también se verifica mediante los pronunciamientos de las gestorías, por cuanto en ningún momento se ha soportado que la entrega de la ingeniería se realizó en los términos establecidos, contrario sensu, se hace referencia a que la misma se entregó de manera paulatina, lo cual confirma los argumentos sobre los cuales sustenta la reclamación el Contratista .”

La situación anterior se presentó de acuerdo a lo consignado en acta de liquidación de mutuo acuerdo debido a la no entrega oportuna de la ingeniería y definición técnica por parte de Ecopetrol S A al contratista, gestión inadecuada que conlleva al reconocimiento económico aprobado previa solicitud y genera un presunto detrimento al patrimonio público en cuantía de \$529 635.688, por concepto de gastos adicionales en el que incurrió el contrato solicitado en el ítem 5 6 4 “*Incumplimiento en la entrega de Ingeniería*” y aprobado según Acta liquidación tabla 11 No 4 –“*Resultado Final Reconocimiento Económico*”

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria y fiscal por valor de \$529,6 millones

Hallazgo No. 66 Reconocimiento de Stand By

La cláusula vigésima cuarta del Contrato No. 5210548 de 2011 señala: “*FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO La fuerza mayor o caso fortuito podrán dar lugar a la suspensión total o parcial de las obligaciones emanadas del Contrato, dependiendo de si imposibilitan el cumplimiento de todas o de algunas de las mismas, en tanto se surta el siguiente procedimiento .”*



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

El Anexo 4 del Contrato No. 5210548 de 2011, señala "RELACIÓN DE ACTIVIDADES, SUMINISTROS Y SERVICIOS, PRECIOS UNITARIOS Y OFRECIMIENTO ECONÓMICO. ECOPETROL pagará al CONTRATISTA de acuerdo con las tarifas que se estipulan en este anexo, en la siguiente forma . 3) Se aplicará la tarifa "Equipo en Stand By" cuando el equipo se halle inactivo por más de 24 horas, y se debe dejar como mínimo el siguiente personal jefe de equipo, técnico mecánico, un supervisor y dos obreros de patio, con la disponibilidad mínima de 8 horas diarias en espera de órdenes por parte de ECOPETROL S.A .."

De la revisión del contrato No. 5210548 del 18 de febrero de 2011, celebrado para la terminación y reacondicionamiento de pozos para la Gerencia Regional Magdalena Medio de Ecopetrol S A., se evidenció el reconocimiento y pago de 9,4 días por Equipo Stand By en cuantía de \$93 943 680, situación presentada por falta de coordinación en las actividades de Ecopetrol S A , tal como se señala en el oficio No. 2-2016-012-1542 del 28/09/16, así "el Equipo de Perforación PETREVEN H-201, se encontraba realizando operaciones en el Clúster 1 de la isla 4 en YR-525 entre las fechas 23 Junio de 2011 y 14 de Julio de 2011, impidió el ingreso del Equipo de WO y Completamiento SAI-12 quien movilizaba desde YR- 509 Isla VI hasta el YR 523, este último coincidía con la misma locación del equipo de Perforación y se tuvo que esperar desde el 07 de Julio de 2011 hasta el 15 de Julio de 2011", como tampoco se evidencia suspensión de conformidad con la cláusula vigésima cuarta del contrato cuando exista "FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO", lo cual generó un detrimento al patrimonio del Estado, representado en un mayor valor en cuantía de \$82 831 168, resultado de descontar un día de la tarifa de Stand By establecida en el contrato

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria y fiscal por valor de \$82,8 millones

Hallazgo No. 67 Cláusula obligaciones del Contratista-Transferencia de Tecnología

El Manual para la Administración y Gestión de Contratos de Ecopetrol S A refiere en los numerales 7.1 y 7 2 que todas las actuaciones tanto del Administrador como del Gestor de los Contratos, se deben encaminar a proteger los intereses de Ecopetrol S.A. y a lograr el mejor desarrollo del contrato, ajustándose al marco legal y contractual.

El numeral 12 de la Cláusula No 9 de los contratos Nos MA-0014044 y MA-0014036 del 30 de Julio de 2012 y el numeral 11 de la Cláusula No. 9 del contrato No. MA-0002002 del 13 de Octubre de 2011, consagra "Será obligación del



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

CONTRATISTA auspiciar en su línea de negocio, la transferencia de últimas tecnologías en aquellos tópicos básicos y puntuales que disponga ECOPETROL, que tengan relación con los servicios que suministra dentro el giro ordinario de su objeto social y que de acuerdo con el portafolio de necesidades tecnológicas de ECOPETROL sean de aplicabilidad en el contrato, programa o proyecto, o de aplicabilidad corporativa en sus operaciones

(.)

El valor del programa de transferencia de tecnología deberá ser como mínimo el equivalente al uno por ciento (1%) del valor estimado de este Contrato, el cual constituirá un ítem independiente cuyo valor no podrá ser incrementado por razón de contratos adicionales. El programa de transferencia de tecnología aprobado por ECOPETROL deberá ser desarrollado por el CONTRATISTA, antes de la finalización del plazo de ejecución del Contrato. El incumplimiento de la presente cláusula dará lugar a la aplicación de los Descuentos como Apremio o Penalización, sin perjuicio de la afectación de la correspondiente evaluación de desempeño ”

A pesar de lo anterior, los contratistas no cumplieron con su obligación de transferencia de tecnología, anotada en el clausulado de los respectivos contratos, toda vez que a pesar de que éstos ya se dieron por finalizados, a la fecha se tienen aprobados programas de capacitación que se encuentran en plena ejecución

Los hechos ocurridos obedecieron a deficiencias en el ejercicio de control a las obligaciones de los contratistas, adelantado por la Gestoría Administrativa y por la Administración de los contratos citados, lo cual obliga a Ecopetrol S.A después de finalizado y/o liquidado un contrato, al seguimiento de los compromisos adquiridos por los contratistas en diferentes actos administrativos

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria

Control de Resultados

Planes, Programas y Proyectos Extraordinarios

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 el cumplimiento de las obligaciones de Ecopetrol S A a la luz de siete (7) convenios de explotación suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH y desarrollados en el área de influencia de la VRC. Estos convenios son: Cira Infantas, Lizama Nutria, Magdalena Medio, Provincia P Norte, Provincia P Sur, Tibú y Tisquirama. A su vez, se examinaron un



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

total de 27 proyectos de Inversión asociados a estos convenios, de los cuales, 14 corresponden a proyectos de oportunidad de negocio - ON estructurados mediante 29 sub-proyectos, módulos o etapas y el resto a proyectos de continuidad operativa - ICO.

En resumen, para los 27 proyectos que datan algunos del 2007, fueron planificadas inversiones por \$8,6 billones de los cuales hasta el 2015, se han ejecutado recursos por \$4,04 billones y durante la vigencia 2015 las inversiones fueron de \$1,5 billones.

Es importante indicar el número de proyectos que se encuentran suspendidos en la actualidad así: 4 proyectos de los 13 tipo ICO y 12 de los 29 tipo ON, interrumpidos por diferentes razones tales como: no asignación de recursos, ajuste de promesa de valor y potenciales, crisis precios del petróleo, falta de recursos y situación de Ecopetrol. La CGR llama la atención acerca de las inversiones realizadas en algunos de estos proyectos representadas en infraestructura, materiales y equipos que se encuentran a la espera de ser usados una vez reinicien su ejecución.

Como resultado de la evaluación del tema de proyectos, se presenta el siguiente hallazgo.

Hallazgo No. 68 Cumplimiento Programas y Proyectos

El Macroproceso de Gestión de Proyectos y Programas de Ecopetrol S A , es el proceso que busca la materialización de las oportunidades de crecimiento, mantenimiento o sostenibilidad que deban ser ejecutados a través de programas y proyectos; incluye el Inicio y planeación del desarrollo del programa y/o proyecto, el preplaneamiento del programa y/o selección de la mejor alternativa para el desarrollo del proyecto, planeación, definición, ejecución y cierre del programa y/o proyecto. Así mismo, comprende el seguimiento y control a la planeación, ejecución y cierre de los proyectos y programas.

En el análisis realizado a los diferentes proyectos emprendidos en el área de la Vicepresidencia Regional Central – VRC, en especial, en los activos Provincia, Llanito-Gala-Cardales y San Roque (Módulo 1), en cuatro de ellos que presentan evaluación expost, se estimaban adicionar reservas por 11,95 MBPE, no obstante, solo alcanzaron potenciales de 6,74 MBPE que equivale al 56,4%. En los restantes, a pesar de no contar con la evaluación definitiva, tampoco prevén resultados satisfactorios, tal como se refleja en los resultados de producción incremental y en la desincorporación de reservas en la Gerencia de Mares a que pertenecen.

Los hechos anotados, presumen deficiencias del proceso planificador de los proyectos, cuyos resultados permite a los tomadores de decisiones, dar los respectivos avales para la ejecución de los mismos; sin embargo, los resultados estimados, no se obtienen, pues finalmente no se llega a la promesa de valor, que llevaron a los directivos, a aprobar las iniciativas.

Hallazgo administrativo

Gestión Responsabilidad Social:

En desarrollo de la revisión de los convenios de inversión social de Ecopetrol S.A. en la VRC, se auditaron 15 convenios por valor de \$78 272 millones, de un total de 36 por valor de \$79.187 millones. Convenios con variados objetos y alcances y se realizaron visitas revisando además el seguimiento de los mismos por parte de los gestores. En cuanto a convenios, se tiene desde aquellos en los cuales el objeto es suplir por medio de infraestructura una necesidad de la población como por ejemplo con desarrollo de vías, alcantarillados, acueductos, gasificación, construcción y/o adecuación de escuelas, de campos deportivos, hogares geriátricos, parques, dotaciones en viviendas como cocinas, baterías sanitarias etc, así mismo, alcances de estudios para mejoramiento de infraestructuras como puentes, hasta llegar a aquellos convenios donde se desarrollan proyectos productivos o de fortalecimiento de las comunidades o agremiaciones de la comunidad como juntas de acción comunal.

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 los convenios.

Gestión Ambiental:

El desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en la 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, han asegurado una utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral y se ha mantenido 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 2015, en los resultados alcanzados de sus indicadores ambientales "Permisos para operar (LTO)" con un cumplimiento del 100%, "Índice de Cumplimiento Legal



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Ambiental (ICLA)” con un cumplimiento del 97% de un 100% en meta, bajo conocimiento de la autoridad ambiental en los Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA’s) y al no presentarse multas y sanciones, de infracciones en normatividad ambiental y en las medidas establecidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, acorde con el estado de resultados del balance general y de procesos sancionatorios técnicos y ambientales

Los procesos productivos buscan seguir llevando la operación hacia estándares que garanticen operaciones seguras y ambientalmente sostenibles en toda la región. Se presentan prácticas que propenden por la protección a la vida y a la salud de personas, animales, vegetación y la protección del medio ambiente. No obstante, se adelanta en forma parcial y a falta de presupuesto, actividades de los programas de la línea base ambiental de abandono convencional de pozos pertenecientes a los convenios de explotación de Lisama-Nutria y Magdalena Medio (Activos Llanito, Casabe y Yariguí-Cantagallo) limitando con esto un aislamiento definitivo y conveniente de las formaciones atravesadas para evitar invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en superficie y de las actividades de biorremediación, en predios afectados por presencia de hidrocarburos como resultado de impactos acumulativos ambientales (IAA o pasivos ambientales) y que surgieron a petición de la comunidad, en los activos de Casabe y Peñas Blancas principalmente, limitando el resarcimiento o regeneración de áreas degradadas por las operaciones petroleras

En este aspecto se presenta el siguiente hallazgo:

Hallazgo No. 69 Abandono de Pozos

La Constitución Política en su artículo 79 ordena que es deber del Estado proteger la diversidad e integridad del ambiente, conservar las áreas de especial importancia ecológica y fomentar la educación para el logro de estos fines

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” (Subrayado fuera de texto)

Así mismo, el artículo 54 señala que “Con el inicio de la Explotación se debe presentar un programa de Abandono para cada área contratada el cual será actualizado con el informe técnico anual, de existir modificaciones”



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Por su parte, la Guía de Abandono Técnico de Pozos de Ecopetrol, Código CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001, elaborada el 16/05/2014, dispone dentro de las condiciones generales, 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"*

Por su parte, los convenios entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH y Ecopetrol S.A., tales como Lisama-Nutria, Magdalena Medio - Activos El Llanito, Casabe y Yarigui-Cantagallo, contienen la cláusula de abandono

No obstante, Ecopetrol S A no realizó el abandono físico de la totalidad de los pozos señalados en el programa de explotación vigencia 2015 enviado a la ANH, sobre los convenios firmados con ella, pese a que la normatividad en la materia señala que los mismos deberían ser taponados y desmantelados inmediatamente. Lo anterior se evidencia en los siguientes hechos

- Convenio Lisama-Nutria 5 pozos en la vigencia 2015. Lisama 108, Lisama 156, Lisama 147, Lisama 25 y Peroles 13 programados y no abandonados. Además, Ecopetrol S A no señaló el plan de abandono para los pozos del campo Guariqués, estando estos inactivos desde el 2014
- Convenio Magdalena Medio - Activo Llanito: Pese a que el campo San Silvestre se encuentra en proceso de abandono, debido a su estado avanzado de agotamiento, no quedó programado para abandono en 2015 ni 2016
- Convenio Magdalena Medio - Activos GRI (Casabe y Yarigui - Cantagallo): se programó abandono de 15 pozos y re-abandono de 20, recuperación ambiental de 10 piscinas y 20 locaciones No obstante, solo se abandonaron integralmente 4 pozos, se re-abandonaron 4, y no se realizaron recuperaciones ambientales de piscinas y locaciones durante el 2015.

Lo anterior, denota falencias en la planeación y gestión de los abandonos de pozos, actividad imprescindible para la conservación ambiental, así como



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

deficiencias en la programación de los recursos financieros de corto plazo para tal propósito, puesto que en la mayoría de los casos, Ecopetrol S A argumenta la falta de presupuesto para el cumplimiento de estas actividades. Sin embargo, en el entendido que las mismas habían sido previamente planeadas, así también debieron estar dispuestos los recursos para llevarlo a cabo, máxime que se contaba con provisión contable suficiente, cuyo propósito consiste en garantizar que la industria petrolera resarza los daños causados en su entorno; situación que conlleva a generar un riesgo medioambiental por eventuales invasiones de fluidos en superficie o manifestaciones de hidrocarburo en las zonas donde se encuentran ubicados los pozos a abandonar, así como la falta de regeneración de las áreas degradadas con las operaciones petroleras y consecuentemente posibles sanciones por la autoridad competente.

Hallazgo administrativo en conocimiento de la autoridad ambiental

GERENCIA HUILA

3 1.2 2 Vicepresidencia de Producción y desarrollo Regional Sur

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.

La Vicepresidencia Regional Sur la conforman dos Gerencias que son

- Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Huila con 179 personas a cargo.
- Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción de Putumayo con 114 personas a cargo

Cada una de estas gerencias tiene asociado departamentos de producción, de mantenimiento y de ingeniería, al igual que una gerencia de proyectos

La Vicepresidencia también es asistida de manera transversal por los Departamentos de Planeación y Gestión (22 personas), Departamento Higiene, Seguridad y Medio Ambiente - HSE (8 personas) y Perforación (6 personas) En resumen la Vicepresidencia Regional Central tiene 325 personas a cargo

Por su parte, Ecopetrol S A., en el 2015, para el accionar de la VRS dentro de su área de influencia, presupuestó recursos por \$759.545.068 de conformidad como se muestra en el siguiente cuadro.

Tabla No 51 Presupuesto 2015 VRS

	APROBADO	CAUSADO	% EJE
Presupuesto Gastos VRS	314 541 042 273	312 013 571 798	99%
Presupuesto Capex VRS	445 004 026 300	401 482 742 712	90%
Total	759 545 068 573	713 496 314 510	

En el tema de contratación durante la vigencia 2015, la VRS causó o comprometió recursos como se observa en el siguiente cuadro

Tabla No 52 Contratación 2015 VRS

TIPO	CANTIDAD	VR CAUSADO
Contratos de Gastos de Operación	103	243 646 977 184
Contratos de Inversión	28	37 052 131 291

Durante la vigencia fiscal 2015, la producción directa promedio de petróleo equivalente de Ecopetrol S.A en el país, alcanzó los 710.542 Barriles por día (BPED) con una participación 4 4% de la Vicepresidencia Regional Sur, representada en 31 133 BPED

La gestión de la VRS se sintetiza 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 53 Indicadores gestión VRS

Foco Estratégico	Indicador	Meta 2015	Cumplimiento	% Cumpl
Crecimiento rentable	Ebitda/BOE	28 270 \$/BL	38 008 \$/BL	134%
Producción rentable	Produccion Promedio Equivalente Participación Ecp	31 653 BPED	31 133 BPED	98%
Sostenibilidad	Gestión Incorporación de Reservas	7 3 MBPE	27 5 MBPE	110%
Operaciones Seguras	TRIF (Accidentalidad)	1,75 casos registrables/1 MHH	1,55 casos registrables/1 MHH	111%
Eficiencias	Costo de Levantamiento	41 011 \$/BL	35 149 \$/BL	104%

Fuente Ecopetrol

Es importante mencionar que se presentó un cambio en la metodología del cálculo del indicador Ebitda que descuenta el resultado neto financiero total (incluye gastos e ingresos financieros) Adicionalmente, se incluye la aplicación de la contabilidad de coberturas, la cual reclasifica la diferencia en cambio no realizada de la deuda cubierta en el Patrimonio para amortizarla o diferirla en los ingresos de exportaciones

El resultado del TRIF (Accidentalidad) se debe a ocho (8) accidentes de los cuales cinco (5) ocurrieron en la GPY y tres (3) en la GDH, no obstante se cumplió la meta programada.

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 Huila la cual obtuvo 20,1 MBPE, por su parte, la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo obtuvo 7,5 MBPE.

En lo relacionado con la optimización de recursos desplegada en la VRS, fue adecuada, en razón a que en la vigencia se presentaron optimizaciones por \$499.000 millones en gastos (opex) y \$249.000 millones en inversión (capex) por renegociación de contratos, estrategias de abastecimiento y eficiencias operacionales dada la tendencia a la baja en los precios del crudo para lograr la eficiencia operativa en los activos de producción (upstream).

Se explica por el cumplimiento casi al 100% de los planes de mantenimiento estipulados por cada una de las respectivas gerencias, 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.

Adquisición de Bienes y Servicios

En el aspecto contractual, el nivel central estableció una muestra de 28 contratos opex, por \$850.831 millones, recursos ejecutados desde vigencias anteriores y transversales a otras gerencias; de los cuales se revisaron 5 contratos por \$308.351 millones, equivalentes al 36% de la muestra.

En este macroproceso se presentan los siguientes hallazgos.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Hallazgo No. 70 Memorias de cálculo

Código de Ética de Ecopetrol S A , “Principio de cumplimiento que se evidencia frente a los compromisos, normas y procedimientos, que guía nuestras acciones de mejoramiento”

En visitas realizadas con el fin de verificar las actividades de obra civil de los contratos 4030074 del 13/01/2011, MA-0029287 del 05/08/2013, OT 12 N°-4050487 del 23/04/2014, OT 20 N° 4051113 del 26/06/2014, 5222463 del 30/03/2015, 5222617 del 10/04/ 2015 y 5223741 del 12/06/2015, se encontraron deficiencias en la información consignada en las memorias de cálculo que soportan las actas de liquidación parcial, tales como la deficiente descripción de las actividades ejecutadas así como del lugar exacto de realización de éstas, situaciones que se presentan por debilidades en las actividades de vigilancia y supervisión técnica, que genera dificultad en las labores de verificación de las obras ejecutadas

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 71 Responsabilidad Social

El artículo 34 de la Ley 734 de 2002, establece “ *Son deberes de todo servidor público*

1 Cumplir y hacer que se cumplan los deberes contenidos en la Constitución, los tratados de Derecho Internacional Humanitario, los demás ratificados por el Congreso, las leyes, los decretos, las ordenanzas, los acuerdos distritales y municipales, los estatutos de la entidad, los reglamentos y los manuales de funciones, las decisiones judiciales y disciplinarias, las convenciones colectivas, los contratos de trabajo y las órdenes superiores emitidas por funcionario competente ()”

Artículo 84 de la Ley 1474 de 2011, facultades y deberes de los supervisores y los interventores “*La supervisión e interventoría contractual implica el seguimiento al ejercicio del cumplimiento obligacional por la entidad contratante sobre las obligaciones a cargo del contratista*

Los interventores y supervisores están facultados para solicitar informes, aclaraciones y explicaciones sobre el desarrollo de la ejecución contractual, y serán responsables por mantener informada a la entidad contratante de los hechos o circunstancias que puedan constituir actos de corrupción tipificados como conductas punibles, o que puedan poner o pongan en riesgo el cumplimiento del contrato, o cuando tal incumplimiento se presente”



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Artículo 3.2 c Disposiciones comunes a la Gestión de Contratos, de la GUIA PARA LA ADMINISTRACIÓN Y GESTIÓN DE CONTRATOS Y CONVENIOS “*Las obligaciones, deberes y responsabilidades de los gestores, surgen a partir del momento del recibo de la comunicación de su designación por parte del Funcionario Autorizado y no terminarán con la liquidación del Contrato*”

Cuando los servicios de Gestión fueren contratados, el personal que haga parte de sus equipos de trabajo, deberá obrar con el máximo deber de diligencia en el cumplimiento de sus funciones, teniendo en cuenta que se asimilan a los servidores públicos en el ejercicio de su rol. Al respecto, cobran especial importancia, las estipulaciones contenidas en el Estatuto Anticorrupción (Ley 1474 de 2011), cuyo incumplimiento se considerará falta disciplinaria gravísima y de las cuales, se destacan entre otras las siguientes

(.)

iii Abstenerse de certificar como recibidos a satisfacción trabajos, servicios o bienes que no han sido ejecutados o recibidos a cabalidad ()” Negrilla fuera de texto

Ecopetrol S A. y el Municipio de Yaguará suscribieron el convenio No 5211864 del 26 de noviembre 2013, cuyo objeto es “*Aunar esfuerzos con el Municipio de Yaguará para la rehabilitación de la estructura de pavimento flexible en los tramos más críticos en una longitud de 0.85 km de la vía municipio de Yaguará-puente quebrada la boa del 0+000 al k15+500 - en el Departamento del Huila*”, el cual dio origen al contrato de obra No. 005 de 2013, suscrito por el Ente Territorial siendo éste el ejecutor del convenio.

En ejecución de dicho convenio se evidenciaron deficiencias constructivas en el objeto contratado no advertirlas en los informes de supervisión de Ecopetrol S A. VRS, siendo esta una obligación legal que le asiste a la entidad en razón al control y seguimiento de la inversión de los recursos del Estado

Lo anterior, por deficiente e inoportuna supervisión por parte de Ecopetrol S A a la ejecución de los recursos transferidos en virtud de la responsabilidad social que le asiste, que genera inconformidad por parte de la comunidad por obras de baja calidad.

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria

Control de Resultados

Planes, Programas y Proyectos Extraordinarios

En total la VRS contaba para 2015 con 54 Proyectos de Inversión (34 Gerencia de Operaciones, Desarrollo y Producción Huila – GDH – 20 Gerencia de Operaciones, Desarrollo y Producción Putumayo - GPY), de los cuales 19 (12 GDH – 7 GPY) corresponden a proyectos de Oportunidad de Negocio – ON, 9 (5



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

GDH – 4 GPY) Estudios y 26 (17 GDH – 9 GPY) proyectos de Continuidad Operativa - ICO

Para los 54 proyectos fueron planificadas inversiones por \$445.004 026.300 en el 2015, de los cuales se ejecutaron recursos por \$401 482.742 712 durante la vigencia 2015, recursos correspondientes a la vigencia 2014.

Los proyectos suspendidos en la actualidad fueron 5 ON en la (2 GDH – 3 GPY) y 1 tipo ICO para la GDH, 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 seis (6) convenios de explotación suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y desarrollados en el área de influencia de la VRS. Estos convenios son. Hobo – Yaguará, Toldado, Caguan, Pijao - Potrerillos, Tello – La Jagua y Putumayo A su vez, se examinaron veintiuno (21) proyectos de Inversión asociados a estos convenios, de los cuales, 9 corresponden a proyectos de oportunidad de negocio - ON, 6 estudios y 6 a proyectos de continuidad operativa - ICO.

En resumen, para los veintiuno (21) proyectos que datan algunos del 2007, fueron planificadas inversiones por \$827 157 millones de los cuales hasta el 2015, se han ejecutado recursos por \$750.704 millones y durante la vigencia 2015 las inversiones fueron de \$300 457 millones.

