



86111

Bogotá,

Contraloría General de la República :: SGD 11-12-2018 10:23
Al Contestar Cite Este No.: 2018EE0151225 Fol:1 Anex:1 FA:23
ORIGEN 86112-DIRECCIÓN DE VIGILANCIA FISCAL PARA EL SECTOR MINAS Y ENERGÍA /
CARLOS JAIME DAZA ORTIZ
DESTINO FELIPE BAYON PARDO / ECOPETROL
ASUNTO INFORME FINAL AUDITORIA INVERSIONES OFFSHORE ECOPETROL
OBS
2018EE0151225 

Doctor
FELIPE BAYON PARDO
Presidente
ECOPETROL
Carrera 13 No. 36-24
Ciudad

Asunto: Informe final Auditoría Inversiones Off-shore

Respetado doctor Bayón,

La Contraloría General de la República en cumplimiento de las disposiciones de carácter constitucional y en desarrollo del Plan de Vigilancia y Control Fiscal, culminó la auditoría Especial de cumplimiento al tema de Inversiones Off-shore, en consecuencia me permito enviar a su despacho copia del informe final.

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 oficio.




Atentamente,



RICARDO RODRIGUEZ YEE
Contralor Delegado para el Sector de Minas y Energía

Anexo: Lo enunciado (23 folios)

Revisó: Director DVF, Dr. Fulton Rony Vargas Caicedo 

Proyectó: CJ Daza, Líder Equipo Auditor   

INFORME AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO

AUDITORIA DE CUMPLIMIENTO A LAS INVERSIONES OFFSHORE

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

ECOPETROL S.A.

CGR-CDSME
Diciembre 2018

INFORME AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO
INVERSIONES OFFSHORE

Contralor General de la República

Carlos Felipe Córdoba Larrarte

Contralor Delegado

Ricardo Rodríguez Yee

Director de Vigilancia Fiscal

Fulton Ronny Vargas Caicedo

Coordinador de Gestión

Javier Alex Hurtado Malagón

Líder de auditoría

Carlos Jaime Daza Ortiz

Auditores

Liliana Andrea Villamizar Cabrera
María Adita Cuesta Pérez
Martín Zarza García
Jeisson Zapata Rincón
Leandro Silver Rojas Medina
Leonardo Briceño Moreno
Jaime Alejandro Mesa Garzón

TABLA DE CONTENIDO

1.	HECHOS RELEVANTES.....	4
2.	CARTA DE CONCLUSIONES.....	7
2.1.	OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA.....	9
2.2.	CRITERIOS IDENTIFICADOS.....	9
2.3.	ALCANCE DE LA AUDITORÍA.....	11
2.4.	EVALUACION DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO.....	11
2.5.	CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO DE LA EVALUACIÓN REALIZADA...	12
2.6.	RELACIÓN DE HALLAZGOS.....	14
2.7.	PLAN DE MEJORAMIENTO.....	14
3.	RESULTADOS DE LA AUDITORÍA.....	15
3.1.	RESULTADOS GENERALES SOBRE EL ASUNTO O MATERIA AUDITADA.....	15
3.2.	RESULTADOS DE SEGUIMIENTO AUDITORÍAS ANTERIORES.....	17
3.3.	RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 1.....	17
3.4.	RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 2.....	22
3.5.	RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 3.....	31
3.6.	RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 4.....	42

1. HECHOS RELEVANTES

Zonas Francas Permanentes Offshore

Con la creación de Zonas Francas Permanentes Costa Afuera, se buscó aliviar a los inversionistas los altos costos asociados con proyectos costa afuera, toda vez que se tuvo en cuenta que por el sistema impositivo colombiano los proyectos con bajos índices de producción y/o escenarios de precios bajos se veían beneficiados, mientras que proyectos grandes de alto costo (que se pueden esperar en aguas profundas) se veían significativamente afectados por el sistema fiscal.

El Ministerio de Comercio, Industria y Turismo a través del Decreto 2682 de 2014 permite regular el régimen franco para proyectos costa afuera alusivos a actividades de evaluación técnica, exploración y producción de hidrocarburos, con el objetivo de fomentar e impulsar el desarrollo de proyectos encaminados a la exploración y explotación de hidrocarburos en las costas marítimas y mar territorial colombiano.

Mediante el Decreto 2129 de 2015 el Gobierno introdujo un párrafo al artículo 3º del Decreto 2682 de 2014, estableciendo que cuando una misma persona jurídica o sucursal de sociedad extranjera es operador de varios contratos suscritos con la ANH, se podrá declarar la existencia de una sola zona franca que abarque todas las áreas costa afuera asignadas en los diferentes contratos; esto, sin eliminar que se deba cumplir los requisitos de inversión y empleo correspondientes.

Las zonas francas offshore creadas y sus contratos fueron:

Operadora	Resolución Aprobación MINCIT	Contratos
ANADARKO*	No. 2227 del 22/11/2016	TEA: COL-1, COL-2, COL-5, COL-6, COL-7, E&P: FUERTE NORTE, FUERTE SUR, URA-4, PURPLE ANGEL.
PETROBRAS	No. 0290 del 22/02/2017	E&P TAYRONA
REPSOL	No. 2434 del 30/11/2016.	TEA: COL-4, GUA OFF-1, E&P RC-11, RC-12.
ECOPETROL-ECAS	No. 1071 del 06/06/2017	E&P RC-9

Fuente: ANH

*No ha utilizado la figura de Zona Franca

- Las zonas francas offshore autorizadas pactaron realizar inversiones por USD887.3 Millones y a junio de 2018 han ejecutado USD880.6 millones, pero la entidad encargada de verificar estas inversiones le corresponde al Ministerio de Comercio, por lo tanto para la CGR se limitó a verificar documentalmente las operaciones allí

realizadas, teniendo en cuenta que el área asignada para realizar operaciones propias de una Zona Franca Offshore se encuentran delimitadas por coordenadas en el mar, donde se asignaron los respectivos bloques.

2. Las verificaciones de existencia e ingreso y salida de materiales utilizadas en actividades de exploración en las ZFOffshore se realizó en los lugares y con los contratistas que adelantaron actividades de recepción, transporte y almacenamiento, así como con la DIAN encargada del control que le corresponde.
3. Solamente tres de ellas utilizaron los beneficios que otorgan las ZF, a excepción de ANADARKO, quien argumentó que cuando fueron habilitados ya habían adquirido la mayoría de materiales para sus actividades exploratorias, por lo tanto no ha sido aprovechada su condición.

Contrato Internacional de Suministro de Gas entre ECOPETROL y PDVSA

Con base en el memorando de entendimiento firmado entre los Gobiernos de Colombia y Venezuela en julio de 2004 para implementar la interconexión gasífera entre los dos Países, la Empresas Estatales Ecopetrol S.A y Petróleos de Venezuela PDVSA Gas, suscribieron contratos para la importación de gas entre los dos Países con el fin de abastecer las demandas nacionales de Gas en cada territorio.

El primer Contrato Internacional de Suministro de Gas Suscrito el 11 de mayo de 2007 tenía como fin el suministro desde Colombia por parte de Ecopetrol y Chevron Petroleum Company a PDVSA Gas de Venezuela, con término hasta el 31 de diciembre de 2011. Este Contrato finalmente expiro en junio de 2015.

Así mismo el 21 de noviembre de 2007 se suscribió recíprocamente el Contrato Internacional de suministro de gas por parte de PDVSA Gas de Venezuela a Ecopetrol y Chevron Petroleum Company cuyo inició se dio el primero de febrero de 2012, con plazo fijado de 16 años, cuyo vencimiento se extendía hasta el 31 de diciembre de 2027.

Que en el mismo Contrato Internacional de Suministro de Gas se encuentra vinculado como parte la empresa Chevron Petroleum Company, quien a su vez, tiene el Contrato de Asociación del bloque Guajira como socio operador de Ecopetrol S.A, en las áreas de producción Chuchupa, Ballena y Riohacha, las cuales han sido productoras de gas no asociado por más de 40 años para el país, alcanzando producciones de 765 MMSCFD (Millones de pies cúbicos estándar de gas por día) y de las cuales se abasteció la Asociación Guajira para cumplir con el compromiso de Colombia de la importación de gas que requería Venezuela.

El suministro de gas desde Venezuela por parte de PDVSA que se dio a partir del 1° de febrero de 2012 se suspendió por razones técnicas en la calidad del gas suministrado a la Asociación Guajira, gas entregado por PDVSA que necesariamente era mezclado con el gas de la Asociación para el abastecimiento Colombiano.

El Comité Ejecutivo de la Asociación Guajira, aprobó presupuestos de inversión en los últimos 10 años por aproximadamente USD\$461,8 Millones, de los cuales en los años 2013 y 2014 se aprobaron inversiones que ascendieron a los USD\$127,4 Millones, cuyo alcance incluía equipos y facilidades para la importación de gas desde Venezuela como parte de la estrategia comercial y del negocio suscrito entre las partes desde 2007.

Por lo anterior la CGR considera relevante que en momentos de declinación de la producción de la Asociación Guajira, la ausencia en la importación de gas por parte de PDVSA no permite completar las coberturas en necesidad de comercialización de Gas en el territorio Colombiano, sin el aprovechamiento del gas importado y las inversiones que en dicha materia realizó la Asociación para permitir el abastecimiento Nacional.

2. CARTA DE CONCLUSIONES

Doctor

LUIS MIGUEL MORELLI NAVIA

Director

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Calle 25 No. 59-65 piso 2

Doctor

FELIPE BAYÓN PARDO

Presidente

ECOPETROL Ciudad

Cra. 13 No. 36-24 piso 4

Respetados doctores,

Con fundamento en las facultades otorgadas por el Artículo 267 de la Constitución Política y de conformidad con lo estipulado en la Resolución Orgánica 012 del 24 de marzo de 2017, la Contraloría General de la República realizó auditoría de cumplimiento al tema de Inversiones Offshore realizadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH- y Ecopetrol S.A.

Es responsabilidad de la Administración el contenido en calidad y cantidad de la información suministrada, así como con el cumplimiento de las normas que le son aplicables a su actividad institucional en relación con el asunto auditado.

Es obligación de la CGR expresar con independencia una conclusión sobre el cumplimiento de las disposiciones aplicables al tema de Inversiones Offshore realizadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH- y Ecopetrol S.A., conclusión que debe estar fundamentada en los resultados obtenidos en la auditoría realizada.

Este trabajo se ajustó a lo dispuesto en los Principios fundamentales de auditoría y las Directrices impartidas para la auditoría de cumplimiento, conforme a lo establecido en la Resolución Orgánica 014 del 14 de junio de 2017, proferida por la Contraloría General de la República, en concordancia con las Normas Internacionales de las Entidades Fiscalizadoras Superiores (ISSAI¹), desarrolladas por la Organización Internacional de las Entidades Fiscalizadoras Superiores (INTOSAI²) para las Entidades Fiscalizadoras Superiores.

Estos principios requieren de parte de la CGR la observancia de las exigencias profesionales y éticas que requieren de una planificación y ejecución de la auditoría destinadas a obtener garantía limitada, de que los procesos consultaron la normatividad que le es aplicable.

¹ ISSAI: The International Standards of Supreme Audit Institutions.

² INTOSAI: International Organization of Supreme Audit Institutions.

La auditoría incluyó el examen de las evidencias, documentos y visitas de campo que soportan el proceso auditado y el cumplimiento de las disposiciones legales y que fueron remitidos por la ANH y Ecopetrol S.A.

Los análisis y conclusiones se encuentran debidamente documentados en papeles de trabajo, los cuales reposan en el Sistema de información de Auditorías establecido para tal efecto y los archivos de la Contraloría Delegada para el Sector de Minas y Energía de la Contraloría General de la República.

La auditoría se adelantó en las sedes de la ANH y Ecopetrol S.A. El período auditado tuvo como fecha de corte el 30 de mayo de 2018 y abarcó el periodo comprendido entre el 1º de enero de 2014 hasta el 30 de mayo de 2018.

Los hallazgos se dieron a conocer oportunamente a las entidades dentro del desarrollo de la auditoría, las respuestas fueron analizadas y en este informe se incluyen los hallazgos que la CGR consideró pertinentes.

2.1. OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA

Los objetivos de la auditoría fueron los siguientes:

2.1.1. Objetivo General

Evaluar las inversiones en exploración de Hidrocarburos OFF SHORE.

2.1.2. Objetivos Específicos

Objetivo 1. Evaluar la gestión de la ANH frente a los recursos invertidos en OFF SHORE.

Objetivo 2. Evaluar la Gestión de la ANH frente a las obligaciones pactadas en los contratos OFF SHORE.

Objetivo 3. Evaluar la gestión de Ecopetrol y su Grupo Empresarial respecto de las inversiones realizadas OFF SHORE en Colombia.

Objetivo 4. Evaluar la gestión de Ecopetrol y su Grupo Empresarial sobre las inversiones OFF SHORE realizadas a nivel extraterritorial.

2.2. CRITERIOS IDENTIFICADOS

De acuerdo con el objeto de la evaluación, los criterios sujetos a verificación son:

- Acuerdo 03 de 2014 - artículo 51: Términos económicos especiales: (...) todos aquellos Derechos a favor de la ANH, que corresponde reconocer y pagar al Contratista por el Uso del Subsuelo en Áreas asignadas en Exploración (...), como se establece a continuación, y de los Aportes para formación, Fortalecimiento Institucional y

Transferencia de Tecnología (...). El derecho económico por uso del subsuelo en áreas asignadas en Exploración y en Evaluación sin que exista producción tanto respecto de Yacimientos Convencionales como no convencionales debe liquidarse y cancelarse anualmente sobre la superficie remanente materia del contrato, incluidos inicial y adicional (....)

