



1-2019 093 44187

86111

Bogotá D C ,

FELIPE BAYÓN PARDO

Presidente

ECOPETROL S A

Carrera 7 No 32 - 42

Edificio San Martín

Bogotá D C

Contraloría General de la República SGD 09 12 2019 20 34	
Al Contestar Cite Este No 2019EE0154578 Fol 1 Anex 1 FA 67	
ORIGEN	86111 DESPACHO DEL CONTRALOR DELEGADO PARA EL SECTOR MINAS Y ENERGIA / RICARDO RODRIGUEZ YEE
DESTINO	FELIPE BAYON PARDO / ECOPEPETROL
ASUNTO	REMISION INFORME FINAL AUDITORIA DE CUMPLIMIENTO ECOPEPETROL
OBS	AUDITORIA DE CUMPLIMIENTO SEGMENTO DE PRODUCCION VIGENCIA 2018
2019EE0154578	

Asunto Informe de Auditoría de Cumplimiento Segmento Desarrollo y Producción - Ecopetrol vigencia 2018

Respetado Doctor Bayón,

En desarrollo del Plan de Vigilancia Fiscal 2019, se adelantó Auditoría de Cumplimiento a la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol, adjunto se remite el informe final de auditoría

La entidad deberá 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, los cuales deberán ser reportados a través del Sistema de Rendición de Cuentas e Informes (SIRECI), dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al recibo del presente, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 7350 del 29 de noviembre de 2013 de la Contraloría General de la República

Cordial saludo,



RICARDO RODRIGUEZ YEE

Contralor Delegado Sector Minas y Energía

Proyecto
Reviso
Aprobo

Lider de Auditoria
Edgar Vicente Gutiérrez Romero- Supervisor 
Fulton Ronny Vargas - Director de Vigilancia Fiscal 



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

INFORME AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO

**ECOPETROL S.A.
AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO SEGMENTO DE DESARROLLO Y
PRODUCCIÓN**

VIGENCIA 2018

**CGR-CDME No. 08
Diciembre 2019**

AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO
ECOPETROL S.A. SEGMENTO DE DESARROLLO Y PRODUCCION

Contralor General de la República	Carlos Felipe Córdoba Larrarte
Vicecontralor General	Ricardo Rodríguez Yee (E)
Contralor Delegado para el Sector Minas y Energía	Ricardo Rodríguez Yee
Director de Vigilancia Fiscal	Fulton Ronny Vargas Caicedo
Coordinador de Gestión (E)	Edgar Vicente Gutiérrez Romero
Equipo de auditoría Nivel Central	
Líder de Auditoría	Faiber Iván Pachón Rodríguez
Equipo auditor	Ybette Lucelly Sánchez Tovar Francy del Pilar Bahamon Buendía Nubia Margarita Zarate Cubides Luis Fernando Monge Pachón Víctor Hugo Ochoa Amaya Jaime Alejandro Mesa Garzón Jorge Enrique Camacho Rivera
Líder de Auditoría Gerencia Meta	Luis Ariel Rivera Rojas
Equipo auditor	Dora Alicia Saray Muñoz Raúl Eduardo Arévalo Otálora Alfonso López Rubio
Líder de Auditoría Gerencia Santander	José Mauricio Vanegas
Equipo auditor	Claudia Lucia Durán Sánchez Uriel Eduardo Mejía Díaz Albey Alfonso Reyes Silva
Líder de Auditoría Gerencia Huila	Martha Lucia Hernández Trujillo
Equipo auditor	Gloria I Hernández Trujillo Olga Martínez Plaza Luz Karine Pérez Charry María Eugenia Cadena Patiño

TABLA DE CONTENIDO

1.	HECHOS RELEVANTES.....	4
1 1	OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA	6
1 1 1	Objetivo General	6
1 1 2	Objetivos Específicos	6
1 2	ALCANCE DE LA AUDITORÍA	7
1 3	LIMITACIONES DEL PROCESO	8
1 4	CONCEPTO DEL CONTROL INTERNO	8
1 5	CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO EVALUACIÓN REALIZADA	8
1 6	EVALUACION DEL PLAN DE MEJORAMIENTO	8
1 7	RELACION DE HALLAZGOS	9
2.	OBJETIVOS Y CRITERIOS.	10
2 1	OBJETIVOS ESPECIFICOS	10
2 2	CRITERIOS IDENTIFICADOS	10
3	RESULTADOS DE LA AUDITORÍA	20
3 1	RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No 1	20
3 1 1	NIVEL CENTRAL	21
3 1 1 1	Vicepresidencia Regional Oriente	21
3 1 1 2	Vicepresidencia de Activos con Socios	31
3 1 2	GERENCIA DEPARTAMENTAL META	37
3 1 3	GERENCIA DEPARTAMENTAL SANTANDER	42
3 1 4	GERENCIA DEPARTAMENTAL HUILA	49
3 2	RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No 2	60
3 2 1	PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DEL CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES AMBIENTALES EN EL SEGMENTO DE PRODUCCION	60
3 2 1 1	NIVEL CENTRAL	60
3 2 1 2	GERENCIA DEPARTAMENTAL META	71
3 2 1 3	GERENCIA DEPARTAMENTAL SANTANDER	74
3 2 1 4	GERENCIA DEPARTAMENTAL HUILA	79
3 2 2	PROCEDIMIENTO ESPECIALIADO DE VALORACION DE COSTOS AMBIENTALES	88
3 3.	RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No 3	109
3 4.	RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No 4	110
3 4 1	NIVEL CENTRAL	110
3 4 2	GERENCIA DEPARTAMENTAL META	111
3 4 3	GERENCIA DEPARTAMENTAL SANTANDER	111
3 4 4	GERENCIA DEPARTAMENTAL HUILA	111
3 4 5	CONSOLIDADO	112
3.5.	BENEFICIOS DE AUDITORÍA	113

1 HECHOS RELEVANTES

La producción equivalente de crudo y gas del Grupo Ecopetrol, al cierre del año 2018, fue de 720mil barriles de petróleo equivalentes por día (Kbped), cumpliendo la meta de producción para el año. Esta cifra representa un aumento de 0,8% frente al resultado del año 2017.

La producción de crudo en participación de Ecopetrol se incrementó en 0,7% situándose en 549mil barriles por día (Kbpd), de los cuales 438kbpd fueron de operación directa y 111 Kbpd de operación asociada.

En 2018 las inversiones del Grupo Ecopetrol en este segmento fueron de US\$2 148,6 millones, de este valor, el 91,5% (US\$1 966,1) corresponde a inversiones realizadas por Ecopetrol S A, esto representa un incremento de 61% respecto a 2017. La campaña de perforación de la empresa se concentró en los campos Castilla en sus Etapas 1 y 2, La Cira Infantas y en el Módulo B3 del campo Rubiales. Se destaca la continuación de la construcción de la planta de estabilización de condensados del campo Cupiagua, la cual permitirá maximizar el valor del gas rico producido en el Piedemonte Llanero, así como la campaña de perforación infill en Chichimene.

A 31 de diciembre de 2018 Ecopetrol contaba con 53 contratos de colaboración en fase de explotación, con 30 compañías asociadas y en relación a las inversiones con socios realizadas durante 2018, se registró un valor de US\$377 millones.

86111

Bogotá D C ,

FELIPE BAYÓN PARDO

Presidente
ECOPETROL S A
Ciudad

Asunto Informe Final Auditoría de Cumplimiento

Respetado doctor Bayón

Con fundamento en las facultades otorgadas por el Artículo 267 de la Constitución Política y de conformidad con lo estipulado en la Resolución Orgánica 014 del 14 de junio de 2017, la Contraloría General de la República realizó auditoría de cumplimiento a metas y obligaciones propuestas por Ecopetrol S A en su Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, para la vigencia 2018

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 diferentes metas propuestas por la entidad, así como, el cumplimiento de las obligaciones tanto contractuales como normativas, 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 022 del 31 de agosto de 2018, 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

¹ ISSAI The International Standards of Supreme Audit Institutions

² INTOSAI International Organization of Supreme Audit Institutions

destinadas a obtener garantía limitada, de que los procesos consultaron la normatividad que le es aplicable

La auditoría incluyó el examen de las evidencias y documentos que soportan el proceso auditado y el cumplimiento de las disposiciones legales y que fueron remitidos por las entidades consultadas

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 Minas y Energía

La auditoría se adelantó con personal de la Dirección de Vigilancia Fiscal de la Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía y de los Grupos de Vigilancia Fiscal de las Gerencias Departamentales Colegiadas del Huila, Meta y Santander, en las instalaciones de Ecopetrol S A y algunos asociados. La evaluación se enmarcó en el cumplimiento de metas y obligaciones de la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción para la vigencia 2018

1.1 OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA

1.1.1 Objetivo General

Evaluar el cumplimiento de metas y obligaciones propuestas para la vigencia 2018, en el manejo de los recursos públicos del segmento de producción de Ecopetrol S A, de conformidad con el marco normativo y procedimientos en las mejores prácticas aplicables a la industria petrolera, a la Entidad y su Grupo Empresarial

1.1.2 Objetivos Específicos

1.1.2.1 Evaluar el cumplimiento de la gestión fiscal de Ecopetrol en materia de producción y explotación de hidrocarburos respecto de los recursos invertidos en Opex y Capex a través de las diferentes modalidades de contratos y convenios de hidrocarburos E&P, contratos con socios y convenios de explotación en operación asociada y directa, que se ejecutan en los diferentes activos y campos de producción

1.1.2.2 Verificar el cumplimiento de las obligaciones de Ecopetrol frente a las autoridades ambientales dentro de las actividades de operación directa y asociada en los diferentes activos de producción

1.1.2.3 Evaluar el sistema de control interno y la gestión de riesgos con que cuenta el sujeto de control, para garantizar el adecuado uso y control de los recursos

1 1 2 4 Evaluar el cumplimiento del plan de mejoramiento presentado a la CGR en el SIRECI de acuerdo con la materia seleccionada

1 2. ALCANCE DE LA AUDITORÍA

El alcance de la auditoría incluyó la evaluación de los recursos invertidos en materia de producción y explotación de hidrocarburos en activos de producción de Ecopetrol tanto en operación directa como en asociada a través de las diferentes modalidades de contratos y convenios de hidrocarburos E&P, contratos con socios y convenios de explotación, los recursos revisados fueron los destinados a las inversiones inmersas en el portafolio de Ecopetrol de la vigencia 2018 y gastos operacionales en ejecución de los proyectos y que se encontraban distribuidas en los activos y campos de producción de la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción de Ecopetrol, integrada por las siguientes áreas

- Vicepresidencia de Desarrollo, (VDE)
- Gerencia de Perforación Nacional,
- Gerencia de Yacimientos no convencionales
- Vicepresidencia de Activos con Socios (VAS)
- Vicepresidencia Regional Oriente (VRE)
- Vicepresidencia Regional Orinoquía (VRO)
- Vicepresidencia Regional Central (VRC)
- Vicepresidencia Regional Sur (VRS)

Se evaluó el cumplimiento de las obligaciones contractuales adquiridas en el marco de los contratos celebrados para las diferentes Vicepresidencias de Ecopetrol mencionadas anteriormente. Para dicha revisión se tuvieron en cuenta los proyectos ejecutados, realizando un muestreo significativo para los diferentes equipos auditores participantes, resaltando aspectos como monto de los recursos, representatividad para el desarrollo de la Vicepresidencia, proyección de costo de oportunidad, así como el juicio experto de los auditores.

Se revisaron contratos de asociación suscritos por Ecopetrol con socios, los cuales dependen de la Vicepresidencia de Activos con Socios (VAS), destacando la verificación del cumplimiento de los parámetros en el manejo de la cuenta conjunta, de los anticipos y de la amortización de los mismos, se verificaron las particularidades de cada uno de los contratos. En el aspecto Jurídico se verificó el cumplimiento de lo estipulado en cada uno de los contratos, los aportes realizados por Ecopetrol a la asociación y la responsabilidad derivada de los mismos. En el aspecto técnico se verificó el cumplimiento de las metas propuestas para cada uno de los operadores de los campos, haciendo referencia a la producción de los campos, los factores y utilización de los recobros y el cumplimiento de expectativas de incrementos de producción.

Se identificaron los riesgos significativos para el proceso de producción de Ecopetrol S A tanto en el nivel central como en cada una de las regionales evaluadas, se consolidaron y se practicaron procedimientos para corroborar el diseño de los controles y la operatividad de los mismos, para obtener una calificación consolidada del control interno de la entidad, que aunada a otros aspectos significativos de la auditoría permiten emitir el concepto sobre la misma

Se revisó el grado de avance en el cumplimiento de las acciones de mejora propuestas por Ecopetrol S A suscritas en las diferentes auditorías practicadas con anterioridad con corte al 30 de junio de 2019 Cabe mencionar que las acciones de la Auditoría Financiera realizada a la vigencia 2018 no fueron incluidas en este ejercicio, debido a que fueron suscritas con posterioridad al 30 de junio de 2019 y el plazo para su ejecución es posterior a la fecha de corte de la revisión practicada por la CGR

1 3 LIMITACIONES DEL PROCESO

En el trabajo de auditoría no se presentaron limitaciones que afectaran el alcance o el desarrollo de la auditoría

1 4 CONCEPTO DEL CONTROL INTERNO

En la evaluación del diseño y efectividad de controles implementados por ECOPETROL S A , la calificación obtenida fue de 1,167 "Adecuado" La calificación final del control interno es de 1,267 "Eficiente" Se observa que, en términos generales, los controles existen, están bien diseñados, mitigan los riesgos que ocasionaron su origen La aplicación de los mismos es adecuada con algunas opciones de mejora identificadas

1 5 CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO EVALUACIÓN REALIZADA

Concepto sin Reservas

"Sobre la base del trabajo de auditoría efectuado, consideramos que, la información acerca de la materia controlada de la entidad auditada, resulta conforme, en todos los aspectos significativos, con los criterios aplicados"

1 6 EVALUACION DEL PLAN DE MEJORAMIENTO

La CGR realizó el seguimiento de 465 acciones de mejora para 206 hallazgos presentados en el Plan de Mejoramiento implementado por la entidad, encontrándose luego del análisis de los soportes un cumplimiento del Plan de Mejoramiento del 91 61% Las acciones cumplidas por parte de la Entidad son 426, a su vez 38 acciones la CGR no da conformidad, adicional 1 acción de mejora


analizada en la Gerencia Departamental de Huila se consideró no cumplida por parte del equipo auditor y actualmente se encuentra aun dentro del término establecido para su cumplimiento en el SIRECI

Las acciones de mejora que la CGR de cumplimiento en el presente informe, la Entidad puede retirarlas del plan de mejoramiento, de acuerdo a la comunicación remitida por la comisión de la CGR a Ecopetrol S A Las acciones para las que no se dio cumplimiento, la entidad deberá mantenerlas en el Plan de Mejoramiento vigente, y ajustar este plan con acciones y metas de tipo correctivo y/o preventivo, dirigidas a subsanar las causas que dieron origen a los hallazgos identificados por la Contraloría General de la República como resultado del proceso auditor que se presentan en este informe La efectividad de las acciones emprendidas por la Entidad para eliminar las causas de los hallazgos detectados en esta auditoría, serán evaluadas por la CGR, según lo establecido en la Resolución orgánica que reglamenta el proceso y la Guía de auditoría aplicable

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 diez (10) días hábiles siguientes al recibo de este informe

1.7 RELACION DE HALLAZGOS

Se constituyeron Veintisiete (27) hallazgos administrativos los cuales fueron comunicados oportunamente a la entidad, un (1) hallazgo con incidencia disciplinaria, y dos (2) Beneficios de Auditoría A todos los hallazgos la entidad emitió respuesta y la CGR realizó el análisis respectivo



RICARDO RODRIGUEZ YEE

Contralor Delegado para el sector Minas y Energía

Aprobó Fulton Ronny Vargas Caicedo / DVF

Revisó Edgar Vicente Gutiérrez Romero / Coordinador de Gestión

Elaboró Grupo Auditor

2. OBJETIVOS Y CRITERIOS

Los objetivos específicos y los criterios de auditoría aplicados en la evaluación del cumplimiento de metas y obligaciones por parte de la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, fueron

2.1 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- 2.1.1 Evaluar el cumplimiento de la gestión fiscal de Ecopetrol en materia de producción y explotación de hidrocarburos respecto de los recursos invertidos en Opex y Capex a través de las diferentes modalidades de contratos y convenios de hidrocarburos E&P, contratos con socios y convenios de explotación en operación asociada y directa, que se ejecutan en los diferentes activos y campos de producción
- 2.1.2 Verificar el cumplimiento de las obligaciones de Ecopetrol frente a las autoridades ambientales dentro de las actividades de operación directa y asociada en los diferentes activos de producción
- 2.1.3 Evaluar el sistema de control interno y la gestión de riesgos con que cuenta el sujeto de control, para garantizar el adecuado uso y control de los recursos
- 2.1.4 Evaluar el cumplimiento del plan de mejoramiento presentado a la CGR en el SIRECI de acuerdo con la materia seleccionada

2.2 CRITERIOS IDENTIFICADOS

Artículo 3, Ley 489 de 1988 PRINCIPIOS DE LA FUNCION ADMINISTRATIVA
La función administrativa se desarrollará conforme a los principios constitucionales, en particular los atinentes a la buena fe, igualdad, moralidad, celeridad, economía, imparcialidad, eficacia, eficiencia, participación, publicidad, responsabilidad y transparencia. Los principios anteriores se aplicarán, igualmente, en la prestación de servicios públicos, en cuanto fueren compatibles con su naturaleza y régimen

Artículo 6, Ley 1118 de 2006 Régimen aplicable a Ecopetrol S A
Todos los actos jurídicos, contratos y actuaciones necesarias para administrar y desarrollar el objeto social de Ecopetrol S A, una vez constituida como sociedad de economía mixta, se registrarán exclusivamente por las reglas del derecho privado, sin atender el porcentaje del aporte estatal dentro del capital social de la empresa

Ley 1150 de 2007 - Artículo 13 PRINCIPIOS GENERALES DE LA ACTIVIDAD CONTRACTUAL PARA ENTIDADES NO SOMETIDAS AL ESTATUTO GENERAL DE CONTRATACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA
Las entidades estatales que por disposición legal cuenten con un régimen contractual excepcional al del Estatuto General de Contratación de la Administración Pública, aplicarán en desarrollo de su actividad contractual, acorde con su régimen legal especial, los principios de la función administrativa y de la gestión fiscal de que tratan los artículos

209 y 267 de la Constitución Política, respectivamente según sea el caso y estarán sometidas al régimen de inhabilidades e incompatibilidades previsto legalmente para la contratación estatal

Artículo 14 Las Empresas Industriales y Comerciales del Estado, las Sociedades de Economía Mixta en las que el Estado tenga participación superior al cincuenta por ciento (50%), sus filiales y las Sociedades entre Entidades Públicas con participación mayoritaria del Estado superior al cincuenta por ciento (50%), estarán sometidas al Estatuto General de Contratación de la Administración Pública, con excepción de aquellas que desarrollen actividades comerciales en competencia con el sector privado y/o público, nacional o internacional o en mercados regulados, caso en el cual se regirán por las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a sus actividades económicas y comerciales, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 13 de la presente ley. Se exceptúan los contratos de ciencia y tecnología, que se regirán por la Ley 29 de 1990 y las disposiciones normativas existentes

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

Artículo 8. “La vigilancia de la gestión fiscal del Estado se fundamenta en la eficiencia, la economía, la eficacia, la equidad y la valoración de los costos ambientales, de tal manera que permita determinar en la administración, en un período determinado, que la asignación de recursos sea la más conveniente para maximizar sus resultados, que en igualdad de condiciones de calidad los bienes y servicios se obtengan al menor costo, que sus resultados se logren de manera oportuna y guarden relación con sus objetivos y metas. Así mismo, que permita identificar los receptores de la acción económica y analizar la distribución de costos y beneficios entre sectores económicos y sociales y entre entidades territoriales y cuantificar el impacto por el uso o deterioro de los recursos naturales y el medio ambiente y evaluar la gestión de protección, conservación, uso y explotación de los mismos”

GESTIÓN DE ABASTECIMIENTO GAB

- **Manual de Contratación (nueva versión) - GSJ-M-001** A partir del 2 de enero de 2017 entró en vigencia el nuevo Manual congruente con el Modelo de Abastecimiento que se está implementando

4 2 Proceso de Abastecimiento

4 2 1 Planeación Estratégica

4 6 1 Gestión de contratos

4 6 2 Variaciones en las condiciones de los contratos

4 6 5 Cierre y balance de Contratos

- **Guía lineamientos generales gestión de contratos -GAB-G-001 - versión 13 del 15/04/2019 (funciones administrador contratos).**

- 2 1 1 Administrador del contrato
- 2 1 2 Interventor del contrato
- 2 2 Alcance de la gestión

GERENCIAMIENTO DE ACTIVOS CON ASOCIADAS – GAA

- **Decreto 2288 de 2004, se reglamenta el decreto 1760 de 2003 (Contratos de Asociación).**

ARTÍCULO 1º Para efecto de lo previsto en el artículo 8º numeral 8 7 del Decreto-ley 1760 de 2003, la aprobación que le compete al Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de las modificaciones consistentes en la extensión de la vigencia de los contratos de asociación, sólo se otorgará una vez Ecopetrol S A presente como soporte las consideraciones técnicas y económicas, siguiendo los parámetros establecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos

El Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos aprobará la extensión de la vigencia de los contratos de asociación cuando el Estado reciba un mayor beneficio económico al que tendría en el caso de no extenderlo. Adicionalmente, en la medida de lo posible, la extensión de la vigencia de los contratos de asociación deberá incluir nuevos proyectos de desarrollo de los campos existentes, nuevos proyectos de exploración, la aplicación de nuevas tecnologías o reducir la exposición al riesgo por parte del Estado

Debido que la extensión de la vigencia de los contratos de asociación implica que no existe solución de continuidad en la relación jurídica existente entre las partes y el contrato de asociación no termina, los derechos estatales sobre la producción continuarán exclusivamente en cabeza de Ecopetrol S A conforme a la participación que se convenga

La Agencia Nacional de Hidrocarburos no podrá condicionar la aprobación a la aplicación de nuevas participaciones a su favor

PARÁGRAFO Para el caso de las negociaciones de las extensiones de la vigencia de los contratos de asociación que a la fecha de promulgación del presente decreto se encuentren en curso y que se perfeccionen antes del 31 de julio de 2004, el Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos los aprobará teniendo en cuenta únicamente el criterio de beneficio económico para el Estado señalado en el inciso segundo del presente artículo

ARTÍCULO 2º. Para efecto de lo previsto en el artículo 11 5 y los numerales 4, 5, 6 y 7 del artículo 54 del Decreto-ley 1760 de 2003 a la terminación del contrato de asociación o sus extensiones, suscrito por la Empresa Colombiana de Petróleos o por Ecopetrol S A antes del 31 de diciembre de 2003, los derechos sobre la producción de la respectiva área y sobre los bienes muebles e inmuebles continuarán en cabeza de Ecopetrol S A , en su calidad de empresa estatal

Tratándose de las áreas de qué trata el inciso anterior y aquellas de operación directa de Ecopetrol S A , dicha empresa y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, previa determinación de los criterios generales por parte de la Agencia, deberán suscribir convenios en los cuales se definan las condiciones de exploración y explotación de las áreas, hasta el agotamiento del recurso en el área respectiva, o hasta que Ecopetrol S A devuelva el área

Si Ecopetrol S A suspende en forma injustificada las actividades de análisis, evaluación o ejecución en sus proyectos de exploración o explotación en las áreas de operación directa y de las que trata el inciso primero del presente artículo, las devolverá a la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Los tiempos y la forma de verificación serán establecidos en los convenios que deberán suscribir las dos entidades, bajo los criterios generales establecidos por la Agencia

ARTÍCULO 3º Para efecto de lo previsto en el artículo 34 1 del Decreto-ley 1760 de 2003, si Ecopetrol S A desea ceder total o parcialmente los derechos de exploración y explotación sobre las áreas de operación directa y las áreas de qué trata el inciso primero del artículo segundo del presente decreto, deberá solicitar la aprobación de la cesión del convenio suscrito entre ambas entidades a la Agencia Nacional de Hidrocarburos

Con ocasión de la cesión quedarán como titulares del convenio de que trata el artículo 2º de este decreto la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de una parte, y quienes obtengan o permanezcan con derechos de exploración y explotación en virtud de la cesión

Para efecto de aprobar la cesión de derechos, la Agencia Nacional de Hidrocarburos evaluará a la cesionaria y el negocio jurídico en las mismas condiciones exigidas en la industria, sujetándose a los criterios generales expedidos previamente para tal fin. En todo caso, esta no exigirá a Ecopetrol S A ni al cesionario el pago de cánones, rentas o participaciones a su favor que hagan variar las condiciones económicas que aplicaban en el área antes de la cesión

En el evento que la Agencia Nacional de Hidrocarburos autorice una cesión parcial a uno o varios terceros y luego este o estos optaren de nuevo por ceder los derechos a Ecopetrol S A de manera tal que la titularidad de los derechos en bloque vuelva a quedar íntegramente en Ecopetrol S A , la agencia aceptará dicha cesión, siempre

y cuando Ecopetrol S A asuma el cabal cumplimiento del convenio original Esta prerrogativa sólo puede darse en cada área por una sola vez

En los casos diferentes de los señalados en el inciso primero del presente artículo, Ecopetrol S A podrá celebrar todos los negocios en conexión con cualesquiera actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos en sus áreas de operación directa que estén dentro de la autonomía de la voluntad, sin necesidad de aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos

➤ **Procedimiento para la terminación y liquidación de contrato de colaboración GAA-P-003 del 03/07/2019 versión 1.**

3 1 Terminación de contratos de colaboración y transferencia de activos entre dependencias de Ecopetrol

3 1 A Planificación de la terminación del contrato de colaboración

3 1 B EJECUCIÓN DEL PROCESO DE TERMINACIÓN

3 1 1 Cronograma de terminación o transferencia

3 1 2 Etapa de ejecución de la terminación del contrato de colaboración o de la transferencia del activo

3 1 3 Temáticas del proceso ¹

3 1 H Acta de terminación del contrato

3 2 Liquidación de contratos de colaboración y transferencia de activos entre dependencias de Ecopetrol

3 2 1 Acta de liquidación del contrato de colaboración

4 Contingencias

➤ **Instructivo para el desarrollo del comité de gestión de glosas y desacuerdos - GAA-I-002 del 03/07/2019. Versión 1**

2 Desarrollo Como resultado de las Auditorías realizadas a la Cuenta Conjunta, se emite un Informe de la firma Auditora que, en la eventualidad de presentar Glosas de Auditoría o Notas de Control, hace necesario que el Operador del Contrato de Colaboración entregue las aclaraciones o soportes correspondientes para el cierre de los hallazgos antes mencionados

Si los plazos y las acciones definidas para el cierre de las Glosas y/o Notas se vencen y no se ha logrado el cierre de las mismas en el marco del Comité Ejecutivo (o quien haga sus veces) o un acuerdo de cierre entre las Partes, se procederá a

¹Cada ítem se detalla en el procedimiento GAA-P-003 de Ecopetrol

llevar los hallazgos al Comité de Gestión de Glosas y Desacuerdos de la VAS para su análisis y recomendación

- **Contratos y Convenios suscritos con Empresas Asociadas.**

GESTIÓN DE CONVENIOS GCO

- **Guía para la gestión de convenios - GCO-G-001 - Versión 4 del 29/05/2019**

2.3 Definición y modalidades de convenios

2.5 Condiciones generales de los convenios.

2.7.2. Convenios de Asociación (Art 96 Ley 489 de 1998). Son aquellos en los cuales Ecopetrol S A , con la observancia de los principios señalados en el artículo 209 de la Constitución Política, se asocia con personas jurídicas privadas sin ánimo de lucro y de reconocida idoneidad, mediante la celebración de convenios para el desarrollo conjunto de actividades en relación con los cometidos y funciones que le asigna la ley

Los convenios de asociación a que se refiere la presente guía deben ser celebrados con el fin de impulsar programas y actividades de interés público acordes con el Plan Nacional y los planes seccionales de Desarrollo y deben cumplir los demás requisitos que apliquen conforme a las normas relativas a este tipo de convenios, entre ellas el Decreto 092 de 2017 ¹

2.9.3.1. Ejecución del Convenio.

2.9.3.2. Aportes y Desembolsos. Se entiende por aportes la contribución que se obliga a realizar cada una de las Partes del convenio encaminada al desarrollo del fin común. Los aportes podrán ser en dinero, especie o industria y no necesariamente deben ser de igual valor

Previo al inicio de las actividades del convenio se debe verificar la constitución del instrumento financiero definido

El Administrador del Convenio deberá corroborar que Ecopetrol y las demás Partes utilizan el instrumento financiero y que los aportes están siendo desembolsados conforme a lo acordado en el convenio ²

¹ Requisitos establecidos en la Guía para la gestión de convenios - GCO-G-001 - Versión 4 del 29/05/2019

² El esquema de desembolsos se detalla en la Guía GCO-G-001

- **Guía de gestión de riesgos en proyectos - EDP-G-001 - versión 2 del 12/04/2019**

2.3 8 Materialización de Riesgo: Un riesgo se considera materializado una vez ocurra el evento identificado o no identificado y se verifiquen sus respectivos impactos en

- Incumplimiento de un hito
- Retraso de una o varias actividades de la ruta crítica
- Sobrecostos para el proyecto
- Modificación del alcance

GESTIÓN DE PROYECTOS

- **Macroproceso de gestión de proyectos**

4 2 Ciclo de vida de la Gestión de Programas

- **Guía de servicios a proyectos - EDP-G-006 — Versión 1 de 27/12/2016**

3 2 1 Planeación

3 2 2 3 WBS

3 2 2 8 Elaboración del Cronograma

3 2 2 8 1 Definir las actividades

3 2 2 9 Desarrollo del Cronograma y Línea Base

3 2 3 4 Cronograma Fase de Ejecución del Proyecto

3 4 5 FASE DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

3 4 5 8 Planeación y Control de Abastecimiento

3 5 4 GESTION DE LA INFORMACION EN EL EDP

3 5 4 3 Definición del Proyecto

3 5 4 4 Ejecución del Proyecto

3 5 4 5 Cierre del Proyecto

- **Guía para la gestión de materiales de proyectos en bodegas**

2 3 Seguridad en las áreas de almacenamiento

2 4 Objetivo

2 5 Guía para preservación de materiales y equipos de proyectos

- **Procedimiento de Cierre de Proyectos EDP-P-010 Versión 4 del 28/02/2019**

- 3 1 Planeación del cierre del proyecto
- 3 2 Cierre Técnico
 - 3 2 1 Entrega del proyecto al activo y/o operaciones
 - 3 2 3 Realizar la evaluación Ex Post o Post Project Review
- 3 3 Cierre Administrativo
 - 3 3 1 Liquidación de contratos
 - 3 3 2 Capitalización
- 3 4 2 Gestión ambiental, social e inmobiliaria

PRODUCCIÓN

- **Instructivo Operacional Para Realizar Mantenimiento Equipos Eléctricos en Casetas Pozos - DPD-I-101- 18-07-2017.**

Numeral 2.9 Sistemas de Protección. Los sistemas de protección de las redes eléctricas tienen por objeto la detección, localización y desconexión en forma automática del equipo afectado a fin de minimizar los efectos que el funcionamiento prolongado en estado de falla tendría sobre la instalación. Para cumplir con estas funciones, el sistema de protección debe cumplir las siguientes condiciones fundamentales: selectividad – estabilidad – confiabilidad. El principio a aplicar para la protección de redes contra cortocircuitos depende de la configuración de la red, del tiempo de desenganche máximo admisible y de la importancia económica de la línea.