Como resultado de la evaluación del macroproceso de Planes, Programas y Proyectos, se presentan los siguientes hallazgos

Hallazgo No. 72 Proyecto WAG Tello

Mediante Resolución 181495 de 2009 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, se establece que todo ensayo, piloto o proyecto de mantenimiento de presión por inyección de fluidos deberá ser previamente aprobado.

El Manual de Contratación de Ecopetrol S.A. establece en su numeral 3.5 Principios que *“La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S A , por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con*

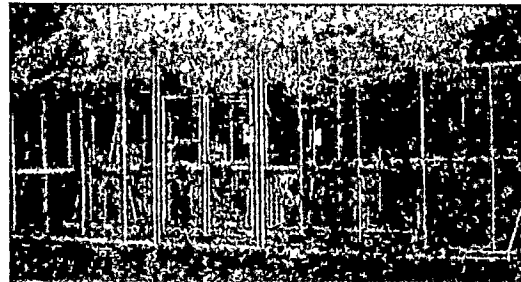
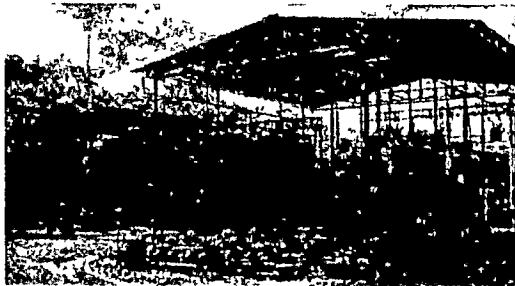


CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL. Cualquier actuación que comprometa el nombre de ECOPETROL, deberá sujetarse a las normas éticas que ha adoptado la Empresa, independientemente de si a la misma le es o no aplicable el régimen de contratación previsto en este documento, y que un eventual desconocimiento de las mismas supondría un incumplimiento de este Manual. Estas normas éticas han sido definidas por la Empresa en el Código de Ética, el Código de Buen Gobierno y los Estatutos Sociales”

El artículo 6, de la Ley 610 de 2000, establece que el daño patrimonial al Estado, se entiende por la lesión del patrimonio público, “ representada en el menoscabo, disminución, perjuicio, detrimento, pérdida, o deterioro de los bienes o recursos públicos, o a los intereses patrimoniales del Estado, producida por una gestión fiscal antieconómica, ineficaz, ineficiente, e inoportuna, que en términos generales, no se aplique al cumplimiento de los cometidos y de los fines esenciales del Estado, particularizados por el objetivo funcional y organizacional, programa o proyecto de los sujetos de vigilancia y control de las contralorías. Dicho daño podrá ocasionarse por acción u omisión de los servidores públicos o por la persona natural o jurídica de derecho privado, que en forma dolosa o culposa produzcan directamente o contribuyan al detrimento al patrimonio público”

Dentro del portafolio de proyectos de Ecopetrol S A se encuentra el proyecto vinculado al recobro de campo Tello por inyección alternada de agua y gas

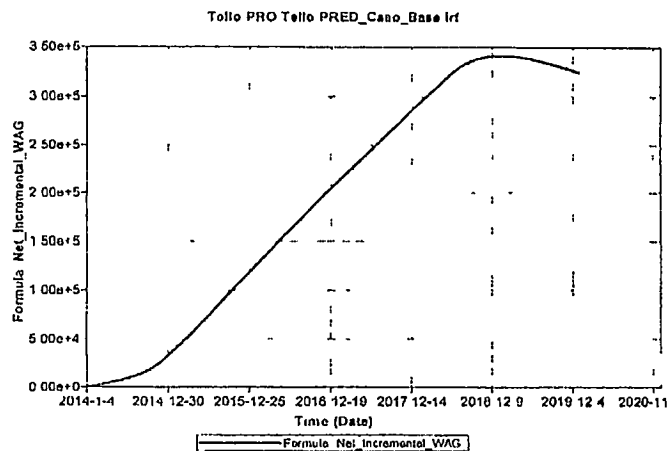


Mediante memorando 2-2013-021-16307 de 2013 se expone que el objetivo principal del proyecto es la evaluación técnica, desarrollo de la ingeniería de detalle, instalación y puesta en marcha de un sistema de compresión de gas natural, que suministrara gas comprimido a 2200 psig para la inyección WAG (Inyección Alternada de Agua y Gas) en los pozos Tello-4 y Tello-7

En documento de alcance del proyecto se establece que el fin del piloto es evaluar incremento del factor de recobro en la formación productora del campo Tello por la aplicación de esta tecnología

El sistema de recobro mejorado descrito en dicho alcance describe que el caudal requerido para la inyección por pozos es de 1 a 2.5 millones de pies cúbicos de gas por día, con una presión de inyección de 1.300 a 2.300 psi, así como la inyección de 5.000 a 10.000 barriles de agua por día

Mediante informe técnico se estima que la inyección de gas que se requeriría para el sistema es en proporción de 2.500 KSCFD (miles de pies cúbicos por día) en 15 días y 16 días de inyección de agua a razón de 10.000 bwpd (barriles de agua por día) con una promesa de valor determinada en el siguiente cuadro



En el cronograma establecido, se estimó que el inicio del piloto WAG Tello para el pozo No 1 estaba planeado para el 01 de febrero de 2014 y para el pozo No. 2 el 15 de febrero de 2014, situación que no se ha cumplido, toda vez que a la fecha los pozos del piloto Tello-4 y Tello-7 se encuentran inyectando agua desde el último trabajo de reacondicionamiento, sin que a la fecha se haya cumplido algún ciclo de inyección de gas

La anterior evidencia sugiere que a la presente vigencia el recobro acumulado adicional por la implementación del proyecto debería estar en los 200.000 barriles de petróleo, que a la fecha no han sido obtenidos de acuerdo con el informe técnico para solicitud de aprobación del piloto de inyección WAG tello, suscrito por Ecopetrol en noviembre de 2013.

Campo Tello de acuerdo con los registros informados por Ecopetrol incorpora producciones de gas en rangos entre 650.000 a 850.000 pies cúbicos de gas, producciones que no soportan las necesidades de los trenes de inyección instalados en los pozos Tello-4 y Tello-7, por lo que Ecopetrol en respuesta a la observación inicial manifestó que el suministro de gas se haría desde la línea de gas ventas de campo Río Ceibas, por lo que en documento técnico de descripción



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

d la filosofía de operación también se manifiesta que la operación del sistema no es viable por cuanto requiere de modificaciones técnicas del compresor principal de la línea de gas ventas de Rio Ceibas lo que ratifica el impedimento para que los patines de inyección tomen el gas de dicha fuente relatada por Ecopetrol, deparando que la operación de los equipos instalados no sea viable y que los trabajos realizados para la adecuación de los pozos y sus facilidades sea infructuoso.

Para el proyecto de inyección WAG tello, Ecopetrol ha ejecutado recursos en diferentes contrataciones así

Tabla No 54 Ejecucion recursos

ELEMENTO PEP	PILOTO	No. CONTRATO	QUINTO CONTRATO	CONTRATISTA	VALOR APROBADO (Contrato Marco) (SIN IVA)	COSTO ACTUAL CON IVA
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA 0018294	CONTRATOS MARCO PARA MONTAJE Y CONSTRUCCIÓN DE FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA PROYECTOS DE PRODUCCIÓN Y EXPLORACIÓN EN LA GR5 Y CAMPOS MENORES ASOCIADOS A LA GERENCIA (PILOTO DE INYECCIÓN WAG TELLO LÍNEA DE INYECCIÓN DE GAS PARA LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA TOLIMA CAMPO TELLO DE ECOPETROL SA)	UNION TEMPORAL FACILIDADES DE	\$ 49 715 312.550	\$ 3.203 646 271
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA-0015196	COMPRA DE TUBERÍA DE PRODUCCION DE ALTA PRESION PARA EL PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN WAG TELLO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA TOLIMA GERENCIA REGIONAL SUR BAJO MODELO DE ABASTECIMIENTO JIT DE ECOPETROLS A	TENARIS GLOBAL SERVICES PANAMA SUCU	\$ 408 750	\$ 856 358 042
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA 0014598	COMPRA DE TUBERÍA DE LÍNEA DE ALTA PRESION PARA EL PROYECTO PILOTO DE INYECCION WAG TELLO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA TOLIMA E LA GERENCIA REGIONAL SUR DE ECOPETROL SA	TENARIS GLOBAL SERVICES PANAMA SUCU	\$ 60 657	\$ 176 833 883
PS3411009	ES PILOTO WAG TELLO	MA 0020775	COMPRA DE TUBING HANGER PARA EL PROYECTO WAG TELLO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA TOLIMA DE ECOPETROLS A MEDIANTE ACUERDOS DE BASES ECONÓMICAS FPA/LUGO2506.	FEPCO ZONA FRANCA S A S	\$ 48 185 730	\$ 48 185.730
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA-0024773	COMPRA DE ACCESORIOS DE SUBSUELO PARA EL PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN WAG TELLO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA - TOLIMA DE LA GERENCIA REGIONAL SUR DE ECOPETROLS A	WEATHERFORD COLOMBIA LIMITED	\$ 223 480	\$ 478 458 461
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA-0031359	COMPRA DE ACCESORIOS TUBERÍA PROYECTO WAG TELLO DE ECOPETROL SOH.	FERRERIA CENTRAL LTDA	\$ 24 515 900	\$ 28 438 444
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA 0031443	COMPRA DE ACCESORIOS DE TUBERÍA PARA PROYECTO WAG TELLO DE LA SOH	FERRERIA ACOSTA LTDA	\$ 3 337 725	\$ 3 871 761
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA 0031437	COMPRA DE FLANGES CIEGOS PARA ECOPETROL CAMPO DINA PROYECTO WAG TELLO	CODIFER S A S	\$ 910 000	\$ 1 055.600
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA 0031665	COMPRA DE VÁLVULAS DE COMPUERTA PARA PROYECTO WAG TELLO DE LA SOH	FERRERIA CENTRAL LTDA	\$ 6 600 000	\$ 7 656.000
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA 0034327	COMPRA DE FLANGES PARA PROYECTO WAG TELLO DE ECOPETROL CAMPO DINA DE LA SOH	FERRERIA ACOSTA LTDA	\$ 6 695 156	\$ 7 766.381
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	5213053	SUMINISTRO DE CÉLDA, CON EL TREN DE CÉLDAS EXISTENTES DE 34.5 KV PARA PILOTO INYECCIÓN WAG TELLO ESTACIÓN COMPRESORA EN SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA DE GERENCIA REGIONAL SUR DE ECOPETROLS A.	SIEMENS SOCIEDAD ANONIMA	\$ 93 646.206	\$ 109 629 599
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA 0031373	MANTENIMIENTO DE COMPRESORES CON MOTOR A GAS WALKERIE F18GLRIEL JGA4 Y CON MOTOR ELECTRICO JGK2 PARA LA ESTACION COMPRESORA DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE WAG TELLO PERTENECIENTE A LA GERENCIA REGIONAL SUR DE ECOPETROL SA SUPERINTENDENCIA HUILA Y TOLIMA	PEGSA LTDA	\$ 593 732 000	\$ 688 729 120
PS3411009	ES PILOTO WAG TELLO	MA 0032237	COMPRA DE TUBERÍA DE LÍNEA PARA PROYECTO WAG TELLO DE ECOPETROL CAMPO DINA SOH	FERRERIA ACOSTA LTDA	\$ 14 845 475	\$ 17 093.492
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA 0031474	COMPRA DE SOCOLETS PARA ECOPETROL CAMPO DINA DE LA SOH PROYECTO WAG TELLO	IMPORTADORA SABYS GARCIA R CIA LTDA	\$ 9 773 780	\$ 11 337 585
PS3411009	ES-PILOTO WAG TELLO	MA 0020342	SUMINISTRO MONTAJE PRECOMISIONAMIENTO Y ASISTENCIA TÉCNICA AL COMISIONAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA DE CINCO (5) PATINES DE MEDICIÓN Y FILTRACIÓN DE AGUA PARA POZOS INYECTORES DE LA GERENCIA REGIONAL SUR (GR5) DE ECOPETROLS A CON UN (1) USO DE OPCIÓN CORRESPONDIENTE A DOS (2) PATINES DE 4 PARA EL PROYECTO WAG DEL CAMPO TELLO	ENERGY CONTROL AMG S.A.S	\$ 1 401 949 750	\$ 478 586 762
						\$ 6 056 647 138

Observa la CGR que la posible implementación del proyecto de inyección denominado WAG Tello, genera incertidumbre en su implementación por cuanto Campo Tello no cuenta con la capacidad de producción del gas requerido para la operación del sistema en los trenes de inyección instalados en los pozos Tello-4 y Tello-7, ni en las posibles fuentes de abastecimiento se cuenta con las condiciones técnicas instaladas para permitir el abastecimiento de gas a los

trenes de inyección, comprobándose que la no entrada del piloto en las fechas establecidas en los informes técnicos, derivan en que las inversiones realizadas deparen bienes sin uso productivo, con menoscabo en los intereses patrimoniales de Ecopetrol y por ende del Estado en \$6 066 647 138

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$6 066,6 millones

Hallazgo No. 73 Pozo Arrayan-5/ST-1/ST-2.

La Resolución 181495 de 2009 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, establece en su artículo 16 Programa de Perforación, que la perforación de un pozo debe sujetarse al programa aprobado y que en caso de profundización o cambio de dirección de un pozo, sin interrumpir las operaciones, se debe dar aviso al Ministerio de Minas y Energía justificando técnicamente la operación proyectada y actualizada en el Formulario 4 CR "Intención de Perforar"

El Manual de Contratación de Ecopetrol establece en su numeral 3.5 Principios que *"La actividad contractual adelantada por ECOPETROL SA , por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal, los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL. Cualquier actuación que comprometa el nombre de ECOPETROL, deberá sujetarse a las normas éticas que ha adoptado la Empresa, independientemente de si a la misma le es o no aplicable el régimen de contratación previsto en este documento, y que un eventual desconocimiento de las mismas supondría un incumplimiento de este Manual Estas normas éticas han sido definidas por la Empresa en el Código de Ética, el Código de Buen Gobierno y los Estatutos Sociales "*

El artículo 6, de la Ley 610 de 2000, establece que el daño patrimonial al Estado, se entiende por la lesión del patrimonio público, *" . representada en el menoscabo, disminución, perjuicio, detrimento, pérdida, o deterioro de los bienes o recursos públicos, o a los intereses patrimoniales del Estado, producida por una gestión fiscal antieconómica, ineficaz, ineficiente, e inoportuna, que en términos generales, no se aplique al cumplimiento de los cometidos y de los fines esenciales del Estado, particularizados por el objetivo funcional y organizacional, programa o proyecto de los sujetos de vigilancia y control de las contralorías. Dicho daño podrá ocasionarse por acción u omisión de los servidores públicos o por la persona natural o jurídica de derecho privado, que en forma dolosa o culposa produzcan directamente o contribuyan al detrimento al patrimonio público"*



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Mediante documento soporte de decisión Ecopetrol, inició el proyecto de desarrollo VPR-Campaña de Perforación SOH 2013-2016 en la Superintendencia de Operaciones Huila (Hoy Gerencia de Operaciones Huila Tolima de la Vicepresidencia Regional Sur) para la campaña de perforación incluyendo el pozo Arrayan 5, dentro del área Arrayan, cuyo objetivo era desarrollar 0 60 millones de barriles de Reservas produciendo con el pozo mencionado

Mediante Forma 4 CR "*Intención de Perforar*" se autorizó la perforación del pozo Arrayan-5, con el equipo WDI RIG-813, con profundidad total vertical de 11.624 pies y de 12 357 pies en profundidad total desviada Dentro del plan de perforación descrito en el documento en referencia se proyecta una perforación desde 0 pies hasta 12 356,71, con la proyección de ángulos de inclinación, azimut y DLS (Dogleg Severity) máximo de 1 7° por cada 100 pies perforados para llegar hasta el objetivo propuesto

Ecopetrol dentro del Contrato 5208555 de 2010 realizó adiciones y modificaciones al mismo, cuyo objeto era "Servicio De Ejecución de las Operaciones de perforación Terminación y Completamiento de la Campaña de Perforación de Ecopetrol S A", contrato adicionado y ampliado en plazo para la perforación del pozo Arrayan-5.

Durante la ejecución de los trabajos de perforación se evidenció en los informes quincenales Formulario 5 CR, que las actividades durante la operación de perforación difieren en cuanto a los ángulos de inclinación, azimut y DLS, hasta una profundidad de 9 420 pies. En revisión de las condiciones relatadas de los trabajos durante la perforación se verificó que a la profundidad aproximada de 8.923 pies, ocurrió una falla descrita como empaquetamiento por problemas de torque en la sarta de perforación

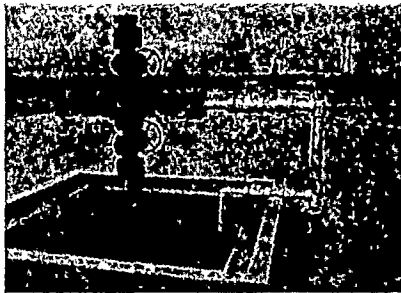
Consecuencia de lo anterior se generó una actualización de la Forma 4 CR "*Intención de Perforar*", para la perforación de una nueva sección del pozo Arrayan-5, esta vez como ST-1 (Side Track-1). El Objetivo del ST-1 para el pozo Arrayan-5, deriva la situación de recalcular la prognosis de la perforación, realizando ajustes en la misma a partir de 8.923 pies, con profundidad final planeada de 12.373.3 pies, en la misma se describe que a la profundidad de 8.923 pies donde se retoma la inclinación del pozo en el ST-1, precisa que el DLS mantenido hasta esa profundidad es de 3° por cada 100 pies perforados, superando lo inicialmente planeado de 1 7° por cada 100 pies perforados Dentro de la Forma 4 CR del ST-1 se informa que posterior a la profundidad (MD) donde se presentó el empaquetamiento se indica que la misma fue corregida a 1 50° por cada 100 pies perforados, denotándose la probabilidad que el cambio en las condiciones inicialmente planeadas fueron alguna causa para los problemas de control en la perforación del pozo



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Adicional a lo anterior el pozo fue terminado en un segundo Side Track (Arrayan-ST-2), Arrayan-5 fue terminado con profundidad total de 9815 pies y una profundidad vertical total de 9.677,4 pies con un taponamiento hasta 7.820 pies, como consta en la Forma 6 CR "Informe de Terminación Oficial" Durante la perforación del pozo en los intervalos del segundo Side Track se observan situaciones técnicas como posible causa de los diferentes inconvenientes del pozo, por los cuales definitivamente el pozo fue terminado en la sección del pozo Arrayan-5 ST-2 con abandonos de la sección vertical original del pozo Arrayan-5 y del Arrayan-5 ST-1 Para el segundo Side Track se suscribió un documento de control de cambios para incrementar el valor inicial del proyecto en USD\$1 943.272 quedando un valor final del proyecto de USD\$15.923.000 el cual fue ejecutado totalmente para la perforación del pozo Arrayan-5 y los dos Side Track ST-1 y ST-2

Finalmente el pozo Arrayan-5 con todas sus desviaciones (ST-1 y ST-2) no fue productor, debido a los problemas operacionales a nivel de una formación superior a la del objetivo principal (Formación Caballos), que según lo descrito en el plan de desarrollo del área Arrayan, para la perforación de los pozos en dicha área era pertinente la realización de un estudio Geomecánico, situación que conllevó igualmente a los riesgos materializados en la perforación del pozo Arrayan-5.



El pozo Arrayan 5 ST-2 figura como suspendido, sin que se haya obtenido barriles de petróleo alguno; incumpliendo la promesa de valor descrita en los documentos del proyecto, siendo el pozo terminado sin prospecto de incorporación de reservas ni justificación precisa en los documentos presentados ante la Autoridad (ANH) para que fuera autorizada su suspensión sin abandono definitivo, más aun sabiendo que por problemas operacionales no pudo cumplir con el fin para el cual fue perforado a partir del programa de perforación inicialmente proyectado.

Observa la CGR que Ecopetrol S A, incurrió en un gasto de USD\$15.923.000 para la incorporación de 0.6 millones de barriles de reservas, en el pozo Arrayan-5/ST1 y ST2, sin lograr el objetivo del mismo, lo anterior ocasionado por problemas de planeación del pozo que en primera medida no contó con un estudio Geomecánico



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

previo a la definición del programa de perforación presentado, que obligaron durante la perforación a realizar correcciones infructuosas sin que se lograra una efectiva perforación cuyos problemas operacionales derivados de la inadecuada planeación del programa de perforación ocasionó una disminución en los recursos de Ecopetrol y por consiguiente una lesión al patrimonio del Estado de USD\$15.923.000, equivalente a \$48 901.443 760 (USD\$15.923.000 a TRM \$3.071,12 del 04/11/2016).

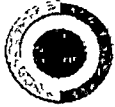
Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$48 901,4 millones

Hallazgo No. 74 Estudios de Evaluación, Proyecto VPR - PMA GRS

La Gestión de programas y proyectos en Ecopetrol- Macroproceso de gestión de proyectos dirección de gestión de proyectos, numeral 4 2 CICLO DE VIDA DE LA GESTIÓN DE PROGRAMAS, indica que *Para garantizar el cumplimiento de los objetivos y metas estratégicas de Ecopetrol, se requiere una adecuada interacción entre la gestión de portafolio, Para esto, se han formulado e implementado iniciativas tendientes a fortalecer la cultura de procesos clave como son (1) la estructuración y optimización del portafolio y mejora de la toma de decisiones de inversión del Grupo Empresarial, (2) la estandarización y aplicación de mejores prácticas en gestión de programas y metodología para maduración y gestión de proyectos de Ecopetrol S.A"*

El objetivo inicial del estudio en el 2011 del Proyecto VPR - PMA GRS, fue garantizar la viabilidad jurídica-socio-ambiental de los campos de producción de la GRS –Modificación del Plan de Manejo Ambiental Huila Norte, con un presupuesto inicial aprobado de \$1 286 millones. En la vigencia 2012, se efectuó como gestión del proyecto, el control de cambios para la modificación del Plan de Manejo Ambiental de Tello, Plan de Manejo Ambiental para seguimiento del campo Arrayan 3 y 4, reducción polígono ambiental Huila Norte, Zonificación Ambiental para la Superintendencia de Operaciones Putumayo - SOP, Estudios Hidrogeológicos de la SOP y modificación del Plan de Manejo Ambiental SOP etapa 1, para lo cual fue aprobada la suma de \$4.687 millones de pesos

Al cierre del proyecto en la vigencia 2016, el presupuesto real ejecutado ascendió a \$12.211 millones de pesos, de los cuales la CGR evidenció que \$7.524 millones fueron utilizados en otras actividades, que no estaban contempladas en el alcance del Proyecto VPR - PMA GRS, que por deficiencia en la aplicación del procedimiento establecido en control de cambios para la gestión y ejecución de proyectos, por la falta de control y monitoreo de los recursos invertidos y en la implementación de los resultados obtenidos en el desarrollo de éstos



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

La CGR estableció que efectivamente Ecopetrol S.A., reconoció y pagó en desarrollo del Proyecto VPR - PMA GRS, sin aplicación del procedimiento establecido para la gestión y ejecución de proyectos, costos en actividades propias de un proyecto en particular, que no estaban contempladas en el alcance del Proyecto VPR - PMA GRS, LON que evidencia la estandarización y aplicación de mejores prácticas en gestión de programas y metodología para maduración y gestión de proyectos de Ecopetrol S.A. Por deficiencia en la aplicación del procedimiento establecido para la gestión y ejecución de proyectos, genera riesgos en el control y monitoreo de los recursos invertidos y en la implementación de los resultados obtenidos en el desarrollo de éstos

Hallazgo Administrativo

Hallazgo No. 75 Cesión Campo Toldado

Acta No. 216 del 22 de enero de 2015, reunión ordinaria de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. “ *de acuerdo con el análisis realizado con el Comité de Negocios de la Junta, aprobó por unanimidad la transferencia de 17 activos ubicados en 30 campos a la filial Hocol con el objetivo de optimizar valor para el Grupo Empresarial. La transferencia se hará mediante capitalización en especie y está sustentada en la promesa de valor incremental con planes de implementación detallados y programas de monitoreo y seguimiento periódico*”.