- JOA- Anexo contable.
- Numeral 2 del artículo 3° del Decreto 714 de 2012 “diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos...”
- Numeral 6 artículo 3 del Decreto 714 de 2012, “Estructurar los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica para generar nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias de Colombia con miras a planear y optimizar el aprovechamiento del recurso hidrocarburífero y generar interés exploratorio y de inversión.”
- Art. 4 Decreto 2682 de 2014 Requisitos generales para obtener la declaratoria de existencia de Zonas Francas Permanentes de que trata el presente Decreto. Para obtener la declaratoria de existencia de una Zona Franca Permanente en los términos de este Decreto, el Operador del Contrato suscrito con la Agencia Nacional de Hidrocarburos deberá acreditar los siguientes requisitos.
- Planes de Manejo Ambiental a Ecopetrol, para los bloques Off – Shore en Colombia.
- Guía Ambiental para Sísmica Marina.
- Numeral 1° del Artículo 40 del Decreto No. 2041 del 15 de octubre de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (hoy compilado en el Artículo 2.2.2.3.9.1. del Decreto 1076 de 2015), 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 verificar la eficiencia y eficacia de las medidas de manejo implementadas en relación con el plan de contingencia.
- Artículo 2.2.2.3.5.1 del Decreto 1076 de 2015, señaló en el numeral 9, que el Plan de contingencias para la construcción y operación de los proyectos que incluyan la actuación para derrames, incendios, fugas y/o vertimientos por fuera de los límites permitidos, hará parte integral del Estudio de Impacto Ambiental.
- Requisitos para la declaratoria de zonas francas offshore, Decreto 2682 de 2014; 2.2.1. Área, 2.2.2. Cerramiento, 2.2.3. Mínimo de usuarios, 2.2.4. Inversión y empleo, 2.2.5. Otros requisitos generales para obtener la declaratoria, 2.3. Término de declaratoria de la zona franca offshore, 2.4. Reconocimiento de usuarios, 2.5. Prestación de servicios y venta de bienes; Artículo 4° - Acreditación de que se trata de una persona jurídica que desarrollará exclusivamente su objeto social dentro de una o varias zonas francas, 3.2. Artículo 4° - Requisitos generales para obtener la declaratoria de existencia de zonas

francas permanentes de que trata el decreto, 3.3. Artículo 5º - Reconocimiento de usuarios: "(...) Además del operador del contrato suscrito con la Agencia Nacional de hidrocarburos, podrán ser calificados como usuarios industriales de bienes y/o servicios los contratistas del contrato suscrito con la Agencia Nacional de Hidrocarburos y las personas jurídicas proveedoras de bienes y servicios (...)", 3.4. Artículo 7º - Movimiento de mercancías y/o productos entre las áreas declaradas como zona franca y el resto del territorio aduanero nacional, 3.5. Artículo 8º - Operación de equipos que se encuentren fuera de la zona franca, 3.7. Término de declaratoria de las zonas francas.

- Artículos 1 y 2 y subsiguientes de la Resolución 40687 del MME *"Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera"*.
- Artículo 1,2 y subsiguientes del Decreto 1760 de 2003 por el cual se escinde Ecopetrol se modifica su estructura orgánica y se crea la ANH.

2.3. ALCANCE DE LA AUDITORÍA

Dentro del alcance de la presente Auditoría de Cumplimiento se evaluaron las actividades desplegadas por la ANH y ECOPETROL durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2014 y el 30 de mayo de 2018, enfocados en las inversiones de exploración de Hidrocarburos OFF SHORE.

2.4. EVALUACION DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO

En la evaluación del diseño de controles implementados por la ANH y ECOPETROL S.A., la calificación obtenida fue de 1,421 *"Adecuado"*. La evaluación de la efectividad fue de 1,667 *"con deficiencias"*; la evaluación que combina los resultados anteriores del diseño y efectividad arroja un resultado de 1,451 *"Adecuado"*. Por lo anterior, la calificación final del control interno es de 1,551 *"Eficiente"*. Se observa que en términos generales, los controles existen, sin embargo se determinaron debilidades en su aplicación.

La calificación está dada por las siguientes situaciones: debilidades en contratos y convenios dados que aún no se ha terminado de transferir dentro de los plazos establecidos la información técnica geológica; la ANH no ha adelantado los procedimientos necesarios para definir la destinación de bienes adquiridos; respecto al castigo de cartera los soportes utilizados entregados a la CGR, no fueron suficientes ni idóneos; se genera incertidumbre sobre el conocimiento generado a partir del descubrimiento Kronos-1; La ANH ha dado como acreditada las inversiones dentro de los programas exploratorios mínimos sin haber sido recibidos a satisfacción por el SGC.

2.5. CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO DE LA EVALUACIÓN REALIZADA

Como resultado de la auditoría de Cumplimiento a inversiones Offshore en la ANH y Ecopetrol S.A., con respecto a su normatividad, la Contraloría General de la República emite los siguientes Conceptos:

2.5.1. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS.

La gestión sobre inversión de recursos en Offshore para las actividades de exploración y de acuerdo a los objetivos evaluados, se ajustó en gran medida a los criterios evaluados; sin embargo, se presentaron las siguientes situaciones que inciden en la calificación:

- En el seguimiento a contratos y convenios referidos al cumplimiento de obligaciones de contratistas, se presentan debilidades dado que aún no se ha terminado de transferir dentro de los plazos establecidos la información técnica geológica de acuerdo con el Manual de Entrega de Información Técnica de Exploración y Producción del Servicio Geológico Colombiano; así mismo, en el seguimiento al programa exploratorio mínimo, algunos contratistas no han entregado a la Litoteca las muestras de corazones convencionales y Piston Core que estaban obligados a tomar.
- En algunos convenios celebrados entre la ANH y el INVEMAR, el objeto se orientó a realizar estudios sobre bloques en evaluación técnica que fueron adjudicados a inversionistas privados quienes de acuerdo al Anexo C de los contratos estaban obligados a realizar la respectiva inversión ambiental.
- LA ANH no ha adelantado los procedimientos necesarios para definir la destinación de bienes adquiridos con sus aportes en desarrollo de convenios con INVEMAR, respecto a la propiedad y/o uso de los mismos.
- Respecto al castigo de cartera los soportes utilizados entregados a la CGR, no fueron suficientes ni idóneos de acuerdo a los requisitos internos de la ANH y externos de la Contaduría General de la Nación, generándose incertidumbre acerca de los fundamentos técnicos del castigo de cartera.
- Siete años después de la firma del decreto No. 4137 del 3 de noviembre de 2011, la ANH no ha transferido toda la información técnica y geológica de hidrocarburos al Servicio Geológico, toda vez que a la fecha se encuentran 31.816 cajas pendientes de verificar su contenido por parte de la ANH para la entrega respectiva a la Litoteca.
- La ANH ha dado como acreditada las inversiones dentro de los programas exploratorios mínimos como lo describen los contratos TEA o E&P sin obtener las inversiones remanentes, configurándose un hallazgo con incidencia disciplinaria y fiscal, en cuantía de USD\$1.8 millones.
- Se genera incertidumbre sobre el conocimiento generado a partir del descubrimiento Kronos-1 (Bloque Fuerte Sur) y los estudios regionales, mediante el cual se pretendía

correlacionar los corazones tomados en la perforación de los pozos del bloque Purple Angel.

Como resultado de la auditoría de Cumplimiento, la Contraloría General de la República en relación con la gestión de la ANH respecto a inversiones Offshore emite Concepto con Reserva.

2.5.2. ECOPETROL S.A.

La gestión sobre inversión de recursos en Offshore para las actividades de exploración y de acuerdo a los objetivos evaluados, se ajustó en gran medida a los criterios evaluados; sin embargo, se presentaron las siguientes situaciones que inciden en la calificación:

- La gestión de procesos Off Shore, en cuanto a seguimiento y control para la gestión ambiental y social, de contratos de Exploración Offshore, evidenciaron debilidades en la gestión ambiental de Ecopetrol S.A., en lo que respecta al desarrollo de las medidas de manejo establecidas en los planes de manejo ambiental de proyectos Exploratorios Offshore, por desviaciones a cumplimientos de normatividad ambiental y a los diferentes instrumentos ambientales propios de cada uno de los contratos E&P Offshore, reflejados en el cierre consultas previas y programas de compensación en el área exploratoria RC9 – ECAS, Pago de tasas retributivas por vertimientos en las aguas marinas del área exploratoria RC9 – ECAS y el cierre de la Licencia Ambiental del área de perforación exploratoria RC-5, pozo Molusco 1.
- Respecto al Contrato de Asociación Guajira Offshore, se estableció una gestión administrativa ambiental con inadecuados procesos de control en cuanto al registro y actualización de información Respel, ya que se encuentran sin cerrar siete (7) investigaciones de tipo administrativo ambiental, en contra de la empresa CHEVRON PETROLEUM COMPANY, socio de Ecopetrol S.A., a través de los Autos 788 del 4 de 2017, 789 de 207, 947 de 2017, 951 de 2017, 974 de 2017, 1064 de 2017 y 1065 de 2017, por hechos u omisiones de infracción a normas de protección ambiental, referido especialmente al que estando esta empresa inscrita en el Registro de Generadores de Residuos o Desechos Peligrosos – RESPEL, no reportó la información correspondiente en dicho registro en el año 2016; los registros omitidos fueron para la Estación Bodega Dividivi, Estación Campamento Técnico, Estación Ballena, Estación Riohacha, Muelle Riohacha, Plataforma Chuchupa A y Plataforma Chuchupa B.
- El pozo mapale-1 fue descubridor de hidrocarburos (Gas no asociado seco), sin embargo el contrato E&P RC-5 se encuentra en liquidación y el área en su totalidad fue devuelta a la ANH y la inversión pactada fue trasladada como remanente a las inversiones adicionales en el bloque Purple Angel, generando una desviación de la expectativa del descubrimiento que inicialmente se planteó por los contratistas.
- Ecopetrol Germany no realizó una oportuna gestión ante el Gobierno de Angola para adelantar el cierre de las actividades en ese país, lo cual ha requerido de gastos administrativos posteriores a la salida del acuerdo contractual con el Operador.

- Con corte a septiembre de 2018 las empresas del Grupo Empresarial Ecopetrol con inversiones extraterritoriales en Brasil, Alemania, Estados Unidos y Perú, vienen arrojando pérdidas acumuladas por 6,9 Billones de pesos a diciembre de 2017.

Como resultado de la auditoría de Cumplimiento, la Contraloría General de la República en relación con la gestión de ECOPETROL S.A. respecto a inversiones Offshore emite Concepto con Reserva.

2.6. RELACIÓN DE HALLAZGOS

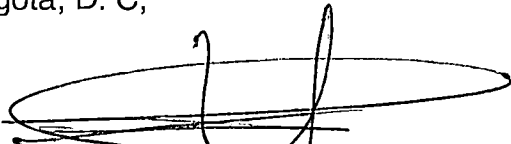
Como resultado de la auditoría, la Contraloría General de la República constituyó doce (12) hallazgos administrativos de los cuales uno (1) tiene incidencia fiscal y disciplinaria por valor de USD 1.8 millones (\$5.738 millones TRM \$3.187,86 al 7 de diciembre de 2018, día en que se aprobó el hallazgo en comité sectorial) y tres (3) tienen otra incidencia para traslado a la autoridad ambiental.

2.7. PLAN DE MEJORAMIENTO

Las entidades evaluadas deberán elaborar y/o ajustar el Plan de Mejoramiento que se encuentra vigente, con acciones y metas de tipo correctivo y/o preventivo, dirigidas a subsanar las causas administrativas que dieron origen a los hallazgos identificados por la Contraloría General de la República como resultado del proceso auditor y que hacen parte de este informe. Tanto el Plan de Mejoramiento como los avances del mismo, deberán ser reportados a través del Sistema de Rendición de Cuentas e Informes (SIRECI), dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al recibo de este informe.

La Contraloría General de la República evaluará la efectividad de las acciones emprendidas por las entidades para eliminar las causas de los hallazgos detectados en esta auditoría, según lo establecido en la Resolución orgánica que reglamenta el proceso y la Guía de auditoría aplicable vigentes.

Bogotá, D. C,



RICARDO RODRIGUEZ YEE
Contralor Delegado para el Sector Minas y Energía

Aprobó: *Fulton Ronny Vargas Caicedo-Director de Vigilancia Fiscal*
Revisó: *Javier Alex Hurtado Malagón-Supervisor*
Elaboró: *Equipo Auditor*

3. RESULTADOS DE LA AUDITORÍA

3.1. RESULTADOS GENERALES SOBRE EL ASUNTO O MATERIA AUDITADA

Efectuado el análisis a la gestión de ECOPETROL y ANH, frente a las inversiones Offshore se observa que en los últimos 10 años el avance en materia de exploración de hidrocarburos en Colombia, áreas costa afuera (Off-Shore) donde se han suscrito a lo largo de este periodo 32 Contratos de Hidrocarburos; de ellos 19 Contratos E&P (Exploración y Producción y 13 Contratos TEA (Evaluación Técnica), distribuidos entre 11 Compañías Operadoras, no se han obtenidos nuevos recursos hidrocarburíferos para ser explotados y comercializados. Se precisa que en áreas Costa Afuera se encuentra aún vigente el Contrato de Asociación Guajira, único en etapa de producción.