- **Guía de Abandono Técnico de Pozos de Ecopetrol / ECP – VIN –O –DIN –GT-001 del 16 de mayo de 2014.**

Numeral 13 Recuperación Ambiental

- **Procedimiento para la Gestión y aprobación de Inversiones No EDP**

3 1 1 1 Objetivo Identificar y conceptualizar nuevas iniciativas, ideas o necesidades operacionales alineadas con la estrategia del negocio, que contribuyan al logro de las metas organizacionales y generen valor para la compañía

Gestión de Entorno – GDE

- **Resolución MME 181495 de 2009.**

Artículo 30 Condiciones para el Taponamiento y Abandono

Artículo 37 Inicio de Explotación

Artículo 55 Desmantelamiento

- **Resolución MME 40048 de 2015.**

Parágrafo 2° El contratista podrá abandonar temporalmente un pozo exploratorio, previa autorización y aprobación del programa de taponamiento por parte del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, por un periodo que no podrá extenderse más allá de la fase exploratoria del contrato

Si al finalizar este tiempo, el contratista no ha reactivado el pozo, todas las facilidades y equipos deberán ser retirados, y deberá procederse con la limpieza y restauración ambiental de la zona y el abandono definitivo del pozo

➤ **Resolución MME 256 del 2018. Manual de Compensaciones**

Anexo 3 “() los diseños de “producción -conservación” deben incluir especies nativas en aras de constituirse como herramientas doble propósito por una parte, para promover la inclusión de especies que se asocien con la protección de cuencas hidrográficas, la generación de oportunidades de conservación in situ y por otra, con el encadenamiento productivo ()

➤ **Resolución 1037 del 4 de noviembre del 2001. Por el cual se establece el Plan de Manejo Ambiental.**

Artículo 6 La Empresa Colombiana de Petróleos, será responsable por cualquier deterioro y/o daño ambiental causado por ella o por los contratistas a su cargo, responsable en desarrollo de las actividades del proyecto y aun de las que no estuvieran contempladas en el plan de Manejo Ambiental, efectos por los que deberá realizar las actividades necesarias para corregir, compensar y mitigar los efectos causados

➤ **Contratos y Convenios de Explotación de Hidrocarburos.**

➤ **Decreto Único Reglamentario Sector Minas y Energía 1073 de 2015.**

Artículo 2 2 1 1 1 6 Otras disposiciones aplicables a la exploración y explotación de yacimientos convencionales continentales y costa afuera

➤ **Estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-Icontec, Retie, ISO.**

➤ **Ley 99 del 93.** Por la cual se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA En su totalidad, especialmente el Título VIII

➤ **Ley 1333 de 2009,** Por la cual se establece el procedimiento sancionatorio ambiental

➤ **Ley 2 del 1959** Sobre economía forestal de la Nación y conservación de recursos naturales renovables

- **La Ley 1955 de 2019 artículo 322: “Reforestación con Árboles Nativos**
- **Decreto 1076 de 2015.** "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible" En su totalidad
- **Decreto 2041 de 2014** Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales
- **Decreto 1220 de 2005. Artículo 40** (En lo que relacionado con el régimen de transición en el instrumento ambiental)
- **Resolución 18 1495 de 2009 del MME - Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo. Artículo 6**

- **Procedimiento para el relacionamiento con grupos de interés y aseguramiento del componente socioeconómico en el desarrollo de estudios ambientales - ECP-DGS-P-004 - Versión 1 del 30/12/2013**

Numeral 3 3 Actividades que requieren autorización ambiental

- **Estrategia de Gestión del Entorno - GDE-N-001 - Versión 2 del 27/08/2018.**

Numeral 8 Las Inversiones Socio ambientales

- **Guía para la construcción e implementación de un portafolio de inversión socioambiental en los territorios de interés de Ecopetrol y su grupo empresarial - GDE-G-005 - Versión 2 del 27/08/2018.**

2 2 2 Criterios para la construcción del Portafolio

2 2 2 1 Pertinencia e impacto territorial

2 2 2 2 Factibilidad de implementación y alineación con las metas de impacto de Ecopetrol

- **LIBRO DE PROCESO de Gestión del Entorno V2.** Programa operativo, Plan de Mantenimiento y Ruta de equipos
- **Guía para la elaboración de Estudios Ambientales - GDE-G-015 - Versión 1 del 28/12/2018.**
- **Procedimiento para planear, presupuestar, ejecutar y cerrar las obligaciones derivadas del componente social de licencias ambientales, planes de manejo ambiental, programas en beneficio de las comunidades y consultas previas - GDE-P-013 - Versión 1 del 5/06/2019.**

3. RESULTADOS DE LA AUDITORÍA

3.1 RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 1

OBJETIVO ESPECIFICO 1
Evaluar el cumplimiento de la gestión fiscal de Ecopetrol en materia de producción y explotación de hidrocarburos respecto de los recursos invertidos en Opex y Capex a través de las diferentes modalidades de contratos y convenios de hidrocarburos E&P, contratos con socios y convenios de explotación en operación asociada y directa, que se ejecutan en los diferentes activos y campos de producción

El alcance para el desarrollo de este objetivo se define tomando como referente la información aportada por la Entidad, la muestra parte de un número de campos o activos en explotación, del total de campos en producción que Ecopetrol informa a la CGR. Así mismo se detalla el volumen de producción total de los activos en barriles de petróleo por día y los niveles de producción de agua y de gas para determinarlos en barriles de petróleo equivalente por día.

De igual manera se realizó verificación de controles aplicando pruebas de detalle en la verificación de la contratación referentes a la ejecución de proyectos de inversión tanto en recursos (CAPEX) y gastos Operacionales (OPEX) a partir de una selección representativa en materia de contratos de bienes y servicios, obra y convenios.

Además, se tuvieron en cuenta temas relevantes como

- Gastos realizados por fuera de los límites y la destinación prevista. Financiamiento de actividades ajenas o por fuera de lo contemplado en el plan.
- Incumplimiento en la liquidación de tasas, impuestos, sanciones, tarifas, o pagos a las autoridades ambientales correspondientes con ocasión del devenir del cumplimiento de las actividades de producción y operación.
- Ocurrencia de eventos en salud y/o seguridad en el trabajo por falta de aplicación de controles o incumplimientos de las normas que regulan la materia.

3 1 1 NIVEL CENTRAL

3 1 1 1 Vicepresidencia Regional Oriente

HALLAZGO No. 01 (A) - Proyecto Modulo B3 Infill Rubiales

Alcance: Administrativo

El artículo 6° de la Resolución 18 1495 de 2009, modificado por el artículo 1° de la Resolución 400048 de 2015 expedidas por el Ministerio de Minas y energía establece las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo como *“las Operaciones, procedimientos, métodos y procesos seguros, eficientes y adecuados, implementados para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación final de las reservas de hidrocarburos, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y de las personas, en el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”*

Dentro de los mecanismos de control establecidos por Ecopetrol S A en la gestión integral de riesgos, para el proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP y el libro de proceso EDP, están caracterizados como riesgos y controles los *Proyectos que no cumplan en costo, tiempo y calidad al finalizar su ejecución*

En el marco del plan de desarrollo del campo Rubiales se contempló la ejecución del módulo B3 del proyecto infill para la perforación de 72 pozos de desarrollo el cual fue incluido en el portafolio de inversiones de Ecopetrol para la vigencia 2018. El referido proyecto tuvo como alcance la perforación y completamiento de 72 pozos de desarrollo con una promesa de valor de 34 MUSD a través de la inversión de 174 MUSD.

En la ejecución del referido proyecto se presentan fallas tempranas en el equipo de Bombeo Electrosumergible por arenamiento del equipo en fondo y problemas eléctricos que afectan las inversiones en relación con el completamiento de los pozos RB-1472H, RB-1465H, RB-1482H, RB-1488H, RB-1470H, RB-1478H, RB-1485H, RB-1492H y en el pozo RB-1471H por completamiento desfasado.

Los anteriores pozos a septiembre de 2019 se encuentran inactivos y en espera de trabajos de reacondicionamiento para la sustitución del completamiento en sus Sistemas de Levantamiento BES (Bombeo Electrosumergible) y el Liner Ranurado (Tubería de revestimiento con ranuras) del completamiento inicial, a partir de un cambio en el mismo proyecto de inversión para la vigencia 2019 denominado Reliner. Desde su perforación solo registran producción después de su completamiento inicial de tan solo 35,796 barriles totales presentando en su generalidad falla del sistema de levantamiento por arenamiento y completamiento desfasado, que no han generado producción que permita a estos pozos una

recuperación de reservas planeadas y suficientes para recuperar la inversión y el gasto incurrido, materializándose riesgos en el proyecto como el no cumplimiento *en costo y calidad al finalizar su ejecución*, que estima la CGR basado en la promesa del pozo RB-1492H¹ en 151,5 Kbls por cada pozos

TABLA 01 COMPLETAMIENTO POZOS RUBIALES

Pozo	Fecha Completamiento	Valor Completamiento Inicial (CAPEX)	Fecha Falla/Parada	Workover 2019 (CAPEX)	Valor CAPEX Reliner	Producción Total Acumulada	Días totales
RUBIALES 1472H	25/05/2018	USD 166 390	15/08/2018	21/07/2019	USD 341 180	4 986,88	82
RUBIALES 1465H	20/06/2018	USD 168 274	7/08/2018	8/08/2019	USD 378 185	3 268 88	48
RUBIALES 1482H	6/07/2018	USD 199 476	22/10/2018	3/09/2019	USD 486 633	9 508 88	108
RUBIALES 1488H	18/07/2018	USD 251 515	23/08/2018	1/08/2019	USD 336 660	1 221 12	36
RUBIALES 1470H	30/08/2018	USD 167 907	24/11/2018	12/07/2019	USD 423 903	2 990,20	86
RUBIALES 1478H	1/09/2018	USD 184 327	19/10/2018	24/08/2019	USD 516 522	13 740 00	48
RUBIALES - 1492H	12/11/2018	USD 383 524	27/11/2018	29/06/2019	USD 342 395		15
RUBIALES 1471H	8/09/2018	USD 167 606	18/09/2018	NA	USD 0	80,86	10
		USD 1 689 019			USD 2 825 478		

Fuente: Registros OpenWells Ecopetrol

Encuentra la CGR que las fallas del completamiento inicial de los pozos por arenamiento y completamiento no permitieron obtener con dichos trabajos la promesa de hacer rentable y sostenible en el tiempo la obtención de producción de reservas en estos pozos del proyecto Rubiales Infill Modulo B3, impactando los perfiles de producción por menores tasas de flujo y un incremento en valores de CAPEX deparando mayores inversiones para intentar recomponer las producciones no obtenidas, haciendo que los costos y gastos en el completamiento inicial por fallas en arenamiento y desplazamiento de cada completamiento fallido contravenga buenas prácticas de la industria como atender que las operaciones, métodos y procesos sean eficientes y adecuados para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación de las reservas de hidrocarburos

Respuesta de la entidad

De acuerdo con la información remitida por la Vicepresidencia de Proyectos y Perforación, nos permitimos dar respuesta a la observación de la siguiente manera

"Nos permitimos aclarar que los pozos RB1472H, RB1465H, RB1482H, RB1488H, RB1478H, RB1470H, RB1492H, RB1485H fueron perforados en el periodo comprendido entre 19 de mayo y el 16 de octubre del 2018. Estos pozos se completaron y entraron en producción, según el cronograma de perforación. Una vez los pozos entraron en producción, los mismos operaron por un periodo de 3 meses promedio y presentaron problemas de falla de la bomba y parada del pozo

Una vez se realizaron las intervenciones de cada uno de los pozos que presentaron problemas, se evidencio la presencia de arena tanto en la bomba como en la tubería de producción, impidiendo nuevamente colocar el pozo en producción

¹ El pozo RB-1492H hace parte del modulo B3 del proyecto de perforacion Infill, el cual se perforo con el objetivo de recuperar 151,5 Kbls de reservas en el escenario P-50

Esta condición no es un daño temprano de los pozos asociada a ineficiencia de la inversión y corresponde a la materialización del riesgo identificado durante la maduración del proyecto definido como "REALIZACIÓN DE UN WORKOVER Y ESTUDIOS NO PLANEADOS DEBIDO A LA OBTENCIÓN DE POZO QUE NO PRODUCE DE ACUERDO A LO PLANEADO, GENERANDO MAYORES COSTOS" (anexo 1) con valoración media y probabilidad de ocurrencia media. De acuerdo a las estadísticas revisadas en los 1373 pozos perforados en las campañas de 2010 a 2018, se encuentra que el arenamiento de pozos se ha presentado a través del tiempo en un porcentaje aproximado del 7% con respecto al total de pozos perforados

Con posterioridad al recibo de los informes de estado de los pozos, se realizó un taller multidisciplinario con los equipos de perforación, completamiento, yacimientos e ingeniería de subsuelo el 4 de diciembre de 2018 (acta adjunta en el anexo 2) con el fin de analizar y evaluar las alternativas técnico económicas para la recuperación de las reservas asociadas a los pozos. Las alternativas evaluadas fueron Re-Liner, Re entry y Abandono de los pozos, se realizó una matriz de riesgos para la evaluación de la intervención en cada pozo

Como conclusión se identificó como alternativa a implementar intervenir los pozos con reliner de 2 7/8", el cual permite recuperar las reservas asociadas al pozo con la menor inversión y un factor de éxito 77% en términos de producción e índice de productividad (IP) para los trabajos de reliner según el registro histórico de estas intervenciones

Con esta acción de mitigación del riesgo se procedió a la planeación de las intervenciones mediante el diseño de completamiento, verificación de disponibilidad de equipos de Work Over, especificación de materiales y para la definición del costo de las actividades y proceder con la solicitud de uso de contingencias del proyecto una vez se cuente con la viabilidad de la evaluación financiera

Las intervenciones de reliner no se realizaron mediante un nuevo proyecto de inversión en 2019, las actividades se desarrollaron mediante la autorización del manejo de cambio ECU17105-MoC-303-2 del proyecto de desarrollo Rubiales Infill Módulo B3 (anexo 3) que comprende optimización del CAPEX del proyecto y uso de recursos contingentes autorizados de acuerdo con la solicitud de uso de contingencias (anexo 4)

El pozo RB-1471H presenta completamiento desfasado (no bajó hasta fondo) Aún con esta condición donde el liner no llega a fondo, se evidencia que 320 pies de liner quedaron en arenas de alta calidad petrofísica y con acumulación de petróleo, Esta condición de completamiento corresponde al riesgo "Imposibilidad de bajar casing/liner al punto planeado" identificado durante la maduración del proyecto. El pozo no presentó ninguna falla en la bomba ni en las variables operativas que dé indicio de arenamiento. En la condición actual se estima recuperar el pozo mediante un Well Service por oportunidad de producción

Análisis a la Respuesta de la Entidad

Respecto de los criterios y fuentes de criterio estipulados para la observación, Artículo 6° de la Resolución 18 1495 de 2009, modificado por el artículo 1° de la Resolución 400048 de 2015 expedidas por el Ministerio de Minas y energía establece las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo, la Entidad no presenta objeción sobre la desviación estimada por la CGR principalmente sobre los fundamentos de las buenas prácticas de la industria del petróleo

Ecopetrol en su respuesta expone que *“Una vez se realizaron las intervenciones de cada uno de los pozos que presentaron problemas, se evidencio la presencia de arena tanto en la bomba como en la tubería de producción, impidiendo nuevamente colocar el pozo en producción”* Ante lo cual, la CGR encuentra que la presencia de arena que ocasiono la parada de los pozos e impidió colocar el pozo en producción, desde el contexto técnico indica inconvenientes en el sistema de levantamiento del cual hace parte el liner ranurado del completamiento y la Bomba Electrosumergible BES, principal objetivo en el completamiento de los pozos

En materia de lo que menciona Ecopetrol *“Esta condición no es un daño temprano de los pozos asociada a ineficiencia de la inversión y corresponde a la materialización del riesgo identificado durante la maduración del proyecto definido como “REALIZACIÓN DE UN WORKOVER Y ESTUDIOS NO PLANEADOS DEBIDO A LA OBTENCIÓN DE POZO QUE NO PRODUCE DE ACUERDO A LO PLANEADO, GENERANDO MAYORES COSTOS” (anexo 1) con valoración media y probabilidad de ocurrencia media De acuerdo a las estadísticas revisadas en los 1373 pozos perforados en las campañas de 2010 a 2018, se encuentra que el arenamiento de pozos se ha presentado a través del tiempo en un porcentaje aproximado del 7% con respecto al total de pozos perforados”,* la CGR concluye que las fallas tempranas son en el sistema de levantamiento, nunca se manifestó un daño temprano de los pozos, ya que si bien es cierto el pozo es una condición de inversión que depende del sistema de levantamiento, el sistema de levantamiento es igualmente una inversión para producir las reservas asociadas con dicho pozo y cuya operación para producción está basado en un manejo adecuado del bombeo electro sumergible ESP o BES y el liner de producción apropiado para dicho sistema de levantamiento, el cual se maneja como un estándar para los pozos de desarrollo en campo rubiales, y que fue el objeto de la observación por parte de la CGR

A su vez se sustenta por parte de la Entidad que existió la materialización de un riesgo *“REALIZACIÓN DE UN WORKOVER Y ESTUDIOS NO PLANEADOS DEBIDO A LA OBTENCIÓN DE POZO QUE NO PRODUCE DE ACUERDO A LO PLANEADO, GENERANDO MAYORES COSTOS”,* A partir de esta materialización lo que se observa por parte de la CGR es que el mismo generará mayores inversiones como lo menciona la Entidad como MAYORES COSTOS Esos mayores costos en inversiones adicionales producto del reliner no es objeto de reproche por la CGR, puesto que de allí parte un nuevo nivel de productividad del pozo como activo y desde allí comenzara a pagarse no solo la perforación del pozo sino la nueva intervención (Inversión) para un nuevo completamiento que debe asegurar los niveles de recuperación de la inversión adicional

Si bien en el taller multidisciplinario realizado en diciembre de 2018, donde se analizaron y evaluaron las causas del arenamiento y alternativas técnico económicas para la recuperación de las reservas asociadas a los pozos en esa

situación, se definieron las medidas correctivas ejecutadas por la empresa, también es claro que el porcentaje de arenamiento histórico del 7% de los pozos fue superado en el proyecto Infill Modulo B3 y en la respuesta no se mencionan acciones preventivas derivadas del taller capitalizando las lecciones aprendidas, para futuros proyectos Infill en este campo. Por lo anterior, se mantiene esta parte de la observación como hallazgo administrativo.

HALLAZGO No. 02 (A) -Bomba inyección PIS824E CPF1

Alcance: Administrativo

De acuerdo con el Manual para las Operaciones Generales de Producción en Campo Rubiales, DPD-M-001 emitido por la VRE, se describe que en el CPF1 se encuentran las piscinas de pulimiento siendo la Piscina 822 y la Piscina 824 las encargadas de recibir el fluido para su posterior transferencia a los PAD's de inyección que se encuentren alineados con el CPF-1. Igualmente describe que la piscina 824 cuenta con cinco bombas verticales con capacidad de transferencia hasta de 480 000 BWPD teniendo en cuenta que siempre se cuenta con un equipo back-up. En operación normal desde esta piscina se transfiere al PAD 6 para la disposición final de agua producida.

Mediante concepto técnico VRE-PIE-16013 se realiza la justificación de la adquisición de dos bombas centrífugas con capacidad de 120 kbpd, para el manejo del agua de inyección desde las piscinas 824 y 822 del CPF1 de Rubiales. Las posiciones mencionadas se refieren a los TAG PIS-822J y PIS-824E, las cuales según el reporte se encontraban vacías por cuanto el anterior operador no entregó el activo (Bomba Centrífuga) de dichas posiciones.

Los referidos equipos fueron adquiridos mediante orden de compra 3007525 de 2018 para el proyecto Rubiales Inyección 330K, sin embargo, la bomba centrífuga PIS-824E fue entregada a la operación del Campo Rubiales según formato HC1 el 30 de marzo de 2019, con placa de inventario 7050728 y con cargo al proyecto de Inyección Rubiales 170K.

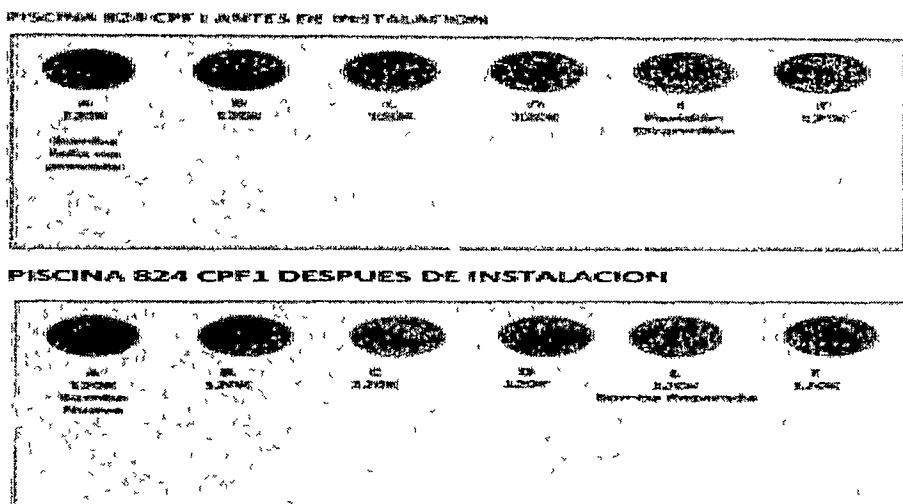
En el CPF 1 de Rubiales en verificación realizada por la CGR no se ubicó la bomba adquirida en la posición referida, en dicha posición PIS-824E se encontró un activo perteneciente a la asociación rubiales con placa FRB-13618 de acuerdo con la destinación dada para la misma, en su ausencia en la posición E se encontró un equipo cuya marcación corresponde a la anterior asociación Rubiales.

La CGR observa inconsistencias en el manejo de la operación de las bombas de transferencia de la Piscina 824 del CPF1 al PAD 6 en las modificaciones que se realizan por condición operativa y que denotan inconsistencias con el Manual de

en la posición P-824 A, de esta manera PIS824E cumplió con su objetivo de respaldo para el cual fue adquirido, evitando impactar la producción del campo (en los volúmenes de producción asociados a 120KBWPD de inyección)

Una vez la bomba que presentó falla fue reparada, se ubicó en la posición PSI-824 E, sitio en el que se encontraba en el momento de visita de la CGR. Es de aclarar que este equipo es propiedad de Ecopetrol, y por proceder de la antigua asociación Rubiales tiene, además de la placa con que se identificó en el momento de su adquisición No FRB-13618, la placa del inventario actual No 7046968 de Ecopetrol

Las ubicaciones de las bombas en mención hacen parte de los sistemas de bombeo de la misma piscina 824 del CPF1, e independiente de su ubicación cumple con igual objetivo como se ilustra en la siguiente figura



Fuente Ecopetrol S A – Imagen No 2 Piscina 824 CPF1

Las ventajas para Ecopetrol de haber ubicado las bombas de acuerdo a como se expuso arriba son las siguientes

- Optimización de recursos y no incurrir en costos adicionales que se ocasionarían a Ecopetrol para desinstalar la bomba en operación en ese momento y reinstalarla en la posición P-824E donde estaba planeado inicialmente
- Evitar suspensión de actividades de transferencia de agua para inyección durante el tiempo del montaje, se decidió que la bomba reparada fuese ubicada en la posición disponible P824E del CPF1 donde se cumplía el mismo objetivo de confiabilidad
- Actualmente los equipos se encuentran en operación y el activo adquirido (placa de inventario 9000255) se encuentra en proceso de capitalización de acuerdo al procedimiento GFI-P-004 hacia el activo Rubiales en la posición A donde fue instalado (ver Figura, 3 y 4)

Act. No. 11003804 Clase 15003 BOMBA DINAMICA CENTRIFUGA Maquinaria industrial Sociedad ECF

General Dependiente Centro Asignaciones Origen Intero sobre patrimon. Valoración

Datos generales

Denominación: BOMBA DINAMICA CENTRIFUGA
BOMBA VERTICAL

Denominación AF: BOMBA DINAMICA CENTRIFUGA

Descripción: 15003 Maquinaria industrial

Número de serie: 110447010161-2

Número de inventario: 1500325

Costo: 2.300.000 Galones por Minuto

Inventariada: []

Fecha de inventario: 2024

Información contable:

Capitalizado el: 20-03-2019 Descapitalizado el: []

Fuente Ecopetrol S A Imagen No 3 - Evidencia capitalización Bomba PIS-824 posición A (Equipo adquirido)

Act. No. 11003804 Clase 15003 BOMBA DINAMICA CENTRIFUGA Maquinaria industrial Sociedad ECF

General Dependiente Centro Asignaciones Origen Intero sobre patrimon. Valoración

Intervalo del 01.01.1900 hasta el 31.12.9999

Centro de costo: 115001 Tratam Agua CPF1

Centro: []

Emplazamiento: []

Número de personal: 12375 MEZA PEÑARANDA MARLONG

Chem P&P (Costos): []

Códi de inventario: []

Código: 1002112 CAMPO RUBIALES

Segmento: 1002000001 Explotación y Producción

Otros intervalos: []

Fuente Ecopetrol S A – Imagen No 4 Evidencia centro de costo

Act. No. 11003804 Clase 15003 BOMBA DINAMICA CENTRIFUGA Maquinaria industrial Sociedad ECF

General Dependiente Centro Asignaciones Origen Intero sobre patrimon. Valoración

Asignaciones

Mantenimiento: 10 10

Ubicación geográfica: 1011 CPF1 PISCINA RUBIALES

Unidad funcional: []

Campo / planta: 1012 RUBIALES

Municipio: 10040 MST - PUERTO GAITANI

Incorporación de activos fijos y equipo

Origen/Modo de equipo del reg. maestro de activos: []

YF. Sec. Número equipo: []

Tip. objeto: []

Denominación de objeto técnico: []

Fuente Ecopetrol S A – Imagen No 5 Evidencia ubicación bomba PIS-824

De acuerdo a las aclaraciones expuestas sobre el control y manejo de los equipos adquiridos, información disponible, mantenimiento y el hecho de que estos surten el proceso de capitalización hacia el activo para el que fueron comprados, buscando los mejores beneficios para Ecopetrol, con lo que esperamos haber resuelto las inquietudes expuestas en su observación ”

Análisis a la Respuesta de la Entidad

De acuerdo con la respuesta de la Entidad, la misma se enfoca en relatar los mismos hechos que la CGR describe en la observación como son la Bomba fue adquirida

para el proyecto 330K, pero fue integrada y capitalizada en el proyecto 170K, la bomba no se encuentra en la posición descrita en el requerimiento técnico de compra y la bomba encontrada en la posición 824E corresponde a la de la asociación rubiales Solo se aclara que la bomba nueva se encuentra en la posición A

HALLAZGO No 03 (A) - Proyecto Rubiales 170 K – PAD4-DW50

Alcance: Administrativo

La guía de servicios a proyectos EDP-G-006 establece que el control de proyectos debe asegurar que durante el avance del proyecto en su ciclo de vida se mantengan en control la promesa de cumplimiento en tiempo, costo y calidad, bajo las cuales fue aprobado el proyecto, que los pequeños problemas no se multiplican o se amplían y que se garantice la entrega del valor prometido

La perforación del pozo inyector Rubiales DW-50 en el PAD 4 como actividad dentro de la ejecución del proyecto inyección 170K Rubiales, no registró aportes en inyección superiores a los 19 KBAPD (Miles de barriles de agua por día) en promedio, a junio de 2019 el pozo reporta inyección de no más de 2 500 KBAPD, de acuerdo con la Entidad por cuanto se inició inyección a baja presión En visita del 04 de septiembre de 2019 al PAD 4 la CGR encontró el pozo apagado y sin alimentación eléctrica, la cual de acuerdo con lo reportado por la operación y el área de proyectos estaba pendiente el cableado de fuerza y control y montaje de la línea de completamiento del pozo inyector DW50H lo cual es inconsistente para los tiempos después de la terminación y completamiento del pozo el 25 de enero de 2019 y cuyo plan para la terminación se encontraba proyectado para el 13 de marzo de 2019, denotando debilidades en la promesa de cumplimiento en tiempo y costos de la actividad de inversión aprobada para el proyecto realizada en el pozo inyector DW50 del PAD4 rubiales, que trata la guía de servicios a proyectos EDP-G-006