Oficio bajo radicado No 20153110199541, del 17 Septiembre de 2015, Cesión de intereses, derechos y obligaciones Convenio de Explotación Área Toldado, emitido por el Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, establece “ *Esta entidad encuentra que se dan los presupuestos necesarios para su aprobación y el cesionario asume todos los **DERECHOS Y OBLIGACIONES**, que comporte la cesión en cuestión, bajo su estricta responsabilidad y debida diligencias en el análisis de las condiciones contractuales y de la gestión hasta ahora adelantada por el titular de los convenios objeto de cesión*”

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. en reunión ordinaria del 22 de enero de 2015, decidió transferir, entre otros, el Campo Toldado a su filial Hocol S.A., decisión que fue aprobada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH el 17 Septiembre de 2015, razón por la cual se llevó a cabo la entrega de los activos entre las partes, el día 11 de noviembre de 2015 en jurisdicción del municipio de Purificación (Tolima), sin que se socializara previamente dicha decisión con las comunidades indígenas del área de influencia, siendo que esta afectaba los intereses de esas colectividades



Lo anterior, por debilidades de control que no permitieron advertir oportunamente inconvenientes presentados en el campo, ha generado ineficacia en el logro de las metas, y hurtos continuados de bienes (Cable Eléctrico, Transferencia Eléctrica, Dos supresores de pico de Alta Tensión Un Transformador de 4.40 Voltios y un Breacker Marca Siemens 1160 Voltios un Breacker Siemens Voltios 630 de 400 Amperios), ubicados en los pozos Toldado No 2, Toldado No 3, Toldado No 4, Pozo No.8 y el Pozo No.11, según denuncias realizadas ante las autoridades competentes.

Hallazgo Administrativo

Gestión de Responsabilidad Social

Durante la vigencia 2015 la Vicepresidencia Regional Sur no celebró convenios de inversión social; sin embargo, se encontraban en desarrollo 162 convenios suscritos en vigencias anteriores, de los cuales 72 corresponden a Huila Tolima y 90 a Putumayo.

Tabla No 55 Líneas y programas de inversión social de los Convenios referidos

Línea de inversión social	Programa	GDH	GPY
Educación y Cultura	Todos a Estudiar	4	0
	Educación con calidad	0	1
	Cultura para la vida	6	2
Competitividad Regional	Formación para el Futuro	0	1
	Desarrollo Rural	11	30
	Fortalecimiento Empresarial	5	3
	Vías para el desarrollo	18	15
	Infraestructura Social	23	24
Ciudadanía y Democracia	Tejido Social	2	1
	Buen Gobierno	1	4
	Gestión del Riesgo	2	2
	Etnodesarrollo	0	3
	Diversidad y multiculturalidad	0	4
	Total	72	90

Fuente Ecopetrol – Entorno VPS

Educación y Cultura: En esta línea su propósito es el fortalecimiento en el territorio de la identidad, la pertenencia, la cultura; así como, incentivar procesos de aprendizaje, lectoescritura, deporte, recreación, formación artística y educación ambiental.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Competitividad Regional: Ecopetrol apoya las vocaciones económicas del territorio, y fortalece la capacidad productiva. Así mismo, aporta 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

Ciudadanía y Democracia: Ecopetrol aporta a la generación de capital social, promueve mediante los diferentes proyectos la gobernabilidad y capacidad institucional

Además a través de los Convenios de Gestión del Riesgo, se busca contribuir a la reducción del riesgo, mediante procesos de gestión territorial relacionados con conocimiento, reducción, atención y respuesta a emergencias.

Aunado a ello, Ecopetrol en sus diferentes proyectos ha venido apoyando la protección de la diversidad étnica y cultural en los territorios donde efectúa sus operaciones en la VRS

En desarrollo de la revisión de los convenios de responsabilidad social, en la VRS, se auditaron tres (3) convenios por \$1 368 millones, convenios enfocados a la investigación, educación y conservación ambiental

Gestión Ambiental:

El desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en VRS, ha obtenido y mantiene vigentes las licencias y los permisos necesarios para su operación e igualmente ha mantenido el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y de normas técnicas relacionadas

Para la vigencia 2015, los resultados alcanzados de los 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 Sin embargo la recuperación ambiental no se ha cumplido totalmente

En este aspecto se presentan los siguientes hallazgos

Hallazgo No. 76 Inversión 1%

El parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993, modificado por el art 216, de la Ley 1450 de 2011, precisa 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 agropecuana,*



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

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”.

El Decreto 1900 de 2006, reglamenta la norma arriba descrita y establece el campo de aplicación del referido 1%, los proyectos sujetos a su inversión, la forma en que se debe liquidar, la destinación de los recursos, entre otros aspectos

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”

Campo Arrayan:

El artículo Décimo Tercero de la Resolución No 111 del 22 de febrero de 2012, “Por la cual se otorga una licencia ambiental y se toman otras determinaciones”, establece:

“Aprobar transitoriamente el plan de inversión del 1%, presentado por la empresa ECOPETROL S A , de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la ley 99 de 1993, reglamentado por el decreto 1900 del 12 de junio del 2006, como cumplimiento a la inversión de las actividades autorizadas en desarrollo del proyecto “Campo de Producción Arrayán”, el cual tiene como objeto la adquisición de predios, localizados en áreas de influencia de nacimientos y rondas hídricas (70%) y/o capacitación ambiental para la formación de promotores (30%)

Las actividades de “Adquisición de predios, localizados en áreas de influencia de nacimientos y rondas hídricas y en Capacitación ambiental para la formación de promotores de la comunidad, se deberán realizar en jurisdicción de la cuenca del río Bache sobre la cual se otorga el permiso de captación de agua para las actividades del presente proyecto de conformidad con el artículo 43 de la Ley 99 de 1993 y normas concordantes



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

El artículo 3 del Auto No. 6022 del 18 de diciembre de 2015, precisa.

“ARTÍCULO TERCERO 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 de no menos del 1%, de acuerdo a lo dispuesto en la ficha 841 seguimiento y monitoreo al plan de inversión del 1 %, artículos décimo tercero y décimo cuarto de la Resolución 111 del 22 de febrero de 2012”

a Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA- mediante Resolución No. 111 del 22 de febrero de 2012, aprueba transitoriamente el plan de inversión del 1%, presentado por la empresa ECOPETROL S A., para el campo Arrayan, como consecuencia del otorgamiento de la Licencia Ambiental para el proyecto “Campo de producción Arrayan”, representado en la compra de predios localizados en áreas de nacimiento, influencia y rondas hídricas (70%) y/o capacitación ambiental para la formación de promotores (30%)

A la fecha no existen evidencias de cumplimiento de dichas actividades por parte de Ecopetrol S.A

Campo Yaguará

Mediante 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 International S.A , licencia que fue cedida a Ecopetrol S A a través de la Resolución No 318 del 14 de mayo de 2012

Mediante Auto 2932 del 13 de septiembre de 2012, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA-, dispone

“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 esta Autoridad para 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 en 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*



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

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. (.)”

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA-, mediante Auto 5964 del 17 de diciembre de 2015, determinó:

- *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%*

Ecopetrol S.A., adquirió las obligaciones derivadas de la licencia ambiental Global otorgada para el Campo de Producción Yaguará desde el año 2012 en que le fueron cedidos dichos instrumentos ambientales, sin que a la fecha se haya efectuado la inversión ambiental del 1%.

Lo anterior, por deficiencia en la planeación de las actividades tendientes a cumplir la referida inversión, lo cual pone en riesgo las condiciones ambientales de las cuencas hidrográficas afectadas. Se dará traslado a ANLA y CAM

Hallazgo Administrativo en conocimiento de las autoridades ambientales

Hallazgo No. 77 Compensación

El artículo 50 de la Ley 99 de 1993, precisa que “...Se entiende por Licencia Ambiental la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de una obra o actividad, sujeta al cumplimiento por el beneficiario de la licencia de los requisitos que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales de la obra o actividad autorizada”

Campo Huila Norte

El artículo Noveno de la Resolución 455 del 15 de mayo de 2013, precisa *“Establecer medida de compensación a la empresa ECOPETROL S A por cambio de uso del suelo y afectación al medio biótico, en razón del Proyecto, en una relación 1 2 (por cada hectárea intervenida, dos compensadas) sin perjuicio del cumplimiento de las compensaciones que debe hacer por aprovechamiento forestal En el término de seis (6) meses, contados a partir de ejecutoria de este acto administrativo, la Empresa deberá presentar un plan de compensación para la respectiva evaluación y pronunciamiento de esta Autoridad”*

En cumplimiento de lo establecido en la norma transcrita, Ecopetrol S.A., el 29 de noviembre de 2013, radicó ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, Plan de Compensación Forestal por afectación a la cobertura vegetal y uso del suelo, sin que a la fecha exista pronunciamiento por parte de ésta

Campo Arrayan

El artículo Décimo Quinto de la Resolución No 111 del 22 de febrero de 2012, *“Por la cual se otorga una licencia ambiental y se tomas otras determinaciones”*, aduce

“ARTÍCULO DÉCIMO QUINTO. Establecer una medida compensatoria a la empresa ECOPETROL S A , por el aprovechamiento forestal consistente en un programa de compensación forestal, mediante reforestación protectora con especies nativas del ecosistema de bosque seco tropical, en una proporción de 1 3, de acuerdo al área intervenida en arbustal abierto (1 hectárea intervenida — 3 hectáreas reforestadas)

Establecer una medida compensatoria a la empresa ECOPETROL S A , a razón del cambio de uso de suelo, consistente en la siembra de especies nativas protectoras, en una relación 1 2 por área intervenida, es decir, que por cada hectárea intervenida con los nuevos pozos a perforar, se realizará una compensación de dos (2) hectáreas (.)”

Ecopetrol S A , no ha definido las áreas intervenidas y el programa de compensación

Campo Rio Ceibas

El artículo primero de la resolución 305 del 22 de febrero de 2011 *“Por la cual se toman medidas de ajuste a la Resolución 934 del 16 de octubre de 1997”*, proferida por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, señala



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

“ARTÍCULO PRIMERO Modificar vía seguimiento la Resolución 934 del 16 de octubre de 1997 en su artículo 2ª, numeral 2, en el sentido de autorizar el cambio de la medida de compensación forestal, así.

ARTÍCULO SEGUNDO La empresa PETROBRAS INTERNACIONAL BRASPETRO B V , SUCURSAL COLOMBIA deberá dar cumplimiento al Plan de Manejo Ambiental y a los siguientes requerimientos (.)

2- Presentar un programa de adquisición de predios en las márgenes ribereñas del campo Rio Ceibas, como medida de compensación forestal, en el término de dos (2) meses, contados a partir de la ejecutoria de este Acto Administrativo”

El artículo primero del Auto 931 del 9 de abril de 2013, proferido por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA-, consagra.

“Aceptar la compra de los predios, por parte de la empresa ECOPETROL S A , en calidad de beneficiaria actual de la actual de la Licencia Ambiental otorgada mediante la Resolución 1216 del 12 de diciembre de 1997 (.), para dar cumplimiento a la medida de compensación aceptada en los Artículos primero y segundo de la Resolución 305 del 22 de febrero de 2011, por los cuales se modificó la compensación forestal establecida en la Resolución 934 del 16 de octubre de 1997 en su Artículo segundo, numeral 2, por las razones expuestas en la parte motiva del presente acto administrativo”.

Por su parte el artículo segundo del Auto 6163 del 24 de diciembre de 2015, la autoridad ambiental, señala:

“Requerir a la empresa ECOPETROL S A , para que de manera inmediata actualice y presente el programa de adquisición de predios relacionado con el programa de compensación forestal, de acuerdo a los dispuesto en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 934 del 16 de octubre de 1997, artículos primero y segundo de la Resolución 305 del 22 de febrero de 2011, artículo primero del Auto 931 del 9 de abril de 2013”

Ecopetrol S A , no está acatando las condiciones y obligaciones establecidas en la licencia ambiental para el Campo Rio Ceibas.

Campo Tello

Mediante numeral 3 8 , del artículo decimo de la Resolución 1727 del 25 de agosto de 2011 “Por la cual se establece un Plan de Manejo Ambiental y se toman otras



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

determinaciones”, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, establece

“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, predios que deben estar ubicados preferiblemente en las subcuencas del río Fortalecillas, quebradas EL Venado, Cocos, Bilibil, El Caimán y Rio Ceibas y sus microcuencas (), con el fin de proyectar áreas para la recuperación a través de procesos de asilamiento, revegetalización y regeneración natural (.)”*

En cumplimiento de lo establecido en la norma transcrita, Ecopetrol S A., radicó ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA, consulta sobre predios de 4 hectáreas relacionados con la perforación de los pozos Tello 62, 63, 64 y 65, sin que a la fecha exista pronunciamiento por parte de ésta

Las anteriores situaciones, se presentan por deficiencia en la planeación, gestión, y seguimiento y control, de las obligaciones adquiridas por Ecopetrol con ocasión del otorgamiento de Instrumentos Ambientales, que genera incertidumbre en el restablecimiento de las condiciones ambientales, al no mitigar oportunamente el impacto derivados de las intervenciones realizadas por la Entidad. Este hallazgo se trasladara a ANLA y CAM.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de las autoridades ambientales

Hallazgo No. 78 Inventario de Pozos

El artículo 32 de la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009, indica:

“Artículo 32 SUSPENSION TEMPORAL DE POZOS TERMINADOS El Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o terminados, por un periodo hasta de 180 días calendario, prorrogables por otro tanto con la debida justificación

Los pozos suspendidos deberán estar debidamente asegurados, bien sea a través de la colocación de un tapón de superficie y/o de válvulas en superficie o subsuelo Establecido el abandono definitivo o la reactivación del pozo y su posterior terminación, se debe diligenciar el Formulario 6 “Informe de terminación oficial ”



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

La anterior norma fue modificada por el artículo 6 de la Resolución No 40048 del 16 de enero de 2015, así.

“Artículo 6° Modificar el artículo 32 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así “Artículo 32 Suspensión temporal de pozos perforados o terminados El Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados o perforados y terminados, por un periodo de hasta doce (12) meses, prorrogable por un término igual con la debida justificación Los pozos suspendidos deberán estar debidamente asegurados, bien sea a través de la colocación de un tapón de superficie y/o de válvulas en superficie o subsuelo Establecido el abandono definitivo o la reactivación del pozo y su posterior terminación, se debe diligenciar el Formulario 6 “Informe de terminación oficial”

Actualmente, Ecopetrol S.A., cuenta con un inventario de 146 pozos suspendidos temporalmente desde 1971, así: área Huila – Tolima: 51, Orto: 68, Putumayo Occidente. 16 y Putumayo Sur: 11.

No obstante, el 19 de marzo de 2010, se suscribió un acta de acuerdo entre la Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol S A y la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, en la que se acordó un periodo de transición de cinco (5) años para realizar abandonos adicionales correspondientes a pozos inactivos que requieran taponamiento definitivo, sin que se hayan tomado las decisiones correspondientes, ya sea el abandono definitivo o la reactivación de los pozos Por deficiencias en los mecanismos de control y seguimiento por parte de la Vicepresidencia de Producción, limitan la toma de decisiones efectivas y ponen en riesgo la situación financiera de la Entidad, y ambiental de la zona de influencia de dichos pozos. Este hallazgo se trasladará a ANLA y al Ministerio de Minas y Energía.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de las autoridades competentes

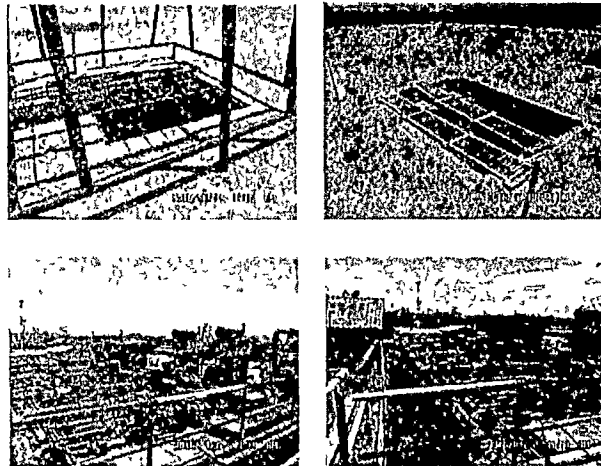
Hallazgo No. 79 Desmantelamiento instalaciones inoperativas en Campos GRS

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



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

En visita de inspección realizada por la CGR a los campos de Huila Norte, se encontró que en coordenadas origen Bogotá, E 867893396 N: 840533589 se encuentra contra pozo denominado Loma Larga 8, sin perforar y sin proceso de abandono definitivo, también se encuentra contrapozo denominado Loma Larga 12 con coordenadas E 867892158 N: 840513628 en iguales condiciones que el mencionado anteriormente, además se evidenció en la Batería Tello facilidad de antigua área de inyección en desuso, abandonada los cuales no han tenido el proceso de abandono técnico requerido, lo cual está catalogado como problema ambiental acumulado



No se cumple con el establecimiento del programa de abandono ya que los equipos presentan inactivo por más de seis meses, de acuerdo a la Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009, artículo 30 y Título VII, artículo 54, modificada por la Resolución 40048 de 2015, sobre desmantelamiento de construcciones e instalaciones, los cuales no han tenido el proceso de abandono técnico requerido, lo cual está catalogado como problema ambiental acumulado.

Denota falta de control y mantenimiento operativo por parte de la empresa, al no 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 en la depuración de activos que por obsolescencia y/o desuso se deba proceder a dar de baja, de tal forma que por deterioro estos equipos se vuelvan inservibles y se origine una pérdida de recursos para la estatal petrolera, de tal forma que se dé cumplimiento a los requerimientos establecidos en las fichas del Plan de Manejo Ambiental, generando contaminación visual y problemas ambientales acumulativos en el mediano plazo.



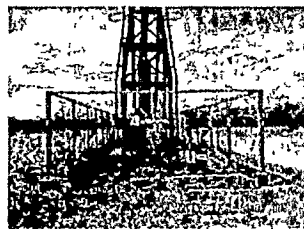
CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Hallazgo Administrativo en conocimiento de las autoridades ambientales

Hallazgo No. 80 Impactos Ambientales Campos Huila Norte, Tello, Rio Ceibas

El Plan de Manejo Ambiental para los campos Huila - Norte se ampara con la Resolución 0003 del 7 de enero de 2003, modifica parcialmente bajo Resolución 455 del 15 de mayo de 2013, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA El Campo Tello - La Jagua, se encuentran reglamentados por la Resolución 1727 e 2011, mediante el establecimiento del PMA, expediente 4416 de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales , debido a que entró en operación antes de la aplicación de la ley 99 de 1993, es decir que pertenece al régimen de transición, Decreto 2820 del 5 de agosto 2010

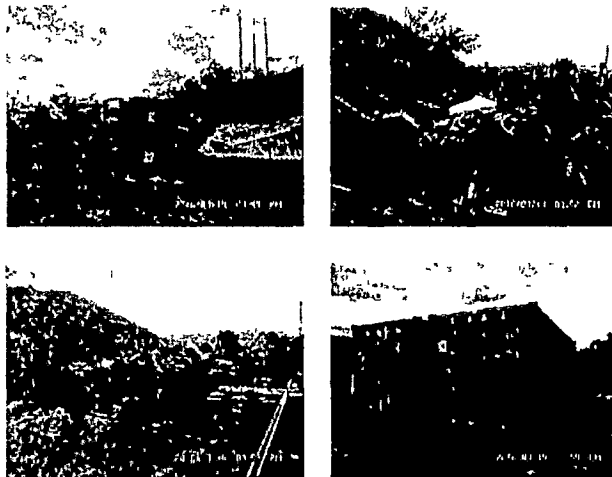
En visita de seguimiento e inspección a las locaciones y pozos de los campos Tello – La Jagua, Loma Larga, Brisas y Rio Ceibas, se encontraron situaciones que no han sido atendidas conforme a lo establecido en los Planes de Manejo Ambiental específicos para cada campo, a saber, inexistencia de cunetas perimetrales y Skimmer para el manejo de las aguas de escorrentía en las locaciones, las obras de drenaje dentro de las localizaciones presentan colmataciones por arrastre de material proveniente de los taludes conformados perimetralmente, falta de rejilla perimetrales a los contrapozos, e inexistencia de estructuras de protección perimetral a contrapozos, así como inadecuado cerramiento, tuberías sin desmantelar (locación de T-60) y derrames de aceite – crudo en sitios de contrapozos Lo anterior fue evidenciado en visita en las locaciones T-49, T-63, T-46, T-32, T-5, T-60, T-15, T-7, T-48, T-4, T-9, T-26, T-25, Brisas 8, Loma Larga 6, Isla 1 (Rio Ceibas), RC-19.





CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Se encontraron deficiencias en cuanto al almacenamiento y clasificación, en el campo Río Ceibas en la isla donde se encuentran los pozos RC-16, RC-12, RC-14, se observó que en el área se encuentra material disperso inservible y que está mal dispuesto, sin cumplir protocolos establecidos para el manejo y disposición de residuos ya que se evidencia presencia de material contaminado con hidrocarburo, desechos electrónicos, canecas, residuos de mangueras, lote de tuberías y equipos en desuso, hierro, entre otros. También se observaron Containers que no se pudo evidenciar su contenido.



Lo anterior se debe a que dentro de las actividades operativas de 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 los Planes de Manejo Ambiental, para el control y mantenimiento, y no se ha realizado una depuración de activos que por obsolescencia y/o desuso se deba proceder a dar de baja, para dar cumplimiento a los requerimientos establecidos en las fichas del Plan de Manejo Ambiental para el tratamiento de dichos residuos ordinarios y especiales, requeridas en el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos - PGIRS para el tratamiento de residuos. El riesgo de estas deficiencias se presenta en una eventual contaminación de suelos que origina impactos ambientales sobre recursos naturales.

Hallazgo Administrativo en conocimiento de las autoridades ambientales.

GERENCIA META

3 1 2 3 Vicepresidencia de Producción y Desarrollo Regional Oriental

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, Caño Sur 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 y Gestión HSE y Perforación

Por su parte, Ecopetrol S. A., en el 2015, para el accionar de la VRO dentro de su área de influencia, presupuestó recursos en pesos colombianos (\$ miles de millones) de conformidad como se muestra en el siguiente cuadro

Tabla No 56 Presupuesto VRO ECP 2015

APLICACIÓN	APROBADO	CAUSADO	% EJECUCIÓN
Operación MMCOP\$	893	792	89%
Inversión MMCOP\$	4 606	4 038	88%
Equivalente MU\$D (TRM COP\$2150/U\$D)	2 557	2 246	88%

Fuente Financiera VRO ECP

Durante la vigencia fiscal 2015, la producción promedio de petróleo equivalente directa de Ecopetrol en el país, alcanzó los 707.500 Barriles por día (BPED) con una participación 36,85% de la Vicepresidencia Regional Orinoquia representada en 260.711 BPED.

La gestión de la VRO se sintetiza en el cuadro siguiente en donde se muestran los indicadores y sus resultados por cada uno de los focos estratégicos donde tiene responsabilidad.

Tabla No 57 Metas de Productividad 2015 VRO ECP

Cálculo Cumplimiento TBG Diciembre					
		% Cumplimiento Efectivo	Peso X Cumplimiento Efectivo		
		92%	28%		
		110%	33%		
		110%	17%		
		100%	25%		

Objetivo	Indicador	Unidad	Meta 2015	% Cumplido
Producir y desarrollar campos de manera rentable y sostenible	Ebitda Upstream por Barril de Petróleo Equivalente Ecopetrol S A	COP/BOE	39 244	30%
	Gestión de la Incorporación de Reservas Ecopetrol S A	MBPE	21 50	30%
Garantizar una operación sana, limpia y segura	Índice de Frecuencia de total de casos registrables	Nº de Casos Registrables / Millón Horas Hombre Laboradas	2 48	15%
Lograr eficiencias y optimizar costos	Costo de Levantamiento	Pesos/BOE	8 675	25%

Fuente: Planeación y Gestión VRO ECP

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

Macroproceso Planes, Programas y Procesos Extraordinarios

La Vicepresidencia Regional Oriente V.R O es la de mayor producción en el país, representando el 36,85% de la producción, debido a esto y las zonas 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, así entonces en el año 2015 se suscribieron 15 convenios por valor de \$33.263,2 Millones con un aporte de Ecopetrol S A de \$25.982,6 millones de los cuales se analizaron 9 convenios y se encontraban en ejecución 142 convenios por un valor de \$435 201,6 Millones con un aporte de Ecopetrol S A de \$284.062,2 Millones representando un 65.3% de la inversión determinada en los siguientes renglones:

Tabla No 58 Inversión Entorno VRO ECO 2015

Línea de Inversión	Monto	%
Arte Deporte Cultura	600 000 000	2,31
Desarrollo Productivo Rural	4 309 188 000	16,59
Educación	4 299 142 000	16,54
Fortalecimiento Comunitario	100 000 000	0,38
Fortalecimiento Institucional	348 376 000	1,34
Gestión Ambiental	987 299 000	3,80
Infraestructura	15 118 683 000	58,19
Salud	219 919 000	0,84

Fuente: Entorno VRO ECP



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Del análisis de los proyectos de responsabilidad social, se evidenció el cumplimiento de los que tienen que ver principalmente con Infraestructura, que suplen las necesidades de los sectores rurales de los municipios productores; en cuanto a la línea de Inversión de Desarrollo Productivo Rural y Fortalecimiento Comunitario, se presentan deficiencias en el desarrollo y la supervisión, lo que generó los siguientes hallazgos:

Hallazgo No. 81 Convenio de Colaboración DHS No. 5213357 de 2014

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 que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D C. y al involucrar la gestión de recursos públicos, se encuentra sujeta al control fiscal de la Contraloría General de la República.