Tipo Contrato	Contrato	Operador
E&E	TAYRONA	PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V. SUCURSAL COLOMBIA
E&P	URA 4	ANADARKO COLOMBIA COMPANY
E&P	TUM OFF 3	ECOPETROL S.A.
E&P	SIN OFF 7	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH (SEPC) SUCURSAL COLOMBIA
E&P	RC-9	ECOPETROL COSTA AFUERA COLOMBIA S.A.S
E&P	RC-8	ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA
E&P	RC-7	ECOPETROL S.A.
E&P	RC-6	PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED
E&P	RC-5	ECOPETROL S.A.
E&P	RC-4	EQUION ENERGÍA LIMITED
E&P	RC-12	REPSOL EXPLORACION COLOMBIA SA
E&P	RC-11	REPSOL EXPLORACION COLOMBIA SA
E&P	RC-10	ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA
E&P	PURPLE ANGEL	ANADARKO COLOMBIA COMPANY
E&P	GUA OFF 2	ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA
E&P	FUERTE SUR	ECOPETROL S.A.
E&P	FUERTE NORTE	ANADARKO COLOMBIA COMPANY
E&P	BOROJO SOUTH	RELIANCE EXPLORATION & PRODUCTION DMCC (LIQUIDADA)
E&P	BOROJO NORTH	RELIANCE EXPLORATION & PRODUCTION DMCC (LIQUIDADA)
TEA	MERAYANA	ECOPETROL S.A.
TEA	GUA OFF 3	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH (SEPC) SUCURSAL COLOMBIA
TEA	GUA OFF 1	REPSOL EXPLORACION COLOMBIA SA
TEA	FUERTE	BHP BILLITON PETROLEUM AMERICA SUCURSAL COLOMBIA-CANCELADA
TEA	EGORO	ECOPETROL S.A.
TEA	COL 7	ANADARKO COLOMBIA COMPANY
TEA	COL 6	ANADARKO COLOMBIA COMPANY
TEA	COL 5	ANADARKO COLOMBIA COMPANY
TEA	COL 4	REPSOL EXPLORACION COLOMBIA SA
TEA	COL 3	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH (SEPC) SUCURSAL COLOMBIA
TEA	COL 2	ANADARKO COLOMBIA COMPANY
TEA	COL 1	ANADARKO COLOMBIA COMPANY
TEA	BOROJO	RELIANCE INDUSTRIES LIMITED

Fuente: ANH

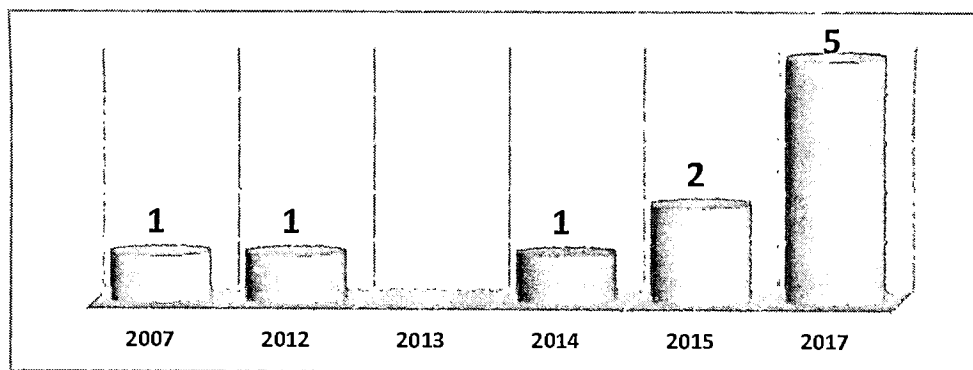
Respecto a las inversiones en áreas costa afuera (Offshore) realizadas, por los diferentes contratistas, en los Contratos adjudicados por la ANH, se estiman cifras que alcanzan los

USD\$1.101 Millones, en actividades exploratorias durante el periodo comprendido entre las vigencias 2007 a 2018:

Actividad ejecutada	Cantidad Reportada final	Valor (USD) Reportado final
Pozos exploratorios (UND)	10	511.900.000
Pozos estratigráficos (UND)	0	0
Sísmica 2D(KM)	26.193,31	80.241.708
Sísmica 3D (KM2)	56.188,55	443.549.762
Batimetría (UND/KM/KM2)	40.466,64	9.490.096
Piston core (UND)	982	27.007.436
Otros estudios (UND)	6.216	29.162.908
TOTAL		1.101.351.910,40

Fuente: ANH- Consolidado CGR

La mayor concentración de inversión se observa en la perforación de 10 pozos exploratorios desde 2007 hasta 2017, los cuales a la fecha de presentación de este informe se encuentran en condiciones de taponamiento y abandono. La cifra invertida en las actividades de perforación de los pozos exploratorios y las cuales fueron acreditadas como inversiones ante la ANH ascienden a las suma de MUSD\$511.9. Según lo cotejado por la CGR se intentó declarar como descubridores 5 pozos exploratorios; sin embargo, en tres de ellos se realizó declaratoria de descubrimiento autorizada por la ANH. Los descubrimientos se realizaron en posible acumulación de hidrocarburos en yacimientos de gas que finalmente fueron declarados no comerciales.



Fuente: Presentación ANH

De los 32 Contratos de Hidrocarburos, 21 tienen participación directa de Ecopetrol S.A; dentro de los cuales, a la fecha; Ecopetrol S.A tiene la operación de 3 Contratos, RC-9, RC-5 y Fuerte Sur. De Las inversiones en áreas offshore en etapa de exploración realizadas por ECOPETROL S.A. durante la última década ascienden a MUS\$647.8

INVERSIONES EJECUTADAS BLOQUES OFFSHORE ECOPETROL S.A.				
BLOQUE	POZO	Participación Ecopetrol	MUSD\$ Invertidos	Estado
GOL-5		50%	9,7	En conversión TEA a E&P
RC-5	Mapalé-1	32%	58,2	No Comercial
FUERTE NORTE	Calasú-1	50%	92,9	No Comercial
FUERTE SUR	Kronos-1	50%	103,7	En Evaluación
PURPLE ANGEL	Purple Angel-1, Gorgon-1	50%	111,4	En Evaluación
TAYRONA	Arazá-1, Orca-1, Brama-1	30%	153	secos (Orca-1 En Evaluación)
RC-4		32%	4,9	Liquidado
GUA OFF-1		50%	21,2	En conversión TEA a E&P
URA-4		50%	1,3	Terminado en Proceso Liquidación
RC-11	Siluro-1	50%	28,7	Seco
RC-12		50%	8,3	E&P Activo
TUM-OFF-3			2,5	Liquidado
EGORO			1,1	Liquidado
MERAYANA			1,4	Liquidado
SINOFF-7		35%	4,5	Terminado en Proceso Liquidación
BOROJO NORTE		20%	9	Liquidado
BOROJO SUR		20%	9	Liquidado
RC-10		50%	10,6	Renuncia con traslado de inversión
RC-8		40%	5,3	Liquidado
RC-6		30%	3,7	Liquidado
RC-7		30%	7,6	E&P Activo
TOTAL A DICIEMBRE 2017			648	

Fuente: Ecopetrol S.A.

Es de resaltar que la única zona en producción en Colombia en áreas Costa Afuera, obedece al Contrato de Asociación Guajira, suscrito entre Ecopetrol y la Compañía Chevron Petroleum Company, el cual a la fecha fue extendido hasta el límite económico. La inversión durante el periodo 2013 a 2017 fue de USD\$141 Millones; Ecopetrol S.A, participa en el 57% tanto en inversión como la participación en producción.

3.2. RESULTADOS DE SEGUIMIENTO AUDITORÍAS ANTERIORES

Por tratarse del primer ejercicio fiscal al tema de inversiones costa afuera realizados tanto por la ANH como por ECOPETROL S.A. no se realiza seguimiento a auditorias anteriores.

3.3. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 1

OBJETIVO ESPECÍFICO 1
Evaluar la gestión de la Agencia Nacional de Hidrocarburos frente a los recursos invertidos en OFF SHORE.

Para desarrollar el objetivo enunciado se trabajó sobre el presupuesto de la ANH, durante el periodo auditado, referente al origen de sus recursos (Derechos Económicos), multas, contribuciones entre otros y al uso que se le da especialmente en lo relacionado con la actividad de Promoción y Asignación De Áreas, funciones establecidas en el Numeral 2 del artículo 3° del Decreto 714 de 2012 en el cual se determinó; *"Promocionar y asignar áreas de propiedad del estado, para su respectiva evaluación, exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos de Colombia"*.

Para soportar las rondas se utiliza información de las áreas técnicas, se formulan los términos de referencia de las Rondas e identifican inversionistas potenciales a través de inteligencia de mercados y sobre los Road Shows adelantados en diferentes países. Se analizaron decisiones del Comité Directivo durante el periodo evaluado referente al uso de recursos para actividades de promoción y las actividades autorizadas con respecto a las rondas de 2007 en adelante relacionadas con temas Offshore.

En las Rondas adelantadas por la ANH entre el periodo 2014 a 2018 se han utilizado recursos por \$15.219 millones de pesos, así mismo, en contratación de personal para actividades de supervisión de actividades offshore de 2014 a 2018 se gastaron \$45.142 millones.

Respecto a la evaluación a la gestión del cobro de los derechos económicos, frente a los procedimientos internos de la ANH, la CGR recibió de la entidad la información sobre los castigos de cartera efectuados desde el año 2014, según la entidad, por la difícil situación de cobro de estos derechos, originada por la antigüedad de los mismos.

Como resultado del análisis la CGR evidenció un castigo de cartera sin la entrega a la CGR de los soportes idóneos y suficientes de acuerdo con lo establecido en procedimientos internos que, si bien no pertenecen a derechos económicos de Exploración Offshore, se evaluó ya que la entidad tiene unificado el procedimiento tanto para cuentas por cobrar onshore como para cuentas por cobrar offshore.

Esta situación se incluye dentro de este informe, para que se tomen las acciones correctivas y la CGR lo incluya como insumo para la próxima auditoría financiera a realizar en la entidad. En desarrollo de este objetivo se identificaron los siguientes hallazgos:

Hallazgo No. 01: Inversiones ANH Bloques COL-1 y COL-2

El **TEA COL 1** fue adjudicado en la Ronda Colombia 2014 y se suscribió el 28 de agosto de 2014. En el Anexo B- Programas de Exploración, el Contratista se compromete a ejecutar las actividades relacionadas con el "PROGRAMA EXPLORATORIO MINIMO ..." *"El contratista queda obligado a adelantar los estudios preliminares en materia ambiental entre ellos el reconocimiento de las zonas y de los lugares en los que se va a llevar a cabo las actividades de Exploración y Evaluación, **con el fin de identificar las afectaciones que las mismas puedan generar en el Medio Ambiente y en los Recursos Naturales Renovables**, (subrayado nuestro) así como establecer las medidas de manejo requeridas para prevenir y/o mitigar tales afectaciones, lo mismo que para restaurar dichas zonas y lugares desde el punto de vista medio ambiental.*

El **TEA COL 2:** fue adjudicado en la Ronda Colombia 2012 y se suscribió el 07 de diciembre de 2012. En el anexo C- Programa Obligatorio de Exploración, el Contratista se obliga a llevar a cabo, como mínimo el Programa Exploratorio que se describe a continuación: ..." *"El contratista se compromete a realizar los estudios preliminares en*

materia ambiental tales como el reconocimiento del área donde se identifiquen las posibles afectaciones que generarían las actividades previstas, y las medidas de manejo que se requieran para cada una de ellas”.

Convenio No. 290 de 2015: suscrito entre la ANH y el INVEMAR el 19 de octubre del año 2015 con el objeto de desarrollar dos temáticas así: “Temática 1: Línea ambiental de los bloques de exploración COL- 1 y COL-2 en la cuenca sedimentaria del Caribe colombiano; y Temática 2. Caracterización y diagnóstico de las praderas de pastos marinos de la zona marino-costera en áreas de Pastos marinos del departamento de la Guajira y Chocó Caribe.” Obteniendo como resultado lo siguiente: “Colecta de datos para la Línea Base Ambiental de los Bloques COL-1 y COL-2 en la cuenca sedimentaria del Caribe Colombiano. Levantamiento de Información para la caracterización y diagnóstico de las praderas de pastos marinos con fines de elaborar la zonificación de la zona marino costera del departamento de la Guajira y Chocó caribe. Fase 1: época crítica de lluvias.”

Convenio 167 de 2016: suscrito entre la ANH y el INVEMAR el 13 de junio del año 2016, con el objeto de “continuar con el levantamiento de Información ambiental en áreas de Interés sobre el Caribe colombiano, tanto en ambientes someros como en profundos, que aporten a la gestión integrada de la región y a la planificación de sistemas naturales marino-costeros de gran valor en biodiversidad, en la época seca y de transición sobre el Mar Caribe. Temática 1: Bloques de exploración COL-1, COL-2 y Temática 2: Zona marino-costera en áreas de pastos marinos del departamento de la Guajira y Chocó Caribe.” Obteniendo como resultado lo siguiente: “Temática 1: Línea base ambiental de los Bloques COL-1 y COL-2 en la cuenca sedimentaria del Caribe Colombiano; Temática 2: Levantamiento de información para la caracterización y diagnóstico de las praderas de pastos marinos con fines de elaborar la zonificación de la zona marino-costera del departamento de la Guajira y Chocó Caribe. Fase 2: Época climática seca.”

Observa la C.G.R. que los convenios celebrados entre la ANH y el INVEMAR, se encuentran orientados específicamente a realizar estudios sobre bloques en evaluación técnica que han sido adjudicados a inversionistas privados quienes dentro de las cláusulas pactadas en los distintos contratos (Anexo C) tienen el compromiso de realizar la respectiva inversión ambiental así: *“EL CONTRATISTA se compromete a realizar los estudios preliminares en materia ambiental, tales como el reconocimiento del área donde se identifiquen los posibles afectaciones que generarían las actividades previstas, y las medidas de manejo que se requieran para cada una de ellas”.*

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Para la Contraloría General de la República existe confusión en cuanto a generar información de línea base y la obligación de conocer y valorar los impactos ambientales.

Si bien es cierto que mediante resolución 012 de enero de 2007 se adopta la Política socioambiental de la ANH, también es cierto que para la aplicación de dicha política se deben realizar los respectivos estudios, previo a la adjudicación en Ronda de cada uno de

los bloques a los distintos inversionistas; igualmente previamente a la definición de los límites para dichos bloques verificar toda la información ambiental que permita conocer la información ambiental reciente que permita conocer las restricciones ambientales para cada caso en particular.

Lo anterior teniendo en cuenta que estas inversiones se realizan por la dependencia encargada de la asignación de área es decir que la generación del conocimiento ambiental debe darse antes de ofertar los bloques respectivos.