Respuesta de la Entidad

() Nos permitimos aclarar que el pozo DW50 H fue perforado y completado en el mes de enero de 2019 e ingresando en inyección en baja presión el 1-Feb-2019 (Anticipando la fecha planeada 13 de marzo) con un promedio de 20 KBWPD y una presión de 50 psi mientras las facilidades definitivas de alta presión estuviesen disponibles de acuerdo al plan de compras e instalación establecido del proyecto 170 K

Durante el mes de marzo del 2019, se evidenció que la presión fue incrementándose paulatinamente Razón por la cual se decidió bajar el caudal hasta 10 KBWPD para intentar reducir la presión en 50 psi, con el fin de cumplir el permiso otorgado por la ANH para el arranque temprano del pozo ()

El pozo pasó a estado inactivo a partir del 22 de agosto de 2019, debido a que la presión seguía aumentando materializándose el riesgo identificado en el proyecto R20 Daño o pérdida de capacidad de inyección del pozo, por realizar inyección a baja presión

Con base al cronograma del proyecto, el pozo fue conectado a las facilidades definitivas y arranco el 5 de noviembre de 2019 A la fecha presenta un caudal de inyección de 32 KBWPD con 244 psi y se tiene planeado incrementar la inyección hasta 60KBWPD con base a lo aprobado por la ANH y realizar pruebas ()

Análisis a la Respuesta de la Entidad

De acuerdo con la respuesta de la Entidad, el pozo inyector DW50H “El pozo pasó a estado inactivo a partir del 22 de agosto de 2019, debido a que la presión seguía aumentando materializándose el riesgo identificado en el proyecto R20 Daño o pérdida de capacidad de inyección del pozo, por realizar inyección a baja presión En esta afirmación se concluye que lo evidenciado durante la visita por la CGR, cuando el pozo se encontró apagado por falta del conexionado y la alimentación, obedecía a que la promesa de poner el pozo en inyección para el 30 de marzo de 2019 dentro del plan de conexionado, estaba materializado en un riesgo que fue la pérdida de capacidad de inyección del pozo, lo cual indica que el no cumplió la promesa en tiempo y costos, ya que dicha restricción no permite niveles de inyección programados para la capacidad del PAD en la vigencia 2019

Aún en la precisión realizado por Ecopetrol sobre que el pozo a partir del 5 de noviembre de 2019 inicio aumento de inyección derivado de los permisos otorgados por la ANH, en imagen aportada al texto de la respuesta se observa aparte del documento Radicado 20195010027721 ID 367175, el mismo no fue aportado, no siendo para la CGR un contexto preciso sobre los arranques del pozo en baja presión y la actualidad del mismo sin presentar los registros de inyección después del arranque en firme del pozo

Por lo anterior, es viable mantener la observación ya que la Entidad, aunque menciona que lo planeado fue ejecutado en los tiempos establecidos, la CGR mantiene información respecto que lo evidenciado en visita corresponde a un hecho de incumplimiento de la promesa establecida principalmente en tiempo De igual manera la Entidad no presento soporte inicial a la CGR solicitado en visita de acuerdo con el compromiso No 16 del acta de visita rubiales con lo cual la comprobación no se basó en dicha ausencia de los solicitado (PDT Obra y perforación Rubiales DW50K), sino la CGR acudió a los reportes semanales registrados de enlace en el Power BI de proyectos HUB Oriente

3 1 1 2 Vicepresidencia de Activos con Socios

Hallazgo No. 04 (A) – Placas de abandono

Alcance: Administrativo

El artículo 6º de la Resolución 181495 de 2009, modificada por el artículo 1º de la resolución 40048 de 2015, tiene dentro de sus definiciones

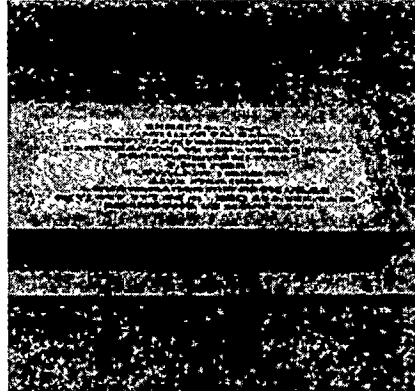
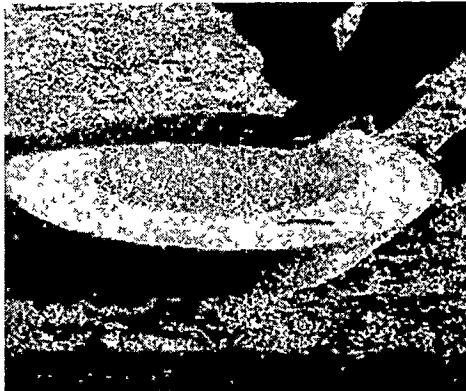
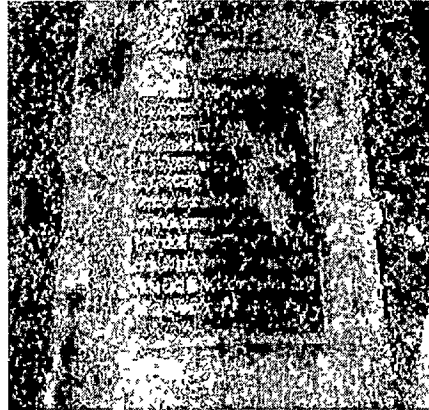
“Abandono definitivo de pozo Operación de abandono ejecutada cuando no hay interés de retornar al pozo por parte del contratista y/o operador, y que incluye la ubicación de tapones de cemento, y como opción complementaria tapones mecánicos, para aislar los diferentes intervalos permeables, sino también el desmantelamiento de facilidades y equipos de producción, siempre y cuando en la misma localización no haya otros pozos en operación o facilidades”

Definición de abandono Taponamiento y cierre técnico de uno o varios pozos¹, acompañado del desmantelamiento de construcciones y de equipos de producción, así como de la limpieza y la restauración ambiental de las áreas, donde se hubieran realizado operaciones de exploración, evaluación o producción, de conformidad con la legislación colombiana Como se encuentra consignado en la Guía Técnica Colombiana GTC 250 de Icontec

() Información de la placa de abandono Operador, Contrato, Nombre del pozo, Coordenadas, Superficie, Profundidad, Inicio de la perforación, Finalización de la perforación y fecha de abandono

La CGR evidenció en visitas a varios campos de producción como Quifa, Guajira, Huila, Orito, Llanos Norte que no hay uniformidad en el diseño de los monumentos y las placas de abandono, la altura desde el piso varía o las hay a nivel del piso, monumentos sin ningún tipo de información, como se observó en monumentos y placas de diferentes pozos abandonados De igual manera en la placa de abandono del pozo QF-096 se evidenció que la fecha de inicio de la perforación es posterior a la del término de la misma, lo cual indica una inconsistencia en el registro

¹ Descrito en la GUÍA DE ABANDONO TECNICO DE POZOS DE ECOPETROL CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001



Fuente Equipo Auditor

Respuesta de la Entidad

Conforme a lo establecido en el artículo 6 de la resolución 181495 de 2009, modificada por el artículo 1 de la resolución 40048 de 2015, así como en la Guía Técnica Colombiana GTC 205 de Icontec, no se encuentra un procedimiento o protocolo con relación a la construcción y características de los monumentos y placas de abandono, la norma establece que la información que debe contener es Operador, Contrato, Nombre de Pozo, Coordenadas, Profundidad, Inicio de Perforación, Finalización de Perforación y Fecha de Abandono

No obstante, Frontera Energy Corp establece dentro de su procedimiento que " () Para operaciones en tierra, todo pozo que sea abandonado definitivamente deberá colocar una placa de, la cual será parte de un monumento de superficie que tendrá una altura mínima de 3 28 pies (1 metro) sobre el nivel del suelo ()" Archivo adjunto (P-WO-024 ABANDONO DE POZOS (1) pdf) De acuerdo con lo anterior, se evidencia que en cuanto a las placas y monumentos de abandono del Contrato de Asociación Quifa se aplica el procedimiento mencionado, asegurando la uniformidad en los monumentos y placas del campo, así como el cumplimiento de la norma en lo referente a la información que debe contener la placa

Análisis de la respuesta de la Entidad

Con la respuesta que da Ecopetrol al respecto, únicamente toman como referencia

pozos abandonados en el campo Quifa y no que se tenga una política empresarial que se cumpla en cualquiera de los campos y mucho menos que se dé cumplimiento con una información estándar para cualquier pozo y que la altura y forma de los monumentos que sostienen las placas de abandono sean de las mismas formas y dimensiones Tal como está establecido en el procedimiento “*GUÍA DE ABANDONO TÉCNICO DE POZOS DE ECOPEPETROL CÓDIGO CNE ECP-VIN-O-DIN-GT-001*” Respecto al punto en donde dicen que la altura es de 1 metro sobre el nivel del suelo, menos se cumple como se puede ver en el registro fotográfico adjunto Así mismo se confirma lo observado por la CGR, ya que se admite por el sujeto de control en el documento aportado que se halló inconsistencia “y por tanto se procedió inmediatamente a realizar las revisiones y acciones necesarias para el cierre, como se evidencia en el acta visita (Acta visita CGR a Quifa del 2 al 6 de Septiembre 2019), así como que en la placa de abandono del pozo QF-96H existía un error en el mes correspondiente a la fecha de fin de perforación”

HALLAZGO No. 05 (A) - Aprobación tarifas perforación Nare 25 pozos

Alcance: Administrativo

De acuerdo con el Contrato de Asociación Nare, son funciones del Comité Ejecutivo descritas en la cláusula 19 literal *d Aprobar el programa anual de operaciones y el presupuesto de gastos y cualquier modificación o revisión y autorizar gastos extraordinarios, f Aprobar o desaprobar cualquier recomendación de gastos que haga el operador, k Autorizar al operador para celebrar contratos en nombre de la cuenta conjunta*

Mediante Otrosí No 4 al Contrato de Asociación, suscrito el 02 de octubre de 2018 se modificaron los porcentajes de participación de los socios en las inversiones de capital (CAPEX) para la ejecución del proyecto Moriche 25 pozos que se ejecutaría entre las vigencias 2018 y 2019 y el cual pretendía perforar 25 pozos de desarrollo en el campo Moriche de la Asociación Nare El proyecto fue aprobado por las partes mediante acta de Comité Ejecutivo No 119 del 02 de octubre de 2018

Durante la vigencia 2018 se ejecutó la perforación de los pozos MOR H-09, MOR H-10, MOR U-07, MOR U-09, MOR C-09, MOR B-04, MOR C-10 y MOR O-12, mediante la suscripción, a partir de noviembre de 2018, por parte del operador de las ordenes de trabajo, 4300009863, 4300009902, 4300009903, 4300009927, 4300010017, 4300010018, 4300010064 que sumaban \$USD2 181 340,48, sin que las tarifas de estos equipos estuviesen aprobadas por el Comité Ejecutivo del Contrato de Asociación, el Comité Ejecutivo aprobó las tarifas solo hasta el 30 de enero de 2019, mediante Acta No 121

La CGR encuentra que los pozos perforados durante la vigencia 2018 pertenecientes al proyecto *Moriche 25* fueron ejecutados sin que mediara acuerdo de tarifas aprobado previamente por el Comité Ejecutivo del Contrato de Asociación, contraviniendo la cláusula 19 del mismo, lo anterior ocasionado por la falta de oportunidad con que se aprobaron las tarifas e inobservancia de las actividades de autorización y aprobación de gastos y la autorización al operador para celebrar contratos en nombre de la cuenta conjunta, generando que la emisión de las ordenes de trabajo para la perforación de los pozos del proyecto en la vigencia 2018 se realizara sin tener certeza de los costos de dichas actividades

Respuesta de la Entidad

En línea con lo anterior, y con el objetivo de dar continuidad a las actividades de Workover y Sidetrack que se venían desarrollando en la asociación, el 27 de octubre de 2017 las partes acordaron continuar utilizando el mencionado Acuerdo del año 2014 (ver Anexo 1), mientras se culminaba el proceso de negociación de nuevas tarifas para los equipos de perforación, al respecto, las Partes advirtieron que a las actividades que se realizarán a partir del 2 de septiembre de 2017, se les aplicarían retroactivamente las tarifas resultantes de la mencionada negociación

Por otro lado, es importante anotar que en el año 2018 MECL adelantó un proceso de contratación para el servicio de alquiler de equipo de Perforación 550 HP para la campaña de perforación Moriche 25, con el fin de evaluar la posibilidad de contar con varios vehículos comerciales que permitieran la disponibilidad de estos equipos, sin embargo, en desarrollo de este proceso solamente una oferta cumplió con los criterios establecidos, con una propuesta económica del 52% por encima del presupuesto del proyecto. Adicionalmente, en el transcurso del referido proceso de contratación la oferta fue retirada por el proponente, aduciendo indisponibilidad. Razón por la cual, se dio inicio a la campaña de Perforación de Moriche 25, dando aplicación al acuerdo vigente entre la asociación y Mansarovar para los equipos de propiedad de esta última

Así las cosas, y luego de un proceso de negociación dónde se revisaron y validaron las tarifas de suministro y movilización de equipos de perforación de propiedad de MECL, con el fin de afianzar la oportunidad de utilización de estos equipos, pero siempre garantizando la viabilidad y competitividad de las tarifas conforme a los precios de mercado vigentes para ese momento, en Comité ejecutivo No 121 del 31 de enero de 2019, se aprobó el nuevo acuerdo entre MECL y ECOPEPETROL, mediante el cual se definieron las tarifas aplicables hasta el 2021 (finalización del Contrato de Asociación). En dicha aprobación también se ratificó el acuerdo previamente alcanzado por las Partes, referente a la aplicación retroactiva de estas nuevas tarifas, para todas las actividades ejecutadas desde el 2 de septiembre de 2017 (Anexo 2 – acuerdo de tarifas aprobado CE 121, ver numeral 2.4 vigencia del acuerdo)

Análisis a la Respuesta de la Entidad

Para la CGR es evidente que según los criterios establecidos para la observación es obligación de la asociación mediante comité "Aprobar el programa anual de operaciones y el presupuesto de gastos y cualquier modificación o revisión y autorizar gastos extraordinarios. Aprobar o desaprobar cualquier recomendación de

gastos que haga el operador Autorizar al operador para celebrar contratos en nombre de la cuenta conjunta” En ese orden de ideas es preciso el hecho que la aprobación de tarifas mediante las cuales se generaron las órdenes para los equipos de perforación del proyecto Moriche 25 se realizó en enero de 2019 cuando ya los pozos se encontraban perforados y algunos en perforación y que sus órdenes fueron suscritas desde noviembre de 2018

HALLAZGO No 06 (A) - Completamiento pozos Infantas Oriente

Alcance: Administrativo

La Resolución 400048 de 2015 en su Artículo 6, Modifica el Artículo 32 de la Resolución 181495 de 2009, el cual quedará así “Artículo 32 Suspensión Temporal de pozos perforados o Terminados El Ministerio de Minas y _Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados y terminados, por un periodo de hasta doce (12) meses, prorrogables por un término igual con la debida justificación”

En ejecución del Proyecto Infantas Oriente, para el desarrollo del campo Cira Infantas se perforaron en la vigencia 2018 los pozos en el área denominada Infantas Oriente INOR-22 INOR-24, INOR-26, INOR-82, INOR-86, con el fin de desarrollar reservas en el área cuyo pozo descubridor INOR01 se encuentra activo en Flujo Natural

En visita de la CGR al área denominada Infantas Oriente se encontró que el pozo INOR-24 se encuentra sin completamiento después de pasados 12 meses desde su perforación, considerándose que el pozo está en estado inactivo

Por lo Anterior la CGR encuentra inobservancia de la Resolución 181495 de 2009, en cuanto a que no se ha surtido por parte del operador la suspensión oficial del pozo INOR-0024, aunque se haya realizado la solicitud de suspensión, ocasionando que, pasados 14 meses desde su perforación, el pozo cuyo completamiento no se ha realizado oportunamente no cuenten con la autorización de suspensión temporal, sin perjuicio de las suspensiones del proyecto Infantas Oriente

Respuesta de la Entidad

De acuerdo con la información remitida por la Vicepresidencia de Proyectos y Perforación, nos permitimos dar respuesta a la observación de la siguiente manera

“Nos permitimos aclarar que los pozos RB1472H, RB1465H, RB1482H, RB1488H, RB1478H, RB1470H, RB1492H, RB1485H fueron perforados en el periodo comprendido entre 19 de mayo y el 16 de octubre del 2018 Estos pozos se completaron y entraron en producción, según el cronograma de perforación Una vez los pozos entraron en producción, los mismos operaron por

un periodo de 3 meses promedio y presentaron problemas de falla de la bomba y parada del pozo

Una vez se realizaron las intervenciones de cada uno de los pozos que presentaron problemas, se evidencio la presencia de arena tanto en la bomba como en la tubería de producción, impidiendo nuevamente colocar el pozo en producción

Esta condicion no es un daño temprano de los pozos asociada a ineficiencia de la inversión y corresponde a la materializacion del riesgo identificado durante la maduracion del proyecto definido como "REALIZACIÓN DE UN WORKOVER Y ESTUDIOS NO PLANEADOS DEBIDO A LA OBTENCIÓN DE POZO QUE NO PRODUCE DE ACUERDO A LO PLANEADO, GENERANDO MAYORES COSTOS" (anexo 1) con valoración media y probabilidad de ocurrencia media De acuerdo a las estadísticas revisadas en los 1373 pozos perforados en las campañas de 2010 a 2018, se encuentra que el arenamiento de pozos se ha presentado a través del tiempo en un porcentaje aproximado del 7% con respecto al total de pozos perforados

Con posterioridad al recibo de los informes de estado de los pozos, se realizó un taller multidisciplinario con los equipos de perforación, completamiento, yacimientos e ingeniería de subsuelo el 4 de diciembre de 2018 (acta adjunta en el anexo 2) con el fin de analizar y evaluar las alternativas tecnico economicas para la recuperación de las reservas asociadas a los pozos Las alternativas evaluadas fueron Re-Liner, Re entry y Abandono de los pozos, se realizó una matriz de riesgos para la evaluación de la intervención en cada pozo

Como conclusion se identificó como alternativa a implementar intervenir los pozos con reliner de 2 7/8", el cual permite recuperar las reservas asociadas al pozo con la menor inversión y un factor de éxito 77% en términos de produccion e índice de productividad (IP) para los trabajos de reliner según el registro historico de estas intervenciones

Con esta accion de mitigación del riesgo se procedió a la planeación de las intervenciones mediante el diseño de completamiento, verificacion de disponibilidad de equipos de Work Over, especificación de materiales y para la definición del costo de las actividades y proceder con la solicitud de uso de contingencias del proyecto una vez se cuente con la viabilidad de la evaluacion financiera

Las intervenciones de reliner no se realizaron mediante un nuevo proyecto de inversión en 2019, las actividades se desarrollaron mediante la autorizacion del manejo de cambio ECU17105-MoC-303-2 del proyecto de desarrollo Rubiales Infill Módulo B3 (anexo 3) que comprende optimización del CAPEX del proyecto y uso de recursos contingentes autorizados de acuerdo con la solicitud de uso de contingencias (anexo 4)

Respecto al pozo RB-1429H relacionado en la observación, se aclara que este pozo fue abandonado debido a la materialización del riesgo "influjo de fluidos de la formación" durante la perforación de la fase 6 1/8", que corresponde a un riesgo identificado durante la maduración del proyecto La forma 6CR del abandono se presenta en el anexo 5 y la respuesta aprobatoria de la ANH en el anexo 6

El pozo RB-1471H presenta completamiento desfasado (no bajó hasta fondo) Aún con esta condición donde el liner no llega a fondo, se evidencia que 320 pies de liner quedaron en arenas de alta calidad petrofísica y con acumulación de petróleo, Esta condición de completamiento corresponde al riesgo "Imposibilidad de bajar casing/liner al punto planeado" identificado durante la maduración del proyecto El pozo no presentó ninguna falla en la bomba ni en las variables operativas que dé indicio de arenamiento En la condición actual se estima recuperar el pozo mediante un Well Service por oportunidad de producción

Los resultados de las intervenciones cumplen la promesa de valor en producción. Con corte a octubre de 2019 el proyecto Infill B3 presenta un cumplimiento del 135% respecto al perfil de producción de sanción de Fase 3. Adicionalmente, presenta un cumplimiento en desarrollo de reservas probadas superior al 100% que aunado a las optimizaciones de CAPEX ha permitido obtener un estimado de valor del proyecto real superior al estimado de valor planeado en la sanción de fase 3.

De acuerdo con lo expuesto, la gestión de los pozos fue realizada de acuerdo con el principio de planeación y ecoEl pozo INOR-0024 fue perforado entre el 19 de agosto al 15 de septiembre de 2018 hasta una profundidad de 3322 ft, adquiriéndose una muestra de corazón de roca en las arenas de la zona C1 y C2, la cual buscaba la caracterización petrofísica de las rocas contactadas en este yacimiento con base en la baja productividad observada para ese momento. Posteriormente a la perforación, se instaló revestimiento de producción y se realizó cementación del mismo quedando el pozo asegurado en superficie, pendiente de definición de completamiento.

() Debido a que los resultados de las estimulaciones hidráulicas no fueron los esperados, se decidió suspender temporalmente el completamiento del pozo INOR-0024 hasta tener un mejor conocimiento del yacimiento, mediante análisis de los corazones tomados en el mismo, actualización del modelo petrofísico y la adquisición de sísmica.

En esta actualización se solicitó la autorización de suspensión temporal del pozo INOR-0024 por un periodo de doce (12) meses, teniendo en cuenta los tiempos que se requieren para el análisis de la información de corazones adquirida. La ANH solicitó realizar ajustes a la solicitud de suspensión temporal, por lo cual dicha solicitud fue radicada el 1° de noviembre de 2019.

Análisis a la Respuesta de la Entidad

De acuerdo con la respuesta de la Entidad se aporta documento de abandono del pozo INOR-0022, el cual se encontraba desactualizado en los registros OpenWells, según la verificación el registro de abandono fue cargado al mismo.

Respecto de la situación encontrada del pozo INOR-0024 no ha sido superada toda vez que lo que se soporta por parte de la Entidad es que se surtió el proceso de solicitud ante la autoridad de la suspensión del pozo, solicitud del 31 de octubre de 2019, la cual es pasados los 12 meses de perforación del pozo, el mismo sigue sin definición de completamiento y el criterio establecido por la CGR es claro en señalar que debe ser autorizada la suspensión del pozo hasta por el término de 12 meses hecho que aún no ocurre. En precisión la decisión de no completamiento del pozo surgió de los análisis del INOR-0026 por lo cual la decisión tomada en mayo de 2019 se materializó en octubre, pasados 5 meses de la decisión y más 14 meses de perforado el pozo.

3.1.2 GERENCIA DEPARTAMENTAL META

Hallazgo N° 7 (A) – Almacenamiento e identificación de material no requerido para la operación (MANRO)

Alcance. Administrativo

El procedimiento vigente para las fechas de los hechos, GAB-P-024 - 4 2 3 "Identificación y gestión de materiales no requeridos para operar Para materiales de proyectos, este proceso se debe desarrollar un año antes del cierre del proyecto o anualmente según la durabilidad del proyecto"

Mediante Auditoría Interna realizada a la VRO en 2018 se identificaron materiales sin utilización desde el año 2012 al año 2016, en la bodega de materiales de proyectos, por valor de 59 870 Millones COP

TABLA NO 2
MATERIALES SIN UTILIZACIÓN (*Cifras en millones COP*)

Mascara	Proyecto	Antes Elipse	2012	2013	2014	2015	2016
XP001	Desarrollo Primario castilla	2 217	148	17	1 231	15 961	32 224
CP0 102	Apiay Modulo 0 Recup Prim	331	521	2 662	0 53	0 17	1 667
CP0015	Chichimene Módulo Integral	2 086	149	68	38	19	531
SUBTOTAL		4 634	818	2 747	1 269	15 980	34 422
TOTAL		59 870					

Fuente Ecopetrol, Informe de Auditoria Interna a la VRO-2018
Elaboró Equipo Auditor

Según el informe de Auditoría Interna en mención, Ecopetrol no estableció la utilización o disposición de estos materiales mediante la aplicación del procedimiento vigente para las fechas bajo análisis, GAB-P-024 - 4 2 3 "Identificación y gestión de materiales no requeridos para operar Para materiales de proyectos, este proceso se debe desarrollar un año antes del cierre del proyecto o anualmente según la durabilidad del proyecto", lo cual generó el pago por \$5 946 770 571 de almacenaje y preservación de material de proyectos sin utilización en el periodo 2012-2016

Respuesta de la Entidad

Mediante oficio 2-2019-041-1790 del 31 de octubre de 2019, la VRO manifiesta que los valores invertidos en la preservación de materiales fueron necesarios e imprescindibles para garantizar la integridad y la disponibilidad de los materiales para su uso futuro en los proyectos, lo cual resulta ajustado al principio de planeación, toda vez que las medidas implementadas surgen con ocasión a hechos sobrevinientes y fuera del control de ECOPETROL que llevaron a desplazar su uso

Durante los años (2011 al 2013) los proyectos fueron aprobados, por lo que en ese momento estaban vigentes y tenían prevista su instalación Sin embargo, cambiaron las variables macroeconómicas lo cual afectó la industria a nivel mundial y desplazó el tiempo de ponerlos en operación, haciendo necesaria su preservación para uso futuro Disponer, vender, o intercambiar los materiales mientras se recupera la industria, en épocas en las que la gran mayoría de empresas a nivel mundial restringen sus compras (2014 - 2017), no resultaba procedente dado que los proyectos habían sido desacelerados y no cancelados o cerrados,

manteniéndose la opción de uso de materiales, lo cual se ha dado en la medida en que se han reactivado los proyectos

Una consecuencia directa de esa crisis fue, a nivel corporativo, la minuciosa reevaluación, revisión y reestructuración de muchos proyectos a nivel país, generando desplazamientos en el uso de los materiales, haciendo necesaria su preservación para mantener sus condiciones de uso. Los proyectos de inversión se han venido reactivando y reestructurando, de acuerdo con las condiciones macroeconómicas vigentes, para el desarrollo de los campos

De los inventarios identificados en la auditoría interna de noviembre de 2018, se ha utilizado el 59% de los inventarios, en las fases de ejecución de los proyectos, cumpliendo con lo señalado en el numeral 4.3.11 Traslado entre de materiales Gastos y Proyectos del procedimiento GAB-P-024 que señala "Los traslados entre materiales de gastos y proyectos solo podrán efectuarse siempre y cuando exista una necesidad del área receptora ()"

Análisis a la respuesta de la Entidad

La respuesta de la Entidad aporta soportes de la ocurrencia de imprevistos de fuerza mayor que impidieron la utilización de estos materiales y la adecuada custodia y preservación para su uso posterior. Es así como al cierre de la Auditoría se ha utilizado el 59% del material almacenado. Por lo anterior, se considera un hallazgo administrativo con el fin que se implementen acciones de mejora tendientes a hacer un uso adecuado de los materiales. Se desvirtuó la connotación fiscal.