En el Clausulado General de los Convenios ECP-VIJ-F-031 Versión 5º, que hace parte integral del convenio se establecen criterios de supervisión, así

Cláusula 2º Parágrafo único indica ⁵

*Además de pasar por alto el Parágrafo segundo de la cláusula cuarta del preámbulo del convenio que hace referencia a que **PARAGRAFO SEGUNDO:** ⁶*

Igualmente, el Comité aprobara la destinación específica de los recursos y su giro correspondiente a cada uno de las actividades contempladas dentro del alcance del convenio, debiendo tener en cuenta al momento de realizar la aprobación el avance y real necesidad financiera de los contratos derivados para la ejecución del proyecto, Así mismo, deberá realizar verificación in situ de las actividades y

⁵ *ECOPETROL se reserva el derecho de suspender la entrega de sus aportes o solicitar su reintegro, si comprueba que los recursos no se ejecutan de acuerdo con lo establecido en el Convenio, o si se hizo o se pudiere hacer uso indebido a ellos, igual facultad tendrá si al cabo de dos (2) mes después de firmada el Acta de Inicio, las demás partes no han cumplido sus compromisos, o si el ejecutor, sin justa causa que lo amerite, no ha dado ejecución al Convenio, lo cual, en todo caso, será objeto de evaluación por parte del Administrador y Gestor del Convenio, quienes analizarán y recomendarán la conveniencia o no de darlo por terminado de manera anticipada "*

⁶ **PARAGRAFO SEGUNDO**

El Comité de Coordinación y Control del convenio de que trata la cláusula Tercera del Clausulado General realizara el seguimiento al presente convenio con periodicidad mensual, deberá verificar las metas, calidad, avances por frentes de obra, aspectos que impacten el desarrollo del contrato y el seguimiento del compromiso adquirido por parte de los involucrados, indicando fecha de seguimiento y presentando las evidencias de su cumplimiento A la sesión del comité se debe invitar al supervisor, constructor e interventor, Acordando los desembolsos de recursos de acuerdo al parágrafo primero del presente preámbulo



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

emitir concepto favorable frente a aquellas, En todo caso el valor consolidado de los desembolsos no podrá exceder porcentaje de avance de ejecución del proyecto

En el parágrafo primero de la cláusula Cuarta del Convenio 5213357 de 2014 dispone el valor y forma de los aportes a saber

*“La entrega de los aportes a cargo de **LAS PARTES** se efectuara de acuerdo con lo estipulado en la **CLÁUSULA SEGUNDA** del Clausulado General del Convenio*

Se girará el 100% del valor del aporte de Ecopetrol a la cuenta especial, una vez cumplido los requisitos de ejecución del Convenio, además de los requisitos específicos previstos para ello, incluida la entrega de la certificación de apertura de la cuenta especial, en todo caso, antes de que se firme el Acta de Inicio del Convenio

La cuenta especial que se constituya para el presente convenio deberá incluir en sus estipulaciones que el retiro de los aportes requerirá autorización previa expresa y escrita del comité Coordinación y Control del Convenio, aprobado por la gestoría técnica, en relación con la entrega de la suma de que se trate

Los desembolsos se efectuarán de la siguiente manera:

- *Un primer desembolso, equivalente al 35% de los recursos, será entregado una vez se haya iniciado la ejecución de los alcances de este convenio, a la suscripción del acta de inicio*
- *Un segundo desembolso, equivalente al 35% de los recursos, serán entregados cuando el avance de los alcances contemplados en el convenio, analizados de manera conjunta, lleguen al sesenta por ciento (60%)*
- *Un tercer desembolso, equivalente al 30% de los recursos, serán entregados cuando el avance de los alcances contemplados en el convenio, analizados de manera conjunta, llegue al noventa por ciento (90%) en su ejecución*

*La **CORPORACION** deberá informar a la entidad bancaria o corporación financiera que los recursos depositados por **ECOPETROL** son recursos del tesoro público, y que por lo tanto estarán exentos de intereses y gravámenes y que para el retiro de los recursos deberá presentarse a dicha entidad el acta del comité de Coordinación y Control del Convenio donde se aprueba el desembolso” (Subrayado fuera del texto)*



El Banco Colpatría mediante oficio del 4 de octubre de 2016, radicado 2016ER0103528 en el numeral 2 nos indica "Aclaremos a la Contraloría que las operaciones se llevaron a cabo a través de la Banca Virtual empresarial por ende, no existen documentos de autorización para materializar los retiros de manera individual".

Se suscribe un contrato interadministrativo denominado Convenio de colaboración DHS No. 5213357 del 24 de enero de 2014, en los siguientes términos

Tabla No 59 Generalidades del Convenio 5213357 del 24 de enero de 2014

Objeto	AUNAR ESFUERZOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE VIDA Y APOYAR EL DESARROLLO DE LA POBLACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA DE ECOPETROL EN LOS MUNICIPIO DEL DEPARTAMENTO DEL META
Valor	\$10 256 881 344
Aporte ECOPETROL	\$10 069 958 107
Aporte Corporación (en Especie)	\$186 923 237
Plazo	18 meses
Fecha de inicio	7 de marzo de 2014
Fecha de terminación	10 de septiembre de 2015

Fuente Convenio 5213357 del 24 de enero de 2014

El cual presentaba las siguientes actividades

Tabla No 60 Actividades Convenio 5213357 del 24 de enero de 2014

Descripción	Unidad	Cantidad
1 Rehabilitación de vías veredales de los corregimientos 4 y 7 del municipio de Villavicencio INC Interventoría	KM	18,51
2 Complejo cultural y deportivo, barrio el Progreso y Altos de San Jose, municipio de Castilla la Nueva, Meta, fase 1 "Alameda y canchas sintéticas" INCY Interventoria	Unidad	1,00
3 Mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes del municipio de Cubarral, mediante la ejecución del proyecto mejoramiento de la carrera 5 entre calle 9 y 10, calle 10 entre la carrera 5 y 3 y carrera 4 entre calle 9 y 10, barrio el Jardín, municipio de Cubarral, departamento del Meta	Unidad	1,00
4 Mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes del municipio de Fuente de Oro, mediante la ejecución del proyecto de "mejoramiento de la vía alto de la Luna-Matecorozo" K0+500 del municipio de Fuente de Oro Meta	KM	7,50
5 Garantizar la atención básica alimentaria y el acompañamiento técnico a 73 internados en el departamento del Meta	beneficiarios	6195

Fuente Convenio 5213357 del 24 de enero de 2014

El 10 de septiembre de 2015 se comunica a la Corporación, mediante oficio radicado N°2-2015-093-24479 y recibido el 14 del mismo mes, la terminación unilateral del convenio por el evidente incumplimiento

El 9 de octubre de 2015 se realiza la liquidación del convenio entre las partes, en donde intervienen el representante legal de la Corporación y Ecopetrol S. A. con el Administrador del Convenio y el Gestor Técnico del mismo



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Del examen y análisis al desarrollo y la documentación soporte, se evidencia que a la liquidación del Convenio de Colaboración DHS No 5213357 24 de enero de 2014 las actividades a realizar se desarrollaron con un avance y valor como sigue

Tabla No 61 Analisis financiero del Convenio 5213357 del 24 de enero de 2014

ALCANCE	CONCEPTO	CONDICIONES INICIALES		VALOR ACUMULADO/EJECUTADO				
		ECOPETROL	CORPORACIÓN	VALOR EJECUTADO SEGÚN EL EJECUTOR	% EJECUTADO FINANCIERO	VALOR EJECUTADO SEGÚN EL ECOPETROL	% EJECUTADO FINANCIERO	% EJECUTADO TÉCNICO
		VALOR	VALOR					
1	Rehabilitación de vías veredales de los corregimientos 4 y 7 del municipio de Villavicencio INC Interventoria	3 528 361 129,00	65 231 960,00	551 174 702,00	0,16	0,00	0,00	0,00
2	Complejo cultural y deportivo, barrio el Progreso y altos de San José, municipio de Castilla la Nueva, Meta, fase 1 "Alameda y canchas sintéticas" Inc Interventoria	3 683 607 817,00	30 000 000,00		0,00	0,00	0,00	0,00
3	3 Mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes del municipio de Cubarral, mediante la ejecución del proyecto mejoramiento de la carrera 5 entre calle 9 y 10, calle 10 entre la carrera 5 y 3 y carrera 4 entre calle 9 y 10, barrio el Jardín, municipio de Cubarral, departamento del Meta	1 100 000 000,00	66 241 948,00	233 723 342,35	0,21	0,00	0,00	0,00
4	4 Mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes del municipio de Fuente de Oro, mediante la ejecución del proyecto de "mejoramiento de la vía alto de la Luna-Matecorozo" KO+500 del municipio de Fuente de Oro Meta	57 986 571,00	5 449 329,00	45 953 603,00	0,79	45 953 603,00	0,79	1,00
5	5 Garantizar la atención básica alimentaria y el acompañamiento técnico a 73 internados en el departamento del Meta	1 700 002 590,00	20 000 000,00	1 600 125 435,00	0,94	1 600 125 435,00	0,00	1,00
TOTAL		10 069 958 107,00	108 929 297,00	2 430 977 082,95	0,24	1 164 607 038,00	0,00	0,00

Fuente Acta de Liquidación Convenio 5213357 del 24 de enero de 2014



De la liquidación de los valores presupuestados e incorporados en el preambulo del convenio y del reconocimiento de las actividades desarrolladas, se obtuvieron los siguientes saldos:

Tabla No 62 Validación Convenio 5213357 del 24 de enero de 2014

Total Aporte de Ecopetrol S. A.	\$10 069 958 107,00
Valor Ejecutado y validado por Ecopetrol S. A.	\$1 646 079 038,00
Valor a reintegrar por parte del Ejecutor a Ecopetrol S. A.	\$8 423 879 069,00
Porcentaje Ejecutado y validado por Ecopetrol S. A.	16%

Fuente Acta de Liquidación Convenio 5213357 del 24 de enero de 2014

Si bien existe liquidación bilateral en la que la corporación acepta la no ejecución de \$8.423.879.069, la CGR no evidenció actuaciones judiciales por parte de ECOPETROL para resarcir el daño

En consecuencia al no ejecutarse la totalidad de los recursos del convenio resulta un remanente de ocho mil cuatrocientos veintres millones ochocientos setenta y nueva mil sesenta y nueva pesos \$8.423.879 069 a favor de la ECOPETROL S A S.A que a la fecha 19 de mayo de 2016 como lo certifica la Administradora del convenio en oficio dirigido al Ingeniero responsable de los convenios de inversión social y soporte del oficio de radicado 2-2016-057-5091, *"la CORPORACIÓN (.), no ha efectuado el reintegro de estos recursos"*

El Comité de Coordinación y Control del convenio otorgó a Ecopetrol S. A , la facultad de suspender la ejecución del convenio en vista de la destinación otorgada a los recursos; sin embargo, la ausencia de la supervisión, contribuyó a consolidar estas situaciones pues se evidencia omisión a sus funciones relacionadas en la cláusula tercera del Clausulado General, en sus numerales a saber entre otras:

- Supervisar la ejecución cabal e idónea del Convenio, y/o del proyecto o programa objeto del mismo
- Aprobar y evaluar periódicamente el cronograma de actividades y sus plazos, efectuar los ajustes que considere indispensables e impartir las recomendaciones y orientaciones pertinentes
- Impartir las directrices y recomendaciones del caso para el cumplimiento del objeto del convenio.

Se evidencia una gestión anti económica por cuanto al no supervisar y controlar adecuadamente la ejecución de los recursos, se permitió extraer electrónicamente



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

e injustificadamente de la cuenta del convenio recursos que no se ejecutaron según el cronograma y avance o desarrollo adecuado del convenio.

Por lo anterior, se presenta un presunto detrimento al erario público configurado en \$8 423 879 069, teniendo en cuenta que la CGR observa la falta de control y vigilancia en cuanto al desarrollo del objeto contractual del convenio, el Comité de Coordinación y Control del Convenio y de la cuenta Bancaria en la cual se manejan los recursos del convenio que presenta un saldo de \$8.428,96 pesos a 22 de diciembre de 2015, según certificación Banco COLPATRIA, se constató que aunque se han realizado sendos oficios de reclamación el asociado o contratista no ha efectuado dicho pago

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$8 423,8 millones

Hallazgo No. 82 Convenio de Colaboración DHS N° 5211512 del 11 de julio de 2012

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 que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C. y al involucrar la gestión de recursos públicos, se encuentra sujeta al control fiscal de la Contraloría General de la República

En el Clausulado General de los Convenios ECP-VIJ-F-031 Versión 5º, que hace parte integral del convenio se establecen criterios de supervisión, así

Cláusula 2º Parágrafo único indica ⁷

*Además de pasar por alto el Parágrafo segundo de la cláusula cuarta del preámbulo del convenio que hace referencia a que **PARAGRAFO SEGUNDO:** ⁸*

⁷ *ECOPETROL se reserva el derecho de suspender la entrega de sus aportes o solicitar su reintegro, si comprueba que los recursos no se ejecutan de acuerdo con lo establecido en el Convenio, o si se hizo o se pudiere hacer uso indebido a ellos, igual facultad tendrá si al cabo de dos (2) mes después de firmada el Acta de Inicio, las demás partes no han cumplido sus compromisos, o si el ejecutor, sin justa causa que lo amente, no ha dado ejecución al Convenio, lo cual, en todo caso, será objeto de evaluación por parte del Administrador y Gestor del Convenio, quienes analizarán y recomendarán la conveniencia o no de darlo por terminado de manera anticipada "*

⁸ **PARAGRAFO SEGUNDO**

El Comité de Coordinación y Control del convenio de que trata la cláusula Tercera del Clausulado General realizara el seguimiento al presente convenio con periodicidad mensual, deberá verificar las metas, calidad, avances por frentes de obra, aspectos que impacten el desarrollo del contrato y el seguimiento del compromiso adquirido por parte de los involucrados, indicando fecha de seguimiento y presentando las evidencias de su cumplimiento A la sesión del comité se



Igualmente, el Comité aprobara la destinación específica de los recursos y su giro correspondiente a cada uno de las actividades contempladas dentro del alcance del convenio, debiendo tener en cuenta al momento de realizar la aprobación el avance y real necesidad financiera de los contratos derivados para la ejecución del proyecto, Así mismo, deberá realizar verificación in situ de las actividades y emitir concepto favorable frente a aquellas, En todo caso el valor consolidado de los desembolsos no podrá exceder porcentaje de avance de ejecución del proyecto

Se suscribe un contrato interadministrativo denominado CONVENIO DE COLABORACION DHS No 5211512 del 11 de julio de 2012, en los siguientes términos:

Tabla No 63 Generalidades del Convenio 5211512 del 11 de julio de 2012

Objeto	IDENTIFICACIÓN DEL CONVENIO FORTALECIMIENTO DE LAS CAPACIDADES PRODUCTIVAS DE LAS ASOCIACIONES Y SECTORES PRODUCTIVOS IDENTIFICADOS COMO ALTAMENTE COMPETITIVOS EN EL MARCO DE LOS PROCESOS Y PLANES REGIONALES DE DESARROLLO DESDE UNA PERSPECTIVA DE SOSTENIBILIDAD Y CORRESPONSABILIDAD INSTITUCIONAL	
Valor		\$13 203 113 689
Aporte ECOPETROL		\$12 246 138 689
Aporte Corporación RED (en Especie)		\$956 975 000
Plazo	18 meses	
Fecha de inicio	29 de octubre de 2012	
Fecha de terminación	28 de abril de 2015	

Fuente Convenio 5211512 del 11 de julio de 2012

El cual presentaba la siguientes actividades:

- 1. A partir del apoyo a la gestión social de ECOPETROL en los procesos de concertación y gestión de convenios con los diferentes actores territoriales, propiciar escenarios locales de discusión de propuestas productivas a fin de orientar las motivaciones de las comunidades, su vocación productiva, las oportunidades de mercado y la vinculación de actores regionales hacia la competitividad regional*

debe invitar al supervisor, constructor e interventor, Acordando los desembolsos de recursos de acuerdo al párrafo primero del presente preámbulo



2 Realizar la caracterización predial de 872 beneficiarios a partir de una herramienta de diagnóstico participativa, suministrada de ECOPETROL para los procesos de innovación productiva (ficha de caracterización predial). Adicionalmente, dar seguimiento al empoderamiento de los procesos de autogestión comunitaria y generación de capacidades y conocimiento de las Empresas asociativas apoyadas por ECOPETROL y asociadas a la Corporación Red País (fortalecimiento organizativo) La herramienta será suministrada por ECOPETROL para ser aplicada con la comunidad y organizaciones

3 Reportar bimensualmente a la –dirección de Gestión Social el avance en los indicadores de impacto en el desarrollo regional de las diferentes iniciativas apoyadas por la unidad de Gestión Social (Las metas previstas son Personas capacitadas 872, Unidades productivas consolidadas 872, empresas fortalecidas 15, 1 informe de mejoramiento de ingresos)

4 Implementar una estrategia de certificación de competencias laborales, a través del SENA, en donde exista la norma de competencia para cada uno de los proyectos implementados, a fin de direccionar y fortalecer los procesos de capacitación productiva de los beneficiarios de proyectos productivos

5 Coadyuvar al fortalecimiento social, técnico, administrativo y financiero de las asociaciones de productores y de la red a partir de la promoción e implementación e estrategias de autodeterminación, autogestión, autoconocimiento y autofinanciación

Fuente Convenio 5211512 del 11 de julio de 2012

El 27 de febrero de 2016 se realiza la liquidación del convenio entre las partes.

Del examen y análisis al desarrollo y la documentación soporte del convenio, se evidencia que de la liquidación de este convenio y las actividades a realizar se desarrollaron con un avance y valor como sigue

Tabla No 64 Balance General del 5211512 del 11 de julio de 2012

CONVENIO	APORTE DE ECOPETROL	VALOR EJECUTADO	% EJECUTADO FINANCIERO	% EJECUTADO TÉCNICO	VALOR NO EJECUTADO	% NO EJECUTADO	% NO EJECUTADO TÉCNICO
PRIMIGENIO	3 375 000 000 00	2 781 935 296,64	82%	82%	593 064 703 36	18%	18%
ADICIONAL No 1	2 000 000 000,00	1 906 288 286,00	95%	61%	93 711 714,00	5%	39%
ADICIONAL No 2	4 523 532 998 00	2 192 877 638,00	48%	65%	2 330 655 360 00	52%	35%
ADICIONAL No 3	2 347 805 691,00	2 016 586 633,00	86%	100%	331 019 058 00	14%	0%
TOTAL	12 246 138 689,00	8 897 687,853,64	73%	77%	3 348 450 835,36	22%	23%
REINTEGRO DEL CONTRATO DE					304 486 817,36		



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

ENCARGO FIDUCIARIO		
RENDIMIENTOS FINANCIEROS EN LA FIDUCIA		85 211 725,15
SALDO A FAVOR DE ECOPETROL		3 043 984 518 01

Fuente Acta de Liquidación del Convenio 5211512 del 11 de julio de 2012

De la liquidación de los valores presupuestados e incorporados en el preambulo y adiciones del convenio y del reconocimiento de las actividades desarrolladas, se obtuvieron los siguientes saldos.

El ejecutor presentó a Ecopetrol S A soportes de unas actividades ejecutadas tanto en el convenio primigenio como en los adicionales 1 y 2, las cuales no agotaron el procedimiento interno para su aprobación por parte del funcionario competente de Ecopetrol S A (Otrosi y/o adicional), pero como ya se manifestó, Ecopetrol S A reconoce su ejecución, detalle que quedó descrito en el balance técnico y financiero, resultando como consecuencia de lo anterior un valor a favor de Ecopetrol S A de TRES MIL CUARENTA Y TRES MILLONES NOVECIENTOS OCHETA Y CUATRO MIL QUINIENTOS DIECIOCHO PESOS CON UN CENTAVO (\$3 043 984 518,01) Fuente Acta de Liquidación del Convenio DHS No. 5211512, 11 de julio de 2012)

En consecuencia al no ejecutarse la totalidad de los recursos del convenio resulta un remanente de tres mil cuarenta y tres millones novecientos ochenta y cuatro mil quinientos diez y ocho pesos con un centavo \$ 3 043.984 518,01 a favor de ECOPETROL S A que a la fecha no se han recuperado, como lo certifica el Administrador del convenio en oficio dirigido al Interventor del convenio y soporte del oficio de radicado 2-2016-057-5334 del 31 de mayo de 2016, "la CORPORACIÓN (.), no ha devuelto los recursos"

El Comité de Coordinación y Control del convenio otorgó a Ecopetrol S A., la facultad de suspender la ejecución del convenio en vista de la destinación otorgada a los recursos; sin embargo, la ausencia de la supervisión, contribuyó a consolidar estas situaciones pues se evidencia omisión a sus funciones relacionadas en la cláusula tercera del Clausulado General, en sus numerales a saber entre otras.

- Supervisar la ejecución cabal e idónea del Convenio, y/o del proyecto o programa objeto del mismo
- Aprobar y evaluar periódicamente el cronograma de actividades y sus plazos, efectuar los ajustes que considere indispensables e impartir las recomendaciones y orientaciones pertinentes.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

- Impartir las directrices y recomendaciones del caso para el cumplimiento del objeto del convenio

Se evidencia una gestión anti económica por cuanto al no supervisar y controlar adecuadamente la ejecución de los recursos, se permitió extraer injustificadamente de la cuenta del convenio y de la Fiduciaria recursos que no se ejecutaron según el cronograma y avance o desarrollo adecuado del convenio; mediante visita al sitio de las obras se verificó lo ejecutado del convenio

Por lo anterior, se presenta un presunto detrimento al erario público configurado en \$3.043 984 518,01, teniendo en cuenta que la CGR observa la falta de control y vigilancia en cuanto al desarrollo del objeto contractual del convenio, el Comité de Coordinación y Control del Convenio y de la cuenta Bancaria ya cancelada en la cual se manejaron los recursos del convenio según certificación de FIDUOCCIDENTE S A, se constató que aunque se ha realizado dos oficios de reclamación el asociado o contratista no ha realizado la devolución del dinero.

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$3 043,9 millones

Hallazgo No. 83 Convenio de Colaboración DHS No. 5211784 del 20 de junio de 2013

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 que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D C y al involucrar la gestión de recursos públicos, se encuentra sujeta al control fiscal de la Contraloría General de la República

En el Clausulado General de los Convenios ECP-VIJ-F-031 Versión 5º, que hace parte integral del convenio se establecen criterios de supervisión, así

Cláusula 2º Parágrafo único indica ⁹

⁹ *ECOPETROL se reserva el derecho de suspender la entrega de sus aportes o solicitar su reintegro, si comprueba que los recursos no se ejecutan de acuerdo con lo establecido en el Convenio, o si se hizo o se pudiere hacer uso indebido a ellos, igual facultad tendrá si al cabo de dos (2) mes después de firmada el Acta de Inicio, las demás partes no han cumplido sus compromisos, o si el ejecutor, sin justa causa que lo amente, no ha dado ejecución al Convenio, lo cual, en todo caso, será objeto de evaluación por parte del Administrador y Gestor del Convenio, quienes analizarán y recomendarán la conveniencia o no de darlo por terminado de manera anticipada "*



Además de pasar por alto el *Parágrafo segundo* de la cláusula cuarta del preámbulo del convenio que hace referencia a que: **PARAGRAFO SEGUNDO:**¹⁰

Igualmente, el Comité aprobara la destinación específica de los recursos y su giro correspondiente a cada uno de las actividades contempladas dentro del alcance del convenio, debiendo tener en cuenta al momento de realizar la aprobación el avance y real necesidad financiera de los contratos derivados para la ejecución del proyecto, Así mismo, deberá realizar verificación in situ de las actividades y emitir concepto favorable frente a aquellas, En todo caso el valor consolidado de los desembolsos no podrá exceder porcentaje de avance de ejecución del proyecto

Se suscribe un contrato interadministrativo denominado Convenio de colaboración DHS No. 5211784 del 20 de junio de 2013, en los siguientes términos.