Es importante resaltar que de conformidad con el Proyecto Análisis y Gestión del Entorno Nacional la ANH tiene la facultad para gestionar y viabilizar el entorno de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos a nivel nacional, para fortalecer el desarrollo armónico de la industria con el medio ambiente, las comunidades la seguridad de las operaciones y el conocimiento de las áreas de interés hidrocarburífero en todo el territorio nacional.

La observación de la Contraloría General de la República se dirige específicamente a cuestionar porqué la ANH realiza inversiones para estudios y levantamiento de líneas bases en bloques que han sido adjudicados a inversionistas privados y no efectúa dichos estudios previamente a realizar los distintos procesos de adjudicación.

Hallazgo No. 02: Bienes adquiridos en los convenios con Invemar.

El artículo 4 numeral 8 del Decreto 4137 de 2011 establece como función de la ANH: “8. *Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos.*”

El decreto 1276 del 21 de junio de 1994 “*Por el cual se organiza y reestructura el instituto de investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andreis (INVEMAR)*” en su artículo 2 establece como objeto : “*b) Realizar la investigación básica y aplicada de los recursos naturales renovables, el medio ambiente y los ecosistemas costeros y oceánicos, con énfasis en la investigación en aquellos sistemas con mayor diversidad y productividad como lagunas costeras, manglares, praderas de fanerógamas, arrecifes rocosos y coralinos, zonas de surgencia y fondos sedimentarios. (...)*”. Así mismo, el artículo 3 de este decreto establece entre las funciones del INVEMAR: “*1.- Obtener, almacenar, analizar, estudiar, procesar, suministrar y divulgar la información básica sobre oceanografía, ecosistemas marinos, sus recursos y sus procesos para el conocimiento, manejo y aprovechamiento de los recursos marinos.*”

La Resolución 012 del 19 de enero de 2007 de la ANH adopta la Política socioambiental de la ANH con el fin de: “*Orientar y ordenar bajo el criterio de sostenibilidad ambiental el aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos del país, propiciando la participación y transparencia a todos los grupos de interés.*”

Teniendo en cuenta la normatividad anterior, se suscribieron convenios entre la ANH y el INVEMAR y entre los compromisos la Agencia con sus recursos adquirió bienes y equipos que fueron entregados al Instituto, para su uso y destino final; sin embargo, aún se encuentran registrados en la contabilidad de la ANH en la cuenta contable de Propiedad Planta y Equipos sin que medie contrato alguno para tal fin.

Convenio No.	Fecha Inicio	Vr. Bienes fecha terminación	F. Terminación	F. Liquidación
Convenio interadministrativo No.171 de 2013	13/08/2013	\$142.453.792	31-06-2014	21-12-2016
Convenio Interadministrativo No. 188 de 2014	03-09-20014	\$607.230.209	31/12/2014	
Convenio Interadministrativo No. 291 de 2014	07/09/2014	Bienes no han sido valorados	31/12/2015	
Convenio Interadministrativo No. 290 de 2015 COL-1, COL-2, Pastos Marinos	19/10/2015	Bienes no han sido valorados	10/07/2017	10-07-2017
Convenio Interadministrativo No. 167 de 2016 INVEMAR	13/06/2016	Bienes no han sido valorados	31/12/2016	

Fuente: ANH-INVEMAR

Respecto a la propiedad y/o uso de los bienes adquiridos en desarrollo de los convenios la ANH no ha adelantado los trámites necesarios para definir la destinación definitiva de los bienes y equipos adquiridos.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

En el marco de los mencionados Convenios de Cooperación Interinstitucional, se ha adquirido una serie de equipos, recursos físicos y elementos, que han permitido fortalecer el desarrollo de dichos procesos, que son de interés para la viabilidad de los proyectos Hidrocarburíferos que son competencia de la ANH; así mismo, que no obstante, que los equipos y elementos adquiridos reposan en el inventario de la ANH, es indispensable buscar un mecanismo para que los mismos, puedan estar a disposición efectiva de los grupos de trabajo de INVEMAR que ejecutan los Convenios que están vigentes con la ANH y de esta forma poder continuar dándoles el uso para el cual fueron adquiridos”.

La Oficina Asesora Jurídica de la ANH determinó que la figura contractual idónea para sustentar la necesidad presentada, consiste en la celebración de un contrato de comodato entre la ANH y el INVEMAR, emitiendo la viabilidad jurídica para su suscripción y acepta que a la fecha se encuentra pendiente por celebrar el mencionado contrato. Además, a la fecha, la entidad se encuentra finiquitando el procedimiento jurídico y financiero para la celebración del contrato de comodato, a suscribirse durante el mes de diciembre de 2018.

3.4. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 2

OBJETIVO ESPECÍFICO 2
Evaluar la Gestión de la ANH frente a las obligaciones pactadas en los contratos OFF SHORE

Se analizaron convenios adelantados especialmente con el INVEMAR, contratos para actividades de sísmica 2D, batimetría de Alta resolución y Retrodispersión, ensayos de fondo marino o “Piston Core” análisis de fauna, subsuelo marino, perforación de pozos exploratorios, adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica marina 3D, etc. Igualmente se realizó visita a las instalaciones de INVEMAR en Santa Marta donde se constató la entrega de equipos en desarrollo de Convenios y las actividades adelantadas por esta entidad en cumplimiento de estos, así como sobre otras labores propias contratadas con esta Entidad por parte de inversionistas de los bloques asignados por la ANH.

Se efectuó seguimiento a los compromisos de los inversionistas en los diferentes bloques, en relación con la toma de muestras Piston Core y su entrega de acuerdo con lo establecido, para ello se realizó visita a la Litoteca donde se hicieron pruebas documentales y físicas de muestras allí depositadas, con base en paz y salvos expedidos por la ANH. Así mismo se indagó y verificó sobre transferencia de información de la ANH al Servicio Geológico Colombiano.

Se presentan los siguientes Hallazgos:

Hallazgo No. 03 Transferencia de información de la ANH al SGC.

El Decreto 4137 de noviembre 3 de 2011, “*Por el cual se cambia la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH*” en su artículo 11 ordenó reasignar al Servicio Geológico Colombiano-SGC- la función de administración del Banco de Información Petrolera, BIP, y con él, el de la Litoteca y la Cintoteca, los cuales le deberían ser transferidos por la ANH a título gratuito, en un período de cinco (5) años.

En su artículo 4 estableció con respecto a las funciones relacionadas con la administración de la información técnica y geológica de hidrocarburos y del Banco de Información Petrolera, BIP, que estas funciones las seguiría ejerciendo la ANH, hasta tanto se entregara la totalidad de la información y los sistemas al SGC.

El mismo Decreto estableció que la administración del BIP, por parte del SGC, se acordaría mediante convenio que celebrarían los representantes legales de la ANH y del SGC dentro del año siguiente a la expedición del decreto, en el cual se determinarían los plazos e hitos para la entrega de la totalidad de la información.

Mediante el convenio Interadministrativo No. 030 de 2012 firmado entre la ANH y el SGC con el objeto de garantizar la entrega, la transferencia y el funcionamiento adecuado del EPIS, de la Litoteca y la Cintoteca, se estableció el compromiso de entregar a más tardar el 2 de noviembre de 2016 la totalidad de la información de la Litoteca, sin embargo, se amplió el plazo hasta el 31 de diciembre de 2017 como se muestra a continuación:

Fecha del documento	Convenio	Plazo
2012	Convenio Interadministrativo No. 030	2/11/2016
28/10/2016	Otrosí No. 1	31/12/2017
29/12/2016	Otrosí No. 2	31/12/2017

Fuente: Litoteca

Siete años después de la firma del decreto, la ANH no ha transferido toda la información correspondiente al Servicio Geológico, toda vez que a la fecha se encuentran 31.816 cajas pendientes de verificar su contenido por parte de la ANH para la entrega respectiva a la Litoteca, de acuerdo al siguiente cuadro:

Cajas pendientes a Diciembre 31 de 2016 (Dato aproximado)	105.000	% AVANCE
CARGA FASE 1		
Fecha de inicio (3)	29/03/2017	
Fecha de Ingreso (1)	05/05/2017	
Fecha de finalización	12/08/2017	
Cajas verificadas fase 1	8.193	7,80%
CARGA FASE 2		
Fechas de Inicio	01/09/2017	
Fecha de finalización	31/12/2017	
Cajas verificadas		
Septiembre	9.706	
Octubre	11.697	
Noviembre	12.506	
Diciembre	9.981	
Cajas verificadas fase 2	43.890	41,80%
TOTAL VERIFICADO AÑO 2017	52.083	49,60%
% de Avance	49,60	

CARGA FASE 3		
Fechas de Inicio	22/01/2018	
Fecha de finalización	31/12/2018	
Cajas verificadas		
Febrero	1.682	
Marzo	1.906	
Abril	1.893	
Mayo	1.926	
Junio	2.271	
Julio	1.962	
Agosto	1.764	
Septiembre	2.020	
Octubre	1.993	
Noviembre		
Diciembre		
TOTAL VERIFICADO AÑO 2018	17.417	16,59%

Fuente: Litoteca Nacional

Teniendo en cuenta el porcentaje de avance del proceso del último año, a 31 de diciembre de 2018 no se daría cumplimiento a la entrega total de las cajas y sus productos, no sería posible determinar con certeza su contenido ni depurar las inconsistencias en las bases de datos entregadas por la ANH, lo cual podría generar inconvenientes al momento de realizar el inventario o cuando se presente una solicitud de consulta.

Adicionalmente, se estableció que en la Litoteca reposan muestras de 78 pozos On shore y off shore que no tienen el UWI (código de pozo), a pesar de que personal de la Litoteca ha realizado solicitudes a la ANH y a los operadores de contratos de las formas ministeriales, las cuales son necesarias para ser incorporados en el Sistema de Información Gaudí (de pozos) y poder mantener actualizada esta información geológica.

Lo anterior, debido a que no existió por parte de la ANH un Plan de trabajo efectivo, a pesar de que el decreto estipuló cinco años (noviembre 3 de 2011 a noviembre 3 de 2016), de tal forma que se diera entrega completa del inventario. Como consecuencia, actualmente no se encuentra la totalidad de cajas preservadas, reempacadas e incorporadas al sistema de información de la litoteca WMS.

Además, no se ha dado estricto cumplimiento a la actividad propuesta como acción de mejora en el plan de mejoramiento suscrito por la entidad identificado con el código 2015-H-26 del informe de auditoría para la vigencia fiscal vigencia 2015.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

La ANH no es responsable de la verificación de las 31.816 cajas con muestras que manifiesta la Contraloría General de la Republica, ya que desde el 2 de noviembre de 2016 no cuenta con funciones de administración de la Litoteca Nacional y que por lo tanto, es el Servicio Geológico Colombiano quien debe liderar las actividades de preservación e

integración de dichas muestras al WMS, contando con el apoyo técnico que la ANH le viene ofreciendo en el marco de la cooperación interinstitucional.

La CGR evidenció que en las mismas actas se demuestra que la información entregada fue parcial y que quedaron compromisos pendientes para culminar con la totalidad de la información y productos a entregar.

Tanto es así que la ANH ha contratado a partir del 29 de marzo de 2017 a tres personas para verificación de las muestras pendientes de entrega al SGC. El 5 de mayo del 2017 contrató otra persona más. Estas 4 personas estuvieron hasta el 12 de agosto de 2017, posteriormente el 25 de septiembre contrató 25 personas hasta el 31 de diciembre de 2017 y el 22 de enero de 2018 hasta la fecha, contrató 6 personas para verificación e inventario de las muestras pendientes de entrega al SGC.

Por lo anterior no es de recibo de la CGR que la ANH haya entregado toda la información y muestras al Servicio Geológico en los términos del Decreto 4137 de noviembre 3 de 2011 y que quiera en este momento asumir que lo que presta al Servicio Geológico es una colaboración, porque es su deber de acuerdo a lo establecido en el Decreto y en las actas de entrega parciales firmadas hasta el momento.

Hallazgo No. 04: Soportes castigo de cartera

De acuerdo al Reglamento Interno de Cobro, Recaudo, Provisión y Castigo de Cartera de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, en su artículo 71: *“Los Soportes de los registros de provisión y castigo de deudas: corresponde a los documentos administrativos que generen las áreas origen de cada proceso en particular y los actos derivados de las actuaciones de las Oficina Asesora Jurídica, frente a los procesos de cobro persuasivo y coactivo, copia de los cuales deben trasladarse dentro de los términos definidos en cas proceso a la Vicepresidencia Administrativa y Financiera, para garantizar el adecuado y oportuno reflejo contable de la cartera de la entidad.”*

De otra parte, “El Régimen de Contabilidad pública, dentro de los procedimientos transversales, el Proceso Contable y el Sistema Documental Contable señala lo siguiente:

“La información debe ser verificable, es decir, debe ser susceptible de comprobaciones y conciliaciones exhaustivas o aleatorias, internas o externas, que acrediten y confirmen su procedencia y magnitud; además, debe aplicar siempre los requerimientos establecidos para el reconocimiento, medición, revelación y presentación de los hechos económicos. La estructura documental del sistema de contabilidad, la cual fundamenta el requisito de verificabilidad, contribuye de manera integral a la aplicación de los diferentes tipos de control que están definidos constitucional y legalmente.

El hecho de que la contabilidad deba tener una estructura documental, de una parte, le permite a la administración, dejar constancia escrita de los hechos económicos que se han

presentado en el transcurso de un tiempo determinado (período contable), lo que respalda, de manera objetiva, la gestión administrativa y el cumplimiento legal de las disposiciones que la regulan, fortaleciendo la transparencia y la confianza pública.

De otra parte, la estructura documental permite que los organismos que ejercen control fiscal (Contraloría General de la República, contralorías departamentales y municipales, y demás instituciones de fiscalización asignadas por la Constitución Política) obtengan las evidencias suficientes y de calidad que los procedimientos y técnicas de fiscalización exigen para efectos de expresar un juicio sobre la información financiera de la cual es responsable el administrador público.