Hallazgo No. 8 (A) - Indicadores Plan Táctico VRO 2018

Alcance: Administrativo

Guía Ecopetrol - Anexo 2 – Listado de Tableros Balanceados de Gestión y Metodología de Cálculo / Código GTH – P – 004 / Versión 7 del 16-11-2018

La Compensación Variable tiene un componente sobre los resultados que produzcan con base en los indicadores en los Tableros Balanceados de Gestión (TBGs), cuyo cumplimiento estará entre 0% y 120% y se calcula como un promedio ponderado de acuerdo con los resultados de cada indicador que lo comportan y según la metodología establecida en el citado manual

Informe de Resultados VRO a diciembre de 2018

El numeral 10º de la citada Guía establece 14 indicadores para la VRO con las correspondientes metas - vigencia de 2018, el 100% para el Cumplimiento de Hitos y los siguientes límites superiores, así

TABLA No 03
LÍMITES SUPERIORES TABLEROS BALANCEADOS DE GESTIÓN (TBGS)
VICEPRESIDENCIA REGIONAL DE LA ORINOQUÍA VRO – 2018

INDICADOR	Porcentaje L S	
1 Índice de Frecuencia de Total de Casos Registrables – TRIF	120%	
2 Índice de Frecuencia de Seguridad de Procesos-IFSP (Upstream)		
3 Barriles derramados por causa operacional	110%	
4 Produccion basica		
5 Produccion Incremental		
6 Gestión de Incorporación de Reservas Probadas		
7 Gestion Incorporacion de Reservas No Probadas (RNP)		
8 Gestion Incorporación de Recursos contingentes (RC)		
9 Ejecucion de CAPEX EDP		
10 Ejecucion CAPEX No EDP		
11 Costo de levantamiento		
12 Cumplimiento metas de eficiencia		
13 EBITDA VRO		
14 ROACE Upstream		
15 Cumplimiento de Hitos		100%

Fuente Guía Ecopetrol - Anexo 2 – Listado de Tableros Balanceados de Gestión y Metodología de Cálculo / Código GTH – P – 004 / Versión 7 del 16-11-2018 Informe de Resultados VRO a diciembre de 2018 Elaboró Equipo Auditor

A folio 4 del Informe de Resultados de la Vicepresidencia Regional de la Orinoquía VRO con corte a diciembre de 2018 indican un cumplimiento en los Indicadores de Desempeño consolidado del 166% sin aplicar límites y del 105% con tope máximo del 120%, lo cual riñe con la realidad si se tiene en cuenta que algunas metas no se cumplieron, además, la Guía de Ecopetrol - Versión 7 del 16-11-2018 en el numeral 10 establece para la VRO 14 indicadores, de los cuales 2 tienen un límite superior para la Compensación Variable del 120% y los restantes 12 con límite superior del 110% como se muestra en la tabla anterior y sin embargo, todos los indicadores fueron calculados con el 120%

De otra parte, la Guía establece que el referente para el cumplimiento de hitos es del 100%, por lo que la CGR efectuó el cálculo basado en las metas propuestas para cada indicador, los pesos porcentuales asignados y los reportes del cumplimiento de la VRO a diciembre de 2018, arrojando un promedio ponderado del 89% con base a los límites superiores relacionados en la tabla anterior y del 86% de cumplimiento de hitos al 100%

TABLA No 04 INDICADORES DE DESEMPEÑO VRO

Indicador	Cálculo VRO	Cálculo CGR	Diferencia	Observación
Desempeño consolidado	166%	86%	80%	VRO realiza el cálculo sin aplicar límites CGR con hitos al 100%
Desempeño consolidado con límites superiores	105%	89%	16%	VRO realiza el calculo con compensación variable del 120% para los 14 indicadores CGR aplico el 110% para os indicadores 3 al 14 de la tabla anterior

Fuente Equipo Auditor

Desde luego, el porcentaje calculado por la Contraloría es consecuente con la evaluación de la Gestión del Cuadro de Mando Integral - CMI, pues no se puede pretender que los indicadores que superen el 100% arrastren o compensen los que no se cumplieron, lo que finalmente termina distorsionando el balance final de la gestión, como ejemplo

En el cálculo realizado por la VRO se hace alusión a la “Gestión de Incorporación de Reservas No Probadas (RNP)” con logro del 994%, e indicador “Gestión Incorporación de Recursos contingentes (RC)” con el 334%, entre otros, que llevaron a un promedio final del 166% cuando es evidente que de otros indicadores no se cumplieron las metas, como es el caso del “Índice de Frecuencia de Seguridad de Procesos-IFSP (Upstream)” que arrojó el 50%, “Producción Incremental” con el 86%, entre otros

Las diferencias encontradas con respecto al cálculo presentado en el Informe de resultados obedecen a deficiencias de control y supervisión en la aplicación de la Guía, lo que genera que el Cuadro de Mando Integral (CMI - Balanced Scorecard) como sistema de medición de desempeño no cumpla cabalmente con su finalidad en la retroalimentación de las estrategias y como sistema de control de gestión, limitando la correspondiente retroalimentación de las estrategias y metas propuestas

Respuesta de la Entidad

La respuesta dada por la Entidad, oficio No 2-2019-041-1754 del 25 de octubre de 2019, se centra en expresar el propósito del cálculo de los indicadores y la metodología de los cálculos, donde se resalta

- El TBG tiene dos propósitos principales, el **primero** como herramienta para el seguimiento sistemático al desempeño empresarial, mediante la definición de objetivos estratégicos, indicadores clave y metas que nos permitan hacer seguimiento a los resultados y garantizar el aporte a las metas empresariales **El segundo**, como uno de los insumos para la liquidación de la Compensación Variable por Resultados - CVR, que se calcula cada año en Ecopetrol **En ese sentido, es importante diferenciar el cálculo del TBG vista desempeño empresarial y el cálculo para otorgar un reconocimiento por resultados a través de la compensación variable** (sic) – Negrilla, cursiva y subrayado propio Los cálculos se realizan desde la óptica de 3 escenarios, como son
 - 1 Medición del desempeño Empresarial, el cual permite visualizar la gestión integral del área y la contribución de cada uno de los indicadores del tablero, cuyo resultado al cierre del 2018 presentó un cumplimiento del 166%
 - 2 Cálculo informativo para visualizar un cumplimiento del tablero considerando que ningún indicador pueda superar el 120% y pueda compensar el bajo cumplimiento de otros indicadores Este cálculo no tiene efecto sobre la compensación variable El resultado al cierre del 2018 presentó un cumplimiento del 105%
 - 3 Este escenario fue incluido en el Informe de Resultados de la Vicepresidencia Regional de la Orinoquía VRO con corte a diciembre de 2018, el cual corresponde al cumplimiento del

- TBG teniendo en cuenta la metodología para la Liquidación de la compensación variable por resultados de la VRO del 98%, de acuerdo con lo establecido en la Guía Ecopetrol
- 4 La metodología para la liquidación de la compensación variable busca incentivar a la organización y hacer un reconocimiento sobre el logro de los resultados, de manera que el cumplimiento del componente del Tablero Balanceado de Gestión estará entre 0% y 120% y se calcula como un promedio ponderado de acuerdo con los resultados de cada indicador que lo componen

Análisis a la Respuesta de la Entidad

Lo expresado en la respuesta fue conocido en su oportunidad por el Equipo Auditor y considerado al momento de la comunicación, en el sentido que la Guía GTH-P-0041 Versión 7 estableció 12 indicadores para la VRO con límite superior del 110% y fueron calculados por la VRO con el 120%, razón por la cual los ponderados de la Contraloría presentan diferencias con respecto a los reportados por la VRO. Se mantiene el hallazgo con alcance administrativo.

3 1 3 GERENCIA DEPARTAMENTAL SANTANDER

Hallazgo No 9 (A) - Entrega de elementos Orden de Compra No.1713986

Alcance Administrativo

Ecopetrol suscribió la Orden de Compra No 1713986 de 2018, derivada del contrato central en interno ECP SRM 3018866 con la firma JPT CONSULTING AND SERVICES S A S y cuyo objeto era "COMPRA DE MATERIALES MARCA JPT PARA LA EJECUCION DE MM 7 DEL CAMPO CASABE PERTENECIENTE A LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCION DEL RIO DE LA VRC DE ECOPETROL S A ". De conformidad con la Orden de compra, el sitio de entrega de los dos ítems requeridos era la bodega de materiales del Campo Casabe de la Superintendencia de Operaciones de Río, Gerencia Regional Magdalena Medio, ubicada en el municipio de Yondó (Antioquia).

Uno de los Kits de válvulas correspondientes al segundo ítem del pedido no fue recibido físicamente en la bodega de materiales ubicada en el Campo Casabe como se exigió en la Orden de Compra, sino en el taller VRF de la Zona Industrial. El recibo se otorgó el 11 de enero de 2019 pero la entrada del material a la bodega con su correspondiente ingreso a almacén ocurrió 13 días después, es decir, el 24 de enero de 2019 como se desprende del formato de recibo de Material Fuera de Bodega.

El hecho citado evidencia una deficiencia en el subproceso de administración de bienes que genera la existencia de períodos de tiempo con materiales recibidos a

los proveedores sin un ingreso formal a almacén y por consiguiente el adecuado aseguramiento de los bienes colocando en riesgo la inversión realizada

Respuesta de la Entidad

Mediante oficio No 2-2019-041-1771 del 29 de octubre de 2019, la Entidad responde a la observación en resumen lo siguiente

“De acuerdo con el Instructivo GAB-P-026 (Procedimiento para la Operación de Bodegas de Materiales), se establece que el recibo de materiales y equipos puede realizarse en un lugar diferente a la Bodega, en este caso, con el fin de ser inspeccionado por el personal técnico idóneo para garantizar el cumplimiento de las especificaciones requeridas en la orden de compra, se llevó a cabo este proceso de inspección previo a la confirmación de satisfacción al comprador e ingreso satisfactorio como material de Bodega ”

Así mismo, indica Ecopetrol que los elementos se recibieron en el taller VRF de la Zona Industrial Campo Casabe, teniendo en cuenta que allí se encuentra el personal técnico para llevar a cabo el proceso de inspección necesaria para garantizar que el material cumpla con las especificaciones requeridas y luego recibir el material en Bodega

Explica la Entidad que el tiempo usado para hacer la inspección de los elementos comprados fue de 4 días, debido a la cantidad considerable de elementos y el proceso detallado de revisión y muestra gráficamente las labores de esta inspección

Finalmente, expresa Ecopetrol que la evidencia del seguimiento de los materiales, desde su recibo hasta el ingreso al sistema, que incluye un proceso de aseguramiento para validar que cumple con las especificaciones requeridas, sin que se genere riesgo de la inversión, por el contrario, se enfoca a que la misma esté debidamente garantizada permitiendo tomar acciones oportunas

Análisis a la Respuesta de la Entidad

A pesar de que los elementos son recibidos siguiendo estándares de calidad, no se especifica en la Orden de Servicio que los materiales pueden recibirse por fuera de Bodega, ya que el proveedor en caso de discrepancias puede alegar que Ecopetrol le recibió los elementos en un lugar diferente a los indicados en la minuta del documento contractual

Por otra parte, los elementos de los ítems 1 y 2 debían entregarse en diciembre 17 y 27 de 2018 respectivamente y mediante la modificación No 1 de la Orden de Servicio se permitió que todos los elementos se entregaran en enero 11 de 2019, no obstante, los elementos del ítem 1 se recibieron en bodega en diciembre 20 de 2018, lo cual evidencia la falta de congruencia frente a la citada modificación

Hallazgo No 10 (A) - Cuantías de los amparos de los seguros del contrato No.3007627 de 2017

Alcance. Administrativo

El Manual de Contratación de Ecopetrol código GAB-M-001 refiere en el numeral 4 2 1 sobre Planeación Estratégica lo siguiente *“Este subproceso tiene por objetivo anticipar y planear la atención de las necesidades de compras y contratación de Ecopetrol S A mediante el aseguramiento del Plan de Abastecimiento Integral Sus actividades críticas están orientadas al análisis de la demanda interna y del mercado, a consolidar los estándares técnicos aplicables por categoría, a identificar los proveedores idóneos, a priorizar las palancas de ahorros, a seleccionar y aprobar la estrategia de contratación, teniendo en cuenta las previsiones que se contemplan en este Manual, a establecer, previo análisis de riesgos, el tipo de garantías requeridas, los amparos, así como la cuantía de las mismas, y a monitorear la implantación y el desempeño de la estrategia ”*

Ecopetrol suscribió el contrato No 3007627 de 2017 con la Sociedad Independence Drilling S A cuyo objeto es " SERVICIO DE INTERVENCIÓN A POZOS CON TALADRO EN EL TERRITORIO NACIONAL" con un plazo de 4 años y cuantía indeterminada La cláusula vigésima tercera del contrato sobre garantías y seguros señala que los valores asegurados en materia de cumplimiento de obligaciones, salarios y prestaciones sociales y responsabilidad civil fueran de \$1 000, \$500 y \$1 500 millones respectivamente, valores que no compensarían la reposición del bien o servicio frente a la ocurrencia de siniestro toda vez que los presupuestos estimados de la estrategia de contratación corresponden \$156 000 millones para todas las áreas de Ecopetrol de los cuales \$35 777 millones correspondían a la Vicepresidencia Regional Central - VRC de conformidad con el memorando para solicitudes de compra y contratación del 16 de febrero de 2017, precisando que el presupuesto estimado que se cita solo abarcaba el período comprendido entre mayo y diciembre de 2017, considerándose además que la estrategia de contratación para esta misma actividad durante los mismos 4 años tenía un presupuesto de \$628 000 millones

Como lo indica la entidad, a septiembre 30 de 2019, la retención en garantía del contrato que corresponde al 2% del valor ejecutado y constituida con Fiduciaria Bogotá, tiene un valor de \$6 239,8 millones, es decir que, realizando el cálculo, este contrato lleva un valor ejecutado de \$311 992 millones lo cual no solo confirma lo anterior, sino que además permite evidenciar que Ecopetrol no estipulo la actualización de las pólizas cuando el valor del contrato se incrementa

Lo anterior evidencia deficiencias en el proceso planificador al definir los valores asegurados que no se ajusta de manera razonable, a la magnitud de los contratos suscritos por Ecopetrol, lo cual, en caso de materialización de alguno de los riesgos amparados, ocasionaría el riesgo que los valores asegurados pudieran ser insuficientes para responder por el valor total de los siniestros

Respuesta de la Entidad

Mediante oficio No 2-2019-041-1771 del 29 de octubre de 2019, la Entidad responde a la observación en resumen lo siguiente

- El valor del contrato, establece un valor de cuantía indeterminada, por ende, la condición del valor no ha sido modificada, ni el plazo inicial del contrato que dé lugar a la aplicación del literal e) del párrafo primero
- Los valores de las pólizas no hacen referencia a una vigencia o anualidad
- Para el contrato No 3007627, se analizó que el riesgo no es acumulable en la ejecución del contrato
- Durante la planeación se estimó el valor de contrato en \$10 000 millones en el año y sobre ese valor se aplicó 10% para amparo de cumplimiento y 5% para amparo de salarios
- En caso de algún incumplimiento la multa por apremio o penalización que es del 0,5% del valor ejecutado en la ODS estaría cubierto analizando el caso particular de la ODS No 3008199 que alcanza los \$53 626 millones
- El amparo de salarios de \$500 millones cubre el valor actual de un mes de nómina por equipo el cual está por \$345 millones
- En la planeación del contrato en el análisis de riesgos se obtuvo que para el daño más probable el impacto económico podía estar en \$1 298 859 981 lo cual queda amparado por el valor asegurable de \$1 500 millones por evento
- En relación con los controles de mitigación de riesgos, se informa que el contrato cuenta con una retención en garantía correspondiente al 2% del valor ejecutado y constituida con Fiduciaria Bogota, donde al corte del 30 de septiembre del 2019 se tiene un valor de \$6 239 843 711, la cual está destinada a cubrir valores en caso de incumplimiento de tipo laboral o comercial
- Como conclusión, las garantías y seguros obedecen al tratamiento del riesgo específico de la ejecución del contrato que como se ha mencionado a lo largo de esta respuesta, se analizó que el riesgo no es acumulable en la operación, sino que obedece al cubrimiento de una intervención. En complemento se revisa que para el cobro de materialización de eventos la primera instancia son los saldos a favor del contratista que siempre corresponde mínimo a un mes de ejecución por equipo, en segunda instancia la retención en garantía y en tercera instancia las pólizas

Análisis a la Respuesta de la Entidad

La CGR reconoce que se trata de un contrato de cuantía indeterminada y que esta condición al no haber sido modificada, deja sin efecto la aplicación del Parágrafo 1°, literal e) de la cláusula Vigésima Tercera del contrato, no obstante, se evidencia, un incremento sustancial del valor ejecutado a 30 de septiembre de 2019, el cual se acerca a \$312 000 millones sobrepasando los \$10 000 millones estimados en la planeación, sin que se genere una alerta sobre el tema de las cuantías de las garantías. La Entidad indica que las multas por apremios que son del 0,5% están cubiertas con los actuales valores de los amparos, pero no se refiere a lo que sucedería en caso de aplicación de la Cláusula Penal Pecuniaria que es del 10% de las órdenes que se encuentre ejecutando y que, de acuerdo a las evidencias, los amparos pactados, no serían suficientes para cubrirlas.

Finalmente, documentación adicional soporte de la planeación en materia de pólizas de seguro, es muy clara en indicar que la contratación estimada por contrato sería de \$30 000 millones y en cada vigencia llegaría a \$240 000 millones, pero que además las vigencias a contratar eran cuatro (2017 a 2020), luego desde la planeación se estimaba que, de suscribirse 8 contratos, cada uno ejecutaría recursos por valores cercanos a \$120 000

Lo anterior, refuerza la tesis de la CGR que Ecopetrol no planeó adecuadamente el valor de las cuantías de las pólizas del contrato

Hallazgo No 11 (A) (D) - Cumplimiento Cláusula Transferencia de Tecnología Contrato No 5221893 de 2015.

Alcance Administrativo y Disciplinario

El numeral 34 de la Cláusula Octava del contrato No 5221893 de 2015 suscrito entre Ecopetrol y la firma ESTRELLA INTERNATIONAL ENERGY SERVICES SUCURSAL COLOMBIA, el cual inició el 1° de abril de 2015 y se liquidó el 16 de agosto de 2019 y cuyo objeto era "SERVICIO DE CEMENTACIONES PRIMARIAS CEMENTACIONES REMEDIALES Y BOMBEO DURANTE LA PERFORACION TERMINACION COMPLETAMIENTO DE POZOS PETROLEROS Y SUMINISTRO DE EQUIPO DE FLOTACION DE ECOPETROL S A A NIVEL NACIONAL ", indica lo siguiente

"Será obligación del CONTRATISTA auspiciar la transferencia de conocimiento en aquellos aspectos que tengan relación con aspectos tecnológicos, técnicos, jurídicos relacionados con los servicios objeto de este Contrato

Para lo anterior, el CONTRATISTA dentro de los 3 primeros meses de cada uno de los años de ejecución del contrato presentará una propuesta de transferencia de conocimiento, será estudiada y aprobada por ECOPETROL dentro de los siguientes dos (2) meses a la entrega de la propuesta. Dicha aprobación es necesaria para la ejecución de la obligación contenida en este numeral. Una vez aprobada la propuesta con las modificaciones o sugerencias que ECOPETROL solicite, el CONTRATISTA programará y realizará a su cargo cursos teóricos y/o prácticos para el personal que ECOPETROL designe

El curso deberá ser dirigido por una institución y personal de experiencia en el campo de la industria de petróleo en general, y de la temática objeto de aquel en particular, y aprobado previamente por ECOPETROL

La fecha y el sitio de realización de estos cursos de capacitación serán definidos en conjunto entre el CONTRATISTA y ECOPETROL

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

Por otra parte, LA GUÍA GTH-G-049 PARA LA GESTIÓN DE ACCIONES DE FORMACIÓN DERIVADAS DE CONTRATOS SUSCRITOS POR LAS ÁREAS DE NEGOCIO, SOPORTE Y CORPORATIVO, de Ecopetrol, indica en el numeral 1 del inciso 3 1, que “ *cada administrador de contrato debe informar a la Universidad Ecopetrol al correo electrónico UnivCorporativa@ecopetrol.com.co el valor de la cláusula, objeto, alcance, tiempo estimado para la ejecución y demás aspectos relacionados con la misma ”*

Sin embargo, en la revisión del citado contrato y el cumplimiento de la obligación pactada en la cláusula citada, se evidenciaron los siguientes hechos

- El contratista no presentó las propuestas de transferencia de conocimiento en los términos de la obligación pactada, pues solo hasta el 29 de agosto de 2017 la empresa Estrella Internacional entrega una actualización de la propuesta presentada el 22 de agosto de 2016
- El administrador no cumplió con informar a la Universidad de Ecopetrol lo relacionado con el cumplimiento de la cláusula de transferencia de tecnología, tal como lo manda la Guía GTH-G-049
- Ecopetrol demuestra que, para cumplir este compromiso, el contratista dictó tres cursos de 24 horas así El primero del 31 de octubre al 02 de noviembre de 2017 con participación de 7 personas de un total de 13 inscritos, el segundo se dictó del 08 al 10 de noviembre de 2017 con participación de 16 personas de un total de 18 inscritos y el tercero se dictó del 15 al 17 de agosto de 2018 con participación de 9 personas de un total de 10 invitados

Los hechos relacionados muestran deficiencias en la labor administradora de contratos, así como el control y seguimiento por quienes están a cargo de la programación y ejecución de los cursos de capacitación en la Universidad de Ecopetrol que además de limitar la óptima planeación del uso de los recursos derivados de la obligación contractual, descuidan el aseguramiento del compromiso de los funcionarios que se inscribieron para los cursos de transferencia de conocimiento

Respuesta de la Entidad

Mediante oficio No 4-2019-041-2 del 05 de noviembre de 2019, la Entidad responde a la observación en resumen lo siguiente

- **Hecho No 1** ECOPETROL S A , solicitó al CONTRATISTA en cada una de las vigencias la presentación de la propuesta para dar cumplimiento a la obligación de transferencia de tecnología, el cual presentó las mismas a partir del primer año de ejecución 2016 y posteriormente en el 2017, así mismo se evidencia que en la vigencia que se presentó inoportunidad ECOPETROL realizó las observaciones al CONTRATISTA y afectó la evaluación de desempeño, tal como se puede evidenciar en el anexo 4, actuando entonces con diligencia y responsabilidad en las labores de seguimiento y control
- **Hecho No 2** Ecopetrol adjunta diferentes soportes, donde evidencia que los administradores reportaron sistemáticamente la información de la obligación de transferencia de tecnología a la Universidad de Ecopetrol y que esta a su vez conocía de su existencia, desarrollo y ejecución

Ahora bien, la finalidad de la Guía de Transferencia de Tecnología particularmente en lo concerniente a enterar a la Universidad de Ecopetrol acerca de la obligación en el contrato objeto de esta observación, se satisfizo en la medida que las personas que integraban esa dependencia de Ecopetrol, se enteraron, conocían y sabían acerca del cumplimiento de la obligación, así lo demuestran las evidencias que se anexan a este documento

- **Hecho No 3** De acuerdo al sistema de información oficial de la Universidad Ecopetrol (LMS - Success Factors), se encuentran registros de la programación, invitación y realización de 3 (tres) acciones de formación asociadas a la temática de Cementación, ejecutadas por Estrella Internacional en las fechas listadas a continuación (este proceso se llevó a cabo luego de haber validado las formaciones con el experto técnico de área de negocio)
- 1 Del 31 de octubre al 02 de noviembre de 2017 con participación de 7 personas de un total de 13 invitados
- 2 Del 08 al 10 de noviembre de 2017 con participación de 16 personas de un total de 18 invitados
- 3 Del 15 al 17 de agosto de 2018 con participación de 9 personas de un total de 10 invitados De un total de 40 invitados definidos por las áreas de negocio participaron 32 personas para una asistencia de 80%

Análisis a la Respuesta de la Entidad

Frente al Hecho No 1, Ecopetrol interpreta que cuando la cláusula expresa “ *el CONTRATISTA dentro de los 3 primeros meses de cada uno de los años de ejecución del contrato presentará una propuesta de transferencia de conocimiento*”, esto se refiere es a que el contratista debe presentar la propuesta en los tres meses siguientes después del primer año de ejecución, lo cual no es aceptado por la CGR ya que desatiende el tenor literal de la cláusula

Frente al Hecho No 2, solo hasta el 02 de agosto de 2016, es decir más de un año después de iniciado el contrato, de acuerdo a los soportes entregados por la Entidad, se quiere explicar que la Universidad de Ecopetrol había sido informada de

la existencia de la cláusula de transferencia de tecnología de este contrato. Este argumento se desestima por parte de la CGR pues definitivamente no se cumplió ni en la forma ni en la oportunidad con lo dispuesto en la Guía GTH-G-049

Frente al hecho No 3, Ecopetrol no controvierte el hecho, solo informa que no se trató de dos cursos sino de tres y que la participación de los estudiantes inscritos en los cursos mejoró del primero al último

3 1 4 GERENCIA DEPARTAMENTAL HUILA

Hallazgo No. 12 (A) - Mantenimiento obras de drenaje en locaciones

Alcance: Administrativo

Numeral 7 3 1 5 Manejo de Escorrentía 7 3 1 Manejo Recurso Suelo 7 PMA Resolución 111 de 2012 PMA Arrayan Resolución 455 de 2003 PMA Monserrate

Evitar el desarrollo de frentes erosivos, el aporte de sedimentos a los drenajes naturales, contaminación y alteración de la dinámica fluvial. Manejo de escorrentía en las localizaciones. Para el manejo de escorrentía en las localizaciones se construirán cunetas de aguas lluvias alrededor de toda el área, estos sistemas estarán representados por cunetas perimetrales debidamente revestidas en concreto para manejo de aguas lluvias limpias con pendiente del 0 5% y se conectarán a un skimmer, con sus respectivas rejillas diseñadas de tal forma que se garantice el filtro del agua, la retención de material y con tapas en lámina corrugada que impida el ingreso de material sólido a la trampa. Las cunetas servirán como elemento de contención en caso de un derrame o contaminación de medianas a grandes proporciones en la plataforma. Las cunetas de aguas lluvias tendrán forma trapezoidal de 0 80 m, libres en la parte superior, 0 30 m de base y con profundidad variable, el espesor muros será de 0 07 m. Las cunetas de aguas lluvias conducirán la corriente a un desarenador con su respectiva rejilla, previo a su vertimiento a los drenajes naturales a través de una estructura disipadora de energía, que evitará la ocurrencia de procesos de socavación en el sitio de descarga.

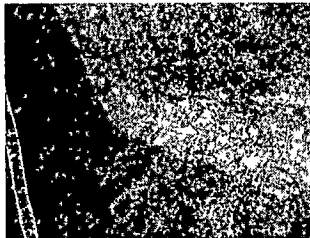
Numeral 5 3 2 PMA – Orto Subprograma Manejo de Construcción y Adecuación sitios de Explanación. Objetivos Establecer las medidas ambientales para no alterar la dinámica normal de los drenajes en el área a intervenir, definir las obras civiles que se desarrollarán para minimizar los efectos que se pueden causar sobre el patrón de drenaje y obtener un óptimo manejo de las aguas de escorrentía. Resolución 1037 de 2001 PMA-Putumayo (municipios Puerto Asís, Puerto Caicedo, Orto, Valle del Guamuez y San Miguel)

En visita realizada por la CGR a los campos donde se ejecutan los proyectos Desarrollo Arrayan (facilidades en clúster 2, 3), Monserrate Etapa 1 (clúster 2, 4) Electrificación Área Sur (facilidades en locaciones Loro 15, Loro 16 y San Miguel 7) durante los días del 24 al 26 de septiembre y del 7 al 11 de octubre de 2019, se encontraron las cunetas de aguas lluvias, las cunetas de aguas acerosas y el desarenador (skimmer), colmatados con material fino, hojas y vegetación propias de la locación, que impiden el desagüe, manejo y disposición de las aguas de manera eficiente

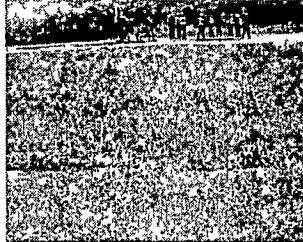
Lo anterior, por falta de mantenimiento de obras civiles, geotécnicas y de revegetalización, deficiencias de seguimiento y control en la supervisión que origina que la colmatación de sedimentos y la presencia de vegetación en las estructuras de manejo de aguas de escorrentía en las áreas de proceso generen contaminación del medio ambiente y daños a ecosistemas

Registro Fotográfico

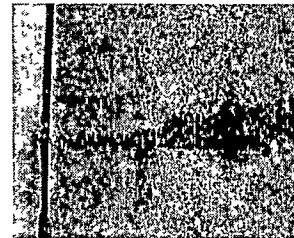
Cluster 2 Proyecto Arrayan
Cunetas ALL Sin mantenimiento



Clúster 3 Proyecto Arrayan
Cunetas Talud erosionado



Clúster 3 Proyecto Arrayan
Aceitosas Colmatadas



Clúster 2 Proyecto Monserrate
Cunetas ALL Colmatado material fino



Cluster 4 Proyecto Monserrate
Cunetas ALL Colmatado Hojas



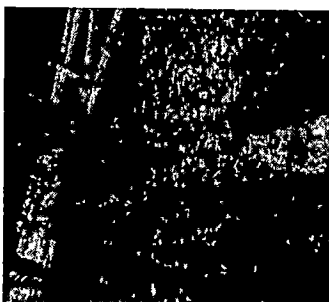
Clúster 4 Proyecto Monserrate
Cunetas ALL Colmatado material fino



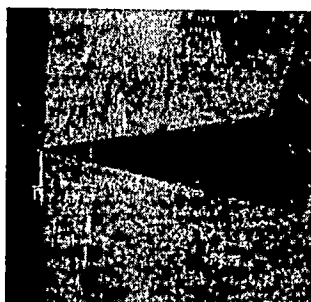
Locacion Loro 15 Proyecto Area Sur
Cunetas ALL Colmatado material fino

Locacion Loro 15 Proyecto Area Sur
Cunetas acerosas con Agua

Locacion Loro 15 Proyecto Area Sur
Cunetas ALL



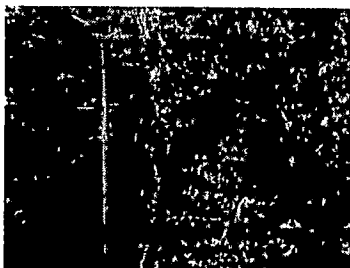
Locacion Loro 16 Proyecto Area Sur
Cunetas ALL Colmatado material fino



Locacion Loro 16 Proyecto Area Sur
Cunetas ALL con material fino y hojas



Locacion Loro 16 Proyecto Area Sur
Terraplen para Placa Taladro erosionada



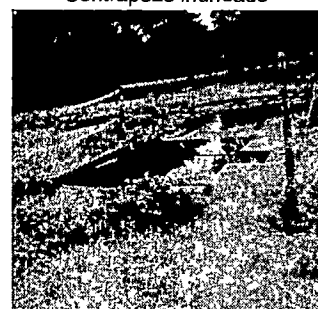
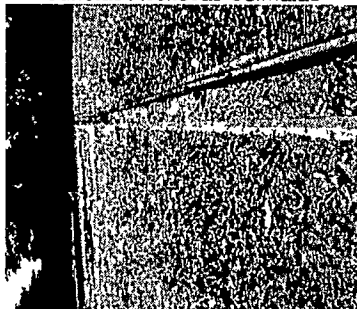
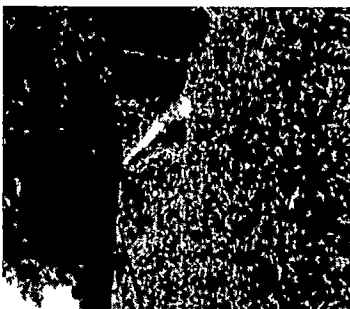
Locacion San Miguel 7 Pyto Area Sur
Cunetas ALL Colmatado



Locacion San Miguel 7 Pyto Area Sur
Cunetas Acetosas Colmatad



Locacion San Miguel 7 Pyto Area Sur
Contrapozo inundado



Respuesta de la Entidad

"Sobre el particular, lo primero que debe señalarse es que la acumulación de residuos en las cunetas o skimmer encontradas para el momento de las visitas realizadas por la Contraloría a las Gerencias de Operaciones de Desarrollo y Producción Hulla y Putumayo, obedecen para ambos casos, a condiciones extremas de la naturaleza, propias de las características climáticas y paisajísticas de cada una de las regiones donde estas respectivamente se ubican