Tabla No 65 Generalidades del convenio DHS No 5211784 del 20 de junio de 2013

Objeto:	IDENTIFICACIÓN DEL CONVENIO FORTALECIMIENTO DE LAS CAPACIDADES PRODUCTIVAS DE LAS ASOCIACIONES Y SECTORES PRODUCTIVOS IDENTIFICADOS COMO ALTAMENTE COMPETITIVOS EN EL MARCO DE LOS PROCESOS Y PLANES REGIONALES DE DESARROLLO DESDE UNA PERSPECTIVA DE SOSTENIBILIDAD Y CORRESPONSABILIDAD INSTITUCIONAL
Valor:	\$5 896 077 776
Aporte ECOPEPETROL:	\$5 588 300 000
Aporte Corporación (en Especie):	\$307 777 776
Plazo:	12 meses
Fecha de inicio:	20 de junio de 2013
Fecha de terminación:	04 de Febrero de 2016

Fuente Convenio 5211784 del 20 de junio de 2013

El cual presentaba la siguientes actividades

¹⁰ **PARAGRAFO SEGUNDO**

El Comité de Coordinación y Control del convenio de que trata la cláusula Tercera del Clausulado General realizara el seguimiento al presente convenio con periodicidad mensual, deberá verificar las metas, calidad, avances por frentes de obra, aspectos que impacten el desarrollo del contrato y el seguimiento del compromiso adquirido por parte de los involucrados, indicando fecha de seguimiento y presentando las evidencias de su cumplimiento. A la sesión del comité se debe invitar al supervisor, constructor e interventor, Acordando los desembolsos de recursos de acuerdo al parágrafo primero del presente preámbulo



- 1 Apoyar el Plan de desarrollo Agropecuario del municipio de Acacias, como estrategia de fortalecimiento regional
- 2 Apoyar programas del turismo rural en el municipio de Acacias y Guamal
- 3 Dotar y mejorar los centros educativos previamente seleccionados de los municipios de Acacias y Guamal
- 4 Fortalecimiento de la cadena productiva de cacao y establecimiento de nuevas ha de cacao (*Theobroma cacao*) en el municipio de Guamal.
- 5 Realizar Jornadas de apoyo institucional mediante la realización de 3 brigadas de salud y la entrega de agua potable a veredas de los municipios de Guamal y Acacias Fuente: Convenio 5211784 del 20 de junio de 2013

El 6 de agosto de 2015 se comunica por parte de la Funcionaria Autorizada Claudia Parra Díaz a la Corporacion mediante oficio radicado N° 2-2015-057-10058 y recibido el 14 del mismo mes en la Corporación, la terminación unilateral del convenio por el evidente incumplimiento del asociado del desarrollo del convenio

El 4 de febrero de 2016 se realiza la liquidacion del convenio entre las partes representados por Fredy Antonio Vargas Ramirez, R.L Corporacion, y por la ECOPETROL S A Wilson Yovaní De la cruz Benitez Administrador del Convenio Rubiela Barajas Leguizamo Gestora Técnica del Convenio

Del examen y análisis al desarrollo y la documentacion soporte del convenio, se evidencia que de la liquidación de este convenio y las actividades a realizar se desarrollaron con un avance y valor como sigue:

Tabla No 66 Balance General Técnico y Financiero Del Convenio 5211784

CONVENIO	APORTE DE ECOPETROL	VALOR EJECUTADO	PORCENTAJE EJECUTADO TÉCNICO	PORCENTAJE EJECUTADO FINANCIERO	VALOR NO EJECUTADO	PORCENTAJE NO EJECUTADO TÉCNICO
PRIMIGENIO	4.595.140.000,00	2.584.468.966,33	65,0%	47%	2.010.671.033,67	35,0%
ADICIONAL No 1	993.160.000,00	63.200.000,00	20,0%	6%	929.960.000,00	80,0%
TOTAL	5.588.300.000,00	2.647.668.966,33			2.940.631.033,67	
VALOR SUBROGACIONES					178.530.000,00	
SALDO A FAVOR DE ECOPETROL					3.019.161.033,67	

Fuente: Acta de Liquidacion Convenio 5211784 del 20 de junio de 2013

De la liquidacion de los valores presupuestados e incorporados en el preambulo y la adiccion del convenio y del reconocimiento de las actividades desarrolladas, se obtuvieron los siguientes saldos



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Por lo anterior la CORPORACIÓN deberá reintegrar a ECOPETROL S A , dentro de los 10 días calendario siguientes a la entrega de esta acta, la suma de TRES MIL DIECINUEVE MILLONES CIENTO SESENTA Y UN MIL TREINTA Y TRES PESOS CON SESENTA Y SIETE CENTAVOS COLOMBIANOS (\$3 019 161 033,67), más lo que por medio de certificación de la entidad financiera informe el valor de los rendimientos financieros que generaron los recursos depositados por ECOPETROL S A en cuenta de ahorros No 683991793 del Bancolombia, cuenta aperturada para ser consignados allí los recursos del Convenio Estos reintegros deberán ser consignados en la cuenta de recaudo Nacional No .

En consecuencia al no ejecutarse la totalidad de los recursos del convenio resulta un remanente de tres mil diez y nueve millones ciento sesenta y un mil treinta y tres pesos con sesenta y siete centavos, \$3 019.161 033,67 a favor de la ECOPETROL S. A que a la fecha no se han recuperado los dineros

El Comité de Coordinación y Control del convenio otorgó a Ecopetrol S A , la facultad de suspender la ejecución del convenio en vista de la destinación otorgada a los recursos, sin embargo, la ausencia de la supervisión, contribuyó a consolidar estas situaciones pues se evidencia omisión a sus funciones relacionadas en la cláusula tercera del Clausulado General, en sus numerales a saber entre otras.

- Supervisar la ejecución cabal e idónea del Convenio, y/o del proyecto o programa objeto del mismo.
- Aprobar y evaluar periódicamente el cronograma de actividades y sus plazos, efectuar los ajustes que considere indispensables e impartir las recomendaciones y orientaciones pertinentes.
- Impartir las directrices y recomendaciones del caso para el cumplimiento del objeto del convenio.

Se evidencia una gestión anti económica por cuanto al no supervisar y controlar adecuadamente la ejecución de los recursos, se permitió extraer injustificadamente de la cuenta del convenio recursos que no se ejecutaron según el cronograma y avance o desarrollo adecuado del convenio

Por lo anterior, se presenta un presunto detrimento al erario público configurado en \$3.019.161.033,67, teniendo en cuenta que la CGR observa la falta de control y vigilancia en cuanto al desarrollo del objeto contractual del convenio, el comité de Coordinación y Control del Convenio y de la cuenta Bancaria no se evidencia



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

pueba que el asociado o contratista haya realizado el reintegro de los recursos depositados para la realización y desarrollo del convenio

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$3 019,1 millones

Hallazgo No. 84 Incumplimiento Manual Procedimiento ECP-DAB-P-068 de diciembre 03 de 2010

En la Normatividad Interna de Ecopetrol S A

- ✓ *Procedimiento ECP-DAB-P-068 de diciembre 03 de 2010 – procedimiento para la celebración de convenios y contratos de que trata el artículo 355 de la Constitución Política V1*
- ✓ *Guía de convenios y contratos del artículo 355 de la CPC GAB-G-004 versión 1*
- ✓ *Anexo 1 Gestión para la celebración de convenios y Contratos del 18 de febrero de 2013.*

Se dicta en la parte de planeación y aprobación de convenios y contratos

“Cada Área Usuaria tendrá autonomía administrativa, logística, financiera y operativa, para establecer las instancias y revisiones a las cuales sean sometidos los proyectos, antes de llevarse al CSC para tramite y firmas del Convenio o Contrato por el Funcionario Autorizado, De esta forma, será responsabilidad exclusiva de cada Área Usuaria, el desarrollo de reuniones o comités de presentación, planeación y sustentación de los proyectos En cualquier caso, será requisito previo e indispensable para iniciar el trámite de celebración de un convenio o contrato por el Funcionario autorizado, el aval expreso del Área Usuaria respectiva

El proyecto debe contar con la viabilidad integral que corresponde según la materia del mismo y del Convenio o Contrato Social, técnico – operativa, de infraestructura, financiera, ambiental y las demás que apliquen, según la naturaleza del proyecto, en todo caso, se atenderán preferiblemente los modelos preestablecidos por la UJO de la VIJ de Ecopetrol ”

Se suscribe el contrato interadministrativo denominado Convenio de Colaboración, con la aprobación realizada de los perfiles en los Comités de Convenios, Contratos y Patrocinios N° 3 del 21 de enero de 2014, con aclaración en el N° 6 del 23 de enero del 2014, firmado de las 5.30 pm, se elabora y se firma el contrato o preámbulo por parte de la funcionaria autorizada (F.A) el 24 de enero de 2014, sin tener en cuenta y haciendo caso omiso el comité y la F.A del concepto de NO VIABILIDAD emitido por la Vicepresidencia Jurídica; puesto que



esté concepto de viabilidad del 23 de enero a las 2 26 pm, no es favorable al manifestar que "No es viable dar la aprobación para el convenio de colaboración a celebrar con la Corporación correspondiente a "Aunar esfuerzos para el mejoramiento de la calidad de vida y apoyar el desarrollo de la población del área de influencia de Ecopetrol S A en los Municipio del Departamento del Meta", por cuanto el 24 de enero a las 3 50 pm se emiten observaciones y no se otorga viabilidad al proceso contractual.

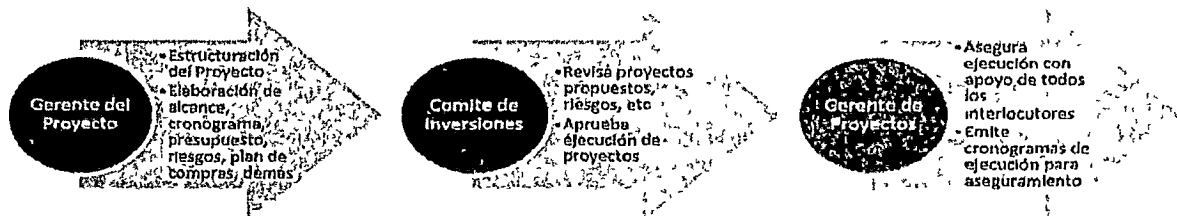
Siendo así se incumple con lo preceptuado en el manual (*Procedimiento ECP-DAB-P-068 de diciembre 03 de 2010*), En lo que atañe a planeación y aprobación de convenios y contratos Convenio que a la postre resultó siniestrado

Hallazgo Administrativo con incidencia disciplinaria

Hallazgo No. 85 Socialización tardía cambio de ruta, Equipo de Perforación 338 Stand by

Modelo de maduración de gestión de proyectos MMGP, los proyectos en Ecopetrol S.A., tienen un proceso de maduración mediante el MMGP, en el cual se surten fases de aprobación y liberación de recursos para ejecución de obras y preliminares de las mismas. En esa maduración de proyectos se consideran aspectos como alcance total del proyecto, cronograma de ejecución, presupuesto total, plan de respuesta del riesgo (identificación y cuantificación, y plan de respuesta al riesgo), plan de compras y contratación, dentro de los que se contempla la ejecución de la construcción de locación y socialización previa a la perforación del pozo, es decir previo al inicio de la actividad del equipo de perforación), plan de roles y responsabilidades y otros

En el siguiente esquema se resume el proceso de aprobación de un proyecto para ejecución y sus responsables:



Para el caso particular, el contrato 5208562 suscrito por Ecopetrol S A con un tercero en la vigencia 2010 y su ejecución estaba sujeta al cronograma de perforación que estableciera cada uno de los proyectos, dado que su objetivo



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

principal, es poder brindar una herramienta que permita tener disponibilidad de equipos de perforación para cumplir con los cronogramas de perforación de cada proyecto

Simultáneamente, el Gerente del Proyecto en conjunto con el Líder de Construcción y Gestión Social, debe asegurar la ejecución de las obras civiles (locación) y socialización del proyecto con la comunidad para su ejecución, los cuales son necesarios asegurar previo ingreso del equipo de perforación.

Ley 42 de 1993, aún vigente en algunos de sus artículos, trae en el artículo 4° 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 1998, "Artículo 2° - Ámbito de aplicación. Parágrafo, Artículo 4 Finalidades de la función administrativa"¹¹ 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

Ley 610 de 2000 que regula tanto la parte sustantiva y adjetiva de la responsabilidad fiscal y para mayor claridad se citan algunos artículos así

Artículo 1° Definición, Artículo 3° Gestión fiscal, Artículo 4°. Objeto de la responsabilidad fiscal, Artículo 5° Elementos de la responsabilidad fiscal

Artículo 6° Daño patrimonial al Estado¹²

¹¹ "Artículo 2° - 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 3° - Principios de la función administrativa La función administrativa se desarrollara 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 aplicaran, 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 4° - 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

¹² "Artículo 1° Definición El proceso de responsabilidad fiscal es el conjunto de actuaciones administrativas adelantadas por las Contralorías con el fin de determinar y establecer la responsabilidad de los servidores públicos y de los particulares,



Para el proyecto Desarrollo Apiay 2011, se seleccionó el contrato No. 5208562 del 26 de enero de 2010, suscrito entre Ecopetrol S.A. y un tercero, en los siguientes términos:

Tabla No 67 Generalidades contrato ejecutado N° 5208562 del 26 de enero de 2010

Contrato:	N° 5208562 del 26 de enero de 2010, ASOC MA-0003977 y sus adicionales N° 01,02,03,04,05,06,07, y 08
Objeto:	Servicio de ejecución de las operaciones de perforación, terminación y completamiento de la campaña de perforación de Ecopetrol S A Durante las vigencias 2010-2012
Contratista:	Sociedad constituida mediante Escritura Pública No 398 del 6 de marzo de 2000, otorgada en la Notaría Once de Bogotá D C, con domicilio principal en Bogotá D C, que para los efectos de este acto se denomina el CONTRATISTA
Plazo:	El plazo de ejecución de este contrato es de mil noventa y cinco (1095) días calendario o hasta el 31 de diciembre de 2012, lo que ocurra primero, y se contabilizará a partir de la fecha de suscripción del Acta de Inicio o de la fecha que en esta se indique El valor estimado del presente Contrato es de doscientos setenta y seis millones novecientos veinticuatro mil doscientos sesenta y cuatro dólares americanos con veinte centavos de dólar (US\$ 276 924 264,20)
Valor:	El valor estimado del presente contrato es de doscientos setenta y seis millones novecientos veinticuatro mil doscientos sesenta y cuatro dólares americanos con veinte centavos de dólar (US\$ 276 924 264,20) El presente Contrato se pacta por el sistema de precios unitarios (valor por unidad de recurso, 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 El valor real del Contrato será la suma de los resultados que se obtengan al multiplicar las cantidades ejecutadas y/o entregadas por el CONTRATISTA a satisfacción de ECOPEPETROL, por los valores o precios unitarios pactados para el respectivo ítem, los cuales se consignan en el Anexo Relación de Actividades, Suministros y Servicios, Precios Unitarios y Ofrecimiento Económico

cuando en el ejercicio de la gestión fiscal o con ocasión de ésta, causen por acción u omisión y en forma dolosa o culposa un daño al patrimonio del Estado

Artículo 3° Gestión fiscal Para los efectos de la presente ley, se entiende por gestión fiscal el conjunto de actividades económicas, jurídicas y tecnológicas, que realizan los servidores públicos y las personas de derecho privado que manejen o administren recursos o fondos públicos, tendientes a la adecuada y correcta adquisición, planeación, conservación, administración, custodia, explotación, enajenación, consumo, adjudicación, gasto, inversión y disposición de los bienes públicos, así como a la recaudación, manejo e inversión de sus rentas en orden a cumplir los fines esenciales del Estado, con sujeción a los principios de legalidad, eficiencia, economía, eficacia, equidad, imparcialidad, moralidad, transparencia, publicidad y valoración de los costos ambientales

Artículo 4° Objeto de la responsabilidad fiscal La responsabilidad fiscal tiene por objeto el resarcimiento de los daños ocasionados al patrimonio público como consecuencia de la conducta dolosa o culposa de quienes realizan gestión fiscal mediante el pago de una indemnización pecuniaria que compense el perjuicio sufrido por la respectiva entidad estatal Para el establecimiento de responsabilidad fiscal en cada caso, se tendrá en cuenta el cumplimiento de los principios rectores de la función administrativa y de la gestión fiscal

Artículo 5° Elementos de la responsabilidad fiscal La responsabilidad fiscal estará integrada por los siguientes elementos - Una conducta dolosa o culposa atribuible a una persona que realiza gestión fiscal - Un daño patrimonial al Estado - Un nexo causal entre los dos elementos anteriores

Artículo 6° Daño patrimonial al Estado Para efectos de esta ley se entiende por daño patrimonial al Estado la lesión del patrimonio público, representada en el menoscabo, disminución, perjuicio, detrimento, pérdida, uso indebido o detenero de los bienes o recursos públicos, o a los intereses patrimoniales del Estado, producida por una gestión fiscal antieconómica, ineficaz, ineficiente, inequitativa e inoportuna, que en términos generales, no se aplique al cumplimiento de los cometidos y de los fines esenciales del Estado, particularizados por el objetivo funcional y organizacional, programa o proyecto de los sujetos de vigilancia y control de las contralorías Dicho daño podrá ocasionarse por acción u omisión de los servidores públicos o por la persona natural o jurídica de derecho privado, que en forma dolosa o culposa produzcan directamente o contribuyan al detrimento al patrimonio público El texto subrayado fue declarado INEXEQUIBLE por la Corte Constitucional mediante Sentencia C-340 de 2007 "



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Forma de pago	<p>ECOPETROL pagará al CONTRATISTA el valor del Contrato, en Colombia en DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA y/o en PESOS COLOMBIANOS, de conformidad con lo expresado por el CONTRATISTA en el Anexo 4 de la propuesta "Relación de Actividades Suministro, Servicios, Precios Unitarios y Ofrecimiento Económico", Para el pago en DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA el CONTRATISTA deberá cumplir con todos los requisitos indicados en el Anexo Pagos en Moneda Extranjera a Residentes en Colombia Aspectos Cambiarlos del presente Contrato</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Pagos mensuales, considerando las actividades efectivamente realizadas en el período respectivo, recibidos a satisfacción de ECOPEOTROL y aprobados por el Interventor 2 Un pago final, cuyo monto no podrá ser inferior al diez por ciento (10%) del valor facturado en el último mes de ejecución del Contrato, al cumplimiento de todas las actividades a satisfacción de ECOPEOTROL, de conformidad con lo establecido en la cláusula quinta del presente Contrato <p>El Administrador autorizará el pago de las facturas única y exclusivamente cuando el Interventor del Contrato haya aprobado las Actas de Liquidación Parcial de actividades y/o suministros Los pagos parciales no implican el recibo o aprobación definitiva por parte de ECOPEOTROL de las actividades ejecutadas, bienes suministrados, productos entregados, y, por consiguiente, no eximen al CONTRATISTA de su responsabilidad en cuanto a la calidad de los mismos o de cualquier otra obligación contractual o de responsabilidad civil</p>
Fecha de firma del contrato	26 de enero de 2010
Fecha de acta de iniciación	25 de febrero de 2010
Fecha de acta de terminación	28 de mayo de 2015
Plazo final de ejecución	Mil novecientos diecinueve días calendario (1919)
Gestoría Técnica	Empresa particular
Gestoría Administrativa	Empresa particular

Fuente Contrato 5208562 del 26 de enero de 2010

Se determinó que mediante el contrato No. 5208562 del 26 de enero de 2010, se le pagaron actividades al Rig 338 en los siguientes términos:

El contratista presentó formalmente 17 solicitudes de reconocimiento económico derivado de la ejecución del contrato 5208562 del 26 de enero de 2010, las cuales se resumen la siguiente tabla

Tabla No 68 Solicitud de reconocimiento económico contrato ejecutado N° 5208562 del 26 de enero de 2010

	FECHA DEL EVENTO	EQUIPO POZO	SOLICITUD CONTRATISTA	VALOR SOLICITADO POR EL CONTRATISTA
1	28may2011 a 22jun2011	RIG 137 De CH 155 A CH147	Socialización tardía Comunidad exigía pago de tiempo de charlas pre turno como lo hacía Waterford	380 778,00
2	27sep2011 a 13oct2011	RIG 137 De CH 149 A AKA2	Socialización tardía La comunidad no tenía claro participación de cada vereda	104 415,00
3	14oct2011 a 30oct2011	RIG302 De GVN10 a API29RH	Socialización tardía ECP citó a dos compañías de perforación diferentes a la misma socialización	187 055,55
4	25ene2012 a 20feb2012	RIG338 De 554R a API E4R	Socialización tardía Cambio de ruta, inicialmente pozo API E6R, luego API E4R y finalmente API E6R	571 202,00



	FECHA DEL EVENTO	EQUIPO POZO	SOLICITUD CONTRATISTA	VALOR SOLICITADO POR EL CONTRATISTA
5	29feb2012 a 01may2012	RIG 302 De APY E298 a APY E4R	Socialización tardía Comunidad pide indemnización por ruido y olor, aclarar muerte del señor ROA	1 292 232,80
6	23abr2012 a 26 may2012	RIG 137 De CH76 a SS17R	Socialización tardía Comunidad pide indemnización por ruido y olor, aclarar muerte del señor ROA	354 131,50
7	13abr2012 a 27may2012	RIG 991 De CH SW51 a API E1R	Socialización tardía Comunidad pide indemnizaciones por ruido y olor, aclarar muerte del señor ROA Compromiso de Ecopetrol con la comunidad	675 433,53
8	04jun2012 a 23jun2012	RIG238 De API 34 a GVN12	Socialización tardía Se programó 3 días después de entrada del equipo Bloqueos de la comunidad	161 542,50
9	31jul2012 a 21ago2012	RIG991 De API 1R a API 43H	Socialización tardía Se programó 11 días después de entrada del equipo Bloqueos de la comunidad	313 690,55
10	02ene2013 a 14feb2013	RIG991 De api44H a GTQ23H	Demoras en la movilización Bloqueos de la comunidad, quejas a ECOPEPETROL	886 002,62
11	21ene2013 a 23feb2013	RIG238 De API 60 a SRI 20H	Demoras en la movilización Localización Gaván 14 no estaba lista, cambio de ruta a Suria 20H	581 553,00
12	03feb2013 a 21mar2013	RIG992 De CH SW41 a Lonto-1	Demoras en la movilización Localización Lonto 1 no estaba lista, cambio de ruta a Akacias 9	1 922 958,30
13	14may2013 a 31may2013	RIG991 GVN 15	Bloqueo durante perforación por quejas de cultivadores de arroz	430 540,00
14	04may2013 a 20may2013	RIG238 De SUR20H a GVN 14	Socialización tardía Se programó 3 días después de entrada del equipo Bloqueos de la comunidad	156 742,38
15	26may2013 a 03jul2013	RIG992 Aka 9	Bloqueo durante perforación por quejas por la exigencia del CFTS como requisito para la contratación	441 039,50
16	17may2013 a 15jul2013	RIG993 De AKA 19 a AKA 15	Socialización tardía La comunidad no tenía claro participación de cada vereda	1 515 144,43
17	De 07feb2014 a 03mar2014	RIG238-CH 183, RIG992-AKA20, RIG993-CA264, RIG302 - CL49CH	Bloqueos de la comunidad por quejas ambientales y de inversión social	1 961 685,19
TOTAL				11 936 146,85

Fuente Acta de liquidación de mutuo acuerdo contrato 5208562 del 26 de enero de 2010, acta suscrita el 28 de septiembre de 2015

Como se puede observar el ítem N° 4, el contratista reclama U\$571.202 dólares a Ecopetrol S.A. por la actividad realizada con el Rig 338 durante el periodo del 25 de enero al 20 de febrero de 2012, justificado en la socialización tardía, cambio de ruta inicialmente pozo API E6R, luego API E4R y finalmente API E6R:

Tabla No 69 Stand By del 25 de enero al 20 de febrero de 2012, Rig 338

	FECHA DEL EVENTO	EQUIPO POZO	SOLICITUD CONTRATISTA	VALOR SOLICITADO POR EL CONTRATISTA
4	25 enero 2012 a 20 febrero 2012	RIG338 De 554R a API E4R	Socialización tardía Cambio de ruta, inicialmente pozo API E6R, luego API E4R y finalmente API E6R	571 202,00

Fuente: Acta de liquidación de mutuo acuerdo contrato 5208562 del 26 de enero de 2010, acta suscrita el 28 de septiembre de 2015.