Las entidades deberán estructurar un sistema documental que permita la trazabilidad de los hechos económicos reconocidos durante un periodo contable; para tal evento, deberán definir lo siguiente:

a) Los documentos que soportan los reconocimientos y ajustes posteriores realizados. Estos documentos pueden ser de origen interno o externo, deben contener las relaciones o escritos que respaldan los registros contables de las operaciones que realice la entidad, y se deben archivar y conservar de acuerdo con la tabla de retención documental establecida por la entidad en desarrollo del sistema de control de calidad. ...”

De otra parte, el mismo régimen establece,

“La entidad deberá definir los controles internos que permitan garantizar la tenencia, conservación y reproducción de la documentación contable. Por tanto, toda la documentación que constituya evidencia de los hechos económicos debe estar a disposición de los usuarios de la información...

... Los soportes, comprobantes y libros de contabilidad pueden conservarse impresos o en cualquier otro medio electrónico, magnético, óptico o similar, siempre y cuando: a) se garantice su reproducción exacta; b) sean accesibles para su posterior consulta; c) sean conservados en el formato en que se hayan generado, o en algún formato que permita demostrar que se reproduce con exactitud la información generada, y d) se conserve toda información que permita determinar el origen, la fecha y la hora en que fue producido el documento.”

Dentro de la evaluación al registro y recaudo de los Derechos Económicos, la CGR solicitó a la ANH los comprobantes contables con sus soportes, del castigo de cartera registrado durante 2015 a 2017, para los siguientes terceros:

ECOPETROL S.A	\$ 588.902.382,34
GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	\$ 10.143.513.958,11
PETROMINERALES COLOMBIA CORP. SUCURSAL COLOMBIA	\$ 134.626.058.644,78
YPF COLOMBIA S.A.S	\$ 946.591.417,55
Total cartera castigada (Muestra)	\$ 146.305.066.402,78

Fuente: ANH

Si bien la entidad entregó los comprobantes contables del castigo efectuado con los soportes, estos soportes que se entregaron no son suficientes ni idóneos para el castigo de cartera, de acuerdo a los requisitos internos de la ANH y externos de la Contaduría General de la Nación. Lo anterior evidencia una contravención al cumplimiento regulatorio y genera incertidumbre acerca de los fundamentos técnicos del castigo de cartera.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

“El castigo de la cartera tiene como soporte marco la Resolución 041 de 2007 y el instructivo de cartera derivado de la misma, y a partir del diciembre de 2016, la Resolución 972 de 2016 que adoptó el Reglamento Interno de Cobro, Recaudo, Provisión y Castigo de la Cartera. Es por esto que el castigo de la cartera se realizó conforme a lo definido en su artículo 66 –Criterios para el castigo de la cartera”.

Al respecto, la CGR, verificó que efectivamente la norma referida por la entidad es la misma que la CGR menciona como uno de los criterios de la observación, ya que no todos los castigos de cartera mencionados, tenían el mismo criterio en razón a la vigencia del instructivo y fecha de inicio de los procesos. Por eso la CGR, menciona también el criterio establecido por la CGN; no obstante lo anterior, tanto el procedimiento general establecido por la CGN, como el procedimiento interno, Res. 972 de 2016 - Reglamento Interno de Cobro, Recaudo, Provisión y Castigo de la Cartera - en su artículo 71, determinan las características de los soportes y es sobre ese artículo específico que se pronuncia la CGR, no sobre el artículo 66 de criterios, que justifica la ANH.

Teniendo en cuenta que la ANH, no suministró dentro de la fase de ejecución de la auditoría dichos soportes, ni tampoco lo hizo como respuesta a la observación, se configura el hallazgo.

Hallazgo No 05: Entrega incompleta de productos a la Litoteca Nacional

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) celebró contratos E&P y TEA en los que se estableció la obligación de entregar la información técnica geológica, dentro de los plazos pactados (al final de cada fase), de acuerdo con el Manual de Entrega de Información Técnica de Exploración y Producción del Servicio Geológico Colombiano.

En la verificación de los compromisos pactados, dentro de los programas exploratorios de los contratos relacionados, la CGR pudo establecer que la ANH acreditó el cumplimiento por parte de los contratistas, certificando la entrega de la información y/o productos en los contratos que se describen en la siguiente tabla:

RELACION DE CONTRATOS CON ENTREGA INCOMPLETA DE PISTON CORE

Contrato	Tipo Contrato	Compromiso Pactado	Piston Coreverificados por la CGR en la Litoteca	Cantidad Pactada	Diferencia	Valor Inversión Unitaria USD	Costo Faltante / Remanente USD
BOROJO S	E&P	Toma y análisis de pistón core (100 muestras)	91	100	-9	400,00	3.600,00
COL 3	TEA	Ensayo Pistón Core por cada 200 km² de superficie de área. (48 núcleos)	41	48	-7	16.139,38	112.975,63
COL 5	TEA	Un (1) ensayo piston core por cada 200 km2 de superficie área	36	38	-2	15.898,74	31.797,47
COL 7	TEA	Ochenta (80) ensayos de "Piston Core"	68	80	-12	60.000,00	720.000,00
FUERTE M	E&P	Toma y análisis de pistón Core de 44 muestras	32	44	-12	NA. *	-
FUERTE S	E&P	Toma y análisis de pistón Core de 88 muestras	12	88	-76	NA. *	-
SIN OFF 7	E&P	Ochenta (80) ensayos de "Piston Core".	70	80	-10	50.000,00	500.000,00
TUM OFF 3	E&P	Toma de núcleos de 9 Piston Core.	0	9	-9	15.000,00	135.000,00
TUM OFF 3	E&P	Toma de núcleos de 20 Piston Core.	0	20	-20	15.000,00	300.000,00
						TOTAL	-USD 1.803.373,10

NA. * No tiene valor discriminado para la actividad. En el programa exploratorio el valor es global.
 FUENTE: Información entregada ANH

El valor total pactado de los compromisos no atendidos asciende a la suma de USD 1.8 millones, sin incluir el costo de aquellos que fueron convenidos en sumas globales, la CGR no pudo evidenciar que se hayan adoptado las medidas necesarias establecidas en las cláusulas contractuales para exigir el cumplimiento de los contratos en mención.

La situación descrita denota deficiencias en las labores de supervisión, del seguimiento al programa exploratorio mínimo, ya que de conformidad con lo establecido en el clausulado de los contratos objeto de verificación, las partes pactaron la supervisión e interventoría en los siguientes términos “...comportan el seguimiento, la verificación y el control de la ejecución contractual en materia técnica, administrativa, económico-financiera, contable, jurídica, social y ambiental, así como del cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las prestaciones y compromisos a cargo del contratista...”

Igualmente, el Artículo 83 de la Ley 1474 de 2011, establece: “Supervisión en interventoría Contractual. Con el fin de proteger la moralidad administrativa, de prevenir la ocurrencia de actos de corrupción y de tutelar la transparencia de la actividad contractual, las entidades públicas están obligadas a vigilar permanentemente la correcta ejecución del objeto contratado a través de un supervisor o un interventor según corresponda.

Así mismo, el párrafo 1º del artículo 84 de la ley 1474 de 2011 determina: “El numeral 34 del artículo 48 de la ley 734 de 2002 quedara así: No exigir el supervisor o el interventor la calidad de los bienes y servicios adquiridos por la entidad estatal o en su defecto por las normas técnicas obligatorias, o certificar como recibidas a satisfacción...”

La anterior situación, se configura como un hallazgo con incidencia disciplinaria y fiscal en cuantía de USD\$1.8 millones, ya que para la ANH los compromisos se cumplieron a satisfacción y en visita de este órgano de control se constató que los productos no fueron entregados en su totalidad a la Litoteca.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Sobre el particular, la ANH aclaró: “ (...) la ANH realizó la entrega de la totalidad de la información al Servicio Geológico Colombiano en observancia a las disposiciones de orden legal; sin embargo, en el marco de las funciones de seguimiento que adelanta la ANH a los Contratos y Convenios de Exploración y Producción - E&P, Contratos de Evaluación Técnica -TEA y Convenios de Explotación, la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos verifica el cumplimiento de la entrega de Información Técnica al Banco de Información Petrolera mediante la solicitud a los Contratistas de la “Constancia de Cumplimiento de Entrega de Información” expedida por el “Servicio Geológico Colombiano” o el “Paz y Salvo Entrega Información” expedido por el EPIS, de conformidad con las estipulaciones consagradas en cada uno de los Contratos y/o Convenios. (Subrayado fuera del texto). En este punto, nos permitimos ratificar que, la verificación por parte de esta Vicepresidencia del cumplimiento del compromiso de entrega de Información Técnica se realiza con base en la “Constancia de Cumplimiento de Entrega de Información” expedida por el “Servicio Geológico Colombiano”, para lo cual la ANH al finalizar cada fase de exploración reporta a esa entidad los compromisos contractuales pactados y sobre los cuales debe realizar la verificación y certificación para la emisión de la respectiva constancia, ...”

De igual manera la ANH respecto a la inversión faltante manifiesta: “(...) que dentro del seguimiento a la ejecución de los compromisos exploratorios pactados, la ANH a través de la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos cuenta con los mecanismos idóneos establecidos regulatoria y contractualmente, que permiten verificar el cumplimiento por parte de los Contratistas de la totalidad de las obligaciones que se derivan de la suscripción de los Contratos de Evaluación Técnica (TEA) y de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P)”.

Corroborada por la CGR la existencia física de los Piston Core arriba mencionados que reposan en la Litoteca Nacional con los oficios de entrega del operador y paz y salvos del EPIS, frente a los compromisos adquiridos en los programas exploratorios mínimos, que la ANH certificó como cumplidos en su totalidad; sin embargo, la CGR determinó que existe diferencia entre las cantidades entregadas frente a las acreditadas.

La CGR verificó que la Litoteca certifica en una primera instancia las cantidades que efectivamente ha recibido frente a los oficios de entrega de los operadores y en una segunda instancia el contenido de los productos entregados, no existiendo ninguna verificación de los compromisos adquiridos en el contrato porque no es de su competencia.

La ANH también responde que los revisores fiscales de los operadores han corroborado las inversiones realizadas y las han certificado, haciendo un balance de la inversión remanente, la cual para el caso de COL-7 se “ejecutará en el contrato E&P resultado de la conversión”.

Para la CGR, el seguimiento de las obligaciones contractuales corresponde a la ANH y es esta entidad quien está en condición de exigir su cumplimiento.

Teniendo en cuenta que la respuesta no desvirtúa lo evidenciado por la CGR se configura el hallazgo con incidencia disciplinaria y fiscal, en cuantía de USD\$1.8 millones equivalentes a (\$5.738 millones TRM \$3.187,86 al 7 de diciembre de 2018, fecha de aprobación del hallazgo por el comité sectorial), por el menoscabo de los intereses patrimoniales del estado en las inversiones faltantes pactadas a través de un contrato de hidrocarburos en áreas del territorio colombiano, evidenciando que la ANH ha dado como acreditada las inversiones dentro de los programas exploratorios mínimos sin obtener las inversiones remanentes como lo describen los mismos contratos TEA o E&P.

Se configura como hallazgo con incidencia fiscal y disciplinaria

Hallazgo No 06: Toma de núcleos pozos Purple Angel y Gorgón

De acuerdo con lo estipulado en la cláusula 44 del Contrato E&P Purple Angel, se exige la entrega de información técnica en los términos establecidos y referentes a la toma de muestras y corazones como parte de la información geológica durante la perforación de pozos exploratorios; enmarcado en los procedimientos del manual de entrega de información al EPIS.

En el programa exploratorio mínimo y adicional, ejecutado en el Contrato E&P Purple Angel, se evidencia que durante las actividades de perforación de los pozos Purple Angel y Gorgon se obtuvieron núcleos (corazones) en intervalos de interés para cada pozo, según la forma 6CR "informe de terminación oficial" emitidas en 25/02/2017 y 30/04/2017 respectivamente, obteniéndose en el pozo Purple Angel un total de 92,78 metros en diferentes intervalos; intervalo (4215 - 4251.6m) 36,6 metros; intervalo (4251.6 - 4306.2 m) 54,58 metros; y en el intervalo (4535 - 4536.6 m) 1,6 metros; así mismo en el pozo Gorgon-1 se obtuvo un total de 69,12 metros de corazonamiento en el intervalo (4163 – 4233 m); lo anterior igualmente corroborado en registro de corazones presentado por la compañía Operadora del bloque Purple Angel.

De acuerdo con reporte del EPIS no se evidencia que dichos corazones hayan sido entregados en obligación de las condiciones contractuales y del manual de entrega de información, por lo que a solicitud de la CGR, Ecopetrol como socio del Contrato E&P manifiesta que dichos núcleos se encuentran fuera del País en análisis especiales.

En diciembre de 2017 la Compañía Socio-Operadora del Bloque Fuerte Sur, en su momento la misma operadora del Bloque Purple Angel; reporta que el estudio de correlación en el descubrimiento Kronos (único pozo perforado en cumplimiento de las obligaciones del Contrato E&P Fuerte Sur); que ni la re-estimación volumétrica ni el modelo de prospectividad de los pozos se habían realizado por cuanto a dicha fecha se realizaban los análisis de corazones convencionales tomados en los pozos Purple Angel-1 y Gorgón-1 del bloque Purple Angel.