Para el caso de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Hulla en adelante -GDH la situación advertida por el Ente Auditor correspondió a que, para la fecha de la visita, era época de verano y había viento intenso en la zona Presentándose con ello, el cambio de follaje de los árboles propios de la región, lo que propició a su vez, una generación adicional de hojarasca en las locaciones

Mientras, que para la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Putumayo en adelante -GPY dicha condición obedeció a las constantes lluvias en el área para la época, las que arrastraron cierta cantidad de material hacia dichas infraestructuras

Es por esto, que advertida tal condición en la visita del pasado 11 de septiembre por la Contraloría a las instalaciones de los Proyectos de Desarrollo Arrayan y Monserrate Etapa 1, se programo el respectivo plan de mantenimiento y limpieza de las cunetas de los Clúster 2 y 3 de/ proyecto de Desarrollo Arrayan, y de los Clúster 2 y 4 de/proyecto Monserrate Etapa 1 Actividades a realizarse durante la semana del 5 al 10 de noviembre, quedando el compromiso de compartirse el respectivo registro fotográfico como evidencia de las mismas

Ahora, para la GPY, entendiendo que las rutinas de limpieza y/o mantenimiento de las cunetas de aguas lluvias, como las de aguas acerosas y el desnatador (skimmer) son definidas en función de su condición y/o a necesidad, se advierte que dichas rutinas se programan y realizan, justo cuando se observa acumulación de material en los mencionados sistemas de drenaje

Análisis a la Respuesta de la Entidad

La entidad reconoce lo observado por el ente de control, sin embargo, una vez verificados en el aplicativo OpenText los contratos relacionados en la respuesta como los encargados de los mantenimientos para la GDH y la GPY se encontró lo siguiente

Contrato No 3013009 suscrito con la empresa SUMMUN ENERGY cuyo objeto es el "SERVICIO OPERACIÓN DE FACILIDADES DE CAMPOS PETROLEROS E INSTALACIONES DE PROCESOS PARA LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN HUILA-TOLIMA DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL SUR DE ECOPETROL S A" su duración va hasta el 31 de diciembre del 2019 y contempla dentro de sus actividades de acuerdo al anexo 1, el capítulo de servicio integral Operación Coordinación de Producción Dina, el cual relaciona 3 subactividades 1 1 Servicio de Apoyo a la Operación Dina (incluye servicio apoyo a la operación Dina), 1 2 Servicio de Operación de Facilidades de Producción (incluye operación Pía terciarios y Operación Batería Dina Norte) y 1 3 Servicio de Cuadrillas Producción (incluye cuadrilla producción Dina y cuadrilla soldadura Dina), no se detalla el mantenimiento de las locaciones inspeccionadas y cuestionadas por el ente de control

Contrato No 3013762, cuyo objeto es el "SERVICIO INTEGRAL DE MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE AGUAS RESIDUALES DE LA GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN PUTUMAYO, DE ECOPETROL SA " suscrito con la firma contratista INSPECTROL SA S su duración iba hasta el 31 de diciembre del 2018 y se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2019, sin embargo de acuerdo a lo contemplado en el anexo 1, no se detalla el mantenimiento de las locaciones inspeccionadas y cuestionadas por el ente de control, toda vez que de acuerdo al objeto contractual este hace relación a un mantenimiento de aguas residuales

Por consiguiente en ningún momento el ente de control reprocha que haya negligencia por el procedimiento, por el contrario la observación va encaminada a ser efectivos en el mantenimiento preventivo y correctivo toda vez que las obras de

drenaje son un componente fundamental para garantizar la evacuación de las aguas o derrames de manera oportuna y que se vea reflejado en su operatividad y funcionalidad, es por ello que no se desvirtúa la observación en el entendido que las acciones realizadas fueron posterior a la visita técnica y que las mismas deben ser periódicas al conocer la entidad el comportamiento climático de las zonas cuestionadas y de la coordinación oportuna con el contratista de los mantenimientos requeridos y necesarios por cada Gerencia y por cada locación

Es por ello que el equipo auditor considera pertinente mantener la observación como fue comunicada en el entendido que las obras de drenaje no operan de manera eficiente por el estado en que se encontraron y que la colmatación de sedimentos y la presencia de vegetación en las estructuras de manejo de aguas de escorrentía en las áreas de proceso generen riesgos de contaminación del medio ambiente y daños al ecosistema

Hallazgo No. 13 (A) - Gestión Documental OPEN TEXT

Alcance: Administrativo con traslado al Archivo General de la Nación

Artículo 1 Ley 594 de 2000 Objeto La presente ley tiene por objeto establecer las reglas y principios generales que regulan la función archivística del Estado

Artículo 2 Ley 594 de 2000 Ámbito de aplicación La presente ley comprende a la administración pública en sus diferentes niveles, las entidades privadas que cumplen funciones públicas y los demás organismos regulados por la presente ley

Archivo público Conjunto de documentos pertenecientes a entidades oficiales y aquellos que se deriven de la prestación de un servicio público por entidades privadas

Artículo 4° Ley 594 de 2000 Principios Generales Los principios generales que rigen la función archivística son los siguientes

a) Fines de los archivos El objetivo esencial de los archivos es el de disponer de la documentación organizada, en tal forma que la información institucional sea recuperable para uso de la administración en el servicio al ciudadano y como fuente de la historia, Por lo mismo, los archivos harán suyos los fines esenciales del Estado, en particular los de servir a la comunidad y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución y los de facilitar la participación de la comunidad y el control del ciudadano en las decisiones que los afecten, en los términos previstos por la ley,

Artículo 3 Ley 1712 de 2014 () principio de la calidad de la información Toda la información de interés público que sea producida, gestionada y difundida por el sujeto obligado, deberá ser oportuna, objetiva, veraz, completa, reutilizable, procesable y estar disponible en formatos accesibles para los solicitantes e interesados en ella, teniendo en cuenta los procedimientos de gestión documental de la respectiva entidad

Artículo 6° Ley 1712 de 2014 Definiciones

g) Gestión documental Es el conjunto de actividades administrativas y técnicas tendientes a la planificación, procesamiento, manejo y organización de la documentación producida y recibida por los sujetos obligados, desde su origen hasta su destino final, con el objeto de facilitar su utilización y conservación

Artículo 5 Decreto 2609 de 2012 () d Control y seguimiento Las entidades deben asegurar el control y seguimiento de la totalidad de los documentos que produce o recibe en desarrollo de sus actividades, a lo largo de todo el ciclo de vida-

Artículo 16° Generalidades del sistema de gestión documental Las entidades públicas deben contar con un sistema de gestión documental que permita

- a) Organizar los documentos físicos y electrónicos, incluyendo sus metadatos a través de cuadros de clasificación documental
- d) Garantizar la autenticidad de los documentos de archivo y la información conexas (metadatos) a lo largo del ciclo de vida del documento
- f) Permitir y facilitar el acceso y disponibilidad de los documentos de archivo por parte de la ciudadanía y de la propia entidad, cuando sean requeridos
- g) Preservar los documentos y sus agrupaciones documentales, en series y subseries, a largo plazo, independientemente de los procedimientos tecnológicos utilizados para su creación

Con relación a los contratos de los proyectos de Desarrollo Arrayan, Monserrate Etapa 1 DKS, Campaña WO GDH 2018, MM Turbogeneradores GDH 2017, Electrificación Área Orito Módulo 1, VDP_VRS-MM UDP Orito, ES_CMPG Área Sur, Electrificación Área Sur, Campaña WO GPY 2018, Sistema de Recolección Campo Loro GPY, en la herramienta tecnológica OPEN TEXT, se evidenció que las carpetas electrónicas que contienen el repositorio de archivos electrónicos que hacen parte de los documentos del proceso de contratación, se encuentran vacías o con cero elementos, los archivos allí contenidos no tienen orden cronológico, están repetidos y cargados en formato Word y PDF sin firma, para la consulta de los contratos por el filtro de búsqueda el número del contrato en orden de servicio, pedido o trabajo no corresponde con el número que está identificado en el aplicativo

Lo anterior, por la inobservancia de las normas de gestión documental, que dificulta el conocimiento histórico y organizado de las actuaciones contractuales que realiza ECOPETROL S A

Respuesta de la Entidad

Ecopetrol manifiesta que la plataforma Open Text se implementó como un mecanismo para apalancar la gestión electrónica de documentos y los programas de cero papel impulsados por el Gobierno Nacional

La plataforma se soportó en los lineamientos establecidos en la Ley 594 de 2000, refinando los articulados 4 de los Principios Generales, en sus literales a) de los Fines de los archivos información organizada, recuperable para uso y memoria, b) de la Importancia de los archivos y c) Institucionalidad e instrumentalidad y artículo 19 de Soporte documental, indicando que el orden cronológico en los expedientes electrónicos está determinado por la fecha en que se cargan los documentos y/o se aprueban las transacciones en los flujos electrónicos, aclarando que los documentos físicos cargados en Open Text después de su digitalización ya cuentan con una fecha establecida en el mismo documento por lo tanto su orden cronológico debe ser visto desde esta perspectiva y no desde el momento en que se carga en la herramienta

Señala que la firma de los documentos estén repetidos en Word y en PDF sin firma, toda vez que estos documentos (puede ser en Word o PDF) se envían para firma del Funcionario solicitante, Funcionario Autorizado o Administrador, y una vez se firma electrónicamente el documento se genera el documento firmado (quedando dos documentos el inicial sin firma y el firmado), además que los documentos en WORD nos permiten copiar textos para los demás documentos que se requieren facilitando el proceso de abastecimiento, sin que esto evidencia un incumplimiento a las normas de gestión documental

Agrega que para la consulta de los contratos por el filtro de búsqueda el número del contrato en orden de servicio que no corresponde al que está identificado en el aplicativo, es necesario precisar a qué números se hace referencia para realizar la revisión específica ya que no es claro a que corresponde

Análisis a la Respuesta de la Entidad

Analizada la respuesta de la entidad el equipo auditor considera que la observación se mantiene como quiera que los documentos que contiene el aplicativo en los contratos que se revisaron de la muestra no reposan de manera completa en orden cronológico, algunas carpetas están vacías y se repiten los documentos, situación que no es desvirtuada con la respuesta dada por la entidad, pues algunos documentos como memorias de cálculo, actas de recibo no reposan de manera completa o total, en los contratos de la muestra que se consultaron

Hallazgo No. 14 (A) - Publicidad en SECOP

Alcance: Administrativo

Artículo 2 del Decreto 1510 de 2013 Partícipes de la Contratación Pública Los partícipes del sistema de compras y contratación pública para efectos del Decreto Ley número 4170 de 2011 son

1 Las Entidades Estatales que adelantan Procesos de Contratación

Artículo 3 del Decreto 1510 de 2013 Definiciones Documentos del Proceso son (a) los estudios y documentos previos, (b) el aviso de convocatoria, (c) los pliegos de condiciones o la invitación, (d) las Adendas, (e) la oferta, (f) el informe de evaluación, (g) el contrato, y cualquier otro documento expedido por la Entidad Estatal durante el Proceso de Contratación

Artículo 19 del Decreto 1510 de 2013 Publicidad en el SECOP <Artículo compilado en el artículo 2 2 1 1 1 7 1 del Decreto Único Reglamentario 1082 de 2015 Debe tenerse en cuenta lo dispuesto por el artículo 3 1 1 del mismo Decreto 1082 de 2015 La Entidad Estatal está obligada a publicar en el Secop los documentos del Proceso y los actos administrativos del Proceso de Contratación, dentro de los tres (3) días siguientes a su expedición

Consultado el registro y cargue de los documentos del proceso contractual de la vigencia 2018, efectuado por ECOPEPETROL S A , en la página web de la Agencia Nacional de Contratación Pública – Colombia Compra Eficiente, a través de la plataforma SECOP I, se evidenció que los contratos ejecutados en la VRS relacionados a los proyectos de la muestra, correspondientes a los números 3019409, 3018794, 3018531, 301839, ODS 1682629, ODS 2529441, 1672069, ODS 2527384, 1654515, entre otros, no se registraron y cargaron los documentos del proceso contractual dentro de los términos establecidos, ni en forma completa, lo anterior, por falta de gestión administrativa, seguimiento y control en el registro de la información contractual, lo que conlleva a que se restrinja el conocimiento y participación de las actuaciones contractuales de Ecopetrol, vulnerando el principio de transparencia y publicidad

Respuesta de la Entidad

La entidad en su respuesta manifiesta que, según concepto jurídico, Ecopetrol S A , no está sujeta al Estatuto General de Contratación de la Administración Pública ni a las normas que o reglamentan el sistema de compras públicas

Su régimen jurídico contractual corresponde exclusivamente al Derecho Privado, en los términos del artículo 6 de la Ley 1118 de 2006 Según el cual establece el Régimen aplicable a Ecopetrol S A

Señala un extracto de la Corte Constitucional de la Sentencia C-722 de 2007 que reza "si el artículo 210 de la Constitución le asignó al legislador la potestad de configuración del régimen jurídico de las entidades descentralizadas, no puede predicarse su vulneración cuando el legislador, en virtud de dicha potestad, dispone que todos los actos jurídicos, contratos y

actuaciones necesarias para administrar y desarrollar el objeto social de ECOPETROL S A , una vez constituida como sociedad de economía mixta, se regirá exclusivamente por las reglas del derecho privado, sin atender el porcentaje del aporte estatal dentro del capital social"

Agrega que Ecopetrol, conforme a su régimen de contratación, hace uso de habilitadores tecnológicos y sistemas de información, a través de los cuales se alista a los potenciales proveedores y se registra en su base de datos universal llamada SIPROE, se ejecutan los métodos de elección en línea, dando cumplimiento a los principios de la función administrativa y la gestión fiscal, los cuales aplica Ecopetrol de manera acorde con su régimen de Derecho Privado tal y como lo ordena la ley, y hace seguimiento a la ejecución contractual Ecopetrol hace uso del SECOP cuando es procedente, permitiéndole a la empresa contar con un medio adicional de acceso al público a los contratos de abastecimiento

Con el régimen de derecho privado aplicable a Ecopetrol, la compañía garantiza la reserva de información y protección documental que no tiene naturaleza pública Los actos precontractuales del proceso de abastecimiento de Ecopetrol son especiales, con contenidos particulares y no son asimilables a los actos precontractuales de procesos de Ley 80 Los actos del proceso de abastecimiento de Ecopetrol son desarrollo de la estrategia empresarial y están protegidos por la reserva general del comerciante de la legislación mercantil claramente aplicable a Ecopetrol Esta posición ha sido aceptada por las autoridades judiciales frente a diversos recursos de solicitud de información de terceros interesados Sin la reserva de la información, Ecopetrol quedaría en una situación de desventaja competitiva frente a los demás operadores de mercado y proveedores que podrían acceder a información del ámbito privado, sensible y propio de la intimidad empresarial de Ecopetrol

Los actos de los métodos de elección (procesos contractuales) de Ecopetrol no son comparables con los señalados en las normas que regulan la contratación estatal, y sobre los cuales se estructura la publicación en SECOP Teniendo en cuenta lo anterior, ECOPETROL publica en SECOP lo que resulta viable en los contratos y no vaya en contra vía de aspectos como la reserva, confidencialidad e intimidad de la empresa y de sus proveedores Y hace uso del SECOP como herramienta complementaria a los demás sistemas de acceso de información que tiene

Esa publicación del SECOP se utiliza a la fecha por Ecopetrol como una opción que la agencia de contratación pública - compra eficiente, le concedió a la empresa sin negar ni desconocer su naturaleza de sociedad comercial que desarrolla su actividad en competencia regida por el Derecho Privado Por esa razón se utiliza, pero en el marco de los procesos y los tiempos propios del modelo de abastecimiento y con sentido empresarial

Análisis a la Respuesta de la Entidad

Analizada la respuesta de la entidad, el equipo auditor considera que la observación se mantiene, como quiera que la reglamentación del Sistema de Compra Pública, que regula el Decreto 1510 de 2013, compilado en el Decreto 1082 de 2015, artículo 2 2 1 1 1 7 1 , aplica a todas las entidades del Estado, incluidas las de regímenes especiales de contratación, quienes están obligadas a publicar en el SECOP la información resultante de su actividad contractual en todas sus fases

De igual manera la CGR no desconoce que la Ley 1118 de 2006, señala el régimen de derecho privado aplicable a los actos jurídicos, contratos y actuaciones

necesarias para administrar y desarrollar el objeto social de Ecopetrol S A , sin embargo, dicho régimen especial, no lo excluye de la obligación de publicar en el Secop los documentos del proceso

De otra parte, los documentos que están sujetos a reserva de conformidad con la normatividad aplicable, no eximen que los documentos que no gocen de la reserva se publiquen en el Secop

Así mismo la Circular externa Única del 18 de julio de 2018, expedida por la Agencia Nacional de Contratación Pública- Colombia Compra Eficiente, señala que las Entidades que contratan con cargo a recursos públicos están obligadas a publicar oportunamente su actividad contractual en el SECOP sin que sea relevante para la exigencia de esta obligación su régimen jurídico, naturaleza de público o privado o la pertenencia a una u otra rama del Poder público, añadiendo que los Documentos del Proceso son públicos salvo por la información sujeta a reserva de conformidad con la normativa aplicable

Finalmente se retira la connotación disciplinaria en el sentido que Ecopetrol S A , si publica en el Secop, pero no lo hace de manera completa y dentro de los términos

Hallazgo No 15 (A) - Análisis del sector en la Contratación- Open Text.

Alcance. Administrativo

Artículo 15 y 17 Decreto 1510 de 2013 y artículos 2 2 1 1 1 6 1 , y 2 2 1 1 1 6 3 Decreto 1082 de 2015

Deber de análisis de las Entidades Estatales La Entidad Estatal debe hacer, durante la etapa de planeación, el análisis necesario para conocer el sector relativo al objeto del Proceso de Contratación desde la perspectiva legal, comercial, financiera, organizacional, técnica, y de análisis de Riesgo La Entidad Estatal debe dejar constancia de este análisis en los Documentos del Proceso

Guía para las Entidades Estatales con régimen especial de contratación

Colombia Compra Eficiente recomienda que los Procesos de Contratación de las Entidades Estatales de régimen especial tengan las mismas etapas de las demás Entidades Estatales, es decir, que tenga una etapa en la que planeen las compra que van a realizar, otra en la que se lleve a cabo la selección del contratista, otra correspondiente a la suscripción y legalización del contrato y por último una etapa que corresponda a la ejecución y terminación del Proceso de Contratación

Por otra parte, la normativa del Sistema de Compra Pública incluye algunas normas transversales a todas las Entidades Estatales, que son de obligatorio cumplimiento para las Entidades Estatales de régimen especial. Entre estas se encuentran las siguientes: realizar análisis del sector y de Riesgos.

Revisados los contratos 3007412, 3007902, 3008322, 3005641, 3016598, 3011683, 3019409, 5213508, 3007412, 3016598, 3008322, ODS-2515824, ODS-1627151-1628371, 3016083, 3013202, 3011657, 3008258, 3016897, 3013236, 3007530 en la herramienta tecnológica OPEN TEXT que tiene Ecopetrol para el registro y cargue de la información contractual, se evidencia que, en el link de los documentos de la etapa precontractual, no contiene análisis del sector de cada uno de los contratos. Lo anterior por falta de control y seguimiento en el registro y cargue de la información en el aplicativo, que conlleva a que se celebren contratos sin verificar los costos.

Respuesta de la Entidad

La entidad manifiesta que en sesión de entendimiento realizada el día 30 de octubre de 2019 con el equipo regional Gerencia Departamental del Huila de la Contraloría General de la República, se hizo el ejercicio de consultar un contrato de los requeridos en la muestra 3011683 y se evidencia que se puede acceder a las diferentes fases del contrato (Planeación, Precontractual y Contractual) y visualizar toda la información que reposan en las mismas, sin ningún tipo de restricción.

Análisis a la Respuesta de la Entidad

Analizada la respuesta de la entidad, el equipo auditor considera que la observación se mantiene, como quiera que dentro del aplicativo Open Text, si bien se encuentra una carpeta de fase de planeación operativa, dentro de la cual se encuentran una subcarpeta de documentos de planeación y allí reposan documentos en pdf, Word, Excel y comprimidos, que corresponden entre otros a memorando de solicitud en la que plasma justificación de la necesidad, alcance del contrato, nivel de riesgo y criticidad, perfil del proveedor, factores de evaluación técnicos y presupuesto y plazo estimado, especificaciones técnicas, guías de dossier, actas de cierre de precalificación, no existe documento que contenga el análisis necesario para conocer el sector relativo al objeto del Proceso de Contratación desde la perspectiva legal, comercial, financiera, organizacional, técnica.

En cuanto al documento de análisis y asignación del riesgo, se observa dentro del aplicativo Open Text, que existe una matriz de identificación y valoración del riesgo, con asignación del riesgo, por lo tanto, esa situación se acepta y se retira la connotación disciplinaria.

3 2 RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 2

OBJETIVO ESPECIFICO 2
Verificar el cumplimiento de las obligaciones de Ecopetrol frente a las autoridades ambientales dentro de las actividades de operación directa y asociada en los diferentes activos de producción

3 2 1 PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DEL CUMPLIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES AMBIENTALES EN EL SEGMENTO DE PRODUCCION

Para el desarrollo de este objetivo específico se ejecutaron dos procedimientos, un primer procedimiento consistente en la Evaluación del cumplimiento de las obligaciones ambientales en el segmento de producción, a través de la evaluación documental y visitas de campo tanto en los campos de operación directa de Ecopetrol, como en los activos con socios

Dicha evaluación consistente en la revisión del cumplimiento normativo ambiental general (ley 99 de 1993, Decreto 1076 de 2015, Ley 1333 de 2009, Resolución 1526 de 2012 y normas de compensación ambiental), así como aquella normativa interna de Ecopetrol S A o aquella expedida por la autoridad ambiental en términos administrativos (licencias y Planes de manejo ambiental, permisos ambientales, autos de seguimiento)

3 2 1 1 NIVEL CENTRAL

Contrato de Asociación Quifa

Hallazgo No. 16 (A) - Colmatación de drenajes en Campo Quifa

Alcance Administrativo con traslado a la autoridad ambiental

A través de la Resolución 2035 de 2010 el entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, otorgó licencia ambiental global a la empresa META PETROLEUM CORP SUCURSAL COLOMBIA, para el proyecto "Área de explotación de hidrocarburos Quifa", localizado en jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán, departamento del Meta, de igual forma se expedieron resoluciones modificatorias en donde se constituyeron obligaciones de manejo ambiental de locaciones y áreas de proceso y producción de hidrocarburos, en este acto, establece en su artículo 10 literal O " programa de mantenimiento de todas las locaciones (de pozos de desarrollo, PAD's de inyección, CPF y demás infraestructura complementaria) y estructuras allí

existentes piscinas de tratamiento, obras de drenaje (cunetas, cajas colectoras, skimmer o trampas de grasas), contrapozos, cabeza de pozos, líneas de flujo, áreas de procesos, de almacenamiento de combustibles, de manejo de residuos sólidos y líquidos, y demás zonas operativas existentes, con la frecuencia requerida para que éstas permanezcan limpias, libres de toda clase de residuos y desechos a fin de evitar la contaminación de aguas superficiales, subsuperficiales y/o suelos, lo mismo que evitar el deterioro paisajístico y del ambiente. Adicionalmente, se deberá evitar y/o controlar la ocurrencia de procesos erosivos y propender para que se mantengan en buenas condiciones las obras de drenaje existentes, o se construyan las que se requieran para cumplir con este fin”

Durante visita de la CGR al activo Quifa realizada entre el 2 y el 6 de septiembre del presente año, se identificaron procesos de colmatación de sedimentos y vegetación en cunetas, falta de mantenimiento en zona de clústers de pozos, algunos de los cuales se ilustran en las siguientes fotografías



La colmatación de sedimentos y la presencia de vegetación en las estructuras de manejo de aguas de escorrentía en las áreas de proceso pueden generar contaminación del suelo y de otros recursos ambientales, así como posibles daños a ecosistemas. La falta de mantenimiento de las estructuras como cunetas

perimetrales impiden el desague, manejo y disposición de las aguas de escorrentía de manera eficiente, lo que generaría como consecuencia la sobresaturación del terreno generando la posibilidad de aparición de continuas inundaciones de estas áreas, afectando la estabilidad de la zona

Respuesta de la entidad

De acuerdo con la información remitida por la Vicepresidencia de Activos con Socios, según lo informado por el Operador Frontera Energy, nos permitimos dar la aclaración a la observación de la siguiente manera

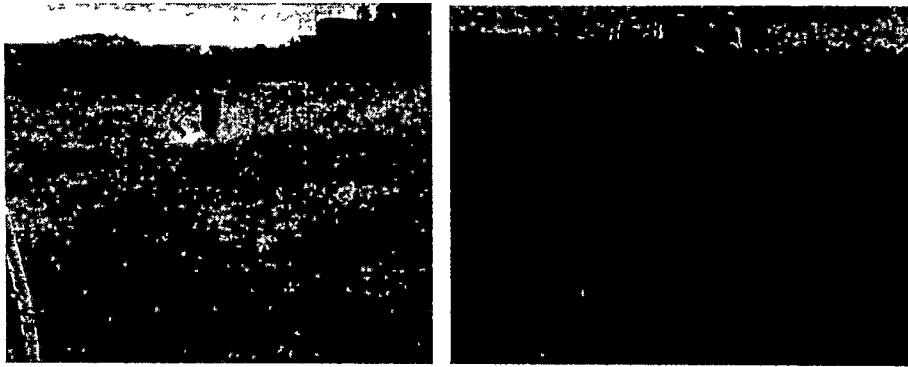
"Frontera Energy está atendiendo la limpieza y rocería de las locaciones visitadas y manifiesta que para el seguimiento y mantenimiento del componente físico de las todas las locaciones y facilidades del Campo Quifa, realiza una planeación a través de un cronograma de actividades de limpieza y rocería

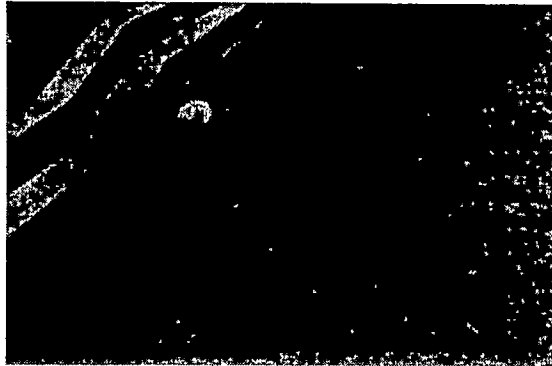
Estos mantenimientos se realizan mediante el Contrato N° 9800001385 que tiene como alcance las actividades de limpieza general de facilidades de producción, locaciones de pozos, clústers y Batería

4 Las actividades contemplan lo siguiente

- 1 Limpieza y mantenimiento de cunetas perimetrales, skimmer y contrapozos*
- 2 Rocería y limpieza general de la locación*
- 3 Limpieza interna de CCM*
- 4 Limpieza general de equipos y pintura*
- 5 Pintura de líneas de flujo, manifold, cabezales, contrapozos, cajas check, trampas de aceite, cajas de aguas lluvias, postes, barandas y otros*

A continuación, se presenta registro fotografico del desarrollo de las actividades ejecutadas en el marco del contrato refendo anteriormente





No obstante, la planeación de actividades puede variar a causa de necesidades prioritarias como las limpiezas que se presenten en las locaciones operativas, aumento de las frecuencias de rocería para prevenir el riesgo ofídico en áreas de tránsito de empleados o contratistas, entre otros

Es importante aclarar que en temporada de invierno se acelera el proceso de crecimiento vegetal y de movimientos de sedimentos, por lo que en ocasiones se alcanza a tener rastros de acumulación de sedimentos y de crecimiento de maleza en los diferentes clústeres, para lo cual se trata de intervenir las áreas afectadas oportunamente, pero por efectos económicos no es posible realizar estas intervenciones de manera inmediata. No obstante, se verifica la intervención de todas las áreas con una periodicidad definida en el plan de mantenimiento ”

Análisis a la Respuesta de la Entidad

De acuerdo con lo expuesto en la respuesta del ente auditado, si bien se menciona que el operador posee un contrato para realizar el mantenimiento de las locaciones, *“por efectos económicos no es posible realizar estas intervenciones de manera inmediata ”* Lo que se evidenció al momento de la visita. Por tanto, se mantiene el hallazgo en los términos en que fue comunicado

Hallazgo No. 17 (A) Ejecución de Inversión Ambiental del 1% y Compensación Activo Quifa

Alcance Administrativo con traslado a la Contraloría Delegada de Medio Ambiente

De acuerdo con lo planteado en la Resolución 2035 del 15 de octubre de 2010, por la cual se otorga la licencia ambiental global para Quifa, y sus posteriores modificaciones, la empresa ha adquirido una serie de obligaciones ambientales relacionadas con la compensación forestal. Dentro de los compromisos ambientales adquiridos - en términos de reforestación- están también los concernientes a la inversión del 1%

La Contraloría General de la República estableció que la obligación de inversión del 1%, identificó el área propuesta y evidenció que no se han ejecutado las inversiones

requeridas por Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA, específicamente para del programa de revegetalización, para las plataformas multipozos, el PAD de inyección, troncales y líneas de flujo empleadas para el transporte de fluidos y puertas de entrada, adecuación de vías de acceso y de estructuras de cruces de cuerpos de agua, área de facilidades Norte, talleres y patios de tubería, subestaciones eléctricas, ZODME y zonas para tratamiento de cortes de perforación, incumpliendo parcialmente con la obligación señalada en la ficha PRVB - 1 Revegetalización de Áreas Intervenidas y el literal h del numeral 10 del artículo décimo segundo de la Resolución 2035 del 15 de octubre de 2010

De igual forma como la misma asociación lo manifiesta, aún se encuentra en ejecución del Plan de establecimiento y manejo de núcleos forestales de 209 hectáreas como cumplimiento de las medidas de compensación del área de explotación de hidrocarburos Quifa, incumpliendo con lo establecido en la ficha PCMB- 1 Compensación por Afectación Paisajística, no obstante, ya fue requerido por la autoridad ambiental mediante el Auto 03577 del 29 de junio de 2018

De igual manera ocurre con la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Ordenamiento y Manejo de Cuenca Hidrográfica del Río Tillava, donde en concordancia de lo mencionado por la autoridad ambiental, no se presentó información de los costos de las actividades de inversión del 1% para las vigencias 2017 y 2018, debidamente discriminados y certificados por el contador público, incumpliendo con la obligación establecida en el literal b del artículo trigésimo tercero de la Resolución 261 del 19 de marzo de 2013

Debido a la deficiente planeación se genera riesgo que, al no desarrollar la obligación de las mencionadas actividades de protección, preservación y manejo, así como de revegetalización y el establecimiento y manejo de núcleos forestales, dentro de los términos señalados por la autoridad, se genere la imposición de medidas preventivas y/o sancionatorias, conforme a lo señalado en la Ley 1333 de 2009

Respuesta de la entidad

“() según lo informado por el Operador Frontera Energy, nos permitimos dar aclaración a la observación de la siguiente manera

- a “En cumplimiento de la normativa y de los requerimientos de la Autoridad Ambiental establecidos a través del seguimiento y control rutinario, se están ejecutando las actividades programadas de revegetalización de aquellas áreas que han sido intervenidas, tal como se ilustra en los () cronogramas de trabajo, los cuales fueron presentados a la Autoridad Ambiental en el marco de la respuesta de la Oralidad de Control y Seguimiento Ambiental Acta No 29 del 15 de mayo de 2019 con radicado No 2019171280-1-000 del 31 de octubre de 2019 (Carta Respuesta Oralidades 31 Oct 19 pdf) Para las áreas que aún no han sido intervenidas no aplica la obligación de revegetalización*

Con respecto al presunto incumplimiento de la obligación señalada en la ficha PRVB-1 Revegetalización de Áreas Intervenidas y en el literal h del artículo décimo segundo de la resolución 2035 de 2010, es preciso aclarar que, no todas las actividades relacionadas en la ficha en mención corresponden a obligaciones del programa de inversión forzosa del 1%, por ejemplo, la pista de aterrizaje está autorizada bajo la licencia Quifa Global, pero está aún no ha sido construida

- b.** *Frente a la observación sobre la compensación (Ficha PCMB-1), respetuosamente se considera que no se ha generado ningún incumplimiento debido a que las acciones propuestas en dicha ficha se han cumplido en su totalidad. El plan de reforestación fue radicado en Cormacarena el 16 de junio de 2013 (Radicado No 009335) y esta autoridad realizó visita los días 13 y 14 de marzo de 2014, generando el concepto técnico PM-GA 3 44 14 1284 del 09 de junio de 2014. Ahora bien, atendiendo las solicitudes de Cormacarena, el plan de reforestación se presentó al ANLA para aprobación el 23 de diciembre de 2014, mediante Radicado 2014071876-1-000. El 28 de agosto de 2015 se recibió por parte de la Autoridad Nacional de Licencia Ambientales – ANLA el comunicado 2015044893-2-000 del 26 de agosto de 2015, en el cual notifican el Auto 2644 del 06 de julio de 2015, mediante el cual se acepta el plan de reforestación.*

Teniendo en cuenta esta aprobación, se procedió con el inicio de la elaboración de los términos de referencia para iniciar el proceso de contratación para la ejecución de las actividades de reforestación. El contrato inició en el mes de febrero de 2017, mediante la contratación de mano de obra local y la socialización del proyecto en la Alcaldía de Puerto Gaitán. Ya en ejecución de las actividades de preparación de terrenos y cercado del área, en el mes de marzo de 2017 se presentaron bloqueos a la vía de acceso al predio de reforestación compensatoria donde se adelantaban los trabajos de cercado del lote por parte de la empresa contratista REFOCOSTA impidiendo la continuidad de estas labores lo cual fue informado a la autoridad en comunicación de radicado No 2017033768-1-000 del 9 de mayo de 2017.