En respuesta a la reclamación del contratista, Ecopetrol S.A., reconoció mediante acta de acuerdo de pago de reconocimiento económico del contrato N° 5208562 suscrita el 20 de junio de 2014 y confirmado posteriormente mediante acta de liquidación de mutuo acuerdo contrato 5208562 del 26 de enero de 2010, suscrita



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

el 28 de septiembre de 2015, entre otros valores, U\$571 202 dólares por la actividad realizada por el Rig 338 durante el periodo del 25 de enero al 20 de febrero de 2012, lo cual se liquidó a una tarifa de movilización de U\$36 000 dólares/día mediante factura No 14661 del 2 de septiembre de 2014.

En el contrato No 5208562 del 26 de enero de 2010, la movilización del Rig entre contrapozos o entre locaciones comprende desde la finalización de operaciones en el pozo intervenido hasta el inicio de operaciones en el siguiente pozo dejándolo listo para iniciar operaciones de perforación. La tarifa de movilización para el Rig 338 en el 2013 se establece en el Adicional No 7 por U\$36.100 dólares/día

La comunicación del contratista de referencia 1-2013-063-15665 del 10-10-13 manifiesta textualmente

"El 25 de enero de 2012 () estaba listo para mover el equipo del Rig 338 al Pozo Suria Sur-6R y en la reunión del taladro se le informa que la movilización se realizaría hacia otro pozo. El 26 de enero de 2012, el líder de perforación le comunica a Nabors que Ecopetrol S A Tenía un problema con el Pozo Suria Sur 6R, indicando que el equipo se movería a una nueva localización y preliminarmente se indica que es el Pozo Apiay Este 4R"

Por lo tanto, el cambio de ruta evidencia que no se tenía listo el Pozo Suria Sur 6R con lo cual no se cumplió con la responsabilidad del Gerente del Proyecto en conjunto con el Líder de Construcción y Gestión Social, de asegurar la ejecución de las obras civiles (locación) y socialización del proyecto con la comunidad para su ejecución, los cuales son necesarios asegurar previo ingreso del equipo de perforación

De otra parte, los bloqueos de vías por parte de la comunidad se iniciaron el 7 de enero de 2012, el 24 de enero de 2012, se presentaban bloqueos en Suria, Peralonso, Reforma, entrada de la SOA, es decir, la comunidad del área de Apiay realizó manifestaciones y bloqueos de la vía en una fecha previa a la orden de movilización del Equipo Rig 338 al Pozo Apiay Este 4R, del 26 de enero de 2012; como lo manifiesta Ecopetrol S A en la descripción de los antecedentes en el informe de gestión de incidentes de entorno social y en la lecciones aprendidas de la página WEB

"El día 07 de Enero de 2012 se presentan bloqueos en las diferentes vías de acceso de taladros, con el fin de manifestar inconformidades frente a la rotación de personal que labora en algunas empresas de perforación, específicamente SAI 24 y empresas contratistas de manejo de sólidos () Así mismo, por inconformidad frente a la solicitud de hojas de vida que () hace directamente a los presidentes de JAC y no a través de (), debido a que la asociación no ha permitido viabilizar la socialización en tres ocasiones. El tema es analizado desde la superintendencia y asuntos laborales, realizando gestión con los contratistas y gestorías para aclarar las inquietudes laborales, coordinando algunas reuniones para la semana siguiente. Los bloqueos se retiran a las 02 00pm"



El martes 10 de enero de 2012, se presentan bloqueos en la entrada principal de la Superintendencia de Operaciones Apiay, manifestando inconformidad por la realización de una reunión con presidentes de Junta de Acción Comunal para informarles la situación del contrato de () y solicitarles las hojas de vida para dar inicio a las obras

Se realiza la reunión con 8 de los 23 presidentes del Área de Influencia Directa -AID de la SOA, quienes solicitaron realizar la socialización en esta misma reunión con la presencia de (), allí esta asociación se comprometió a enviar las hojas de vida

El día 24 de enero de 2012, desde primeras horas de la mañana se presentan bloqueos en Suna, Peralonso, Reforma y entrada de la SOA, con el fin de manifestar inconformidades frente al despido de personal de la empresa (), reclaman además mayor oportunidad de contratación de mano de obra calificada de la región Aseguran que los requisitos de experiencia para personal del área son muy altos y que los contratistas traen personas foráneas sin experiencia Horas más tarde, el área fue despejada por la fuerza pública, acción que generó resentimiento de parte de la comunidad y líderes de (), quienes acordaron programar una asamblea general de la Asociación () para el día domingo 29 de enero de 2012 con el fin de tratar lo sucedido

El día 30 de enero, en la vereda Alto de Pompeya, se presentan bloqueos desde las 04 30 am, efectuados por los líderes de la Asociación (), con el fin de impedir la movilización del equipo de Nabors 338 hacia el pozo Apiay Este 4 "

Por lo tanto, se concluye que el 25 de enero de 2012 para el pozo Suria Sur 6R no se cumplió con la responsabilidad del Gerente del Proyecto en conjunto con el Líder de Construcción y Gestión Social, de asegurar la ejecución de las obras civiles (locación) y socialización del proyecto con la comunidad para su ejecución, los cuales son necesarios asegurar previo ingreso del equipo de perforación

Consecuentemente, se realizó cambio de ruta del equipo Rig 338 al Pozo Apiay Este 4R lo cual no fue el más acertado, teniendo en cuenta que la localización de este pozo se encuentra en el área donde la comunidad estaba realizando bloqueos. Orden de movilización del equipo Rig 338 que conllevó a días perdidos de movilización y perforación, contemplados en un stand by del 25 de enero al 8 de febrero de 2012 que se pagó al contratista y en consecuencia configura un presunto detrimento al erario público cuantificado en \$1 095 919 581:

Tabla No 70 Cuantificación presunto detrimento

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL (DOLÁRES)	TRM	VALOR TOTAL (RESOS)
Perforación pozo Apiay E4R – Contrato 5208562 del 26 de enero de 2010, Rig 338 Servicio de Enero 25 a Febrero 20 de 2012				\$1 918,62	
Contrato de Confección de obra material de bien inmueble	DIA	US\$ 36 100	US\$ 571 202		1 095 919 581
Acta de Acuerdo de Pago de Reconocimiento Económico Del Contrato N° 5208562 del 26 de enero de 2010				(02-09-14)	
TOTAL PRESUNTO DETRIMENTO					\$1 095 919 581

Fuente Factura N° 14661 del 2 de septiembre de 2014, emitidas por la empresa contratista

Por lo anterior, se presenta un presunto detrimento al erario público configurado en \$1.095.919 581, teniendo en cuenta que la CGR observa una deficiente planeación y/o falta de control y vigilancia, en los tiempos en que se efectúa la



movilización de los equipos de perforación, por cuanto se constató que se causó un mayor valor debido a stand by generados en los cambios de ruta en los desplazamientos a pozos ubicados en sitios donde la comunidad estaba realizando manifestaciones y bloqueo de las vías, valor calculado de acuerdo a los datos de la factura de venta No 14661 del 2 de septiembre de 2014, emitida por la empresa contratista, como se indica en los cuadros precedentes

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$1 095,9 millones

Hallazgo No. 86 Stand by Equipo de Perforación N° 238

Modelo de maduración de gestión de proyectos MMGP, los proyectos en Ecopetrol S.A., tienen un proceso de maduración mediante el MMGP, en el cual se surten fases de aprobación y liberación de recursos para ejecución de obras y preliminares de las mismas. En esa maduración de proyectos se consideran aspectos como alcance total del proyecto, cronograma de ejecución, presupuesto total, plan de respuesta del riesgo (identificación y cuantificación, y plan de respuesta al riesgo), plan de compras y contratación, dentro de los que se contempla la ejecución de la construcción de locación y socialización previa a la perforación del pozo, es decir previo al inicio de la actividad del equipo de perforación), plan de roles y responsabilidades y otros.

En el siguiente esquema se resume el proceso de aprobación de un proyecto para ejecución y sus responsables



Para el caso particular, el contrato 5208562 suscrito por Ecopetrol S.A. con un tercero en la vigencia 2010 y su ejecución estaba sujeta al cronograma de perforación que estableciera cada uno de los proyectos, dado que su objetivo principal, es poder brindar una herramienta que permita tener disponibilidad de equipos de perforación para cumplir con los cronogramas de perforación de cada proyecto

Simultáneamente, el Gerente del Proyecto en conjunto con el Líder de Construcción y Gestión Social, debe asegurar la ejecución de las obras civiles



(locación) y socialización del proyecto con la comunidad para su ejecución, los cuales son necesarios asegurar previo ingreso del equipo de perforación

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 1998, "Artículo 2º - Ámbito de aplicación Parágrafo, Artículo 4 Finalidades de la función administrativa"¹³.

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 No. 5208562 del 26 de enero de 2010 suscrito entre Ecopetrol S A y un contratista, en los siguientes términos:

Tabla No 71 Generalidades contrato ejecutado No 5208562 del 26 de enero de 2010

Contrato:	Nº 5208562 del 26 de enero de 2010, ASOC MA-0003977 y sus adicionales Nº 01,02,03,04,05,06,07, y 08
Objeto:	Servicio de ejecución de las operaciones de perforación, terminación y completamiento de la campaña de perforación de Ecopetrol S A Durante las vigencias 2010-2012
Contratista:	Sociedad constituida mediante Escritura Pública No 398 del 6 de marzo de 2000, otorgada en la Notaría Once de Bogotá D C, con domicilio principal en Bogotá D C, que para los efectos de este acto se denomina el CONTRATISTA
Plazo:	El plazo de ejecución de este contrato es de mil noventa y cinco (1095) días calendario o hasta el 31 de diciembre de 2012, lo que ocurra primero, y se contabilizará a partir de la fecha de suscripción del Acta de Inicio o de la fecha que en esta se indique

¹³ "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 publicos que por mandato constitucional o legal tengan a su cargo la titularidad y el ejercicio de funciones administrativas, prestación de servicios publicos o provisión de obras y bienes publicos y, en lo pertinente, a los particulares cuando cumplan funciones administrativas "

Artículo 3º - Principios de la funcion administrativa La función administrativa se desarrollara 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 organos de control y el Departamento Nacional de Planeacion, 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 publicos 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



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

	El valor estimado del presente Contrato es de doscientos setenta y seis millones novecientos veinticuatro mil doscientos sesenta y cuatro dólares americanos con veinte centavos de dólar (US\$ 276 924.264,20)
Valor	El valor estimado del presente Contrato es de doscientos setenta y seis millones novecientos veinticuatro mil doscientos sesenta y cuatro dólares americanos con veinte centavos de dólar (US\$ 276 924 264,20) El presente Contrato se pacta por el sistema de precios unitarios (valor por unidad de recurso, servicio o bien), los cuales remuneraran la totalidad de las actividades (trabajos, servicios) y/o suministros constitutivos de su objeto de conformidad con lo pactado El valor real del Contrato será la suma de los resultados que se obtengan al multiplicar las cantidades ejecutadas y/o entregadas por el CONTRATISTA a satisfacción de ECOPETROL, por los valores o precios unitarios pactados para el respectivo ítem, los cuales se consignan en el Anexo Relación de Actividades, Suministros y Servicios, Precios Unitarios y Ofrecimiento Económico
Forma de pago:	ECOPETROL pagará al CONTRATISTA el valor del Contrato, en Colombia en DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA y/o en PESOS COLOMBIANOS, de conformidad con lo expresado por el CONTRATISTA en el Anexo 4 de la propuesta "Relación de Actividades Suministro, Servicios, Precios Unitarios y Ofrecimiento Económico", Para el pago en DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA el CONTRATISTA deberá cumplir con todos los requisitos indicados en el Anexo Pagos en Moneda Extranjera a Residentes en Colombia Aspectos Cambiarlos del presente Contrato 3 Pagos mensuales, considerando las actividades efectivamente realizadas en el período respectivo, recibidos a satisfacción de ECOPETROL y aprobados por el Interventor 4 Un pago final, cuyo monto no podrá ser inferior al diez por ciento (10%) del valor facturado en el último mes de ejecución del Contrato, al cumplimiento de todas las actividades a satisfacción de ECOPETROL, de conformidad con lo establecido en la cláusula quinta del presente Contrato El Administrador autorizará el pago de las facturas única y exclusivamente cuando el Interventor del Contrato haya aprobado las Actas de Liquidación Parcial de actividades y/o suministros Los pagos parciales no implican el recibo o aprobación definitiva por parte de ECOPETROL de las actividades ejecutadas, bienes suministrados, productos entregados, y, por consiguiente, no eximen al CONTRATISTA de su responsabilidad en cuanto a la calidad de los mismos o de cualquier otra obligación contractual o de responsabilidad civil
Fecha de firma del contrato	26 de enero de 2010
Fecha de acta de iniciación	25 de febrero de 2010
Fecha de acta de terminación	28 de mayo de 2015
Plazo final de ejecución	Mil novecientos diecinueve días calendario (1919)
Gestoría Técnica	Empresa particular
Gestoría Administrativa	Empresa particular

Fuente Contrato 5208562 del 26 de enero de 2010

Se determinó que mediante el contrato No 5208562 del 26 de enero de 2010 se le pagaron actividades al Rig 238 en los siguientes términos:

El contratista presentó formalmente 17 solicitudes de reconocimiento económico derivado de la ejecución del contrato 5208562 del 26 de enero de 2010, las cuales se resumen en la siguiente tabla:



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Tabla No. 72 Solicitud Reconocimiento Económico del contrato 5208562 del 26 de enero de 2010

	FECHA DEL EVENTO	EQUIPO POZO	SOLICITUD CONTRATISTA	VALOR SOLICITADO POR EL CONTRATISTA
1	28 mayo 2011 a 22jun2011	RIG137 De CH 155 A CH147	Socialización tardía Comunidad exigía pago de tiempo de charlas pre turno como lo hacia Waterford	380 778,00
2	27 septiembre 2011 a 13 oct 2011	RIG137 De CH 149 A AKA2	Socialización tardía La comunidad no tenía claro participación de cada vereda	104 415,00
3	14 octubre 2011 a 30 octubre 2 011	RIG302 De GVN10 a API29RH	Socialización tardía ECP cito a dos compañías de perforación diferentes a la misma socialización	187 055,55
4	25 enero 2012 a 20 febrero 2012	RIG338 De 554R a API E4R	Socialización tardía Cambio de ruta, inicialmente pozo API E6R, luego API E4R y finalmente API E6R	571 202,00
5	29 febrero 2012 a 01 mayo 2012	RIG 302 De APY E298 a APY E4R	Socialización tardía Comunidad pide indemnización por ruido y olor, aclarar muerte del señor ROA	1 292 232,80
6	23 abril 2012 a 26 mayo 2012	RIG 137 De CH76 a SS17R	Socialización tardía Comunidad pide indemnización por ruido y olor, aclarar muerte del señor ROA	354 131,50
7	13 abril 2012 a 27may2012	RIG 991 De CH SW51 a API E1R	Socialización tardía Comunidad pide indemnizaciones por ruido y olor, aclarar muerte del señor ROA Compromiso de Ecopetrol con la comunidad	675 433,53
8	04 junio 2012 a 23 junio 2012	RIG238 De API 34 a GVN12	Socialización tardía Se programo 3 días después de entrada del equipo Bloqueos de la comunidad	161 542,50
9	31 julio 2012 a 21 agosto 2012	RIG991 De API 1R a API 43H	Socialización tardía Se programo 11 días después de entrada del equipo Bloqueos de la comunidad	313 690,55
10	02ene2013 a 14 febrero 2013	RIG991 De api44H a GTQ23H	Demoras en la movilización Bloqueos de la comunidad, quejas a ECOPETROL	886 002,62
11	21 enero 2013 a 23 febrero 2013	RIG238 De API 60 a SRI 20H	Demoras en la movilización Localización Gavan 14 no estaba lista, cambio de ruta a Suria 20H	581 553,00
12	03 febrero 2013 a 21 mayo 2013	RIG992 De CH SW41 a Lorito-1	Demoras en la movilización Localización Lorito 1 no estaba lista, cambio de ruta a Akacias 9	1 922 958,30
13	14 mayo 2013 a 31 mayo 2013	RIG991 GVN 15	Bloqueo durante perforacion por quejas de cultivadores de arroz	430 540,00
14	04 mayo 2013 a 20 mayo 2013	RIG238 De SUR20H a GVN 14	Socialización tardía Se programo 3 días despues de entrada del equipo Bloqueos de la comunidad	156 742,38
15	26 mayo 2013 a 03 julio 2013	RIG992 Aka 9	Bloqueo durante perforacion por quejas por la exigencia del CFTS como requisito para la contratación	441 039,50
16	17 mayo 2013 a 15 julio 2013	RIG993 De AKA 19 a AKA 15	Socialización tardía La comunidad no tenía claro participación de cada vereda	1 515 144,43
17	De 07 febrero 2014 a 03 marzo 2014	RIG238-CH 183, RIG992-AKA20, RIG993-CA264, RIG302 - CL49CH	Bloqueos de la comunidad por quejas ambientales y de inversión social	1 961 685,19
TOTAL				\$11 936 146,85

Fuente Acta de acuerdo de pago de reconocimiento económico del contrato N° 5208562 suscrita el 20 de junio de 2014

Como se puede observar el ítem No 11, el contratista reclama U\$581.553 dólares a Ecopetrol S.A. por la actividad realizada con el Rig 238 durante el



periodo del 21 de enero al 23 de febrero de 2013, justificado en demoras en la movilización Localización Gavan 14 no estaba lista, cambio de ruta a Suria 20H:

Tabla No 73 Stand By del 21 enero 2013 a 23 febrero 2013, Rig 238

	FECHA DEL EVENTO.	EQUIPO POZO	SOLICITUD CONTRATISTA	VALOR SOLICITADO POR EL CONTRATISTA
11	21 enero 2013 a 23 febrero 2013	RIG238 De API 60 a SRI 20H	Demoras en la movilización Localización Gavan 14 no estaba lista, cambio de ruta a Suria 20H	581 553,00

Fuente Acta de acuerdo de pago de reconocimiento económico del contrato N° 5208562 suscrita el 20 de junio de 2014 y confirmado posteriormente mediante Acta de liquidación de mutuo acuerdo contrato 5208562 del 26 de enero de 2010, acta suscrita el 28 de septiembre de 2015

En respuesta a la reclamación del contratista, Ecopetrol S A reconoció mediante acta de acuerdo de pago de reconocimiento económico del contrato No 5208562 suscrita el 20 de junio de 2014 y confirmado posteriormente mediante acta de liquidación de mutuo acuerdo contrato 5208562 del 26 de enero de 2010, suscrita el 28 de septiembre de 2015, entre otros valores, U\$574 629,75 dólares por la actividad realizada por el Rig 238 durante el periodo del 21 de enero al 23 de febrero de 2013, lo cual se liquidó a una tarifa de movilización de U\$27.693 dólares/día mediante factura N° 14656 del 2 de septiembre de 2014

En el contrato No 5208562 la movilización del Rig entre contrapozos o entre locaciones comprende desde la finalización de operaciones en el pozo intervenido hasta el inicio de operaciones en el siguiente pozo dejándolo listo para iniciar operaciones de perforación La tarifa de movilización para el Rig 238 en el 2013 se establece en el contrato por U\$27 693 dólares/día.

La comunicación del contratista de referencia 1-2013-063-4478 del 21-03-13 manifiesta textualmente

"El 18 de enero de 2013, el ingeniero de Operaciones de Ecopetrol S A (), notifico a () mediante correo electrónico, que la nueva locación a la cual se debía movilizar el Rig 238 era Suria 20H y no Gaván 14 como se tenía previsto inicialmente El cambio se debió al retraso de las obras civiles en el Campo Apiay

El 20 de enero 2013, el ingeniero de operaciones de Ecopetrol S A () solicito el ingreso de los equipos de transporte para iniciar el desarme, independiente de que no se hubiera hecho la socialización

El 21 de enero de 2013, se hizo entrega del Rig 238 a las 10 00 horas, firmándose el acta de inicio de movilización entre el () y () Se inicia desarme del equipo "



En el Acta de liquidación de mutuo acuerdo contrato 5208562 del 26 de enero de 2010, suscrita el 28 de septiembre de 2015, con respecto al Ríg 238 movilización del pozo Apiay 60 al pozo Suria 20H se manifiesta textualmente

. "De acuerdo con los correos electrónicos de los líderes de perforación, la locación a la cual estaba enrutado el equipo no estuvo lista en la fecha y hora de la liberación del mismo Pese a lo anterior, y en aras de dar continuidad al equipo, ECOPETROL S A replanteo la ruta al pozo Suria 20H

Sin embargo, y de acuerdo con el reporte de gestión social, la comunidad no permitió la socialización ante el inconformismo de la comunidad, por el convenio que tenía como fin la construcción de alcantarillado de la región"

Por lo tanto, el cambio de ruta evidencia que no se tenía listo el pozo Gavan 14 con lo cual no se cumplió con la responsabilidad del Gerente del Proyecto en conjunto con el Líder de Construcción y Gestión Social, de asegurar la ejecución de las obras civiles (locación) y socialización del proyecto con la comunidad para su ejecución, los cuales son necesarios asegurar previo ingreso del equipo de perforación

De otra parte, los bloqueos de vías por parte de la comunidad se iniciaron el 8 de enero de 2013, el 11 de enero seguían los bloqueos con más presencia de la Comunidad y con amenazas de dañar equipos que intenten moverse, según lo manifiesta un funcionario de Ecopetrol S A. en informe remitido por correo electrónico del 14 de enero de 2013

"El día 6 de enero, el Contratista recibió visita en campo de representantes de la JAC Vereda Pompeya y Peralonso anunciando que el día martes 8 de enero realizaran Bloqueo sobre las vías, según su versión por incumplimiento en los acuerdos de la Socialización del Contrato Con lo anterior, se recomendo por parte de Seguridad Física, comunicar inmediatamente a () y así mismo informar a representantes de Gestión Social

Para el día 8 de enero el Contratista tenía previsto iniciar trabajos de movilización a sus frentes, pero la Comunidad bloqueo las entradas a los Pozos Guatiquía (entrada a Lead G, San Fernando y Guatiquia 18) y el acceso al frente de los Gavanos (camino ganadero) A su bloqueo, unieron temas de los casinos de los Taladros (Contratista)

El día jueves 10 de enero, se realizó reunión con la Comunidad en la Escuela de Peralonso, para tratar el tema de los casinos, y ese día se concertó reunión para el día siguiente, con el fin de aclarar las dudas de la Comunidad respecto a los ofrecimientos y pedidos del Contratista, mismos que se han hecho de manera formal a (), pero de los cuales la Comunidad en general no tiene noticia

El día vienes 11 de enero, se hizo presente la cita Gestión Social, ECP Proyectos, Gestorías y Contratista, pero la Comunidad se manifesto mediante un cartel (puesto 30 minutos después de la hora de la reunión), en donde manifestaba que no aceptaba más pozos y plataformas de Ecopetrol S A

A la fecha el bloqueo sigue, con más presencia de la Comunidad y con amenazas de dañar equipos que intenten moverse"



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Por lo tanto, se concluye que para el pozo Gavan 14 no se cumplió con la responsabilidad del Gerente del Proyecto en conjunto con el Líder de Construcción y Gestión Social, de asegurar la ejecución de las obras civiles (locación) y socialización del proyecto con la comunidad para su ejecución, los cuales son necesarios asegurar previo ingreso del equipo de perforación.

Consecuentemente, se realizó cambio de ruta del Equipo Rig 238 al Pozo Suria 20H, lo cual requirió más tiempo de movilización teniendo en cuenta que la localización de este Pozo se encuentra en el área donde la comunidad estaba realizando bloqueos

Orden de movilización del Equipo Rig 238 que conlleva a un mayor tiempo de movilización en 20 75 contemplados en un stand by comprendido en el periodo del 21 de enero al 23 de febrero de 2013 que se pagó al contratista y en consecuencia configura un presunto detrimento al erario público cuantificado en \$1 102.496 131 según la siguiente cuantificación

Tabla No 74 Cuantificación presunto detrimento

DESCRIPCION	CANTIDAD	VALOR UNIT	VALOR TOTAL (DOLARES)	TRM	VALOR TOTAL (PESOS)
Perforación Suria 20H – Contrato 5208562 Rig 238 Servicio de Enero 21 a Febrero 23 de 2013 "Contrato de Confeccion de obra material de bien inmueble" Acta de acuerdo de pago de reconocimiento económico del contrato N° 5208562	GLOBAL		574 629,75	\$1918,62 (02-09-14)	\$1 102 496 131
TOTAL PRESUNTO DETRIMENTO					\$1.102 496 131

Fuente Factura No 14656 del 2 de septiembre de 2014

Por lo anterior, se presenta un presunto detrimento al erario público configurado en \$1 102 496 131, teniendo en cuenta que la CGR observa una deficiente planeación y/o falta de control y vigilancia en los tiempos en que se realiza la movilización de los equipos de perforación, por cuanto se constató que se causó un mayor valor debido a stand by generados en los cambios de ruta en los desplazamientos a pozos ubicados en sitios donde la comunidad estaba realizando manifestaciones y bloqueo de las vías, valor calculado de acuerdo a los datos de la factura de venta No. 14656 del 2 de septiembre de 2014, emitida por la empresa contratista, como se indica en los cuadros precedentes.