De acuerdo con lo anterior se genera incertidumbre sobre el conocimiento generado a partir del descubrimiento Kronos-1 (Bloque Fuerte Sur) y los estudios regionales, mediante el cual se pretendía correlacionar los corazones tomados en la perforación de los pozos del bloque Purple Angel, toda vez que el Bloque Fuerte Sur, actualmente es operado por Ecopetrol siendo responsable de la ejecución de la fase 4 del programa exploratorio del contrato E&P Fuerte Sur, en riesgo de que los núcleos adquiridos como parte de la información que trata la cláusula 44 del Contrato E&P Purple Angel no cumpla con la entrega a la Litoteca Nacional y que los mismos hacen parte de la información del estudio de correlación que había dejado el operador del contrato E&P Fuerte Sur, a su vez generando inobservancia en las condiciones de los contratos, a partir de la desactivación del compromiso ante la ANH, solicitada por la Compañía Anadarko desde marzo de 2017.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Como consecuencia contractual ECOPETROL en su calidad de Operador del Contrato E&P FUERTE SUR, cuenta con plazo hasta el 30 de noviembre de 2019 para adelantar los estudios regionales mediante los cuales realizará la correlación de la información derivada del análisis de los corazones tomados durante la perforación de los pozos exploratorios Purple Angel-1 y Gorgon-1, en el bloque PURPLE ANGEL; razón por la cual, respetuosamente a juicio de esta Vicepresidencia, actualmente no se tiene incertidumbre o se encuentra en riesgo el conocimiento técnico obtenido con ocasión de la perforación del Pozo denominado Kronos - 1.

De acuerdo con la respuesta otorgada por la ANH y por la solicitud de desactivación del cumplimiento por parte del anterior operador Anadarko, hacen que para la CGR se mantiene el hallazgo, por la incertidumbre y el riesgo evidenciado en las operaciones y cumplimiento de los compromisos y obligaciones, basado en la solicitud de desactivación realizada a la Litoteca y que la participación de Ecopetrol en el E&P Fuerte Sur es 100%, asumiendo la presentación de los análisis y estudios pendientes con los núcleos que tiene en su poder Anadarko quien renunció como operador y cedió su participación a Ecopetrol en dicho bloque.

3.5. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 3

OBJETIVO ESPECÍFICO 3

Evaluar la gestión de Ecopetrol y su Grupo Empresarial respecto de las inversiones realizadas OFF SHORE en Colombia.
--

Para la evaluación de la gestión realizada por Ecopetrol y su grupo empresarial respecto de las inversiones Off Shore en Colombia, la CGR seleccionó una muestra de contratos en los cuales Ecopetrol participa como operador y otros en los cuales como asociado entre

los cuales se encuentran: Fuerte Sur, Ronda Caribe RC5, GUA OFF-1, Ronda Caribe RC10, SIN OFF-7, así como también el contrato Ronda Caribe RC9 donde participó como operador a través de Ecopetrol Costa Afuera S.A.S (ECAS), contratos sobre los cuales se evaluó y analizó información relacionada con el cumplimiento de algunos criterios establecidos en los anexos contables de los acuerdos entre compañías conocidos como JOA (Joint Operattion Agremment), consistencia entre los movimientos de la cuenta conjunta con los correspondientes programas de trabajo y presupuesto y legalizaciones efectuadas por Ecopetrol.

Dentro del alcance del presente objetivo se evaluaron los modelos financieros entregados por Ecopetrol a la CGR de las inversiones realizadas en los pozos Calasú, Kronos, Brahma y Siluro, correspondientes a la participación de Ecopetrol en los contratos de exploración. Estos modelos reflejan el costo de las inversiones programadas en las etapas de adquisición, exploración, desarrollo y abandono y los costos de operación frente a los ingresos esperados de los mismos, en caso de un resultado exitoso.

Pozo	Costos de Capital Proyectados	Ingresos netos Esperados	Flujo de caja después de impuestos
	(MM\$)	(MM\$)	(MM\$)
Calasú	123,7	897,2	443,2
Kronos	280,4	3.070,9	952,6
Brahma	142,4	702,8	249,8
Siluro	106,0	1.347,8	565,5
Molusco	56,1	426,9	166,6
Total	708,7	6.445,6	2.377,7

Fuente: Ecopetrol

Del análisis de los modelos financieros, las inversiones reales efectuadas y los resultados de exploración, la CGR pudo observar, que para estos pozos los ingresos netos esperados eran de \$6.445,6 millones de dólares y un flujo de caja después de impuestos por valor de \$2.377,7 recursos que no se obtuvieron en razón a los resultados obtenidos no comerciales.

Adicionalmente, es importante mencionar que en una evaluación selectiva de los pozos mencionados anteriormente, en que se escogió al Pozo Kronos, se observó que el costo de capital ejecutado superó el costo de capital proyectado, superándose el presupuesto de exploración en más del 79% del inicialmente pactado y superándose los tiempos en 126% frente a lo inicialmente programado. Si bien la entidad presentó algunas explicaciones al respecto, la CGR no evidenció análisis económicos dentro de ese proceso de exploración de cuáles son los límites de la inversión efectuada

Igualmente se realizó análisis de las zonas francas autorizadas para actividades offshore a través de resoluciones del Ministerio de Comercio, teniendo en cuenta que a través de este mecanismo se buscaba fomentar e impulsar el desarrollo de proyectos encaminados a la exploración y explotación de hidrocarburos en nuestras costas marítimas y mar territorial.

Se adelantó visita a la Zona Franca de Barranquilla con el fin de indagar sobre el ingreso y salida de equipos, materiales, combustibles, sobrantes, etc. de los clientes ECAS y REPSOL, en desarrollo de los contratos de Usuario Operador; también, se realizó visita a las instalaciones de Coremar ubicadas en la Zona Franca Palermo respecto al Contrato ECAS/COREMAR para la perforación pozo molusco. Las visitas incluyeron explicaciones de entendimiento sobre la recepción y cargue de combustibles (diésel marino) utilizado en la operación de los barcos contratados para adelantar la logística de transporte de equipos, materiales, sobrantes y lodos, así como inspección del estado de los sobrantes del proyecto que se encuentran en almacenamiento en el Shore Base, de acuerdo con la relación de sobrantes, recompra y ventas de los mismos. Como resultado del ejercicio respecto a ECAS se estableció que ingresaron mercancías por \$979.8 millones y salidas por \$225.5 millones de la ZFBQ.

En las verificaciones se realizó visita y verificación documental en las instalaciones de la DIAN ubicadas dentro de la ZFBQ donde se trataron los temas relacionados con las actividades de la DIAN respecto al ingreso y salida de mercancías, así como de los registros y visitas de inspección realizadas al movimiento de equipos y mercancías.

En la visita realizada a la Zona Franca de las Américas en Santa Marta se evaluó el resultado de las labores adelantadas respecto al Contrato Petrobras-TSU (Trading Services) referidos a la forma como se llevaron a cabo las actividades de recibo y despacho de mercancía desde el Shore Base de Trading Services en ZFA hacia la zona de exploración Costa Afuera, perforación pozos Arazá, Orca y Brama; así mismo, se indagó sobre la operación del flujo de ingreso y salida de combustible desarrollado por Petrobras Combustibles.

Se adelantó visita a las instalaciones de la Sociedad Portuaria de Santa Marta respecto al contrato celebrado entre Petrobras y la Sociedad Portuaria, lo cual incluyó recorrido por las áreas del Muelle 5 del Puerto de embarque destinado para los barcos de apoyo y logística en la operación del proyecto exploratorio Orca y Brama del Bloque Tayrona, objeto del contrato de Petrobras y se recibió explicación del funcionamiento de la operación del muelle para embarcaciones, zonas de servicios lodos y fluidos, y cargue y trasiego de combustible.

En las verificaciones se realizó visita y verificación documental en las instalaciones de la DIAN ubicadas dentro de la Sociedad Portuaria de Santa Marta con el acompañamiento adicional del Grupo Interno de Trabajo de Zona Franca de la División de Gestión de Operación Aduanera de Santa Marta, para tratar todos los temas relacionados con las actividades de la DIAN tanto en el puerto como en la Zona Franca de las Américas.

Se realizó acompañamiento para la verificación de inventarios sobrantes del proyecto Tayrona, el cual fue adelantado por los funcionarios de Ecopetrol y Petrobras con una labor de observación del procedimiento por parte de la CGR. La toma física de Inventario de materiales consistió en hacer una verificación de los ítems y cantidades existentes físicamente en bodega vs los ítems y cantidades registradas en el sistema SAP de Ecopetrol S.A. Como resultado de la toma de inventarios se determinaron sobrantes de 275 ítems correspondientes a 40.000 unidades por valor de \$31.756 millones.

Respecto al Contrato de Asociación Guajira Offshore, se estableció una gestión administrativa ambiental con inadecuados procesos de control en cuanto al registro y actualización de información Respel, ya que se encuentran sin cerrar siete (7) investigaciones de tipo administrativo ambiental, en contra de la empresa CHEVRON PETROLEUM COMPANY, socio de Ecopetrol S.A., a través de los Autos 788 del 4 de 2017, 789 de 207, 947 de 2017, 951 de 2017, 974 de 2017, 1064 de 2017 y 1065 de 2017, por hechos u omisiones de infracción a normas de protección ambiental, referido especialmente al que estando esta empresa inscrita en el Registro de Generadores de Residuos o Desechos Peligrosos – RESPEL, no reportó la información correspondiente en dicho registro en el año 2016; los registros omitidos fueron para la Estación Bodega Dividivi, Estación Campamento Técnico, Estación Ballena, Estación Riohacha, Muelle Riohacha, Plataforma Chuchupa A y Plataforma Chuchupa B.

Como resultado de la evaluación realizada, a la gestión de las inversiones Offshore realizadas por Ecopetrol, se establecieron los siguientes Hallazgos:

Hallazgo No. 07: Cierre consultas previas y programas de compensación área exploratoria RC9 - ECAS

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), por medio de la Resolución No. 930 expedida el 15 de agosto de 2014 otorgó la Licencia Ambiental a la empresa Ecopetrol S.A. para el proyecto “Área de Perforación Exploratoria Marina (APEM), RC-9 Caribe colombiano, mediante la Resolución No. 264 del 13 de marzo de 2017, la ANLA autorizó la cesión de los derechos y obligaciones derivados de la licencia ambiental correspondiente al expediente LAV0007-12 a la empresa ECAS, dicha empresa el 15 de mayo de 2017, entrega el Plan de Manejo Ambiental específico propuesto para el pozo Molusco 1 ECAS.

La consulta previa es el derecho fundamental que tienen los pueblos indígenas y los demás grupos étnicos, de poder decidir sobre medidas (legislativas y administrativas) o cuando se vayan a realizar proyectos, obras o actividades dentro de sus territorios, buscando de esta manera proteger su integridad cultural, social y económica y garantizar el derecho a la participación. Se fundamenta la consulta previa en el derecho que tienen los pueblos de decidir sus propias prioridades en lo que atañe al proceso de desarrollo, en la medida en que éste afecte a sus vidas, creencias, instituciones y bienestar espiritual y a las tierras que ocupan o utilizan de alguna manera, y de controlar, en la medida de lo

posible, su propio desarrollo económico, social y cultural. Además, en el derecho de dichos pueblos de participar en la formulación, aplicación y evaluación de los planes y programas de desarrollo nacional y regional susceptibles de afectarles directamente (Artículo 7 Convenio 169 de la OIT).

Se estableció que el Ministerio del Interior certificó la existencia de 119 comunidades indígenas del área de influencia del Área de Perforación Exploratoria Marina (APEM), RC-9, para realizar proceso de consulta previa, y a la fecha se tienen cerradas 109, están pendientes por cerrar 10 consultas previas de comunidades indígenas Wayuu del área de influencia del proyecto exploratorio RC-9, registradas en la Licencia Ambiental otorgada al proyecto Área de Perforación Exploratoria Marina RC9, mediante resolución No. 0930 de 2014. No se evidencian las actas de cierre de las siguientes comunidades certificadas: Mixto Patillal, Ampuita, Pájaro Centro, San Tropel, Kolonotsirra, Juyantira, Juluguaipa, Cojemana, Karrarapana, Murralein.

Lo anterior, contraviniendo lo certificado por el Ministerio del Interior en cuanto a consultas previas, y a lo establecido por el Instrumento ambiental de Licencia Ambiental, Resolución No. 930 expedida el 15 de agosto de 2014. Genera un riesgo de no cumplimiento y retrasos de gestión para el cierre definitivo de la Licencia Ambiental ante la autoridad ambiental competente y ante la autoridad técnica, la no liquidación y cierre del contrato.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Ecopetrol S.A, establece en la respuesta que se cumplió el cierre de las 119 consultas previas certificadas por el Ministerio del Interior, y las incluye en el cuadro explicativo y establece que en las actas que envía están soportadas el cierre de la totalidad; sin embargo no se evidencian las actas de cierre de diez (10) consultas certificadas por el Ministerio del Interior, con comunidades indígenas, a saber: Mixto Patillal, Ampuita, Pájaro Centro, San Tropel, Kolonotsirra, Juyantira, Juluguaipa, Cojemana, Karrarapana, Murralein.

En cuanto al Programa de compensación por pérdida de la biodiversidad, se evidenció la elaboración del documento "Proyecto de investigación en biodiversidad caracterización de los ecosistemas estratégicos bentónicos de la plataforma continental de la media Guajira entre los 0 y 20 m de profundidad y su relación con la actividad pesquera" y su respectiva socialización. De la misma forma se reporta un cumplimiento del 100% de las actividades programadas en la ficha la-19 PMA 20 Compensación Social MOL 1, Programa de Compensación Socioeconómica y Cultural - Programa de compensación Social con el Corregimiento el Pájaro, obligación cerrada mediante la ejecución de las compensaciones pactadas con la comunidad el Pájaro. Como soporte de esta gestión se entregan los registros de las reuniones realizadas con las comunidades.

Por lo anterior se acepta y elimina del hallazgo el tema de los cumplimientos de la fichas del PMA, sin embargo se mantiene el cierre de las consultas previas no soportadas con actas de cierre con las comunidades indicadas.