Dada esta situación y con el ánimo de salvaguardar la integridad de los trabajadores de REFOCOSTA, el Operador informa que el mismo día de los hechos se ordenó a los trabajadores de este contratista regresar al sitio de alojamiento suministrado desde Campo Rubiales dentro de los acuerdos de apoyo logístico que se tiene suscrito con ECOPETROL.

Durante el año 2018 se solicitó a la Vereda Rubiales, retomar las comunicaciones para explicar las actividades que se realizarían en la reforestación compensatoria. En el mes de mayo se realizó la reunión de socialización solicitada por la Vereda en la cual se llegó al acuerdo de continuar las actividades de reforestación.

Las actividades se retomaron en el mes de septiembre de 2019, atendiendo lo solicitado en el Auto 3577 de 2018 y en la Oralidad de Control y Seguimiento Ambiental Acta No 29 del 15 de mayo de 2019. Se adjunta el informe de avance que soporta el debido cumplimiento (Informe avance_Reforestacion 209 Ha pdf).

- c.** *Frente a las obligaciones de inversión del 1%, dando cumplimiento a la licencia ambiental global para el área de Explotación de Hidrocarburos Quifa (Resolución 2035/2010 y modificatorias) se han venido presentando las certificaciones de revisoría fiscal para las inversiones realmente ejecutadas solicitados por el Decreto 1900 de 2006 en cada uno de los periodos. La documentación se ha radicado al expediente de forma directa mediante comunicados y de forma anexa en los informes de cumplimiento ambiental de la siguiente forma.*

TABLA NO 05
RELACIÓN DE LOS CERTIFICADOS DE REVISORÍA FISCAL PARA LA INVERSIÓN DEL 1%
ÁREA DE EXPLOTACIÓN QUIFA DESARROLLO

PERIODO		RADICACIÓN DEL CERTIFICADO	VALOR INVERSIÓN 1%
2010	Julio –Diciembre	Radicado 4120-E1-140964 del 09 de noviembre de 2011	\$ 766 777 542,99
2011	Enero -Junio	Radicado 4120-E1-19875 del 21 de febrero de 2012	\$ 335 894 145,41
	Julio –Diciembre	Radicado 4120-E1-36436 del 19 de junio de 2012	\$ 832 230 310,5
2012	Enero -Junio	Radicado 4120-E1-54155 del 02 de noviembre de 2012	\$ 321 205 722,96
	Julio –Diciembre	Radicado 4120-E1-132 del 03 de enero de 2014	\$ 497 085 276,37
2013	Enero - Diciembre	Radicado 2015005139-1-000 del 04 de febrero de 2015	\$ 1 894 672 674,20
2014	Enero - Diciembre	Anexo ICA No 11 (Radicado 2016071013-1-000 del 28 de octubre de 2016)	\$ 1 833 880 689,95
2015	Enero - Diciembre	Anexo ICA No 13 11 (Radicado 2019006641-1-000 del 25 de enero de 2018)	\$ 1 193 000 011,14
2016	Enero - Diciembre		\$ 295 313 239,40
2017	Enero - Diciembre	Periodo liquidado, en emisión por parte de la revisoria fiscal	\$952 611 407,74
2018	Enero - Diciembre		\$1 371 023 785,91
TOTAL INVERSIÓN 1%			\$10 293 694 807

En cuanto a los valores para la inversión del 1%, fueron presentados mediante Radicado 4120-E1-36933 del 27 de agosto de 2013, para el Plan de ordenación y manejo de la cuenca hidrográfica del Río Tillavá. Adicionalmente, los avances de ejecución de cada una de las fases del ordenamiento se presentaron en los informes de cumplimiento ambiental del bloque (Informe avance_POMCA Tillava pdf)

No obstante, lo anterior, en el caso que se llegare a generar alguna multa o sanción por parte de la Autoridad Ambiental, Ecopetrol S A no reconocerá ningún rubro asociado a esto, basado en lo dispuesto en la Cláusula 10 5 del Otrosí del Contrato de Asociación Quifa y cláusula 27 6 1 del Anexo B

Así las cosas, cualquier valor o costo producto de una eventual sanción deberá ser asumido en un cien por ciento (100%) por el Operador Frontera Energy, y de esta manera responderá de forma exclusiva por las sanciones que le sean impuestas por autoridades competentes, con lo cual ninguna sanción podrá afectar los intereses económicos de Ecopetrol S A ni de la Nación"

Análisis a la Respuesta de la Entidad

De acuerdo con lo argumentado por el ente auditado, es claro que no la totalidad de compensaciones e inversiones del 1% presentan atraso, entendiendo que aún existen áreas sin intervenir, sin embargo, es claro que aún persisten compensaciones que se encuentran sin ejecutar

Para el caso específico de la reforestación según lo mencionado mediante el Auto 03577 del 29 de junio de 2018, se han suspendido actividades que reiniciaron en septiembre de 2019, las actividades adicionales mencionadas fueron ejecutadas previas al mencionado Auto, por tanto, la ejecución es tardía

En lo referido a la información de los costos de las actividades de inversión del 1%, debidamente discriminados y certificados por el contador público, es claro que las liquidaciones para el año 2017 y 2018, se encuentran aún en construcción y en emisión por parte de la revisoría fiscal, por tanto, aún está pendiente esta obligación, por tanto, se ajusta redacción para configuración del hallazgo

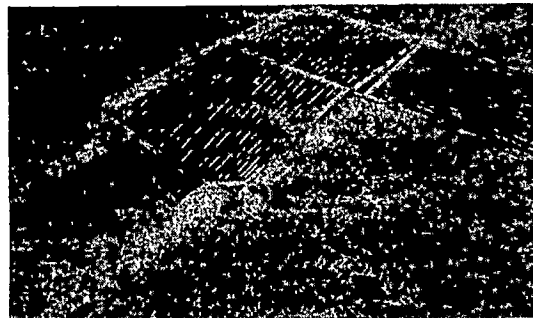
Contrato de Asociación Nare

Hallazgo No. 18 (A) Cumplimientos ambientales en Campo Nare

Alcance: Administrativo con traslado a la Contraloría Delegada de Medio Ambiente

En la licencia ambiental del campo Jazmín, se definen medidas para el manejo de cunetas perimetrales, según lo mencionado en las fichas 1 y 5 del programa manejo de taludes Ficha de Manejo 2 Manejo de taludes, medida 5 de la Ficha de Manejo 3 Manejo paisajístico, medida 5 de la Ficha de Manejo 6 Manejo de escorrentía, medida 1 de la Ficha de Manejo 8 Mantenimiento de vías y señalización, medida 2 de la Ficha de Manejo 20 Revegetalización y/o reforestación, Ficha de Seguimiento y Monitoreo SM04 Suelo, Ficha de Seguimiento y Monitoreo SM09 Programa de Revegetalización, artículos décimo, Numeral 10 2, vigésimo tercero del Auto 595 del 28 de julio de 1999, numeral 7 del artículo sexto de la Resolución No 0411 del 9 de marzo de 2007, numeral 7 del artículo quinto de la Resolución 111 del 22 de enero de 2008, artículo décimo quinto de la Resolución No 249 del 24 de abril de 2012

Durante visita al activo Nare – Campo Jazmín realizada entre el 16 y el 18 de septiembre del presente año, se identificaron procesos de colmatación de sedimentos y vegetación en cunetas, lo que evidencia una falta de mantenimiento en zona de clúster de pozos



Lo anterior denota falta de control y seguimiento por parte del operador de los diferentes campos que hacen parte de la Asociación Nare, por desviaciones a cumplimientos de los instrumentos ambientales propio de cada Campo, como las fichas de manejo ambiental

La falta de mantenimiento de las estructuras como cunetas impide el desague, manejo y disposición de las aguas de manera eficiente, lo que incurriría en generar continuas inundaciones de estas áreas, la sobresaturación del terreno La colmatación de sedimentos y la presencia de vegetación en las estructuras de manejo de aguas de escorrentía en las áreas de proceso pueden generar contaminación de recursos medio ambientales y daños a ecosistemas

Respuesta de la Entidad

De acuerdo con la información remitida por la Vicepresidencia de Activos con Socios, según información allegada por el Operador Mansarovar Energy, nos permitimos dar la aclaración a la observación de la siguiente manera

“En relación con esta observación y concretamente con los resultados de la visita realizada entre el 16 y el 18 de septiembre de 2019, es importante resaltar que

- La Operación de los campos del Contrato de asociación Nare (entre los cuales se encuentra el campo Jazmín) **contempla un plan de mantenimiento periódico** de cunetas y canales perimetrales, que busca asegurar el correcto desague de las aguas del campo
- El campo Jazmín cuenta con 72 clúster, y otras áreas de módulos y tramos de líneas, sobre los cuales se realiza el mantenimiento descrito en el punto anterior
- Dicho mantenimiento, para la vigencia 2019, se ha ejecutado en los tiempos programados
- Sin perjuicio de lo anterior, es necesario advertir que en el área del campo Jazmín, desde el mes de agosto de 2019, se han presentado mayores precipitaciones de lluvia, lo que ha generado un mayor arrastre de sedimentos y erosión de taludes cercanos a cunetas o canales perimetrales, situación que acelera el proceso de colmatación. Pese a lo anterior, en los informes adjuntos se puede evidenciar el manejo y mantenimiento ejecutado por parte de la Operación
- Finalmente, y para soportar lo mencionado en los puntos anteriores, consideramos importante anotar que el plan de mantenimiento periódico de cunetas y canales perimetrales, de los campos del Contrato de asociación Nare, se ha realizado en el marco de los siguientes contratos
- Contrato No 5000001027 – “Movimiento de tierras y obras civiles para los campos de la Asociación Nare” con el CONTRATISTA JE MULTISERVICIOS S A S con fecha de inicio 6 de septiembre 2019. Se adjunta el registro fotográfico de las actividades realizadas, en donde se evidencia la actividad ejecutada en relación con las actividades de mantenimiento de cunetas y canales

- Orden de servicio 4600011844 – “Roceria, fumigación y limpieza de cunetas” con el contratista TJM OBRAS Y SUMINISTROS SAS con fecha de inicio 20 de agosto 2019 y fecha de finalización 15 de noviembre 2019 Se adjunta el registro fotografico de las actividades realizadas, en donde se evidencia la actividad ejecutada en relación con las actividades de mantenimiento de cunetas y canales”

Por lo anterior solicitamos muy respetuosamente se sirvan desestimar las observaciones del informe final de auditoría

Análisis a la respuesta de la entidad

De acuerdo con la respuesta entregada, si bien se menciona que el operador posee dos contratos para realizar el mantenimiento de las locaciones, iniciaron actividades con posterioridad a lo evidenciado en la visita. Por tanto, se mantiene el hallazgo en los términos en que fue comunicado

Contrato de Asociación Cravo Norte

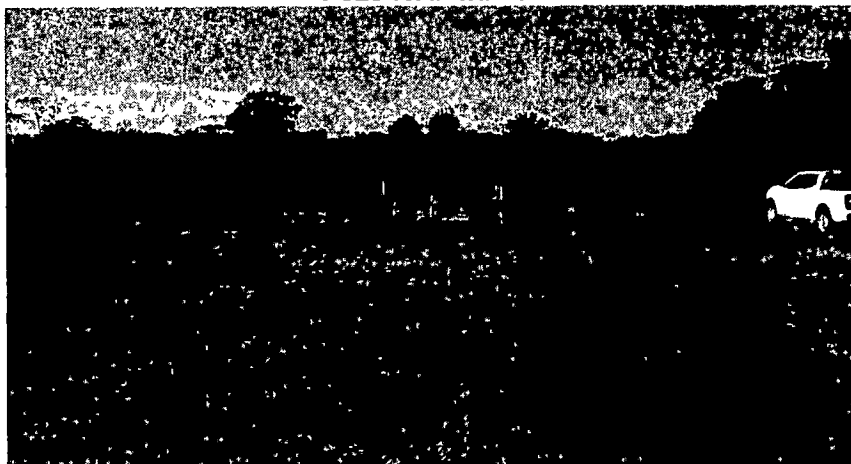
Hallazgo No. 19 (A) -Abandono de Pozo Campo Cravo Norte

Alcance: Administrativo con Traslado a la Contraloría Delegada de Medio Ambiente

La Resolución 181495 de 2009, modificada por el artículo 5 de la Resolución 40048 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, señala en su artículo 30 que “() Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse, será taponado y desmantelado inmediatamente, () Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación () Parágrafo 2 () Si al finalizar este tiempo, el contratista no ha reactivado el pozo, todas las facilidades y equipos deberán ser retirados, y deberá procederse con la limpieza y restauración ambiental de la zona y el abandono definitivo del pozo ”

En visita efectuada por la Contraloría se evidenció que, aunque el pozo Redondo 04, fue abandonado y taponado no se realizaron las labores de restauración y recuperación ambiental, a pesar de que es el único pozo ubicado en la zona

Pozo Redondo 04



Fuente Equipo Auditor

Lo anterior a causa de la no aplicación de las medidas de recuperación lo que mantendría los impactos ambientales sobre los recursos naturales, la vegetación de la zona y el suelo, ya que no cuentan con una adecuada restauración y recuperación del área lo cual se da cierre final de todos aquellos activos que no son productivos

Respuesta de la Entidad

De acuerdo con la información remitida por la Vicepresidencia de Activos con Socios, nos permitimos dar aclaración a la observación de la siguiente manera

"Es importante precisar, que el campo al cual hace referencia la observación es el campo Redondo del Contrato de Asociación Cravo Norte, no Campo Rondón como se menciona en el encabezado

Con relación a la observación realizada por la CGR respecto a la condición actual del pozo Redondo 04, nos permitimos precisar que el pozo fue abandonado en fondo en julio de 2018. No obstante lo anterior, vale la pena aclarar que el Operador cuenta con la Ficha 16 del Plan de Manejo Ambiental "Programa de Desmantelamiento, Recuperación Ecológica", en términos de revegetalización y reforestación, en donde se establece que la revegetalización y reforestación serán implementados al momento del abandono de la locación, garantizando que las acciones de mitigación ambiental proporcionen en el medio ambiente el efecto para el cual fueron formuladas y las áreas en recuperación no sean expuestas a otros procesos antrópicos que generen detrimento de la medida de manejo ambiental implementada

El Plan de Manejo Ambiental en la ficha 16, en la sección de Abandono de Localizaciones, indica entre otras acciones la siguiente

"Revegetalización Para las áreas de plataforma y vías cuyo material no vaya a ser reutilizado, se procederá a la siembra de árboles o a la inducción de la revegetalización natural. Estos trabajos formaran parte del programa de revegetalización del Campo Caño Limón "

Adicionalmente, el Operador continúa en la búsqueda de oportunidades de desarrollo para las vigencias futuras, para lo cual se está revisando si la infraestructura existente en la localización del pozo Redondo-04 puede ser viable para su uso en nuevos pozos a perforar en el contrato de

Asociación Cravo Norte Es importante mencionar que dicha infraestructura se encuentra aislada, de tal forma que se minimizan los riesgos de posibles afectaciones a los recursos naturales ”

Análisis a la Respuesta de la Entidad

De acuerdo con lo presentado por la entidad y el operador aún no hay certeza del uso de la infraestructura existente y que, por encontrarse aislada, no tendría inconvenientes en ser expuestas a otros procesos antrópicos que generen detrimento de la medida de manejo ambiental implementada, por tanto, se ajusta redacción para configuración del hallazgo

3 2 1 2 GERENCIA DEPARTAMENTAL META

Hallazgo N° 20 (A) - Patio de Biorremediación Apiay

Alcance: Administrativo

Resolución de Cormacarena No 0385 calendada el 12 marzo de 2018 ordenó la apertura de una Investigación e inicio de proceso sancionatorio, formulación de cargos y se dictan otras disposiciones contra Ecopetrol por incumplimiento al Plan de Manejo de Residuos Sólidos (Resolución 295 de 2003)

Resolución 1370 del 17 de julio de 2019 de Cormacarena por la cual se cierra la investigación y califica el proceso sancionatorio ambiental declarando responsable a ECOPETROL, con la consiguiente sanción de cierre definitivo, sellamiento del patio de Biorremediación de Apiay, con la orden de Compensación de 26,25 hectáreas

En visita realizada por el Equipo Auditor, el 04 de octubre de 2019, a las instalaciones del Patio de Biorremediación de Apiay se observó el patio cerrado con material en proceso de biorremediación recubierto de plástico que no han sido retirado de las instalaciones por cuanto la Corporación Ambiental “Cormacarena” a través de la Resolución 0385 calendada el 12 marzo de 2018 ordenó la apertura de una Investigación e inicio de proceso sancionatorio, formulación de cargos, medidas preventivas y otras disposiciones, de acuerdo con la facultades conferidas en la Ley 99 de 1993 y normas concordantes, por presunta infracción a la normatividad ambiental, de acuerdo con la queja presentada por la Empresa ATP Ingeniería (Radicado 7486 del 24 de abril de 2017)

Así las cosas, con la Resolución 1370 del 17 de julio de 2019, Cormacarena cierra la investigación y califica el proceso sancionatorio ambiental, para lo cual declara responsable a ECOPETROL por

- 1 Realizar la disposición final de material de biorremediación sin cumplir con las especificaciones técnicas requeridas en la Resolución 782 del 18 de septiembre de 2012
- 2 Por la infiltración de materiales lixiviados de la piscina ERA que colinda con el montículo No 3 que contamina la aguas lluvia y aguas subterráneas
- 3 Por no contar con ningún tipo de control ni delimitación del patio de biorremediación y de la zona boscosa y el material contaminado dispuesto en las mesetas “1-2-3-4” y por no disponer de canales perimetrales, manejo de aguas lluvias y manejo de lixiviados

La Corporación impone sanción consistente en el CIERRE DEFINITIVO del patio de BIORREMEDIACIÓN de APIAY, procediéndose al SELLAMIENTO con la consiguiente orden de COMPENSACIÓN de 26,25 hectáreas, de acuerdo con los parámetros técnicos establecidos en la Resolución 1370 del 17 de julio de 2019

El citado acto administrativo concede el recurso de reposición, de manera que el plan de trabajo para llevar a cabo la compensación se deberá aplicar una vez se encuentre en firme y ejecutoriada el acto administrativo. Así mismo, el artículo Noveno de la parte resolutive ordena comunicar el contenido de la Resolución a la Procuraduría Judicial, Ambiental y Agraria del Meta y el artículo Décimo, a la Fiscalía General de la Nación y a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, como en el Registro Único de Infractores Ambientales – RUIA

Como consecuencia de lo evidenciado por CORMACENA, donde se advierte presunta afectación ambiental por falta de control y por deficiencias técnicas en el manejo del material de biorremediación, lixiviados, aguas lluvias, entre otros, por lo que la Corporación ordena los traslados a las instancias correspondientes, sin que se evidencie la imposición de sanciones pecuniarias

Como respuesta a la Resolución de Cormacarena 1370 de 2019, Ecopetrol presentó recurso de reposición bajo el radicado N°016224 del 13 de agosto de 2019, el cual está pendiente por resolver

De otra parte, se estableció que CORMACENA, igualmente en vigencias anteriores ha adelantado actuaciones en contra de Ecopetrol por incumplimiento al Plan de Manejo de Residuos Sólidos como se muestra a continuación

- Con base en visita, control y seguimiento al Campo Apiay la Corporación emitió el Concepto Técnico 5 44 08 933 del 08 de septiembre de 2008, lo cual llevó a la Resolución No 2 6 08 07 12, por medio de la cual se abre investigación, proceso sancionatorio por incumplimiento a la Resolución 295 de 2003, por la generación de amenazas a las actividades del suelo, aguas subterráneas y aguas superficiales circunvecinas al campo Apiay

- Con la Resolución 379 del 01 de marzo de 2011 se cierre de la investigación, de manera que con el radicado 14573 del 16 de noviembre de 2011 Ecopetrol presenta el Plan de Compensación Forestal por contaminación del patio de biorremediación de Apiay
- Con la Resolución 659 del 02 de mayo de 2014 la Corporación ordena apertura de investigación, inicia proceso sancionatorio, formula cargos y dicta otras disposiciones en contra de Ecopetrol por incumplimiento parcial de algunas obligaciones con ocasión de la operación del campo de Biorremediación de Apiay

El reiterado incumplimiento de las obligaciones ambientales, además de generar desgaste administrativo, cierre de patios, contaminación ambiental y medidas de compensación, entre otras, exponen a la entidad a sanciones pecuniarias Razón por la cual, en la presente auditoría se comunica el hallazgo con el fin que Ecopetrol implemente las acciones de mejora las cuales serán objeto de seguimiento en futuras actuaciones fiscales de la Contraloría

Respuesta de la Entidad

La Entidad, en su respuesta ratifica que *Con la expedición del acto administrativo No PS-GJ 1 2 6 18 385 de 2018, la Corporación CORMACARENA apertura la investigación por presunta contaminación derivada de las actividades adelantadas en el patio de biorremediación del Campo Apiay de, ECOPETROL S A que fue destinatario de una medida preventiva¹ que conllevó a la suspensión de todo tipo de labor relacionada con el proceso de biorremediación dentro del área, orden cuyo levantamiento si bien fue ordenado a través de Resolución No PS-GJ 1 2 6 19 1370 de 2019 como consecuencia del cierre y calificación de la investigación, carece de firmeza por encontrarse pendiente la valoración y/o pronunciamiento que efectúe la Corporación frente al recurso de reposición interpuesto por la Empresa bajo el radicado 016224 de 13 agosto del 2019, en el que se abordaron todos aquellos elementos de orden legal, factico y probatorio que acreditan la ausencia de la responsabilidad atribuida*

En lo que respecta a las acciones de mejora se informa a la Contraloría General de la República, que ECOPETROL S A ha decidido efectuar la entrega de todo residuo aceitoso, generado en las operaciones de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Apiay, para su tratamiento a un tercero hacia un área externa que cuenta con autorización vigente por la autoridad ambiental competente para su transporte, tratamiento y disposición final, requiriéndole los certificados de disposición final de todo material entregado así como los resultados de laboratorio certificado donde se determine el cumplimiento de los límites de concentración de los parámetros requeridos dentro de la normatividad ambiental vigente "

¹ "ARTICULO TERCERO Imponer como medida preventiva a la empresa ECOPETROL S A la consagrada en el artículo 39 de la Ley 1333 de 2009, consistente en la suspensión inmediata de toda actividad que implique la recepción, almacenamiento, biorremediación, o depósito de líquidos y sólidos con hidrocarburos, disposición final y demás actividades que se realizan en el área Patio de Biorremediación de Apiay y ()"

Análisis a la respuesta de la Entidad

Los argumentos presentados en la respuesta, evidencian que CORMACARENA, igualmente, con la Resolución 295 de 2003 adelantó actuaciones en contra de Ecopetrol por incumplimiento al Plan de Manejo de Residuos Sólidos por la generación de impactos a las actividades del suelo, aguas subterráneas y aguas superficiales circunvecinas al campo Apiay y con la Resolución 379 del 01 de marzo de 2011 se cierre de la investigación, de manera que con el radicado 14573 del 16 de noviembre de 2011 Ecopetrol presenta el Plan de Compensación Forestal por contaminación del patio de biorremediación de Apiay

Tenido en cuenta que no es la primera vez que la Corporación adelanta este tipo de actuaciones relacionadas con el Campo de Apiay, se determina el hallazgo administrativo con el fin que sea objeto de seguimiento en futuras actuaciones de la CGR, en el entendido que la providencia emitida por Cormacarena ordena comunicar el contenido de la Resolución a la Procuraduría Judicial, Ambiental y Agraria del Meta, así como a la Fiscalía General de la Nación y a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA y que está pendiente la implementación del Plan de Manejo Ambiental

3 2 1 3 GERENCIA DEPARTAMENTAL SANTANDER

Hallazgo 21 (A) -Integridad operación de pozos y líneas activas

Alcance· Administrativo

En desarrollo de los procesos de Ecopetrol Gestión de la Producción (EGP) y de Sistema de Gestión de HSE, para la gestión de pozos y facilidades, y para asegurar la eficiencia y eficacia de las operaciones y el cumplimiento de las regulaciones aplicables, se presentan los riesgos de incidentes operacionales e incidentes HSE por causa operacional o impactos generados por eventos naturales y los controles de aprobar el plan de integridad y confiabilidad de pozos, con la inclusión del plan de inspecciones, pruebas y monitoreo, para asegurar una adecuada planeación de actividades de monitoreo en los pozos y el control de verificar el cierre de las acciones del plan de trabajo de requerimientos legales ambientales, para garantizar una adecuada gestión HSE cumpliendo con los lineamientos definidos por ECOPETROL, normativa de los entes reguladores y con el fin de mejorar el desempeño del índice de cumplimiento legal ambiental (Indicador ICLA)

Como resultado de visita de seguimiento y verificación de cumplimiento a las actividades ambientales y de inyección de aguas producidas en los proyectos de Cero Vertimientos Llanito (IP-0136) y Cero Vertimientos Galán (IP-135),

relacionadas con la conversión de pozos productores a inyectores (Pozos Galán 69, 76, 121, 122, 130, 134 y Pozos Llanito 69 y 113), se identificaron condiciones pendientes de verificación de cierres de acciones del plan de trabajo y dar cumplimiento a requerimientos legales ambientales

- Afectación en la integridad física por desprotección conexión a tierra en dos patines filtro-regulación de inyección, expuestos a eventos naturales (descargas eléctricas) por corte físico del cable puesto a tierra
- Utilización de locaciones para almacenamiento temporal de residuos sólidos pertenecientes a otros proyectos como son los materiales sobrantes de excavación en montículo y de cortes de perforación estabilizados de lodos base agua en piscinas colmatadas y a la espera en de una disposición final en las zonas autorizadas de disposición de materiales sobrantes de excavación y perforación (ZODME o ZODCO)
- Trampas de grasas parcialmente tapadas en pozos de levantamiento por bombeo mecánico, que aumentan el impacto de contaminación aguas generadas por eventos naturales (aguas lluvias)