Hallazgo Administrativo con incidencia fiscal por valor de \$1.102,4 millones



3.2 GESTIÓN FINANCIERA PRESUPUESTAL Y CONTABLE

3.2.1 Evaluación del Proceso Presupuestal

En cuanto al presupuesto aprobado y ejecutado en la vigencia 2015, se realizó seguimiento ejecución presupuestal gastos, a partir de una muestra atinente a contratos relacionados con los proyectos de inversión

En lo relacionado con la ejecución de ingresos y gastos para la vigencia objeto de estudio, se plasma en cuadro adjunto:

Tabla No 75 Ejecución de ingresos y gastos año 2015
Cifras expresadas en pesos

EJECUCION DE INGRESOS Y GASTOS AÑO 2015					
RUBROS (Pesos\$)	Aprobado Inicial (2015)	Contracréditos	MODIFICACIONES		PRESUPUESTO
			Créditos	Adiciones	Vigente
Ingresos Corrientes	43 217 452 296 715	0	0	3 216 489 590 000	46 433 941 886 715
Ingresos de Capital	12 976 047 521 600	0	0	0	12 976 047 521 600
TOTAL INGRESOS	56 193 499 818 315	0	0	3 216 489 590 000	59 409 989 408 315
Gastos de Funcionamiento	15 827 000 590 454	-2 443 390 034 961	75 585 531 355	0	13 459 196 086 848
Servicio de la Deuda	1 771 415 748 804	-290 203 332 738	992 446 719 044	0	2 473 659 135 110
Inversión	15 950 850 000 000	-2 077 029 969 860	2 076 605 356 248	1 588 036 000 000	17 538 461 386 388
Gastos de Operación Comercial	31 754 731 689 663	-207 625 074 684	1 873 610 805 596	2 550 160 000 000	35 970 877 420 575
TOTAL GASTOS	65.303 998 028 921	-5 018 248 412 243	5 018 248 412 243	4 138 196 000 000	69 442 194 028 921

De acuerdo a la información reportada por la entidad, relacionada con la ejecución de ingresos y gastos, el detalle que se especifica en torno a recaudos acumulados de los recursos de capital por un valor de \$12.400 millones, desagregado en aportes de capital y rendimientos financieros, valores que no se evidenciaron en la información reportada al CHIP de la Contaduría General de la Nación, como se expresa en el clasificador presupuestal del "Manual para el registro de la Contabilidad Presupuestal Pública, hallando diferencias en el reporte "CGR Presupuestal"

3.2.2 Evaluación del Proceso Contable

Los Activos a diciembre 31 de 2015, ascendieron a \$100.227 211 millones incrementándose en un 10,02% con respecto al año 2014 que reflejaron \$91.097.854 millones.

Los Activos corrientes ascienden a \$15 583 467 millones y se incrementaron en un 16,15% con respecto al año 2014 que reflejó \$13.417.205 millones. De éstos, la mayor participación está representada en los activos por impuestos corrientes con \$3 676 015 millones, las cuentas por cobrar con \$2 883 379 millones y otros activos financieros con \$2.832 519 millones



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Los Activos no Corrientes ascendieron a \$84 643.744 millones y se incrementaron en un 8,96% con respecto al año 2014 que reflejaba un saldo de \$77 680.649 millones. La mayor participación de éstos se refleja en las inversiones en asociadas con \$33 253 963 millones, las Propiedades, Planta y Equipo con \$22.237 204 millones y los recursos naturales y del medio ambiente por \$19 832 483 millones.

Los Pasivos a diciembre 31 de 2015, ascienden a \$56 870 498 millones y se incrementaron en un 32 02% con respecto al año 2014 que reflejó \$43.076.468 millones.

Los Pasivos Corrientes a 31 de diciembre de 2015 ascienden a \$11.624.111 millones y se incrementaron en un 9 79% con respecto al año 2014 que reflejó \$10 587 812 millones.

Los Pasivos No Corrientes ascienden a \$45 246 387 millones y se incrementaron en un 39.27% con respecto al año anterior que reflejaba \$32.488 655 millones; de éstos las obligaciones financieras ascienden a \$36.158 217 millones y su incremento fue del 75 02% con respecto al año anterior.

El Patrimonio asciende a \$43 356.712 millones, presentando una disminución del 9 71% con respecto al año 2014 que reflejó \$48 021 386 millones.

Al cierre del ejercicio 2015 se registró una pérdida neta del periodo por valor de \$3.987 726 millones, mientras que para el cierre de 2014 Ecopetrol percibió una utilidad de \$5 725 500 millones.

Hallazgo No. 87 Reconocimiento Cash Call

El Numeral 4 5 del “Procedimiento para el reconocimiento contable de Acuerdos Conjuntos bajo IFRS” (GFI-P-042), señala con relación a Anticipos de los socios – Cash call en el marco de los Contratos de Asociación en los casos en que Ecopetrol actúa como socio operador, que “() en los registros de la asociación debe figurar la totalidad de los recursos, incluidos los aportes de Ecopetrol S.A o las compañías del Grupo Empresarial, cuando aplique, en la cuenta bancaria asignada, así

DEBITO				EFFECTIVO
	11			Depositos en instituciones financieras
		10		Subcuenta que corresponda
			XX	



CRÉDITO
24

50

03

CUENTAS POR PAGAR
Avances y anticipos recibidos
Anticipos sobre convenios y acuerdos”

Se estableció que, no obstante Ecopetrol como socio efectuó el giro de recursos a las cuentas bancarias de las asociaciones de los siguientes cash call, entre los meses septiembre y noviembre de 2015, el registro contable en las cuentas bancarias de las asociaciones no se hizo efectivo en el año 2015, subestimando el saldo de las cuentas Depósitos en Instituciones Financieras y Cuentas por pagar - Anticipos sobre convenios y acuerdos en cuantía total de \$18.598 millones.

Tabla No 76 Relación Cash call sin registro efectivo
Cifras expresadas en pesos

Contrato de Asociación	Fecha Memorando solicitud	Fecha giro	Cuantía
Contrato de E&P Ronda Caribe-Bloque RC-9-ANH	30-10-2015	13-11-2015	1 029 000 000
Contrato de E&P Ronda No 08 de 2009 Bloque CPO-9 Bloque CPO9	28-10-2015	12-11-2015	2 730 349 800
	25-09-2015	28-10-2015	4 466 420 000
	28-10-2015	20-11-2015	7 508 980 000
	28-10-2015	25-11-2015	2 863 630 000
Total			18 598 379 800

Estos hechos se presentan por deficiencias en los mecanismos de control implementados en el flujo oportuno de la información al área contable y en el sistema operativo para el registro contable

Hallazgo Administrativo

Hallazgo No. 88 Cuentas por cobrar

Los “estados financieros deben ofrecer a los usuarios de la información financiera una información útil para la toma de decisiones económicas”, esta información será “la que sea comparable, verificable, oportuna y comprensible”, las anteriores corresponden a las características cualitativas que debe tener la información financiera y sobre las cuales Ecopetrol hace referencia en las políticas y procedimientos (GFI-P-036 Procedimiento para la preparación y presentación de los estados financieros bajo IFRSs)

Con relación a las cuentas comerciales por cobrar de Ecopetrol, se genera incertidumbre sobre la calidad de la información reportada, así como afectación en el saldo de las mismas a 31 de diciembre de 2015, debido a las siguientes situaciones:



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

1 Ecopetrol, ante la solicitud efectuada por la CGR, de remitir el estado de la cartera con corte a 31 de diciembre de 2015, envía el informe de cartera comercial, el cual consta de una relación de noventa y siete (97) deudores, con cuantía total de \$1 7 billones, y el resumen por cuenta contable, que se muestra a continuación

Ecopetrol Resumen Informe Inicial de Cartera

Cuenta de mayor	Numero de cuenta	Prds min y máter Fac	Prds min y máter Fac	\$ Saldo	\$ Corriente	\$ Total Vencido
Prds min y máter Fac	1466020100	Prds min y máter Fac	Prds min y máter Fac	\$ 343 477 488 409	\$ 343 414 457 901	\$ 63 010 508
CxC Trelado Cambrova	1466020101	CxC Trelado Cambrova	CxC Trelado Cambrova	\$ 7 846 054 006	\$ 7 846 054 006	\$ 0
Prds min y máter Fac	1466022100	Prds min y máter Fac	Prds min y máter Fac	\$ 663 495 621 700	\$ 663 495 621 700	\$ 0
Prds Manufac. Fac. N	1466040100	Prds Manufac. Fac. N	Prds Manufac. Fac. N	\$ 653 070 068 975	\$ 647 091 661 016	\$ 5 978 407 859
Prds Manufac. Fac. E	1466042100	Prds Manufac. Fac. E	Prds Manufac. Fac. E	\$ 34 552 217 996	\$ 34 552 217 996	\$ 0
Bna Com Ncias. Fac.	1406000100	Bna Com Ncias. Fac.	Bna Com Ncias. Fac.	\$ 4 005 091 042	\$ 4 005 091 042	\$ 0
Serv de Transp. Nal	1407020100	Serv de Transp. Nal	Serv de Transp. Nal	\$ 134 920 830	\$ 134 920 830	\$ 0
Vta de Bna	1475000000	Vta de Bna	Vta de Bna	\$ 182 452 426	\$ 182 452 426	\$ 0
Resultado total				\$ 1 700 768 495 384	\$ 1 700 542 624 491	\$ 223 870 893
ESTIMADOS						
CxC Crudo y productos estm	1406049978	CxC Crudo y productos estm	CxC Crudo y productos estm	\$ 329 325 350 412	\$ 329 325 350 412	\$ 0
CXC Estimado de Servicio de Tr	1407020199	CXC Estimado de Servicio de Tr	CXC Estimado de Servicio de Tr	\$ 3 078 582 818	\$ 3 078 582 818	\$ 0
Resultado total				\$ 2 039 170 408 614	\$ 2 032 946 537 721	\$ 6 223 870 893

Fuente Ecopetrol – Oficio Radicado Nro 4-2016-01 1-10 Respuesta comunicación AEC-0012

2. Ecopetrol remite un segundo informe de cartera por cuantía total de \$1.34 billones, disminuyendo el inicialmente informado en \$364 240 millones, por el efecto del saldo crédito de la cuenta 2455 Bns Sdos A Fvor CI, como se muestra en el resumen, así

Ecopetrol Resumen Segundo Informe de Cartera

Cuenta de mayor	Numero de cuenta	Prds min y máter Fac	Prds min y máter Fac	\$ Saldo	\$ Corriente	\$ Total Vencido
Prds min y máter Fac	1466020100	Prds min y máter Fac	Prds min y máter Fac	\$ 343 477 488 409	\$ 343 414 457 901	\$ 63 010 508
CxC Trelado Cambrova	1466020101	CxC Trelado Cambrova	CxC Trelado Cambrova	\$ 7 846 054 006	\$ 7 846 054 006	\$ 0
Prds min y máter Fac	1466022100	Prds min y máter Fac	Prds min y máter Fac	\$ 663 495 621 700	\$ 663 495 621 700	\$ 0
Prds Manufac. Fac. N	1466040100	Prds Manufac. Fac. N	Prds Manufac. Fac. N	\$ 653 070 068 975	\$ 647 091 661 016	\$ 5 978 407 859
Prds Manufac. Fac. E	1466042100	Prds Manufac. Fac. E	Prds Manufac. Fac. E	\$ 34 552 217 996	\$ 34 552 217 996	\$ 0
Bna Com Ncias. Fac.	1406000100	Bna Com Ncias. Fac.	Bna Com Ncias. Fac.	\$ 4 005 091 042	\$ 4 005 091 042	\$ 0
Serv de Transp. Nal	1407020100	Serv de Transp. Nal	Serv de Transp. Nal	\$ 134 920 830	\$ 134 920 830	\$ 0
Vta de Bna	1475000000	Vta de Bna	Vta de Bna	\$ 182 452 426	\$ 182 452 426	\$ 0
Resultado total				\$ 1 342 226 452 403	\$ 1 343 360 893 623	\$ 124 431 220
ESTIMADOS						
CxC Crudo y productos estm	1406049978	CxC Crudo y productos estm	CxC Crudo y productos estm	\$ 329 325 350 412	\$ 329 325 350 412	\$ 0
CXC Estimado de Servicio de Tr	1407020199	CXC Estimado de Servicio de Tr	CXC Estimado de Servicio de Tr	\$ 3 078 582 818	\$ 3 078 582 818	\$ 0
Resultado total				\$ 1 358 908 322 652	\$ 1 358 908 322 652	\$ 7 092 735 018



3. En la Nota No 7 Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, de los Estados Financieros Separados, Ecopetrol revela con relación a los clientes Nacionales y del Exterior cuantía de \$1 019.715 millones y \$690.069 millones, respectivamente; que sumados ascienden a \$1 709.784 millones

4. Ecopetrol efectúa conciliación entre el informe de cartera y lo revelado en la Nota No. 7 de los Estados Financieros Separados, en la cual se considera lo registrado en las cuentas por cobrar, así:

Detalle del cruce de notas con cuentas por cobrar

Cuentas		Saldo SAP 2015	Menos Vinculados Económicos	Cartera con terceros	Cartera con terceros millones	Saldo Notas	Diferencia
1405020100	1405020100 Prds min y miner.Fac	949 477 468,409	(146 555 061 236)	196 922,407 173	196 922		
1405020101	1405020101 CxC Traslado Controversias	7 848 054 006	(46 035 496)	7 802 018 510	7 802		
1405020200	1405020200 Prds min y miner Est	-			-		
1405040100	1405040100 Prds Manufac. Fac. N	653 070 068 975	(8 243 323 940)	644 826 745 035	644 827		
1405040200	1405040200 Prds Manufac. Est. N	-			-		
1405050100	1405050100 Bns Com Mcltas Fac.	4 005 691 042		4 005 691 042	4 005		
1405049978	1405049978 CxC Crudo y producto	329 325 350 412	(168 893 204 931)	160 432 145 481	160 432		
1405049979	1405049979 CxC crudo y Pduct	2 519 250 790		2 519 250 790	2 519		
1407020100	1407020100 Serv de transp. Nal	134 920 830		134 920 830	135		
1407020101	1407020101 Serv de transp. Oleo	-			-		
1407020199	1407020199 CxC Estimado de Serv	3 078 562 818		3 078 562 818	3 079		
1407029800	1407029800 Val ME CxC Servicio	(6 019 199)		(6 019 199)	(6)		
Total clientes nacionales para Nota		1,345,453 948,083	(323 737 625 603)	1 019 715 722,480	1,019 716	1,019 715	1
1405022100	1405022100 Prds min y miner Fac	669 495 621 700	-	669 495 621 700	663 496		
1405022200	1405022200 Prds min y miner Est	-			-		
1405029800	1405029800 Val ME CxC Producto	(7 907 070 806)		(7 907 070 806)	(7 907)		
1405042100	1405042100 Prds Manufac. Fac. E	34 552 217 996	(71 944 981)	34 480 273 015	34 480		
1405049800	1405049800 Val ME CxC Bienes	(131 350)		(131 350)	(0)		
1405062100	1405062100 Bns Com Mcltas Fac.	-			-		
1405069800	1405069800 Val ME CxC Bienes	-			-		
Total clientes exterior para Nota		690 140 637 540	(71 944 981)	690 068,692,559	690 069	690 069	(0)
Total					1,709 784	1 709 784	

En conclusión, de lo expuesto en los párrafos anteriores se evidencia que las cuentas por cobrar de clientes a 31 de diciembre de 2015 se encuentran sobrestimadas en cuantía de \$364.240 millones, debido al registro de reclasificaciones de los abonos hechos por los clientes a la cuenta por pagar depósitos recibidos; es decir que los \$1.7 billones revelados en la Nota No 7 a los Estados Financieros Separados no corresponden a la realidad, puesto que de este valor, \$364.240 millones, debieron abonarse a las cuentas por cobrar de los respectivos clientes.

Hallazgo Administrativo

Hallazgo No. 89 Reconocimiento fallo

Ecopetrol S.A, en el (GFI-P-036 Procedimiento para la preparación y presentación de los estados financieros bajo IFRSs), al referirse a las hipótesis fundamentales



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

del Marco Conceptual de información financiera, indica en su numeral 3. Condiciones Generales, presentación de estados financieros bajo IFRS que. *“Los estados financieros que reflejan los hechos económicos de la entidad a lo largo del periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de cada año, cumplen con las hipótesis fundamentales establecidas en el marco conceptual de información financiera, es decir, con la hipótesis de negocio en marcha y la hipótesis de causación o devengo (Los hechos económicos son reconocidos en estados financieros cuando ocurren y no cuando se produce la salida o entrada de efectivo)”*

En consideración a lo anterior, se estableció que Ecopetrol S.A. y un tercero se encontraban en proceso de Resolución de controversias en virtud del Contrato de Suministro No. DIJ-987 de 2006 Las pretensiones de Ecopetrol ascendían a \$4 386 millones, valor registrado contablemente por Ecopetrol como cuenta por cobrar al tercero

El 25 de agosto de 2014 el Tribunal de Arbitraje resolvió mediante fallo que el tercero *“() no debe ese valor según el régimen regulatoria y está acreditado en proceso el cumplimiento de sus pretensiones, de modo que la excepción prospera en efecto () no está obligada a asumir el mayor costo del líquido suministrado en sustitución del gas, por cuanto los actor regulatorias la imponen a la demanda y usuarios respectivos, circunstancia que igualmente estructura el hecho exceptivo que se denominó “inexistencia de la obligación” Subrayado fuera de texto*

El 30 de julio de 2015 el Consejo de Estado, declaró infundado el recurso extraordinario de anulación interpuesto por Ecopetrol contra el laudo arbitral proferido el 25 de agosto de 2014 por el Tribunal de Arbitramento, confirmando de esta forma el fallo del mencionado Tribunal

No obstante lo anterior, se observó que a 31 de diciembre de 2015 Ecopetrol mantenía el registro contable de la cuenta por cobrar al tercero (Cuenta 1406020101 CXC Traslado Controversias), sobrestimando el saldo de la cuentas por cobrar en cuantía de \$4 386 millones

Esto hecho se presenta por deficiencias en los mecanismos de control implementados para el flujo oportuno de la información entre las áreas.

Hallazgo Administrativo



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Hallazgo No. 90 Registro inversiones patrimoniales por tercero

Considerando las características cualitativas de la información financiera y sobre las cuales Ecopetrol hace referencia en las políticas y procedimientos, entre los que se incluye el “*Procedimiento para la preparación y presentación de los estados financieros bajo IFRS*” (GFI-P-036), se genera incertidumbre sobre la capacidad de los sistemas de contabilidad para proporcionar información confiable y completa y sobre la verificabilidad y comprensibilidad que debe tener la misma

En comunicación remitida por Ecopetrol dando respuesta a solicitud realizada por la CGR acerca de las inversiones método de participación, se adjunta la conciliación de Inversiones Patrimoniales, en la cual se indica que el valor total en libros de la Inversión a 31 de Diciembre de 2015 es de \$32.518 260 millones, discriminado este valor por cada una de las subordinadas, asociadas y negocios conjuntos. Posteriormente, se muestra el grupo de cuentas con saldo, en el que se indica que soporta el saldo de los \$32.518 260 millones

En la consulta efectuada en el sistema SAP del señalado valor en libros de cada una de las inversiones en las compañías en las cuales Ecopetrol posee inversión (subordinadas, asociadas y negocio conjunto) en las cuentas relacionadas en la mencionada conciliación, se evidenció que los registros del sistema difieren de lo informado en la Conciliación Inversiones.

Adicionalmente, se evidenció en el Sistema SAP, 107 partidas se registran como Ecopetrol S.A. y 1938 no hacen referencia a que compañía corresponde

La situación planteada igualmente se presenta con las cuentas en las cuales Ecopetrol indica que se registra el goodwill y deterioro asociado a inversiones

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 91 Valoración de activos

En análisis efectuado a la “*Maestra de Activos - Matriz de Propiedad Planta y Equipo*” suministrada por Ecopetrol S.A. con corte al 31 de diciembre de 2015, se evidenció que figuran 6 648 activos cuyos valores (simbólicos en muchos casos) oscilan entre \$1 y \$100.000, valores que no corresponden al costo del activo, entre los cuales se encuentran terrenos, maquinaria, oficinas, colegios, edificios y casas entre otros, es importante mencionar que en su mayoría, estos activos corresponden a operación asociada.

Tabla No 77 Relación de cuentas afectadas por la incertidumbre contable
Cifras expresadas en pesos

CUENTA	DESCRIPCION	No Activos con valor simbólico	SALDO EN BALANCE A DIC 31/2015	DEPRECIACION DIC 31/2015
1605010000	TERRENOS URBANOS	1	521 042 234 209	
1605020000	TERRENOS RURALES	45	1 567 990 796 421	
1637070000	IMPRODUC-MAQUINARIA	1	-	
1640010000	EDIFICIOS Y CASAS	214	286 834 473 470	
1640020000	OFICINAS	25	599 766 727 509	
1640080000	CAFETERÍAS Y CASINOS	12	43 524 196 996	
1640090000	COLEGIOS Y ESCUELAS	4	378 173 744	
1640100000	CLÍNICAS Y HOSPITALE	1	21 422 770 477	
1640110000	CLUBES	1	1 984 901 101	(1 193 830 748 899)
1640150000	CASSETAS Y CAMPAMENTO	266	770 465 730 884	
1640180000	BODEGAS Y HANGARES	28	97 255 611 631	
1640190000	INSTALACIONES DEPORT	2	20 405 750 795	
1640200000	ESTANQUES	6	192 501 061 906	
1640240000	TANQUES DE ALMACENAM	87	1 953 992 647 296	
1645010000	PLANTAS DE GENERACIÓ	84	892 523 056 168	
1645120000	SUBESTA/ESTA/REGULAC	184	734 477 468 880	(1 898 875 095 382)
1645900000	OTRAS PLANTAS, DUCTO	2	658 790 778 859	
1650020000	REDES DE DISTRIBUCIÓ	147	2 872 470 267 924	
1650030000	REDES DE RECOL AGUAS	3	488 517 574 319	(2 014 936 839 537)
1650060000	REDES DE ALIME GAS	1	60 192 038 638	
1650070000	LÍNEAS DE INTERCONEX	2	615 002 671 971	
1655040000	MAQUINARIA INDUSTRIA	2 542	12 626 896 800 836	
1655060000	EQUIPO DE RECREACIÓ	17	208 006 336	(6 504 076 796 031)
1655110000	HERRAMIENTAS Y ACCES	128	11 195 476 001	
1655200000	EQ CENTROS DE CONTRO	176	966 974 771 817	
1660010000	EQUIPO DE INVESTIGAC	27	8 081 948 873	
1660020000	EQUIPO DE LABORATORI	136	207 962 331 441	(72 789 709 124)
1660030000	EQUIPO DE URGENCIAS	4	1 428 353 876	
1660050000	EQUIPO DE HOSPITALIZ	93	11 943 718 201	
1665010000	MUEBLES Y ENSERES	854	35 053 265 891	(20 259 000 796)
1665020000	EQ Y MÁQ DE OFICINA	304	19 743 608 700	
1670010000	EQ DE COMUNICACIÓ	33	95 356 198 004	
1670020000	EQ DE COMPUTACIÓ	888	160 997 192 468	(116 329 365 621)
1670040000	SATÉLITES Y ANTENAS	5	8 156 246 536	
1670900000	OTROS EQ COMPU YCOMU	17	2 026 778 737	
1675020000	TERRESTRE	12	87 433 750 913	
1675040000	MARITIMO Y FLUVIAL	5	7 523 375 579	(47 010 056 445)
1675050000	DE TRACCIÓ	1	926 226 523	
1675060000	DE ELEVACIÓ	2	26 733 175 473	
1680020000	MAQ Y EQUIPO RESTAUR	288	4 036 800 108	(1 712 418 125)
TOTAL		6 648	26 682 216 959 511	(11 869.820.029 960)
VALOR NETO TOTAL ACTIVOS AFECTADOS				14 812.396.929 551
VALOR TOTAL DE ACTIVOS REGISTRADOS EN BALANCE AL 31/12/2015				100 227 211.596.235
PORCENTAJE DE PARTICIPACION				14 78%

La situación descrita es generada por debilidades en el seguimiento y control efectuado a los activos de la operación asociada, ocasionando incertidumbre en los saldos de las cuentas objeto de éste hallazgo, aspecto que contrasta con lo establecido por Ecopetrol S.A. en el Procedimiento para el Manejo Contable de Propiedad Planta y Equipo Bajo IFRS, en el cual se indica que "La propiedad,



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

planta y equipo se registra a su costo menos la depreciación acumulada, agotamiento y amortización (incluido cualquier deterioro) ”

Hallazgo Administrativo-Incertidumbre contable

Hallazgo No. 92 Activos contabilizados como grupo de activos

En análisis efectuado a la “*Maestra de Activos*” con corte al 31 de diciembre de 2015 suministrada por Ecopetrol S.A se evidenció que figuran activos registrados como “grupos de activos” identificados dentro de la matriz como “facilidades” en su gran mayoría reconocidos dentro de la cuenta No.1655040000 Maquinaria Industrial, generando que los activos (individuales) no se encuentren clasificados adecuadamente y que no se reconozcan y valoren de manera detallada.