Se configura como hallazgo para trasladar a la Autoridad Ambiental

Hallazgo No. 08: Pago tasas retributivas por vertimientos en las aguas marinas área exploratoria RC9 - ECAS

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), por medio de la Resolución No. 930 expedida el 15 de agosto de 2014 otorgó la Licencia Ambiental a la empresa Ecopetrol S.A. para el proyecto “Área de Perforación Exploratoria Marina (APEM), RC-9 Caribe colombiano, mediante la Resolución No. 264 del 13 de marzo de 2017, la ANLA autorizó la cesión de los derechos y obligaciones derivados de la licencia ambiental correspondiente al expediente LAV0007-12 a la empresa ECAS, dicha empresa el 15 de mayo de 2017, entrega el Plan de Manejo Ambiental específico propuesto para el pozo Molusco 1 ECAS.

La implementación del cobro de las Tasas Retributivas por vertimientos puntuales al agua, se presenta para dar cumplimiento al Decreto 1076 de 2015, emitido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, enmarcado en el capítulo 7, entre los artículos 2.2.9.7.1.1 y 2.2.9.7.6.2.

En análisis realizado al instrumento ambiental otorgado a ECAS, filial de Ecopetrol S.A., para el área exploratoria denominada RC-9 a ECA, en la perforación del pozo Molusco, se evidenció que no se ha realizado la cancelación a la Corporación Autónoma de la Guajira - CORPOGUAJIRA el valor correspondiente a las tasas retributivas por vertimientos en las aguas marinas, de conformidad con lo establecido en el artículo vigésimo octavo de la Resolución 930 de 2014, expediente LAV 007-12.

Lo anterior, fue requerido por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, por seguimiento y control ambiental, mediante el Auto No. 02781 del 01 de junio de 2018, lo cual permite establecer la falta de control y seguimiento por parte de la empresa ECAS, en lo referente al área de perforación exploratoria marina RC-9, en el cumplimiento de los compromisos ambientales y que, a la fecha, para este tema de pago de compromisos de tasas retributivas, no se ha ejecutado.

El incumplimiento de las obligaciones establecidas o requeridas para el desarrollo de estas actividades exploratorias y en la normativa ambiental vigente, puede dar lugar a la imposición y ejecución de las medidas y sanciones que sean aplicables según el caso, de conformidad con lo establecido en la Ley 1333 del 21 de julio de 2009, o cuando quiera que las condiciones y exigencias establecidas en la Licencia Ambiental no se estén cumpliendo conforme a los términos definidos en el acto de su expedición, se dará aplicación del Artículo 62 de la Ley 99 de 1993.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Los monitoreos finales se realizaron entre los meses de agosto y septiembre del presente año, los cuales corresponden a los que se deben realizar entre los ocho y los doce meses después de realizada la perforación, motivo por el cual los resultados de la actividad sólo

estarán disponibles hasta el mes de febrero del 2019. Con relación a la respuesta del Artículo Séptimo del Auto ANLA No. 2781 de junio de 2018, relacionado directamente con la obligación de realizar el pago de las tasas retributivas, ECAS informó mediante radicado ANLA No. 2018137548-1-000 del 2 de octubre de 2018, que en el curso normal del cumplimiento de la obligación haría la entrega del soporte de la actividad una vez se cerrara el proyecto y se hiciera el posterior pago de las tasas retributivas por concepto del vertimiento realizado en las aguas marinas.

Ecopetrol indica que en el siguiente informe que presentará en el mes de diciembre del año 2018, fecha en la cual se radicará y se explicará a la Autoridad Ambiental el estado actual de los monitoreos antes enunciados y la fecha en la que podrá solicitarse la correspondiente liquidación, momento en el cual se contará con los resultados que sirven de insumo para este trámite y sin los cuales no es posible hacer la liquidación.

Lo que indica Ecopetrol S.A. que el cumplimiento a diversas obligaciones que no necesariamente deben culminar en la misma fecha de terminación de la obra, sino que pueden ser trasladadas en el tiempo y cuyo desarrollo, por su misma naturaleza, son de tracto sucesivo, no es excusa para este contrato, ya que a la fecha de análisis de la CGR ya se debieron haber cumplido todos los monitoreos y por ende la liquidación y pago de las tasas retributivas de este proyecto.

Se configura como hallazgo para trasladar a la Autoridad Ambiental

Hallazgo No. 09: Cierre licencia ambiental área perforación exploratoria RC-5

Mediante la Resolución 1315 de julio 1 de 2011, el Ministerio otorgó la Licencia Ambiental para el Proyecto de perforación exploratoria Costa Afuera de los Bloques RC4 y RC5 localizados en el mar Caribe. Equión Energy Limited interpuso recurso de reposición a la Resolución 1315 de 2011, el cual fue resuelto por el Ministerio mediante la Resolución 0019 del 24 de octubre de 2011, en el sentido de modificar y revocar algunas disposiciones del acto administrativo recurrido. Con Auto N° 1321 de Mayo 3 de 2012, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA, se pronunció frente al Plan de Manejo Ambiental del Pozo Exploratorio Mapalé 1, presentado por Equión Energy Limited. La desmovilización de la plataforma Mischief desde el sitio del pozo Mapalé 1 a la bahía de Cartagena, se realizó el día 21 de octubre de 2012, desde la cual se realizó su exportación hacia la República del Congo el día 9 de noviembre de 2012.

Teniendo en cuenta que a partir del 23 de diciembre de 2015 se estableció que para todos los efectos legales y contractuales el contratista y operador del contrato E&P RC-5 era Ecopetrol S.A. en un 100%, se estableció que a la fecha no se ha realizado el cierre y archivo definitivo del expediente LAM 4701 del instrumento ambiental autorizado y liquidado del Contrato E&P RC-5 ante las autoridades competentes, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA y Agencia Nacional de Hidrocarburos respectivamente, relacionado con el cumplimiento de las obligaciones del Plan de Desmantelamiento y Abandono del pozo Mapalé -1.

Lo anterior, se debe a inconsistencias en criterios de aplicación de normativa ambiental de seguimiento y control ya que para la ANLA, EQUION ENERGY LIMITED a la fecha no ha dado cumplimiento a lo establecido en el artículo 2 2 2 3 9 2 del Decreto 1076 de 2015 y para EQUION ENERGY LIMITED y Ecopetrol S.A., el Artículo 2 22 3 9 2 del Decreto 1076 de 2015 no aplica para el desmantelamiento y abandono del pozo Mapale-1, ya que dichas actividades se realizaron durante los meses de octubre y noviembre de 2012, es decir anterior a la entrada en vigencia del Decreto 1076 de 2015 el cual fue posterior al desarrollo y finalización del proyecto, y cuyo desmantelamiento y abandono se hizo bajo lo establecido en el artículo 40 del Decreto 2820 de 2010.

Generando retrasos en el cierre y liquidación del contrato E&P RC-5, más cuando la finalización de las operaciones de perforación y cierre del pozo Mapalé – 1 fueron en el año 2012, sin tener la certeza la Autoridad ambiental competente, de la efectividad del cumplimiento como lo indica el instrumento ambiental aprobado, específicamente en lo referido al Plan de Desmantelamiento y Abandono de dicho pozo.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Actualmente ECOPETROL S.A. como operador del contrato continúa con el seguimiento del cierre del expediente LAM 4701 del instrumento ambiental, teniendo en cuenta que de acuerdo a la comunicación 2-2016-063-311 de enero 13 de 2016 adjunta, Ecopetrol S.A solicitó a EQUION ENERGY LIMITED adelantar el proceso de archivo del expediente como titular de la licencia ambiental otorgada bajo la resolución 1315 del 1 de julio de 2011.

EQUION sigue a la espera de un pronunciamiento por parte de la ANLA respecto al archivo definitivo del expediente LAM 4701, solicitado mediante el oficio con radicado ANLA No. 2016008932-1-000 el 23 de febrero de 2016 y reiterado por medio de los oficios con radicado ANLA: No. 2016029219-1-000 del 9 de junio de 2016 y No. 2017001671-1-000 del 10 de enero de 2017. Se indica que mediante comunicación 2017079004 del 25 de septiembre de 2017 del ANLA dirigida a EQUION en la cual informa que evaluará la información presentada previamente con el fin de establecer el cumplimiento total de requerimientos para posterior emisión del acto administrativo de terminación de licencia ambiental y el correspondiente archivo del expediente LAM4701. El cierre y liquidación del Contrato E&P RC-5 no ha podido llevarse a cabo por la demora en la respuesta por parte de la Autoridad Ambiental.

Por lo anterior, se concluye que aún no se ha cerrado ni liquidado en contrato E&P RC-5.

Se configura como hallazgo para trasladar a la Autoridad Ambiental

Hallazgo No. 10: Costos operación Kronos y Calasú

Los contratos E&P Fuerte Norte y Fuerte Sur, adjudicados por la ANH en el año 2006, tienen como contratistas a las Compañías Anadarko y Ecopetrol S.A en participación igualitaria del 50%.

Los referidos contratos en su cláusula No. 5.5. Problemas durante la perforación de Pozos Exploratorios, refiere que si se llegasen a presentar problemas no controlables de tipo geológico tales como cavidades, presiones anormales, formaciones impenetrables, pérdidas severas de circulación u otras condiciones de tipo técnico que impidan continuar perforando el Pozo Exploratorio, a pesar del empeño de EL CONTRATISTA de continuar los trabajos de perforación de acuerdo con las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo, EL CONTRATISTA podrá solicitar a la ANH dar por cumplida la obligación de perforación, mediante la presentación de un informe técnico donde se describa en detalle la situación presentada y los esfuerzos realizados para superar el problema.

La Cláusula 11.2. Responsabilidad, describe que EL CONTRATISTA llevará a cabo las operaciones materia del contrato de manera diligente, responsable, eficiente y adecuada técnica y económicamente.

Las Compañías contratistas suscribieron entre sí, los acuerdos de participación (FOA) y operación conjunta (JOA), dentro de los cuales se describen obligaciones por parte del operador en materia de eficiencia y economía en la conducción de las operaciones y la aprobación de los presupuestos de la cuenta conjunta AFE, mediante mecanismos como el comité operativo OCM usando figuras de aprobación como voto por notificación (Voice by Notice).

Dentro del programa exploratorio mínimo de cada contrato E&P se pactó por parte de los contratistas la perforación de un pozo exploratorio en el área del bloque adjudicado. En el caso del Bloque Fuerte Sur se llevó a cabo la perforación del pozo Kronos-1 y en el bloque del E&P Fuerte Norte el pozo Calasú-1.

Basado en los informes diarios de perforación DDR y los informes quincenales presentados por el operador ante la ANH mediante forma 5CR, se encuentra que la operación de perforación del pozo Kronos-1 tuvo una duración de 95 días en la primera sección del pozo, con un costo cargado al AFE de USD\$143.04 Millones; el pozo fue desviado (By Pass) en una segunda sección denominada Kronos-1A cuya operación tardo 26 días más con un costo acumulado cargado al AFE de USD\$178.6 Millones; posteriormente el pozo fue desviado en una tercera sección (Sidetrack) denominada Kronos-1B con una duración de 81 días adicionales para terminar el pozo y alcanzar el objetivo, el AFE en lo concerniente a las operaciones de perforación solo del pozo Kronos1/1A/1B ascendió hasta los USD\$272.7 Millones y se extendió hasta los 202 días.

La CGR concluye que los gastos adicionales superaron en 90% el presupuesto estimado para el proyecto de perforación Kronos del bloque Fuerte Sur. Así mismo la operación de

perforación del pozo Calasu-1/1A tuvo una duración de 135 días, cuyos gastos finales ascendieron a USD\$187.6 Millones correspondiente a un 23% más de lo estimado siendo el AFE inicial de USD\$152.18 Millones. Lo anterior desde los votos por notificación, y lo regulado en el JOA en los estados de cuenta y anticipos (Cash Call) se denotan las constantes solicitudes de presupuesto para adicionar y avanzar en los proyectos exploratorios.

Para la CGR los inconvenientes presentados en las operaciones de perforación del pozo Kronos y Calasú, depararon gastos en contra de la cláusula de responsabilidad y aquella referida a los problemas de perforación cuando se presentaron pérdidas severas de circulación, deparando un incremento de presupuesto del proyecto en USD\$129.6 millones, de los cuales se esgrimen gastos por USD\$13.2 Millones en las pérdidas severas de 36.663,2 barriles de lodo de perforación base sintética SBM.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

De acuerdo con la respuesta de Ecopetrol se establecen dos partes dentro de la observación planteada por la CGR, la cual corresponde la primera a la pérdida de lodos base sintética en la perforación de los pozos Kronos y Calasú; y la segunda correspondiente al doble gasto evidenciado el día 12 de febrero de 2015 en los reportes diarios de perforación donde se esgrime que el taladro no podría estar en dos locaciones el mismo día generando costos para la operación.

Para la primera parte concerniente a la pérdida severa de fluidos de perforación, lodos base sintética (SBM); la CGR considera como primer análisis los riesgos esgrimidos en la respuesta de Ecopetrol y que estaban establecidos en el programa de perforación inicial. Si bien es cierto que de acuerdo con el documento los riesgos durante la perforación de cada sección del pozo y del diseño inicial realizado estaban descritos en dicho documento, la mitigación de los mismos dentro de lo planeado, sugiere acciones tendientes a realizar para afrontar las dificultades que se presenten durante las operaciones que impidan el avance de la perforación y por ende el retraso en los tiempos, con la posibilidad de alcanzar el objetivo principal, el cual finalmente se alcanzó después de un considerable incremento presupuestal para el proyecto Kronos.

Lo que la CGR observa es una situación injustificada de uso de lodo base sintética el cual simplemente es reportado como pérdida en cuyo caso no encuentra sustento de la manera para la cual dichos lodos mitigarían los riesgos materializados en la perforación, principalmente en aplicación de los controles estimados para evitar las pérdidas de lodo SBM.

Es por lo anterior que la CGR considera que la pérdida de la cantidad de lodo base sintética SBM, principalmente en la perforación del pozo Kronos en sus diferentes secciones no está sustentada en los controles mitigantes de los riesgos materializados, concluyendo que dicho recurso presenta una pérdida de circulación mencionada en la cláusula 5.5 del Contrato E&P.