Lo anterior debido a un mantenimiento preventivo y correctivo con falencias y la no aplicación de procedimientos operativos, de mantenimiento, de proyectos y de requisitos mínimos de gestión HSE, que acompañan el plan de integridad y confiabilidad de pozos, lo que puede ocasionar afectaciones a las instalaciones y recurso agua, investigaciones, multas y sanciones por parte de Entes de Control o Autoridad Ambiental

Respuesta de la Entidad

-Mediante oficio No 2-2019-041-1811 del 07 de noviembre de 2019, la Entidad responde a la observación en resumen lo siguiente

El medidor que se encontraba instalado en el pozo Galán 76 fue hurtado el 19 de mayo de 2019, como se evidencia en la denuncia penal por hurto continuado a la infraestructura petrolera del día 23 de mayo de 2019 con No DSMM-OD-No 20197420047162 que se interpuso ante la Fiscalía General de la Nación. Entonces, se tomó la decisión de realizar el seguimiento de variables de caudal y presión a través de un medidor de agua ultrasónico portátil marca Panametrics y manómetro de presión respectivamente, con el cual el operador de inyección diariamente realiza la medición de las variables del pozo. Igualmente, se precisa que la puesta a tierra en mención se instala para proteger la electrónica del medidor y dado que este último no se encuentra instalado, no es requerida y no representa ningún riesgo de descarga eléctrica por desprotección de conexión a tierra en los dos patines como se menciona en la observación

Indicamos que la geomembrana de la piscina en el pozo Galán 144 no se encontraba colmatada, sólo se evidenció que el nivel de la piscina estaba por encima del nivel de la locación en aproximadamente unos 30 cm esto debido a que para la fecha de la visita aún se estaba realizando la estabilización de los cortes pero con el transcurrir de los días, hasta el momento en que finaliza este tratamiento con material nativo o cal, la piscina baja su nivel naturalmente

por la pérdida de humedad, hasta que los cortes estabilizados se extraen y son llevados para disposición final en ZODME o ZODCO

Debido a que no existía zona de acceso para realizar el abandono de la piscina ubicada en la locación del pozo Llanito 101, fue necesario habilitar acceso temporal Finalmente, se realiza el retiro del recebo e instala marcos "H" para levantar la línea del piso, como se visualiza en las imágenes adjuntas

La Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción De Mares cuenta con rondas estructuradas establecidas para realizar vigilancia y prevención del rebose de las trampas, verificando niveles de fluidos a través de los recorredores de pozos durante las 24 horas del día Actividades cubren los requerimientos operativos y las medidas de manejo ambiental establecidas en el Plan de Manejo Ambiental De Mares que se informan al ANLA mediante los ICA Dado lo anterior, se enfatiza que Ecopetrol da cumplimiento a los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental

Bajo la Orden de Mantenimiento No 20423448 de fecha 04 de octubre, se realizó el día 15 de octubre de 2019 la reposición de los marcos "H"

Análisis a la Respuesta de la Entidad

La CGR atiende la aclaración presentada parcialmente así

Es de recibo "El medidor que se encontraba instalado en el pozo Galán 76 fue hurtado el 19 de mayo de 2019, como se evidencia en la denuncia penal por hurto continuado a la infraestructura petrolera del día 23 de mayo de 2019 con No DSMM-OD-No 20197420047162 que se interpuso ante la Fiscalía General de la Nación (Se anexa denuncia) Sin embargo, conscientes de la importancia de identificarlas condiciones operativas del pozo y debido a la alta inseguridad en el área, se tomó la decisión de realizar el seguimiento de variables de caudal y presión a través de un medidor de agua ultrasónico portátil marca Panametrics y manómetro de presión respectivamente, con el cual el operador de inyección diariamente realiza la medición de las variables del pozo como se observa en las siguientes fotografías y la cual queda registrada en la herramienta corporativa A VOCET " Toda vez que fue adelantada denuncia penal por hurto y se adelanta práctica operativa de medición de variables de caudal y presión, como registro comprobable para verificar el estado de las condiciones operativas de inyección de agua en el pozo Galán 76 y que esté acorde con las variables de ventanas operativas

En consecuencia, se retira de la observación la frase " se identificó afectación en la integridad operativa en el pozo Galán 76, por cuanto no encontró instalada la instrumentación de caudal y presión del conjunto pozo y patín filtro-regulación de inyección, útil para definir si el estado de las condiciones operativas está acorde con las variables de ventanas operativas, "

Respecto a "Igualmente, se precisa que la puesta a tierra en mención se instala para proteger la electrónica de) medidor y dado que este último no se encuentra

instalado, no es requerida y no representa ningún riesgo de descarga eléctrica por desprotección de conexión a tierra en los dos patines como se menciona en la observación " No es de recibo, toda vez que el corte físico del cable puesta a tierra en dos patines filtro-regulación de inyección es de otros pozos del proyecto y no corresponde a la integridad operativa en el pozo Galán 76 En consecuencia, se mantiene la frase en la observación

Con relación a "El proyecto de desarrollo Llanito contempló la utilización de locaciones existentes para la construcción de piscinas que permitieran la estabilización de los cortes base agua generados durante las actividades de perforación La adecuación de estas piscinas requiere la construcción de obras en concreto para facilitar la colocación adecuada de los cortes dentro de la piscina, así como la instalación de una geomembrana que permite impermeabilizar el suelo mientras se realiza la estabilización de los cortes hasta lograr el cumplimiento de la norma Louisiana 29B Para el caso de la locación visitada, se dispuso la construcción de la piscina que recibiera los cortes generados en la perforación del pozo Galán 144 Indicamos que la geomembrana no se encontraba colmatada, sólo se evidenció que el nivel de la piscina estaba por encima del nivel de la locación en aproximadamente unos 30 cm esto debido a que para la fecha de la visita aún se estaba realizando la estabilización de los cortes pero con el transcurrir de los días, hasta el momento en que finaliza este tratamiento con material nativo o cal, la piscina baja su nivel naturalmente por la pérdida de humedad, hasta que los cortes estabilizados se extraen y son llevados para disposición final en ZODME o ZODCO "

Una vasija o piscina no se opera o trabaja con su contenido a tope que supera la capacidad del 100% o de lo contrario fue mal diseñada En consecuencia, se mantiene la frase en la observación

Con relación a "Debido a que no existía zona de acceso para realizar el abandono de la piscina ubicada en la locación del pozo Llanito 101, fue necesario habilitar acceso temporal Mediante la OM 20367504 de fecha 07 de junio 2019, se procedió a retirar marcos "H" dejando la tubería sobre suelo, y aplicando posteriormente una capa de 75 cm de recebo con el fin de no afectar el recubrimiento de la tubería, minimizar el daño por fuerzas externas y proteger su integridad y habilitar acceso a dicha locación, siguiendo los lineamientos planteados en el parágrafo 434 6 Zanjas tabla 434 6-1 del código ASME B31 4 Finalmente, se realiza el retiro del recebo e instala marcos H" para levantar la línea del piso, como se visualiza en las imágenes que se muestra a continuación " (Ver fotografías) Son de recibo la ejecución de los trabajos adelantados para garantizar un cierre total de actividades En consecuencia, se retira la frase de la observación " material de excavación sobre líneas de flujo para facilitar acceso de trabajos en abandono de piscina en locación de pozo Llanito 101 retirado durante proceso auditor "

Respecto a *“La Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción De Mares cuenta con rondas estructuradas establecidas para realizar vigilancia y prevención del rebose de las trampas, verificando niveles de fluidos a través de los recorredores de pozos durante las 24 horas del día (3 turnos cada 8 horas) Como resultado de la inspección realizada por los recorredores se generan alertas en la herramienta REVO para atender requerimientos de limpieza de ser necesario Estas actividades cubren los requerimientos operativos y las medidas de manejo ambiental establecidas en el Plan de Manejo Ambiental De Mares, que rigen las operaciones del campo Llanito y sobre las cuales se entregan informes anuales a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA mediante el Informe de Cumplimientos Ambiental - ICA*

Dado lo anterior, se enfatiza que Ecopetrol da cumplimiento a los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental ” Las aclaraciones ilustran del accionar de la vigilancia y prevención para evitar el rebose de las trampas, pero no se expresa nada respecto de porque es hallan las trampas de grasas parcialmente tapadas en pozos de levantamiento por bombeo mecánico y que aumentan el impacto de contaminación de aguas y no de suelos En consecuencia, se mantiene la frase en la observación retirando la palabra “suelos”

Con relación a *“Bajo la Orden de Mantenimiento No 20423448 de fecha 04 de octubre, se realizó el día 15 de octubre de 2019 la reposición de los marcos “H” (soportería), que consistió en ejecutar actividades de hincado y soldadura de los marcos “H” y pintura de los mismos, para asegurar la estabilidad de las tuberías afectadas por la falla del terreno” Son de recibo la ejecución de los trabajos adelantados para garantizar integridad física en redes de flujo y locación En consecuencia, se retira el párrafo de la observación “De otra parte, en visita de seguimiento y verificación de cumplimiento a las actividades de disminuir incertidumbre volumétrica e inyectabilidad del yacimiento del proyecto Estudios CMP Provincia (CP-0065) relacionadas con la perforación de ocho pozos y doce Work Over, se identificó una condición de integridad física subestándar por ausencia del soporte en líneas de inyección de gas y de producción de crudo en el “cluster” donde se adelantó la perforación del pozo estudio Santos 167, las cuales se apoyaban inicialmente en marcos “H” y se encuentran suspendidas al aire libre, colgando de sus extremos en un tramo de aproximadamente 15 metros por la erosión del suelo soporte en el talud de la locación ”*

Por tanto, se eliminan de la observación las expresiones

- *“ se identificó afectación en la integridad operativa en el pozo Galán 76, por cuanto no encontró instalada la instrumentación de caudal y presión del conjunto pozo y patín filtro-regulación de inyección, útil para definir si el estado de las condiciones operativas está acorde con las variables de ventanas operativas ”*

- “ material de excavación sobre líneas de flujo para facilitar acceso de trabajos en abandono de piscina en locación de pozo Llanito 101 retirado durante proceso auditor ”
- Palabra” y suelos “en la frase “ trampas de grasas parcialmente tapadas en pozos de levantamiento por bombeo mecánico que aumentan el impacto de contaminación aguas y suelos generados por eventos naturales (aguas lluvias) ”
- *“De otra parte, en visita de seguimiento y verificación de cumplimiento a las actividades de disminuir incertidumbre volumétrica e inyectabilidad del yacimiento del proyecto Estudios CMP Provincia (CP-0065) relacionadas con la perforación de ocho pozos y doce Work Over, se identificó una condición de integridad física subestándar por ausencia del soporte en líneas de inyección de gas y de producción de crudo en el "cluster" donde se adelantó la perforación del pozo estudio Santos 167, las cuales se apoyaban inicialmente en marcos "H" y se encuentran suspendidas al aire libre, colgando de sus extremos en un tramo de aproximadamente 15 metros por la erosión del suelo soporte en el talud de la locación ”*

3 2 1 4 GERENCIA DEPARTAMENTAL HUILA

Hallazgo N.22 - Restauración ambiental e inmobiliaria

Alcance: Administrativo

Guía de Abandono Técnico de Pozos de Ecopetrol / ECP – VIN –O –DIN –GT-001 del 16 de mayo de 2014 Recuperación Ambiental El concepto de recuperación ambiental e integración paisajística incluye la ejecución de medidas correctoras de impacto ambiental en infraestructuras varias, las actuaciones derivadas del plan hidrológico, en su capítulo de restauración hidrológico – forestal y de actuaciones de causas, así como la regeneración de áreas degradadas

Resolución DPT – 0247 DEL 08-06-2010 numeral 13 Realizar actividades de revegetación, empradización, conformación y estabilización de taludes, como medidas de recuperación de las áreas que sean intervenidas por las diferentes actividades de operación

Artículo 55 Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009 del Ministerio de Minas y Energía Desmantelamiento El desmantelamiento de facilidades, equipos e instalaciones en general requiere permiso previo del Ministerio de Minas y Energía La solicitud de permiso deberá expresar las razones del desmantelamiento, la destinación y el uso que se vaya a dar al material y equipos retirados

En todo permiso para desmantelamiento de instalaciones se consignará la obligación de dejar el área en las condiciones exigidas por la legislación ambiental

En visita realizada por la CGR a la GPY, a los pozos abandonados Orto 51, 66, 31, 39 y hormiga 4, con fecha de abandono técnico según forma 10 ACR de los meses de junio, agosto, octubre y diciembre de 2018 respectivamente, se evidencio que las actividades de recuperación ambiental no se han realizado en las locaciones donde se encuentran ubicados los pozos en mención, no se ha adelantado en los pozos Orto 39 y 66 la gestión inmobiliaria y de servidumbre relacionada con la comunidad que se encuentra ubicada sobre el área aferente a los pozos abandonados

Registro Fotográfico

Pozos abandonados P31 y P51



Pozo Orto
51

Pozo
Orto31

En el campo Río Ceibas locación isla GN1-46, en las áreas intervenidas del pozo RC-46 abandonado, se encontraron equipos de superficie y equipos de subsuelo sin retirar, haciendo caso omiso a lo ordenado en la legislación ambiental que establece que la locación del pozo debe quedar en condiciones semejantes o mejores a las encontradas antes de la ejecución del proyecto

Registro Fotográfico Tomado el 26 de septiembre de 2019

Pozo RC-46 abandonado, Equipos de subsuelo sin retirar

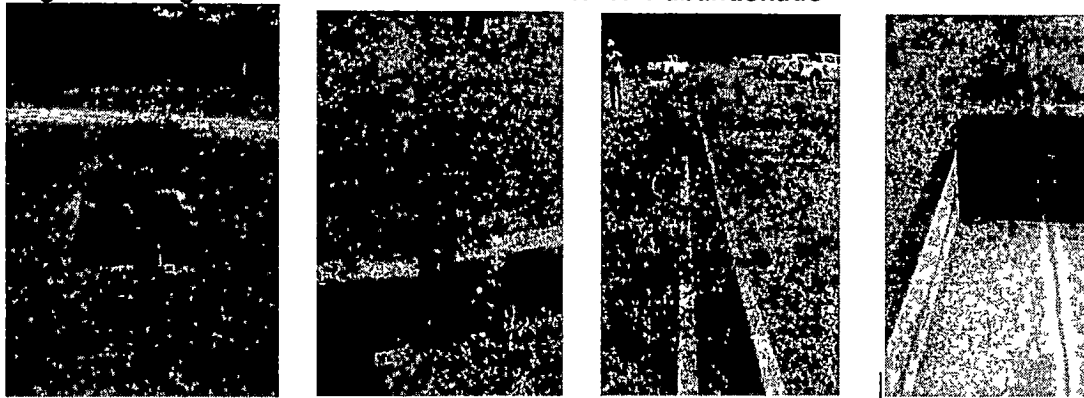


Elementos de superficie
sin retirar

En el campo San Antonio, en las áreas intervenidas del pozo San Antonio 1 abandonado, se encontró sin el desmantelamiento de la obra civil (demoler placa concreta, cuneta y tanque en concreto), haciendo caso omiso a lo ordenado en la legislación ambiental que establece que la locación del pozo debe quedar en condiciones semejantes o mejores a las encontradas antes de la ejecución del proyecto

Registro Fotográfico

Registro Fotográfico Tomado - Pozo San Antonio 1 abandonado



Lo anterior, por falta de gestión en el trámite de recuperación ambiental, inmobiliaria y de servidumbre para cumplir con el abandono total de los pozos por parte de la VRS, e incumplimiento del procedimiento del programa de abandono, situación que genera riesgos al medio ambiente y al ecosistema, posible litigios y demandas por parte de la comunidad, toda vez que Ecopetrol continua con la custodia y mantenimiento de las áreas afectadas

Respuesta de la Entidad

La estrategia establecida para este plan de abandono consiste inicialmente en realizar las actividades de mantenimiento de vías y locaciones para el ingreso de los equipos requeridos para el abandono, y posterior a ello, las actividades como tal del desmantelamiento de facilidades, para finalmente adelantar lo correspondiente a las recuperaciones ambientales cuando así aplique. Estas actividades iniciaron en junio de 2019 con los trabajos de desmantelamiento y adecuación de áreas en los pozos Orito-94 y 98

El plan de abandono de pozos del campo Rio Ceibas para el año 2019 contempla tres pozos, el Rio Ceibas-46, el Rio Ceibas-87 y el Rio Ceibas-56. El pozo Rio Ceibas-46 se abandonó en subsuelo en febrero de 2019, el Rio Ceibas-87 en la primera quincena de octubre de 2019 y el abandono del pozo Rio Ceibas-56 está programado para finales de octubre de 2019, la estrategia establecida para este plan de abandono consiste en la realización del abandono en subsuelo de los 3 pozos y posterior a ello se realizará el desmantelamiento de facilidades el cual se tiene programado para el mes de noviembre del presente año, por lo tanto y para el caso de la observación, el desmantelamiento de facilidades de superficie se iniciará una vez se termine el abandono en subsuelo de todos los pozos

En lo relacionado con el artículo 55 de la Resolución 181495, es importante precisar que dicha norma es aplicable cuando se va a realizar el desmantelamiento de toda el área objeto del proyecto de producción, no para el desmantelamiento de un pozo. Al hacer la interpretación sistemática de la norma se observa que el artículo 54 de la Resolución citada se refiere al área contratada y así se debe entender para el artículo 55 que trata del desmantelamiento de facilidades. Para el caso del pozo RC-46 objeto de la observación, en la locación donde se encuentra existen pozos activos y la planta de inyección de agua que está en operación.

Con respecto al pozo San Antonio-1, el plan de abandono 2018- 2019 de la Gerencia GPY contempla 66 pozos, de los que ya se han abandonado 58 pozos.

Es de aclarar que, con el abandono técnico de los pozos, los cuales cuentan con la aprobación por parte de la ANH, se elimina cualquier tipo de riesgo ambiental al ecosistema, pues a través de este procedimiento se instalan tres taponos de cemento que evitan cualquier pérdida de contención del pozo objeto del mismo.

La estrategia establecida para este plan de abandono consiste inicialmente en realizar las actividades de mantenimiento de vías y locaciones para el ingreso de los equipos requeridos para el abandono, y posterior a ello, las actividades como tal del desmantelamiento de facilidades, para finalmente adelantar lo correspondiente a las recuperaciones ambientales cuando así aplique.

Análisis a la Respuesta de la Entidad

El equipo de auditoría no está objetando el incumplimiento al plan de abandono realizado a los **pozos orito 51 y 31**. Sin embargo hace referencia al aspecto de la recuperación ambiental que de realizarse una vez se realicen las actividades de taponamiento mecánicos y de cemento, desmantelamiento de facilidades y equipos de producción, las acciones de recuperación no se habían iniciado en los pozos mencionados y visitados en octubre de 2019.

Así mismo, las acciones de recuperación del pozo hormiga -4, después de 2 años iniciará el cumplimiento a esta actividad.

Además, en la locación se evidenciaba balastro y movimiento de tierra, queda pendiente el cumplimiento de la recuperación ambiental relacionada con la siembra de árboles que según la entidad las realizará en el segundo semestre de 2020.

Referente a los pozos Orito 39 – 66 en la visita realizada no se evidenció zona pantanosa toda vez que el día de visita llovió, de igual manera en la locación se evidenció que lo relacionado con la servidumbre y la gestión inmobiliaria la entidad no ha realizado las actuaciones requeridas, siendo conocedor de los requerimientos de la comunidad.

Con relación al pozo Orito 66 de igual manera en visita realizada se evidenció que el pozo se encuentra aledaño a las viviendas de la comunidad y es vía de acceso para la vereda Altamira, situación es de pleno conocimiento de Ecopetrol, sin que

se hayan adelantado las gestiones pertinentes con la autoridad competente y en aras de conciliar con la comunidad. Por consiguiente, el hallazgo se mantiene.

Con relación al pozo RC-46, el equipo auditor considera que la observación se mantiene, ya que el artículo 54 de la Resolución 181495 de 2009, cuando habla del programa de abandono del área contratada, no da entender que se refiere a toda la locación en donde se encuentre el pozo, así mismo el artículo 55 de la Resolución 181495 de 2009, cuando habla del desmantelamiento de facilidades, equipos e instalaciones en general se refiere a las del pozo del cual se solicita su desmantelamiento, cuando señala que la solicitud de permiso deberá expresar las razones del desmantelamiento, la destinación y el uso que se vaya a dar al material y equipos retirado, así como cuando señala que todo permiso para desmantelamiento de instalaciones se consignará la obligación de dejar el área en las condiciones exigidas por la legislación ambiental, refiriéndose al área donde se encuentra ubicado el pozo, situación que no se evidenció realizada en el abandono del **pozo RC-46**, pues se efectuó de manera parcial, existiendo partes regadas que puede ocasionar afectaciones a las personas - accidentes y al medio ambiente.

Con respecto a la connotación disciplinaria se retira en el sentido que Ecopetrol S A, indica que tiene un programa de abandono para finales del segundo semestre del año 2019.

Respecto al **pozo San Antonio- 1**, a la precisión que hacen de lo establecido en el artículo 55 de la Resolución 181495 de 2009, al indicar que dicha norma es aplicable cuando se va a realizar el desmantelamiento de toda el área objeto del proyecto de producción y no para el desmantelamiento de un pozo, el equipo considera que no comparte dicha interpretación como quiera que el desmantelamiento de facilidades, equipos e instalaciones en general se refiere a las del pozo del cual se solicita su desmantelamiento, cuando señala que la solicitud de permiso deberá expresar las razones del desmantelamiento, la destinación y el uso que se vaya a dar al material y equipos retirado, así como cuando señala que todo permiso para desmantelamiento de instalaciones se consignará la obligación de dejar el área en las condiciones exigidas por la legislación ambiental, refiriéndose al área donde se encuentra ubicado el pozo.

Con respecto a la connotación disciplinaria se retira en el sentido que Ecopetrol S A, indica que programó para el mes de noviembre del 2019, el desmantelamiento de facilidades relacionadas de modo exclusivo con el pozo San Antonio- 1. Por lo anterior las observaciones se mantienen y harán parte del informe.

Hallazgo N 23 (A) - Permisos vigentes

Alcance Administrativo con traslado a la ANH

Artículo 6 Modificar el Artículo 32 de la Resolución 181495 de 2009, el cual quedará así

“Artículo 32 Suspensión Temporal de pozos perforados o Terminados El Ministerio de Minas y Energía o quine haga sus veces en materia de fiscalización, podrá autorizar la suspensión temporal de pozos perforados y terminados, por un periodo de hasta doce (12) meses, prorrogables por un término igual con la debida justificación”

Parágrafo 2 Para acceder a cualquiera de las prórrogas de continuidad en el estado de suspensión temporal, el operador deberá demostrar que persisten las condiciones de integridad mecánica del pozo y las razones técnicas, económicas o de otra índole para mantener esta condición, así como actualizar el plan de inspección y seguimiento Antes de los treinta (30) días previos al vencimiento del periodo de suspensión temporal vigente, el operador deberá remitir solicitud de ampliación sustentada con los soportes que demuestran la condición óptima del pozo

Para la vigencia 2018, Ecopetrol cuenta con pozos inactivos que superan el término fijado por la agencia nacional de hidrocarburos-ANH, que carecen del permiso de suspensión vigente, el cual determina la decisión de abandono o de reactivación tal como se relaciona en el siguiente cuadro

TABLA No 06
RELACION POZOS

POZOS	FECHA CIERRE POZOS
Sibundoy-1	nov-15
Yurilla-1	sep-17
Alborada-1	ago-14
Churuyaco-7	ene-12
Acae-4	No registra
Acaé-7	dic-17
Loro-5 ^a	feb-17
Orto-112	nov-16
Orto-116 ST	No registra
Orto-126	dic-14
Orto-133	No registra
BC -09	No registra
SFR 001	No registra
CEB 001	No registra
SC 018	No registra
DKDK 001	No registra

POZOS	FECHA CIERRE POZOS
LMLM 002	No registra
DT 0072	No registra
RC 007	No registra
DN 029	No registra
DINA NORTE 39	ene-17
DINA NORTE 40	ene-17
TELLO 04	ene-06
TELLO 13	ene-02
TELLO 63	ene-09

Fuente Reporte ANH y VRS

Lo anterior por debilidades en los mecanismos de control y seguimiento en el proceso de continuidad del estado de los pozos, que generan un riesgo ambiental por la condición de los mismos e incertidumbre en la toma de decisiones para definir el proceso de abandono o activación y posibles sanciones por el incumplimiento de los reportes a las entidades competentes

Respuesta de la Entidad

"Los permisos vigentes a la fecha son aquellos que hemos solicitado dentro de las fechas establecidas a la ANH, pero de los cuales no hemos recibido ninguna respuesta hasta el momento, de igual manera al momento de la aprobación la fecha de la misma corresponde a la fecha desde que fue solicitada"

Análisis a la Respuesta de la Entidad

El equipo auditor manifiesta que los pozos observados registran como fecha cierre desde 1998, 2001, 2002, 2006, 2009, 2012, 2014, 2016, 2016, 2017, que superan el término fijado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH

A la fecha de la revisión octubre de 2019 de los permisos se evidencio que la entidad no había gestionado ante la ANH dichos permisos de suspensión vigente, el cual permitirá definir el abandono o reactivación

Con relación a los soportes suministrados es evidente que las actuaciones realizadas por la entidad fueron hechas a partir del mes de noviembre de 2019, en el cual remiten las respectivas formas para revisión y posterior aprobación por parte de la autoridad (ANH), lo cual demuestra que le entidad no cuenta con la respuesta de la ANH frente al requerimiento presentado. Por tal motivo se considera que el hallazgo se mantiene toda vez que no existe pronunciamiento de la ANH y lo requerido se encuentra en trámite, por lo tanto, la observación se valida como hallazgo

Hallazgo No. 24 (A) - Aprovechamiento Forestal Proyecto Monserrate Etapa 1 DK

Alcance: Administrativo con traslado a la CAM

Autorización aprovechamiento forestal doméstico y/o flora silvestre radicado 20172010061881 de fecha 7 de abril de 2017

Artículo 5 El beneficiario de la autorización deberá realizar dentro de los 6 meses siguientes contados a partir del envío de la comunicación a la última dirección registrada en la corporación la siembra de 300 plántulas de especies forestales, respectivamente, con alturas superiores a 50 centímetros y deberá ejercer el mantenimiento de las mismas en el área de influencia o en rondas de quebradas o un sitio acordado con la corporación hasta que las especies alcancen una altura mínima de 1 50 metros o lo que determine el técnico de la corporación en la visita de seguimiento el cual será informado

Autorización aprovechamiento forestal doméstico y/o flora silvestre radicado 1-2017-047-1979 de fecha 21 de junio de 2017

Artículo 5 El beneficiario de la autorización deberá realizar dentro de los 6 meses siguientes contados a partir del envío de la comunicación a la última dirección registrada en la corporación la siembra de 2790 plántulas de especies forestales, respectivamente, con alturas superiores a 50 centímetros y deberá ejercer el mantenimiento de las mismas en el área de influencia o en rondas de quebradas o un sitio acordado con la corporación hasta que las especies alcancen una altura mínima de 1 50 metros o lo que determine el técnico de la corporación en la visita de seguimiento el cual será informado

Autorización aprovechamiento forestal doméstico y/o flora silvestre radicado 20172010141551 de fecha 27 de agosto de 2017

Artículo 5 El beneficiario de la autorización deberá realizar dentro de los 6 meses siguientes contados a partir del envío de la comunicación a la última dirección registrada en la corporación la siembra de 1380 plántulas de especies forestales, respectivamente, con alturas superiores a 50 centímetros y deberá ejercer el mantenimiento de las mismas en el área de influencia o en rondas de quebradas o un sitio acordado con la corporación hasta que las especies alcancen una altura mínima de 1 50 metros o lo que determine el técnico de la corporación en la visita de seguimiento el cual será informado

Autorización aprovechamiento forestal doméstico y/o flora silvestre radicado 20172010148751 de fecha 1 de septiembre de 2017

Artículo 5 El beneficiario de la autorización deberá realizar dentro de los 6 meses siguientes contados a partir del envío de la comunicación a la última dirección registrada en la corporación la siembra de 3315 plántulas de especies forestales, respectivamente, con alturas superiores a 50 centímetros y deberá ejercer el mantenimiento de las mismas en el área de influencia o en rondas de quebradas o un sitio acordado con la

corporación hasta que las especies alcancen una altura mínima de 1 50 metros o lo que determine el técnico de la corporación en la visita de seguimiento el cual será informado

En la ejecución del proyecto Monserrate Etapa 1 DK, para las obras de perforación y adecuación de facilidades de superficie y locaciones, en los clúster 2, 3 y 4, ubicados en el campo Dina Cretáceos, se autorizó aprovechamiento forestal, por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM, mediante radicados números 20172010061881 del 7 de abril de 2017, 1-2017-047-1979 del 21 de junio de 2017, 20172010141551 del 27 de agosto de 2017 y 20172010148751 del 1 de septiembre de 2017, con la obligación dentro de los seis (6) meses siguientes a partir del envío de la comunicación de la autorización, realizar la siembra de 7 785 plántulas de especies forestales, sin que en la visita de inspección de la CGR realizada el día 25 de septiembre de 2019 al campo Dina Cretáceos, se evidenciara la siembra de las plántulas, lo anterior, por falta de gestión, control y seguimiento por parte de Ecopetrol VRS, lo que conlleva a riesgos en la preservación y protección del medio ambiente y el incumplimiento de las obligaciones requeridas por la autoridad ambiental exponiendo la entidad a multas o sanciones por dicho incumplimiento

Respuesta de la Entidad

Se adjunta la relación del número plántulas sembradas con base en cada uno de los expedientes de los permisos otorgados con el numero CAM 3-301 de 2016, 3-302 de 2016, 3-122 de 2017, 3-123 de 2017 y 3-132 de 2017