La situación descrita es ocasionada por la debilidad en el seguimiento y control al detalle de los activos de la operación asociada, aspecto que dista de lo establecido por Ecopetrol S.A en el Procedimiento para el Manejo Contable de Propiedad Planta y Equipo Bajo IFRS, en el cual se indica que “*La propiedad, planta y equipo se registra a su costo menos la depreciación acumulada, agotamiento y amortización (incluido cualquier deterioro) ”* entendiendo esto como el costo neto, el cual se define en el mismo procedimiento como “*el importe por el que un activo se reconoce en el estado de situación financiera, después de deducir la amortización acumulada y las pérdidas por deterioro acumuladas, que se refieran al mismo.*” Subrayado y negrilla fuera de texto

Hallazgo Administrativo

Hallazgo No. 93 Activos capitalizados y depreciados al 100%

En revisión efectuada a la matriz de activos se encontraron 11 (once) activos fijos que presentan fecha de capitalización del 31/12/2015 por un valor total de \$3.785 millones, los cuales fueron depreciados en su totalidad al corte del 31 de diciembre de 2015 a pesar de estar relacionados como activos a depreciar mediante el método de unidades de producción. Lo anterior debido a debilidades en los controles para el seguimiento de los activos, ocasionando sobreestimación en el valor de la depreciación y a su vez subestimación del valor neto de esos activos.

A continuación se incluye la tabla en la cual se relacionan los activos enunciados:



Tabla No 78 Activos capitalizados y depreciados en la misma fecha
Cifras expresadas en pesos

Activo fijo	Fecha Capitalización	Denominación del activo fijo	Valor Adquisición	Valor Depreciación	Valor Contable Neto
141161437	31/12/2015	BOMBA DINAMICA CENTRIFUGA	1 295 248 255	-1 295 248 255	0
141160353	31/12/2015	BOMBA DINAMICA CENTRIFUGA	622 376 647	-622 376 647	0
141160355	31/12/2015	BOMBA DINAMICA CENTRIFUGA	622 376 647	-622 376 647	0
141160357	31/12/2015	BOMBA DINAMICA CENTRIFUGA	622 376 646	-622 376 646	0
141161458	31/12/2015	ESTRUCTURA LINEA DE VIDA	185 634 207	-185 634 207	0
71006282	31/12/2015	MANTENIMIENTO MAYOR DE TANQUES	144 992 250	-144 992 250	0
141161459	31/12/2015	ESTRUCTURA LINEA DE VIDA	77 880 013	-77 880 013	0
71006291	31/12/2015	OVERHAUL UNIDADES DE GENERACION	64 354 585	-64 354 585	0
71006294	31/12/2015	OVERHAUL UNIDADES DE GENERACION	60 779 844	-60 779 844	0
71006287	31/12/2015	OVERHAUL UNIDADES DE GENERACION	45 646 778	-45 646 778	0
71006288	31/12/2015	OVERHAUL UNIDADES DE GENERACION	43 856 708	-43 856 708	0
TOTAL			3 785 522 580	(3 785 522 580)	0

La práctica descrita difiere con lo establecido en el Procedimiento para el Manejo Contable de Propiedad Planta y Equipo Bajo IFRS, el cual indica que *“Los activos de propiedad planta y equipo, asociados al segmento de exploración y producción (E&P), que pertenezcan a las siguientes clases, se depreciaran utilizando el método de unidades de producción ”*

Hallazgo Administrativo

Hallazgo No. 94 Hojas de entrada pendientes de aprobación o anulación

En revisión efectuada al reporte de hojas de entrada a través del aplicativo SAP mediante la transacción ML84, se encontró que con fecha de corte al 31 de diciembre de 2015 figuran 1 794 (mil setecientos noventa y cuatro) hojas de entrada que se encuentran pendientes de liberación por parte de los gestores administrativos de los contratos de bienes y servicios por un valor total neto de pedido de \$3 639 millones, las cuales tienen fecha de elaboración desde el año 2004.

Lo anterior denota debilidades en el registro y seguimiento de hojas de entrada efectuado por parte de los administradores de los contratos, específicamente en la culminación satisfactoria o anulación de la hoja de entrada (según corresponda). La situación descrita genera incertidumbre en los valores que se deben causar a fin de reconocer y registrar correctamente el pasivo estimado en la contabilidad de la entidad, aspecto que no permite el adecuado cumplimiento numeral 3 8 Conciliación de información, del procedimiento de control interno emitido por la Contaduría General de la Nación mediante la resolución 357 de 2008 que establece que: *“Deben realizarse conciliaciones permanentes para contrastar, y ajustar si a ello hubiere lugar, la información registrada en la contabilidad de la entidad contable pública y los datos que tienen las diferentes dependencias respecto a su responsabilidad en la administración de un proceso específico”*.

Hallazgo Administrativo



Hallazgo No. 95 Tercerización de cuentas por pagar en SAP

Con el propósito de validar las partidas individuales que conforman el saldo de algunas cuentas del pasivo de la entidad (cuentas por pagar) se evidenció que el aplicativo SAP carece de uniformidad en la identificación del tercero (acreedor) responsable de cada partida. Lo anterior considerando que el aplicativo SAP posee campos en los cuales debería detallarse la información del tercero (acreedor) tales como “Clave ref 1 - Clave ref 2 - Clave ref 3 y Acreedor” y para algunos casos no se encuentra información en ninguno de esos campos o la información que se registra en ellos no es consistente. Aspecto que no permite obtener de manera clara, ágil y sencilla el detalle del saldo de cada una de las cuentas por tercero (acreedor), debiéndose recurrir a otros medios para lograr la identificación de este, aspecto que puede ocasionar errores en la consulta y análisis de información que sirve como base para la toma de decisiones

Lo relacionado anteriormente dificulta el adecuado cumplimiento del objetivo de control interno contable relacionado en el literal n) del numeral 12 del procedimiento de control interno, emitido por la Contaduría General de la Nación mediante la resolución 357 de 2008 que menciona que. *“Establecer los elementos básicos de evaluación y seguimiento permanente que deben realizar los jefes de control interno, respecto de la existencia y efectividad de los controles al proceso contable necesarios para mantener la calidad de la información financiera de la entidad pública”*.

Hallazgo Administrativo

Hallazgo No. 96 Clasificación de partidas Vinculados Económicos

En revisión efectuada a las partidas que se registran en los estados financieros a cargo de los vinculados económicos, se encontró que no solo presentan saldos por pagar en la cuenta destinada para tal fin, como lo es la CxP bienes y servicios Vinculados Económicos cuenta No.2401010102, sino que también figuran cuentas por pagar a cargo de vinculados económicos en cuentas diferentes como por ejemplo en las cuentas No.2401010100 CxP Nacional Bienes Facturados PGCP, No.2401011100 Cxp nacional servicios facturados. Lo anterior a causa de debilidades en la clasificación de las partidas a favor de los vinculados económicos, situación que genera entrega de información parcializada a los usuarios de los estados financieros.

Tabla No 79 Cuentas que tienen como acreedor a un vinculado económico
Cifras expresadas en pesos

NOMBRE CUENTA	CODIGO VINCULADO	VALOR
CxP Exterior Servicios	445995	(878 327 522,00)
CxP Nacional Bienes Facturados PGCP	204566	(531 518 537,00)
	216053	(6 374 079 359,00)
Cxp nacional servicios facturados	200001	(8 904 738 488,00)
	200013	(49 487 578 281,00)
	205621	(1 210 855 054,00)
	215010	(5 619 314 181,00)
	219151	(676 910 910,00)
	233684	(185 461 605 745,00)
TOTAL		(259 144 928 077,00)

El mencionado aspecto contrasta con las características cualitativas de la información financiera detalladas en el Procedimiento para la Preparación y Presentación de Estados Financieros bajo IFRS GFI-P-036 específicamente en lo relacionado con la comprensibilidad donde se indica que. *“la clasificación, caracterización y presentación de información de manera clara y concisa hace que sea comprensible ”*

Hallazgo Administrativo

Hallazgo No. 97 Inconsistencias en información CHIP

Evidenció la CGR diferencias en el reporte “CGR Presupuestal” que realizó Ecopetrol S A , al Sistema CHIP de la Contaduría General de la Nación en el rubro “Recursos de Capital” con la ejecución de compromisos acumulados a diciembre de 2015, por valor de \$12 400 038 millones, el cual no discrimina lo correspondiente al Código 1 2 01, “Recursos del Crédito”, como está establecido en el “Clasificador Presupuestal” del “Manual para el registro de la Contabilidad Presupuestal Pública”, ya que en la información entregada a la Contraloría General, dicho rubro se subdivide en el de “Crédito Externo” que reportó una ejecución de compromisos acumulada a diciembre 31 de 2015, por valor de \$9 836 766 millones, más recursos de capital por valor de \$2 563.271 millones, para un total de \$12 400.038 millones. Lo descrito anteriormente, revela información limitada en el reporte del CHIP, que es de carácter público, reglada en la Resolución Reglamentaria Orgánica 0001 de 2014, expedida por la Contraloría General de la República

Hallazgo Administrativo



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

3.2.3 Seguimiento al Plan de Mejoramiento

Nivel Central

Del Plan de mejoramiento presentado por Ecopetrol para evaluar las acciones hasta diciembre 31 de 2015 se evaluaron 16 acciones de mejoramiento, correspondiente a la vigencia 2013, una de ellas no cumplió y dos de ellas no eliminan la causa de la observación

Gerencia Santander VRC

De acuerdo con los seguimientos reportados a diciembre 31 de 2015 y junio 30 de 2016 del Plan de Mejoramiento suscrito por Ecopetrol S A , correspondientes a la jurisdicción de Santander, se revisaron de 45 hallazgos con 49 acciones de mejoramiento, y se estableció que 46 acciones fueron cumplidas y 3 se encuentran en ejecución dentro del término establecido, así

De 25 hallazgos contenidos en el informe Auditor de la vigencia 2013, de los cuales 11 pertenecen a la Refinería de Barrancabermeja, fueron revisadas 26 acciones de mejora, con 38 actividades, las cuales fueron cumplidas en un 100%

Así mismo, de 20 hallazgos del informe Auditor de la vigencia 2014, 6 pertenecientes a la Refinería de Barrancabermeja y 14 al Instituto Colombiano de Petróleo – ICP, fueron revisadas 23 de acciones de mejora con sus correspondientes 38 actividades, las cuales fueron cumplidas en un 100%, teniendo en cuenta que 3 acciones de mejora se encuentran dentro del término para ser ejecutadas

Adicionalmente, se pudo evidenciar que 14 acciones de mejora, correspondientes al mismo número de hallazgos, fueron efectivas, en el sentido que constituyeron una acción que al aplicarla mitigó el riesgo evidenciado por la CGR. Valga aclarar, que sobre las restantes 32 acciones de mejora, no se les emitió concepto de efectividad, puesto que el alcance de esta auditoría no incluyó la revisión de la Refinería de Barrancabermeja e ICP, actividad ésta imprescindible para emitir el pronunciamiento refendo

Gerencia Huila

De acuerdo con los seguimientos reportados a diciembre 31 de 2015 y junio 30 de 2016 del Plan de Mejoramiento suscrito por Ecopetrol S A , correspondientes a la jurisdicción de Huila, se revisaron 16 hallazgos con 20 acciones de mejoramiento, de las cuales se cumplieron 19 acciones y una no fue cumplida que corresponde a compensación ambiental



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

Gerencia Meta

De acuerdo con los seguimientos reportados a diciembre 31 de 2015 y junio 30 de 2016 del Plan de Mejoramiento suscrito por Ecopetrol S.A., correspondientes a la jurisdicción de la Vicepresidencia Regional Orinoquia, se revisaron de 26 hallazgos las 32 acciones de mejoramiento, se observó y evidencio que la totalidad de las acciones fueron cumplidas y fueron cerradas en el Plan de Mejoramiento

4 SOLICITUDES CIUDADANAS

En esta auditoria se evaluaron siete (7) solicitudes de origen ciudadano, algunos radicados como denuncias y otros como insumos de auditoria, en razón a que dentro de su análisis no se encontró que se haya producido un daño al patrimonio público, en detrimento de los intereses de Ecopetrol S.A , finalizaron con el archivo de las mismas.

✓ **2016ER0053708- IS**

Presuntas inconsistencias respecto al servicio de transporte aéreo desde y hacia Campo Rubiales

✓ **2016-97011-82111-D Acumulado 2016-99763-82111D**

Presuntas Irregularidades en la ejecución del Convenio 52120480 y el contrato FPDF 139 de 2013, suscrito entre el Ministerio del Interior y la Confederación Nacional de Acción Comunal

✓ **2016-98801-82111-IS, 2016-101017-IS y 2016-101018 IS**

Presuntas irregularidades con ocasión de la ejecución y liquidación del contrato 5202323, así como otras situaciones que determinan persecución hacia un trabajador de Ecopetrol S A

✓ **201697007-82110-D AT No.14**

Conflicto de intereses oleoducto Caño Limón Coveñas Si bien se archivó ya se había dado trámite a la oficina de control interno y disciplinario de Ecopetrol S A.

✓ **201698321-82111-IS**

Presuntas Irregularidades en la venta de unas láminas a Ecopetrol S A por parte de un tercero. Del análisis efectuado se validó el siguiente hallazgo.

Hallazgo No. 98 Facturas Orden de compra No. 4800000100

En revisión efectuada como producto de una denuncia interpuesta por un ciudadano, se evidenció que las siguientes facturas fueron emitidas por una empresa contratista de Ecopetrol S.A., a fin de cobrar por la venta de láminas correspondientes a la orden de compra No. 4800000100, sin embargo, las facturas

se encuentran a nombre de una agencia de seguros y Ecopetrol S.A las tramitó contable y financieramente

Tabla No 80 Relación facturas

Factura No.	Valor Total (Incluido IVA)	Fecha	No. doc. SAP Ecopetrol-Cenit	Orden de compra
PE-0079	2 166 349 113	16 de Marzo 2015	5100000305	4800000100
PE-0080	93 815 037	16 de Marzo 2015	5100000306	4800000100

Lo anterior contraviene lo establecido en el artículo 617 del Estatuto Tributario definido como *"Requisitos de la Factura de Venta"* y el 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"* Donde el literal C indica *"Apellidos y nombre o razón social y NIT del adquirente de los bienes o servicios. ."* Hecho generado por deficiencias en la ejecución de controles implementados por Ecopetrol S A , específicamente el control relacionado con *"Verificar que la factura cumpla con los requisitos mínimos de ley y con los requisitos internos para poder ser contabilizada -Control N4.4C5"*, generando riesgos en el reconocimiento de deducción en el impuesto sobre la renta e impuestos descontables en el impuesto sobre las ventas

Hallazgo Administrativo

✓ **201694055-82111-IN**

En derecho de petición anterior con radicado 2015-87109-82110SE no quedó clara la diferencia entre cuentas por pagar del balance y cifras reportadas en sentencia del Consejo de Estado sobre el contrato Atalayas

✓ **2016-97456-82111-D y 2016ER0033101 07-04-2016 AT No. 22**

Posible detrimento patrimonial y posible interés indebido en la celebración del Contrato de Arrendamiento No MA-0025114



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

5 BENEFICIOS DE AUDITORIA

En la ejecución de la presente auditoria se presentaron beneficios de auditoria por valor de \$1.199.5 millones correspondiente a acciones correctivas implementadas por los diferentes operadores y Ecopetrol.

A continuación se relacionan los diferentes beneficios obtenidos

Beneficio 1.

Menor cantidad de obra ejecutada, frente a la realmente pagada por el operador por valor de \$6 543 307, correspondiente al Contrato No 052 del 30 de julio de 2015, firmado entre la fundación Pacific y Latitud Ingeniería SAS cuyo objeto consistió en "Mantenimiento Integral del Aula existente de la Escuela Santa Helena en el Municipio de Puerto Gaitán - Meta" Se realizó Transferencia de pago a la cuenta bancaria de la Fundación Paye del contratista Latitud Ingeniería

Beneficio 2.

Menor cantidad de obra ejecutada, frente a la realmente pagada por el operador por valor de \$1 852 610, correspondiente al Contrato No.080 suscrito el 2 de diciembre de 2015, entre la fundación Pacific y Arco Ingeniería H&F SAS cuyo objeto consistió en "Ejecutar el Diseño, los Estudios y las Obras Civiles correspondientes al Mantenimiento del Aula Móvil de la Escuela de la Vereda Puerto Triunfo en el Municipio de Puerto Gaitán - Meta" Se realizó transferencia de pago a la cuenta bancaria de la Fundación Paye del contratista Arco ingeniería H&F SAS.

Beneficio 3.

Siniestro en los pozos Acaé 2, 6 y 11 el 14 de noviembre de 2013, correspondiente a la Gerencia Putumayo perteneciente a la Vicepresidencia Regional Sur. Ecopetrol presenta la solicitud de indemnización única y total del reclamo a Axa Colpatría Seguros S.A, proceso que fue cumplido el 7 de octubre de 2016, mediante entrega a la CGR de la copia del registro contable 1600014003 del sistema SAP referencia 15458 realizada por AXA Colpatría Seguros S A por USD\$407.232.08, a la cuenta bancaria No.464644033 Banco JPMORGAN SHASE NEWYOR por \$1.191.072.388.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

6 ANEXOS



Anexo 1. Matriz de evaluación de Gestión y Resultados

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA MATRIZ DE EVALUACIÓN DE GESTIÓN Y RESULTADOS Contraloria Delegada para el Sector Minas y Energia								
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%	77,5	11,62	20%
			Indicadores		25%	88,6	22,15	
			Gestión Presupuestal y Contractual		35%	76,6	26,83	
			Prestación del Bien o Servicio		25%	86,5	21,62	
	CALIFICACIÓN COMPONENTE CONTROL DE GESTIÓN				100%			16,44
	Control de Resultados 30%	Eficacia, Efectividad, Economía, Eficiencia, Valoración de Costos Ambientales y Equidad	Objetivos misionales		50%	88,5	44,27	30%
			Cumplimiento e impacto de Políticas Públicas, Planes Programas y Proyectos		50%	81,0	40,52	
	CALIFICACIÓN COMPONENTE CONTROL DE RESULTADOS				100%			25,44
	Control de Legalidad 10%	Eficacia	Cumplimiento de normatividad aplicable al ente o asunto auditado		100%	88,9	88,93	10%
CALIFICACIÓN COMPONENTE LEGALIDAD				100%			8,89	
Control Financiero 30%	Economía, Eficacia	Razonabilidad o Evaluación Financiera		100%	90,0	90,00	30%	
CALIFICACIÓN COMPONENTE FINANCIERO				100%			27,00	
Evaluación del Control Interno 10%	Eficacia, Eficiencia	Calidad y Confianza		100%	75,450	75,45	10%	
CALIFICACIÓN COMPONENTE SISTEMA DE CONTROL INTERNO				100%			7,55	
CALIFICACIÓN FINAL DE LA GESTIÓN Y RESULTADOS PONDERADA							88,33	

Anexo 2 Estados Financieros

Anexo 2 1 Estado de Situación Financiera Comparativo

Ecopetrol S.A.

Estados de Situación Financiera

A 30 de diciembre de 2015, 31 de diciembre del 2014 y 1 de enero del 2014
(Expresados en millones de pesos colombianos)

Activos	Notas	A 31 de diciembre 2015	A 31 de diciembre 2014	A 1° de enero 2014
Activos corrientes				
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	2,317,046	2,197,459	2,501,277
Cuentas comerciales y otros cuentas por cobrar	7	2,007,957	3,709,316	5,827,548
Inventarios	8	2,258,556	2,500,324	2,971,577
Otros activos financieros	9	2,012,520	799,509	1,473,275
Activos por impuestos corrientes	10	3,676,016	1,224,070	1,125,572
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	413,439	1,541,468	1,505,023
Otros activos	12	704,453	1,027,331	486,045
Total activos corrientes		15,386,046	13,417,205	17,247,141
Activos no corrientes				
Inversiones en compañías	13	33,253,954	29,137,964	22,619,267
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7	2,915,719	3,007,791	1,934,479
Propiedades, plantas y equipo	14	27,243,801	21,214,548	18,491,252
Recursos naturales y del medio ambiente	15	19,032,424	20,070,320	18,912,128
Intangibles	17	174,532	177,773	271,813
Activos por impuestos diferidos	10	4,070,709	2,326,216	2,449,341
Otros activos financieros	9	717,481	489,949	781,557
Otros activos	12	812,478	1,158,245	1,057,777
Total activos no corrientes		84,829,167	77,680,651	69,610,224
Total activos		100,215,213	91,097,857	85,757,365
Pasivos				
Pasivos corrientes				
Préstamos y transacciones	18	2,000,414	1,994,450	1,374,309
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19	6,285,474	6,716,070	9,337,575
Provisiones por beneficios a empleados	20	1,562,093	1,304,034	1,784,697
Pasivos por impuestos corrientes	10	514,088	904,450	2,137,077
Provisiones y contingencias	21	503,142	770,717	872,649
Total pasivos corrientes		11,825,911	11,772,702	14,007,033
Pasivos no corrientes				
Préstamos y transacciones	18	38,156,347	20,545,976	10,947,630
Provisiones por beneficios a empleados	20	2,457,309	4,449,987	5,414,000
Pasivos por impuestos diferidos	10	1,791,344	1,705,050	2,947,647
Provisiones y contingencias	21	4,599,003	4,227,030	3,271,935
Otros pasivos no corrientes		260,518	325,977	107,400
Total pasivos no corrientes		46,244,619	31,363,669	23,096,669
Total pasivos		58,070,530	43,076,371	37,103,621
Patrimonio				
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	22	41,346,713	48,021,486	48,653,744
Total Patrimonio		48,858,713	48,021,486	48,653,744
Total pasivos y patrimonio		106,929,243	91,097,857	85,757,365

Véanse las notas que acompañan a los Estados Financieros Exprimados

(original firmado)
Juan Carlos Echeverry G
Presidente
(Ver certificación adjunta)

(original firmado)
Adriano Vargas Padilla
Contralor Público
T P 167892 - T
(Ver certificación adjunta)

(original firmado)
Carlos F. Moreno S
Revisor FISCAL
T P 24897-7
(Ver certificación adjunta)

Anexo 2 2 Estado de Ganancias o Pérdidas

Ecopetrol S.A

Estados de Ganancias o Pérdidas

(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción que está expresada en pesos colombianos)

	Notas	Por los años terminados el 31 de diciembre de	
		2015	2014
Ingresos por ventas	23	43,290,600	58,079,472
Costos de ventas	24	35,320,201	40,107,643
Utilidad bruta		7,970,399	17,971,929
Gastos de administración	26	861,353	426,203
Gastos de operación y proyectos	26	2,960,120	3,455,026
Otras ganancias y pérdidas operacionales	26	3,126,999	665,694
Resultado de la operación		1,021,927	13,425,107
Resultado financiero, neto	27		
Ingresos financieros		598,404	423,613
Gastos financieros		(2,186,900)	(1,164,266)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio		(2,303,025)	(2,699,363)
		(3,891,521)	(3,440,105)
Participación en las utilidades del periodo de compañías	13	(2,070,693)	(333,460)
Resultado antes de impuesto a las ganancias		(4,940,287)	9,651,542
Impuesto a las ganancias	10	962,661	(3,926,042)
(Pérdida) utilidad neta del periodo		(3,987,726)	5,725,500
(Pérdida) utilidad básica y diluida por acción		(97 0)	139 2

Véanse las notas que acompañan a los Estados Financieros Separados

(original firmado)
Juan Carlos Echeverry G
Presidente
(Ver certificación adjunta)

(original firmado)
Alberto Vargas Pefalosa
Contador Público
T P 187682 -T
(Ver certificación adjunta)

(original firmado)
Carlos E Moreno S
Revisor Fiscal
T P 24887-T
(Ver informe adjunto)