Hallazgo No. 11: Prórroga del contrato E&p RC-5 programa exploratorio adicional.

En informe ejecutivo semestral de feb 2013 se determina que el pozo mapale-1 fue descubridor de hidrocarburos (Gas no asociado seco), sin embargo el contrato E&P RC-5 se encuentra en liquidación y el área en su totalidad fue devuelta a la ANH.

Para la prórroga del contrato RC-5 mediante Otro si No.2, el operador propuso la perforación de un pozo adicional dentro del programa exploratorio, el cual sustentaba la prórroga del mismo por 3 años, en evidencia de una forma 4CR "Intención de Perforar" de fecha 27 de diciembre de 2011 y del cual se allego PMA a la autoridad ambiental, se describe la intención de perforar el proyecto mapale-2.

Sin embargo, el pozo Mapale-2 nunca fue perforado ni llevado a cabo en su inversión aun siendo presentada la forma 4CR y presentado el PMA ante la ANLA. (Ubicación Aproxim. 7 Km al SW de Mapale-1). Para el pozo Mapale-1 se presentó aviso de descubrimiento, el cual no fue validado por la ANH, por cuanto la aplicación de las pruebas iniciales del pozo descubridor debía aplicar lo exigido en la Resolución 181495 de 2009, situación que en su momento fue desconocida por el Operador Equión Energía (Filial de Ecopetrol S.A), perdiéndose la posibilidad de obtener lo requerido por la normatividad mediante las pruebas iniciales.

Basado en lo anterior y a partir de la justificación de la perforación de un pozo adicional posiblemente diferente al pozo Mapale-2, clasificado como exploratorio A-3 de acuerdo con la forma 4CR radicada, cuyo proyecto nunca fue llevado a cabo y que el pozo adicional fue sustento que deparó en la prórroga de 3 años del contrato E&P RC-5 cuya inversión pactada fue trasladada como remanente a las inversiones adicionales en el bloque Purple Angel, generando una desviación de la expectativa del descubrimiento que inicialmente se planteó por los contratistas, en inobservancia de la normatividad aplicable para el momento del descubrimiento. Así mismo a la renuncia del Socio y operador Equión Energía a la participación en el Bloque, conllevó que Ecopetrol asumiera las obligaciones del cierre del Contrato y la posterior inversión remanente del 100% trasladada al Programa exploratorio adicional del bloque Purple Angel por valor de USD\$ 36 Millones.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Ecopetrol ratifica que acogíendose al Acuerdo 02 de 2015 de la ANH enfocó las inversiones a activos más estratégicos para la compañía. Para el caso de la inversión de U\$ 36 MUSD del bloque RC-5 se solicitó traslado al pozo Purple Angel-1 ubicado en el bloque Purple Angel. Lo anterior justifica la evidencia de la CGR en cuanto a que Ecopetrol al haber asumido la obligación de la prórroga del programa exploratorio en el Bloque RC-5, prorroga realizada por el socio-operador por un compromiso de inversión de U\$ 36 MUSD, fue Ecopetrol quien quedo con la obligación 100% de la misma, teniendo

que cambiar el horizonte estratégico trasladando dicha inversión a otra obligación, aun así quedo con las obligaciones del cierre del contrato E&P.

La observación se valida, modificando en la redacción del hallazgo para informe el asunto del pozo Mapalé-2 puesto que es válido en la respuesta dada por la Entidad que dicho pozo, no era el del compromiso pactado en la extensión del programa exploratorio con un pozo A3.

3.6. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 4

OBJETIVO ESPECÍFICO 4
Evaluar la gestión de Ecopetrol y su Grupo Empresarial sobre las inversiones OFF SHORE realizadas a nivel extraterritorial.

El Grupo Ecopetrol incluye a todas las empresas en las que Ecopetrol S.A. tiene alguna participación, dentro de las cuales se cuentan todas las filiales, subsidiarias, participaciones accionarias y los vehículos financieros y de inversión que tiene la compañía tanto en Colombia como en el exterior.

En los últimos años Ecopetrol S.A., ha invertido en actividades de exploración en áreas internacionales tanto OnShore como OffShore a través de la empresa Ecopetrol Global Energy S.L.U., a través de la cual la compañía tiene las subsidiarias Ecopetrol America Inc., Ecopetrol Brasil, Ecopetrol Perú, Ecopetrol Oil and Gas Germany GmbH y Ecopetrol Hidrocarburos México S.A. Además, tiene participación accionaria en Savia Perú, a través de la empresa Offshore International Group Inc. (OIG).

En la auditoría la C.G.R. realizó una revisión general de los recursos asignados a las diferentes subsidiarias para el desarrollo de proyectos de exploración y producción costa afuera. En el periodo analizado, el Grupo Ecopetrol invirtió a través de sus filiales MUSD\$1.008 en actividades OffShore, equivalentes a una ejecución del 88% respecto a los recursos aprobados.

Inversiones Ejecutadas Exploración Filiales y Subsidiarias - Offshore - 2014 - 2018
 Cifras en Millones de USD

FILIAL / SUBSIDIARIA	2014	2015	2016	2017	May 2018	TOTAL
Ecopetrol America I	\$364	\$160	\$87	\$77	-\$1	\$687
Ecopetrol Brasil	\$30	\$23	\$22	\$19	\$12	\$106
Ecopetrol Germany	\$155	\$31	\$7	\$0	\$0	\$193
Savia (OIG)	\$11	\$0	\$0	\$0	\$0	\$11
Ecopetrol México	\$0	\$0	\$0	\$1	\$10	\$11
Total	\$672	\$457	\$178	\$216	\$25	\$1.008

Fuente: Ecopetrol S.A. 2014-2018

Para la evaluación de la gestión de Ecopetrol y su grupo empresarial sobre las inversiones Offshore realizadas a nivel extraterritorial, la CGR analizó los resultados financieros obtenidos acumulados de las empresas evidenciándose que las empresas han venido acumulando pérdidas así:

COMPañÍA	Resultados al 2016	Resultados vigencia 2017	Resultados a Septiembre 2018	RESULTADOS TOTALES ACUMULADOS	% PARTICIPACION
BRASIL	-1.105.219.936.502	-54.591.494.654	-44.824.962.597	-1.204.636.393.753	17,41%
GERMANY	-419.624.321.206	-117.693.651	-136.510.358	-419.878.525.215	6,07%
AMERICA	-4.678.438.397.561	163.529.070.667	-760.593.172.816	-5.275.502.499.710	76,25%
PERU	-16.589.188.300	-2.271.431.036	sin información	-18.860.619.336	0,27%
TOTAL	-6.219.871.843.569	106.548.451.326	-805.554.645.772	-6.918.878.038.014	100%

Fuente: Sabana consolidación Ecopetrol e información entregada

Lo anterior muestra que al corte de septiembre de 2018 las empresas vienen arrojando pérdidas acumuladas por 6,9 Billones de pesos.

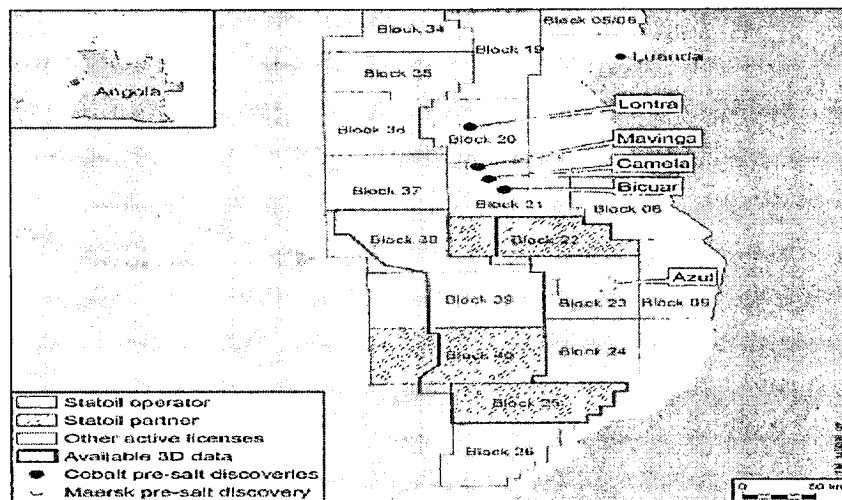
La C.G.R. analizó el proceso de ingreso, gestión y terminación de las actividades de Ecopetrol en el segmento de exploración y producción en la región de África Occidental, en los bloques 38 y 39 de aguas profundas de Angola, puesto que los pozos fueron perforados en 2014 y no fueron exitosos. Las inversiones en Angola se realizaron a través de Ecopetrol Oil and Gas Germany GmbH.

Como resultado de la evaluación realizada, a la gestión de las inversiones Offshore realizadas por Ecopetrol a nivel extraterritorial se estableció el siguiente hallazgo:

Hallazgo No. 12: Control inoportuno a las inversiones en Angola.

Ecopetrol realizó inversión para la perforación de pozos Dilodo y Jacaré en los Bloques 38 y 39 en la cuenca Kwanza de Angola, mediante un acuerdo contractual con el Operador (Statoil) por el 10% de los derechos de los bloques.

Ubicación de los Bloques 38 y 39 a cargo de Statoil.



Fuente: Página web <https://www.offshore-technology.com>

La Junta Directiva de Ecopetrol en la Reunión N° 202 de 2014 aprobó realizar la inversión de riesgo por MUSD \$162,5, y establecer una subsidiaria de Ecopetrol S.A. (Shell Company) en Alemania, con sucursal registrada en Angola, la cual sería la concesionaria de los derechos de Exploración y Producción de los contratos. Según la Ley 1 de 2014 ley comercial de Angola, es obligación incorporar una sucursal para cualquier compañía extranjera que desea ejecutar actividades en Angola por periodos superiores a 1 año, aún en aquellos casos en los que el inversionista actúe como No Operador. En junio de 2014 se constituyó la empresa "Ecopetrol Germany GmbH", la cual quedó responsable de los derechos del 10% de los Bloques 38 y 39 de Angola.

Los pozos fueron perforados entre agosto y noviembre de 2014, los cuales resultaron secos. Por tal razón, desde junio de 2015 Ecopetrol Germany GmbH comunicó al operador su decisión de retiro del contrato, decisión que fue condicionada al cumplimiento de aprobaciones, formalidades y obligaciones contractuales con los socios.

Aunque Ecopetrol Germany tenía participación en los Comités definidos en los JOA de los Bloques 38 y 39 de Angola, en los cuales se aprueban los Programas de trabajo y Presupuestos presentados por el Operador, Ecopetrol evidenció una diferencia con el Operador (Statoil) por MUSD \$5,5, producto de compras de inventarios en los años 2014 y 2015 que no fueron incorporadas en los presupuestos aprobados. Ecopetrol solicitó una auditoría financiera a la cuenta conjunta con lo cual estableció que los costos totales del proyecto ascendían a MUSD \$192,4, de los cuales MUSD \$3 correspondían a la diferencia para cerrar la negociación con el Operador (Statoil). Estos recursos fueron cubiertos con MUSD \$5,5 de recursos contingentes aprobados por la Junta Directiva.

En la reunión 242 de Junta Directiva de Ecopetrol celebrada en junio de 2016, el Vicepresidente Jurídico de Ecopetrol informó que, para terminar la operación de Angola las autoridades locales exigen la realización de trámites de retiro por parte de una persona

jurídica localizada en esa jurisdicción, por lo tanto, era necesario crear un filial de Ecopetrol Germany. Para la creación de la sociedad en Angola, fue necesario cambiar el nombre de la subsidiaria Ecopetrol Germany GmbH a ECP Oil and Gas Germany GmbH en Julio del 2016.

De acuerdo con la Certificación expedida por el “Ministerio da Justiça e dos Direitos Humanos”, la empresa ECP Oil And Gás Germany GMBH – Sucursal De Angola (NIF 5410778200) se registró hasta el 10-02-2017, como consecuencia del registro extemporáneo de la sociedad en Angola implica un potencial riesgo de multa por presentación extemporánea de las declaraciones tributarias. Sin embargo, Ecopetrol proyecta finalizar en el primer trimestre de 2019 el proceso de cancelación en Angola y espera finalizar el proceso de liquidación en Alemania a mediados del año 2019. Además, Ecopetrol estaba obligada a realizar la inversión después de aprobar el Farmout y después del trámite de aprobación por parte de las autoridades de Angola, aun cuando los pozos fueron perforados y terminados en 2014 y no fueron exitosos.

Ecopetrol Germany no realizó una oportuna gestión ante el Gobierno de Angola para adelantar el cierre de las actividades en ese país, lo cual ha requerido de gastos administrativos posteriores a la salida del acuerdo contractual con el Operador por USD\$87.916 a septiembre de 2018.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

La respuesta de la Gerencia de Nuevos Negocios a la C.G.R., no desvirtúa la observación, teniendo en cuenta que la C.G.R. evidenció que la Junta Directiva de Ecopetrol autorizó la constitución de las sociedades en Alemania y en Angola desde junio de 2014, y una vez se obtuvo la aprobación de las autoridades de Angola para la cesión de derechos en febrero de 2015 era viable la constitución de la sociedad en el país Africano. En este sentido, el registro inoportuno de la sucursal en febrero de 2017 fue producto de la gestión de la compañía, puesto que Ecopetrol Germany realizó consultas a las autoridades angoleñas “sobre la necesidad o no de registrar la sucursal”, aun cuando la Vicepresidencia Jurídica de Ecopetrol desde junio de 2014 había informado que las normas de Angola exigían la constitución de una sociedad en dicho país. En este sentido, se evidencia dilación en la gestión adelantada por Ecopetrol y sus filiales, para cumplir con las normas del país Africano.

Por otra parte, la C.G.R., encuentra que los gastos de Ecopetrol relacionados a pagos de asesores legales y tributarios en Angola y Alemania, se realizaron para dar cumplimiento a las obligaciones legales (declaraciones tributarias) y de los requisitos propios del proceso de cancelación de la sucursal, trámites que están en proceso.