Señala que la siembra o establecimiento del total de las 8450 plántulas se llevó a cabo en los predios denominados Las Delicias 1 y 2, El Mirador y Madrigal localizados en la vereda Praga del municipio de Aipe (Huila) de propiedad de la Alcaldía Municipal de Aipe y que generalmente las compensaciones ambientales no se realizan en el mismo sitio donde se realizó el aprovechamiento forestal

Indica que el 28 de noviembre de 2018 radicaron ante la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM los respectivos informes de siembra o establecimiento forestal (Anexo 2), con base en esta información radicada por Ecopetrol S A, la Corporación ha realizado una visita de seguimiento ambiental por cada expediente (5, 7, 14 y 19 de febrero de 2019 y 29 de abril de 2019), actualmente se está realizando el respectivo mantenimiento a la reforestación aprovechando el actual periodo de lluvias en la zona

Análisis a la Respuesta de la Entidad

Revisada la información soporte de las obligaciones contenidas en las autorizaciones de aprovechamiento forestal radicados números 20172010061881 del 7 de abril de 2017, 1-2017-047-1979 del 21 de junio de 2017, 20172010141551 del 27 de agosto de 2017 y 20172010148751 del 1 de septiembre de 2017, el equipo auditor considera que se mantiene la observación como quiera que los informes enviados con radicados No 20183100254152, 20183100254172, 20183100254122, 20183100254132 y 20183100254162 de fecha 28 de noviembre de 2018, dirigidos

a la Directora Territorial Norte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, acreditan la ejecución de las labores de la siembra, sin embargo dichos informes contienen la misma evidencia fotográfica en todos los expedientes del aprovechamiento forestal, por lo cual es necesario hacer seguimiento al plan de mejoramiento, por cuanto los registros son únicos para cada predio donde se siembran las plántulas

Se retira la connotación disciplinaria, porque se comunicó a la autoridad ambiental del cumplimiento de la obligación de siembra por los aprovechamientos forestales

3.2.2 PROCEDIMIENTO ESPECIALIADO DE VALORACION DE COSTOS AMBIENTALES

El segundo procedimiento aplicado es el relacionado con el *Procedimiento Especializado de Valoración de Costos ambientales*, adoptado mediante la Resolución Reglamentaria Ejecutiva 0045 -2018 del 28 de agosto de 2018, modificada mediante la Resolución Reglamentaria Ejecutiva 52 -2019 del 22 de agosto de 2019

Dicho procedimiento está basado en el principio de valoración de costos ambientales en el Control Fiscal, establecido en el artículo 8 de la Ley 42 de 1993 *“La vigilancia de la gestión fiscal del Estado se fundamenta en la eficiencia, la economía, la eficacia, la equidad y la valoración de los costos ambientales, de tal manera que permita determinar en la administración, en un período determinado, que la asignación de recursos sea la más conveniente para maximizar sus resultados, que en igualdad de condiciones de calidad los bienes y servicios se obtengan al menor costo, que sus resultados se logren de manera oportuna y guarden relación con sus objetivos y metas. Así mismo, que permita identificar los receptores de la acción económica y analizar la distribución de costos y beneficios entre sectores económicos y sociales y entre entidades territoriales y cuantificar el impacto por el uso o deterioro de los recursos naturales y el medio ambiente y evaluar la gestión de protección, conservación, uso y explotación de los mismos”*

Finalmente es importante resaltar que los costos determinados por el procedimiento especializado son enunciativos, se establecen como *consecuencias* de fallas en la gestión del ente auditado respecto al ambiente y se enmarcan en la siguiente definición *Costo Ambiental*¹ *Toda aquella erogación o pérdida, expresada en costos de oportunidad privados o sociales, en que incurren las empresas, comunidades y/o entidades reguladoras para prevenir y/o controlar el deterioro del*

¹ Procedimiento Especializado de Auditoria a la aplicación del Principio de Valoración de Costos Ambientales

capital natural causado por acciones relacionadas con el uso, aprovechamiento o explotación de este

Para la construcción de los hallazgos se aplicó en un caso de estudio específico – Pozos Lorito 1 y Lorito Reubicado del Bloque CPO-09

Hallazgo No. 25 (A) Ejecución de actividades de compensación

Alcance: Administrativo con traslado a la Contraloría Delegada de Medio Ambiente

La Resolución 331 del 15 de mayo de 2012 de la ANLA otorgó a ECOPETROL S A , Licencia Ambiental para el proyecto denominado "Área de Perforación Exploratoria CPO9 (del que hacen parte los pozos Lorito)", localizado en el departamento del Meta, en su artículo Décimo Tercero, señaló

“Establecer a la empresa ECOPETROL S A , como medida de compensación por el cambio del uso del suelo y modificación del paisaje con el desarrollo del proyecto, un programa de compensación forestal en un factor de 11 por cada hectárea intervenida sobre la unidad de pastos () Para tal efecto, una vez haya terminado la fase constructiva de la primera plataforma y actividades conexas, la Empresa deberá en un plazo máximo de seis (6) meses, presentar a la ANLA un plan de establecimiento y mantenimiento para evaluación, en donde se especifiquen sitios, especies (nativas), densidad de siembra, sistema de siembra, garantizando un mantenimiento durante tres años y un prendimiento del 90% ” (Subrayado y cursiva fuera de texto)

Mediante Auto 3318 de 31 de julio de 2017 se realiza seguimiento y control ambiental al proyecto, respecto a los avances del plan de compensación, se evidenciaron los siguientes aspectos respecto a la compensación () Artículo Tercero Requerir a la empresa ECOPETROL S A , para que, en un término de tres (3) meses, contados a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo, de cumplimiento a lo siguiente Numeral 1 Presentar la siguiente información, relacionada con la reforestación de 22,07 hectáreas, por la construcción de la locación del pozo Lorito 1 En cumplimiento la ficha MB6-1 Compensación por Aprovechamiento de la cobertura vegetal y lo establecido en el Artículo Décimo Segundo, numeral 2 del Artículo Décimo tercero, de la Resolución 0331 del 15 de mayo de 2012 y artículo primero, Segundo y numeral 1, artículo tercero y sus numerales 1, 4 y 6 del Auto 4483 del 09 de octubre de 2014, del numeral 7 y párrafo primero del artículo primero, numeral 7, 8 y 10 del artículo segundo del Auto 0928 de 10 de marzo de 2015, así como el Subprograma MB-6 1 Por Aprovechamiento de la cobertura vegetal ()

Ajustar el tiempo de implementación para cada una las acciones propuestas, donde se considere un periodo de tiempo mínimo de cinco años para el seguimiento del sistema agroforestal, sin embargo, el período de implementación para las acciones de Preservación y Restauración deberán basarse en lo indicado en el Plan Nacional de Restauración, cumpliendo con los objetivos planteados” (Subrayado y cursiva fuera de texto)

De igual forma la Resolución No 01381 del 16 de julio de 2019 – ANLA a través de la cual se hizo modificación a la Licencia Ambiental del área CPO 09, indicó *“Mediante Auto 328 del 10 de marzo de 2015, se efectúa seguimiento y control ambiental y se realizan los siguientes requerimientos respecto a la compensación () Numeral 7 Dar cumplimiento a lo establecido mediante el artículo décimo tercero de la Resolución 331 del 15 de mayo de 2012, en relación con la medida de compensación por el cambio del uso del suelo y modificación del paisaje con el desarrollo del proyecto ()*

No obstante lo planteado, Ecopetrol S A radicó el plan inicial de compensación en noviembre de 2013 y de acuerdo con el oficio 2-2019-041-1453 manifiesta que frente al plan de compensaciones inicial establecido por la Licencia ambiental y cuyos plazos se mencionaron anteriormente *“no fue posible debido a que los propietarios de estas zonas establecieron como prerrequisito la adquisición y compra de estos predios por parte de Ecopetrol S A , como condición para permitir el desarrollo de esta actividad la reforestación, lo cual acarrearía acciones modificatorias en los documentos legales de escrituración y demás”* lo que evidencia que la Empresa no dio cumplimiento a los plazos para la ejecución de las actividades de compensación Sumado a esto, Ecopetrol no establece claramente los tiempos de ejecución y seguimiento de los Planes de Restauración y preservación en la última actualización del Plan de Compensaciones para el Bloque CPO 09

Lo anterior a causa de diferencias en la concertación con la población beneficiaria, el cambio de política y el ajuste en la implementación de las acciones de Compensación que debieron convenirse con anterioridad tal como la compra de predios o la concertación con los beneficiarios, que implicaron retrasos en la gestión

Lo que acarrea como consecuencia una demora en la siembra de especies forestales fundamento para compensar en biodiversidad, hábitats de fauna y flora de la región del Piedemonte Occidente¹ **Aplicado el procedimiento de valoración de costos ambientales se determina la probabilidad de la aparición de dos costos ambientales principales:** un costo de oportunidad, medido en términos de los beneficios que se han dejado de percibir por la siembra y los costos asociados

¹ Según lo establecido en el PMA del Campo

Respecto al presunto incumplimiento de los planes de compensación radicados

Ecopetrol S A , en cumplimiento del Artículo 13 de la Resolución 0331 de 2012 presento a ANLA el correspondiente Plan de Compensación por cambio de uso del suelo para El área de perforación exploratoria CPO9 (anexo 1), solo hasta octubre de 2014 ANLA mediante el Auto No 4483 de 09-10-2014, ANLA aprueba el plan de compensación basado en reforestación protectora a desarrollarse en los predios La Maternidad, El Paraíso, La Yerbita y Betania

La implementación de la reforestación de tipo protector en cada uno de estos predios no fue posible debido a que los propietarios de estas zonas establecieron como prerrequisito la adquisición y compra de estos predios por parte de Ecopetrol S A , como condición para permitir el desarrollo de esta actividad la reforestación, lo cual acarrearía acciones modificatorias en los documentos legales de escrituración y demás No obstante Ecopetrol S A , no podía incurrir en gastos de tipo oneroso en caso de haber adquirido los predios atendiendo a las pretensiones económicas de los propietarios y posteriormente realizar la reforestación desbordado cualquier presupuesto sin que se garantizará la permanencia de las plantaciones de tipo protector

Por las razones anteriormente expuestas se precisa que Ecopetrol S A , realizo la gestión y la planeación de acciones correspondientes para las actividades de compensación de tal forma que se le diera cumplimiento al plan de compensación, sin embargo la empresa no podía incurrir en gastos y acciones adicionales, como la compra de predios, no aprobados por la Autoridad Ambiental

Por otra parte Ecopetrol S A , realizo consulta ante Cormacarena mediante la comunicación con número de radicado 006937 del 4 de mayo de 2015 (anexo 2), frente a que una vez la empresa haya adquirido el predio y establecido la reforestación como medida compensatoria la Corporación se encuentra en la capacidad recibir mediante cesión los predios donde se cumplirían estas obligaciones de compensación impuestas Bajo lo anteriormente expuesto Ecopetrol S A , en reunión con Cormacarena recibió de parte de esta Autoridad el concepto frente a la consulta en el sentido que una vez cumplida esta obligación Cormacarena no cuenta con los recursos correspondientes para recibir y asumir la administración de forma definitiva, lo cual crearía una incertidumbre tanto para el cumplimiento del objeto de la actividad de protección como para el cumplimiento de la obligación ante ANLA, lo anterior se plasma en el acta de fecha 21 de mayo de 2015 firmada entre la empresa y la Autoridad Ambiental Regional (anexo 3)

Bajo lo anterior Ecopetrol S A , no podía realizar la adquisición de unos predios y posteriormente realizar la reforestación, llevar acabo los correspondientes mantenimientos durante 3 años, con la incertidumbre de si van a ser recibidos por parte de la Autoridad Ambiental Regional, más aún existiendo un concepto donde esta entidad "Cormacarena" donde argumenta por qué no ve viable adelantar estas acciones de compra de predios Teniendo en cuenta el anterior escenario presentado para Ecopetrol S A , era una situación imposible Por tanto, frente a la consulta realizada, Ecopetrol S A , se encontraba en una situación de fuerza mayor que impidió la ejecución del plan de compensación de reforestación en las áreas aprobadas por la ANLA, dada la falta de recursos de CORMACARENA para asumir la administración de los predios

Respecto de los tiempos de ejecución y seguimiento de los Planes de Restauración y Preservación- último plan radicado para acogimiento al Manual de Compensaciones para el Medio Biótico

Teniendo en cuenta las anteriores situaciones Ecopetrol S A , por motivos de fuerza mayor, inicio el proceso de consecución de nuevas áreas y la formulación del nuevo plan de compensación por cambio de uso del suelo mediante la respuesta al Auto 4484 de 09 de octubre de 2014, Ecopetrol S A , Bajo el numero de radicado 2015059635-1-000 del 11 de noviembre de 2015 se presentó ante

la ANLA las nuevas áreas para la ejecución del plan de compensación (Anexo 4) De igual forma es necesario dar a conocer que no se obtuvo respuesta a la solicitud de evaluación y aprobación de dicho plan por parte de ANLA

Observando la gestión realizada se puede evidenciar que Ecopetrol S A , pese al incumplimiento de los compromisos por parte de los propietarios de los predios en el plan aprobado en el año 2014, se realizaron las correspondientes acciones para la consecución de nuevas áreas y la formulación del nuevo plan y lo sometió a evaluación y aprobación de ANLA sin obtener respuesta

Así mismo en lo concerniente a la determinación de un costo ambiental frente a la recuperación del ecosistema, es necesario resaltar que las áreas donde se construyeron las plataformas Lorito 1 y Lorito reubicado correspondían a zonas con pasturas, tal como se puede evidenciar en la cartografía presentada en el Estudio de Impacto Ambiental del proceso de Licenciamiento ambiental y el los correspondientes Planes de Manejo Ambiental Específicos formulados para estos dos proyectos y aprobados por ANLA Por tanto, Ecopetrol S A , al no poder llevar a cabo la reforestación por la negativa de los propietarios para el desarrollo de estas acciones, se procedió a acogerse al nuevo manual de compensación del medio biótico emitido por el MADS

Considerando que no se obtuvo pronunciamiento de ANLA frente a la radicación de la propuesta del plan de compensación con nuevas áreas en cumplimiento de la obligación de compensación por cambio de uso del suelo , Ecopetrol S A , mediante la comunicación dirigida a la ANLA con número de radicado 2016071745-1-000 del 31 de octubre de 2016 (anexo 5), solicita el pronunciamiento en cuanto a la evaluación y aprobación del plan de compensación por cambio de uso del suelo que se radico mediante la respuesta al Auto 4484 de 09 de octubre de 2014, Ecopetrol S A , Bajo el número de radicado 2015059635-1-000 del 11 de noviembre de 2015 sin obtener respuesta

Teniendo en cuenta que no se obtuvo pronunciamiento por parte de ANLA frente al plan de compensación propuesto, y que para el año 2016 se implementó por parte de Ecopetrol S A , la nueva estrategia de gestión del entorno, "Hacia la paz y la prosperidad compartida" estrategia que se encuentra basada en la diversificación de la economía regional mediante la implementación de proyectos de uso sostenible como modelos agroforestales y sistemas silvopastoriles y la ampliación de la participación en el número de beneficiarios que pueden acceder a este tipo de proyectos y que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible emitió los Decretos 2099 de 2016 y 0075 de 2017, donde se permite la agrupación de obligaciones y la implementación de proyectos de uso sostenible, Ecopetrol S A decidió acogerse al nuevo manual, a continuación se presentan las gestiones realizadas

UINIFICACION DE MEDIDAS DE COMPENSACION POR CAMBIO DE USO DEL SUELO CON INVERSION 1%

- Ecopetrol S A , presentó mediante radicado No 201747835-1-000 del 29 de junio de 2017 en los términos requeridos el acogimiento a los Decretos 2099 de 2016 y 0075 de 2017, esperando dar cumplimiento de las obligaciones por concepto de compensación por cambio de uso del suelo e Inversión de 1% para el Área de Perforación Exploratoria CPO9, mediante la implementación de proyectos de uso sostenible (Anexo 6)
- Mediante la Resolución 1446 del 4 de septiembre de 2018 ANLA aprueba las líneas de inversión propuestas y ámbito geográfico y en el Art Noveno NO APROBO la solicitud de acogimiento del artículo 2 2 9 3 1 12 del Decreto 2099 del 22 de diciembre de 2016, modificado por el Decreto 075 del 20 de enero 2017 y el Decreto 1120 del 29 de junio 2017 compilados en el Decreto 1076 de 2015, relacionada con la Agrupación de la inversión de menos del 1% con las medidas de compensación por el uso y/o aprovechamiento de recursos naturales renovables (Anexo 7)

- *Mediante el radicado No 2018136630-1-000 del 01 de octubre de 2018, Ecopetrol S A interpone recurso de reposición reiterando la solicitud de acogimiento del artículo 2 2 9 3 1 12 del Decreto 2099 del 22 de diciembre de 2016, modificado por el Decreto 075 del 20 de enero 2017 y el Decreto 1120 del 29 de junio 2017 compilados en el Decreto 1076 de 2015 (Anexo 8)*
- *ANLA mediante la Resolución 0463 del 27 de marzo de 2019 resuelve el recurso de reposición reiterando la NO APROBACIÓN de la solicitud de agrupación de medidas*

ACOGIMIENTO AL MANUAL DEL COMPONENTE BIÓTICO

- *El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible emitió la Resolución 0256 de 2018, por la cual se adopta el manual de compensaciones ambientales del componente biótico, y se establece un régimen de transición para el acogimiento al DONDE y COMO compensar de este manual. En dicho manual, entre otros aspectos, se establecen las acciones, modos, mecanismos y formas para la compensación, permitiendo además la agrupación de obligaciones y la implementación de sistemas de uso sostenible como acción complementaria de compensación*
- *El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible emitió la Resolución 1428 de 2018, mediante la cual se modifican los artículos 9, 10 y 12 de la Resolución 256 de 2018, modificando el régimen de transición, esta resolución establece la posibilidad de acogerse al DONDE y COMO implementar las medidas de compensación y que el ajuste en las medidas de compensación no implica modificaciones en la extensión del área a compensar, o sea al CUANTO compensar*
- *Ecopetrol S A , mediante radicado No 2018186910-1-000 del 31 de diciembre de 2018 presentó en los términos requeridos el acogimiento a esta normatividad esperando dar cumplimiento de las obligaciones por concepto compensación del medio biótico para el Área de Perforación Exploratoria CPO9, mediante la implementación de proyectos de uso sostenible (Anexo 9)*
- *ANLA mediante la Resolución No 1381 del 16 de julio de 2019 se pronunció sobre dicho plan, aprobando el acogimiento al Manual de Compensaciones del medio biótico (Anexo 10) Cabe resaltar que en este documento Ecopetrol S A , establece de manera clara el correspondiente Cronograma de actividades incluyendo los tiempos de ejecución y seguimiento para el cumplimiento de estas obligaciones, tal como se adjuntó*
- *Ecopetrol mediante radicado No 2019112315-1-000 del 1 de agosto de 2019 presentó recurso de reposición basado en la solicitud de presentar los avances en los informes de Cumplimiento Ambiental y la pertinencia del uso de otras especies en los arreglos silvopastoriles (Anexo 11)*
- *Mediante Resolución No 1732 de septiembre de 2019, notificada el día 9 de septiembre de 2019, ANLA resuelve un recurso de reposición interpuesto por Ecopetrol S A contra la Resolución 01381 del 16 de julio de 2019, respecto del Plan de Compensación del Medio Biótico*
- *Actualmente Ecopetrol se encuentra dentro de los términos definidos en el cronograma, Fase 1*

Dado que los sistemas de uso sostenible se encuentran vinculados a un área en conservación mediante la suscripción de un acuerdo de conservación, las acciones implementadas aportan a su vez a prevenir que se dé una afectación sobre la biodiversidad y los costos asociados a la misma

Adicional a los beneficios ecológicos mencionados previamente, los sistemas de uso sostenible generan beneficios sociales y económicos para los participantes del proceso de compensación, puesto que si bien estos sistemas se establecen con fines de conservación, cuentan con un componente productivo a partir del cual se busca la generación de ingresos no petroleros. Dado estos beneficios, el establecimiento de este tipo de sistemas reduce el riesgo de la generación de costos adicionales relacionados con el acceso a fuentes de alimento, ya que se favorecen las condiciones para el establecimiento de especies que sirven de alimento a las comunidades humanas

Frente a la generación de costos asociados al incremento de las probabilidades de riesgos naturales, es importante resaltar que en el Plan Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres, el cual fue adoptado mediante Decreto Presidencial 308 de 2016, se establece que "La prevención y mitigación de riesgos derivados de eventos de origen natural, socio natural, tecnológico y humano no intencional, como criterio de planificación segura, debe estar presente en los procesos de toma de decisiones sobre el futuro económico, social y ambiental de los municipios, los departamentos y la nación". Estos procesos se encuentran plasmados en los instrumentos de planificación existentes tales como los POT y POMCAS, este último fue tenido en cuenta en el proceso de definición de las áreas preliminares de compensación y de las acciones propuestas, con base en la zonificación

Teniendo en cuenta lo anterior, para la elaboración del plan de compensación radicado 2018186910-1-000 del 31 de diciembre de 2018 se tuvieron en cuenta elementos orientados a la prevención de la generación de costos asociados al incremento de las probabilidades de riesgos naturales

Es preciso indicar que Ecopetrol definió la estrategia contractual para el cumplimiento de las obligaciones por concepto de Inversión de 1% y Compensaciones a través de fases, metodología propuesta y aprobada por la ANLA. Para la primera fase de implementación se encuentra habilitado el contrato No 3021340, con la Fundación Amanecer cuyo objeto es "Servicio de asistencia técnica para la selección de predios y beneficiarios de proyectos de uso sostenible para el cumplimiento de obligaciones de medidas compensatorias e inversión del 1%, requeridas por las Autoridades Ambientales y/o fichas de manejo ambiental en la Vicepresidencia regional Orinoquía de Ecopetrol SA y su grupo empresarial". Vehículo contractual habilitado para la selección de predios y beneficiarios en los paisajes que conforman el ámbito geográfico aprobado

Con base en lo anteriormente expuesto Ecopetrol considera el proyecto finalmente aprobado por ANLA generan beneficios superiores a los inicialmente esperados de la reforestación, disminuyendo las probabilidades de riesgos naturales. Por todo lo anterior, solicitamos muy respetuosamente al ente de control sea retirada esta observación del informe final de auditoría

Análisis a la Respuesta de la Entidad

Es claro que para Ecopetrol el plazo establecido para presentación del Plan de Compensaciones era de 6 meses de acuerdo con la Resolución de otorgamiento de la Licencia Ambiental. Por otro lado, las actividades no se desarrollaron debido a dificultades en el plan inicial especialmente lo relacionado con las actividades de compra de predios

De otra parte, si bien el plazo de implementación se extendió producto del retraso en el trámite administrativo, la autoridad lo requirió en más de una oportunidad y prueba de ello, son los Autos 328 del 10 de marzo de 2015 y 3318 de 31 de julio de 2017, así como en la Resolución 01381 del 16 de julio de 2019 de modificación de la Licencia Ambiental

Sumado a lo anterior, la Autoridad Ambiental, solicita en la última Resolución de modificación de la Licencia *“Presentar los avances del Plan de Compensación con Radicado 4120-E1-49019 de 8 de noviembre de 2013 y aprobado mediante Auto 4483 del 09 de octubre de 2014”*, tomando en cuenta este requerimiento, la Contraloría solicita por escrito el estado de avance del Plan de Compensación con Radicado 4120-E1-49019 de 8 de noviembre de 2013, y Ecopetrol S A manifiesta *“La implementación de la reforestación de tipo protector en cada uno de estos predios no fue posible debido a que los propietarios de estas zonas establecieron como prerrequisito la adquisición y compra de estos predios por parte de Ecopetrol S A , como condición para permitir el desarrollo de esta actividad la reforestación, lo cual acarrearía acciones modificatorias en los documentos legales de escrituración y demás ”* Lo que indica que no hubo avance en dicho plan de compensación

Por tanto, se constituye el hallazgo en los términos en los que fue comunicada y tomando en cuenta que existe una responsabilidad compartida con la autoridad ambiental, se hará traslado a la Contraloría Delegada para el Sector de Medio Ambiente

Hallazgo No 26 (A) -Especies para compensación

Alcance: Administrativo con traslado a la Contraloría Delegada de Medio Ambiente

El Manual de Compensaciones adoptado por la Resolución 256 del 22 de febrero de 2018 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, establece en su Anexo 3 *“() los diseños de “producción -conservación” deben incluir especies nativas en aras de constituirse como herramientas doble propósito por una parte, para promover la inclusión de especies que se asocien con la protección de cuencas hidrográficas, la generación de oportunidades de conservación in situ y por otra, con el encadenamiento productivo ()*

Se resalta que dentro de las actividades a incluir, se deberá dar cumplimiento a los criterios definidos al manual de compensaciones por pérdida de biodiversidad tales como () b) objetivo en términos de la adicionalidad o bien, el impacto ambiental positivo y contribución a la conservación y preservación de los recursos ecosistémicos, por lo que los diseños de las actividades agroforestales y

silvopastoriles deberán incluir especies nativas propias de los ecosistemas naturales y vegetación secundaria que generaron la afectación, a fin de resarcir los impactos negativos sobre la biodiversidad y/o sobre el encadenamiento con acciones tendientes a la recuperación, conservación y vigilancia de las fuentes hídricas ” (Subrayado y cursiva fuera de texto)

Así mismo la Resolución 331 de 2012 de la ANLA que otorga la licencia ambiental, establece “**ARTÍCULO DÉCIMO TERCERO** Establecer a la empresa **ECOPETROL S A** , como medida de compensación por el cambio del uso del suelo y modificación del paisaje con el desarrollo del proyecto, un programa de compensación forestal en un factor de 1 1 por cada hectárea intervenida sobre la unidad de pastos ()

Para tal efecto, una vez haya terminado la fase constructiva de la primera plataforma y actividades conexas, la Empresa deberá en un plazo máximo de seis (6) meses, presentar a la ANLA un plan de establecimiento y mantenimiento para evaluación, en donde se especifiquen sitios, especies nativas ()

Las medidas de compensación deberán tener en cuenta el uso de especies nativas de carácter protector Las especies a establecer deben ser previamente concertadas con CORMACARENA ”

Y Finalmente la Resolución No 01381 del 16 de julio de 2019 de la ANLA establece “*Teniendo en cuenta el contexto en el cual se plantea la ejecución de esta actividad, las especies a emplear deben ser nativas y de la región, las cuales a su vez proveen servicios ecosistémicos para la fauna local, por lo cual se solicita al Titular, cambiar las especies *Gliricidia sepium*, *Cordia alliodora* y *Cariniana pyriformis* por especies nativas de la región, y se reitera que bajo ningún argumento podrán ser incluidas especies exóticas y/o introducidas en el desarrollo de los sistemas agroforestales propuestos La especie *Gliricidia sepium* no se acepta para la compensación en aras de constituirse como herramientas doble propósito por una parte, para promover la inclusión de especies que se asocien con la protección de cuencas hidrográficas, la generación de oportunidades de conservación in situ y por otra, con el encadenamiento productivo En cuanto a las especies *Cordia alliodora* y *Cariniana pyriformis*, aunque son especies propias de la biogeografía colombiana, no hacen parte de la flora de la región, por lo que se considera podrían afectar el ecosistema específico de los llanos orientales, por ello se recomienda revisar otras especies que sean propias del ecosistema afectado ” (Subrayado y cursiva fuera de texto)*

Revisado el documento del Plan de compensaciones formulado por Ecopetrol S A , se evidencia que la entidad incluye dentro de las líneas de compensación la siembra de especies *Gliricidia sepium*, *Cordia alliodora* y *Cariniana pyriformis*, catalogadas como especies exóticas y/o introducidas que no hacen parte de la flora de la región,

incumpliendo lo establecido por la normatividad

Lo anterior a causa de una selección errónea de especies y no aplicación de la norma. Lo que traería como consecuencia **costos ambientales asociados a:** alteraciones en el funcionamiento del sistema natural y por tanto de los hábitats propios de la zona, el mantenimiento de la biodiversidad, entre otros

Respuesta de la entidad

FRENTE A LA PRESUNTA UTILIZACIÓN DE ESPECIES EXÓTICAS O NO NATIVAS DE LA REGIÓN

Ecopetrol S A , mediante el PLAN DE COMPENSACIÓN DEL COMPONENTE BIÓTICO PARA EL NUCLEO PIEDEMONTE OCCIDENTE, presenta ante la ANLA bajo el radicado 2018186910-1-000 del 31 de diciembre de 2018, el cual se presentó de forma agrupada en cumplimiento de las obligaciones por compensación del medio biótico generadas por los Bloques Cubarral, CPO9 y el Oleoducto de 30" Castilla-Apiay, que esta autoridad mediante la Resolución No 1381 del 16 de julio de 2019 se pronuncio aprobando los modelos propuestos y el ámbito geográfico denominado Núcleo Piedemonte occidente () De esta manera se resalta que tanto los acuerdo de conservación a implementar a través de modelos de sistemas de uso sostenible, como las especies de porte forestal de estratos medios y altos que harán parte de estos fueron propuestas para su implementación a lo largo del núcleo Piedemonte occidente (ámbito geográfico) el cual se encuentra conformado por diferentes biomas y que comprende alturas sobre el nivel del mar que van desde los 1 914 hasta los 253 metros, comprendiendo parte de los municipios de Guamal, Cubarral, Castilla la Nueva y Acacias

*Es necesario precisar que las especies propuestas en el plan de compensación elaborado por Ecopetrol obedecen a una selección y revisión de modelos y experiencias de proyectos de uso sostenible implementados en la región objeto de desarrollo del proyecto, de igual forma estas especies corresponden a especies nativas de nuestro país cumpliendo lo establecido en el Nuevo manual de compensación del medio biótico adoptado por la Resolución 0256 de 2018, la cual deroga la Resolución No 1517 de 2012 (manual de compensación por pérdida de biodiversidad), ver imagen 2, el cual no establece que las especies deben ser nativas de la región donde se implementará el proyecto. No obstante en la evaluación realizada por la ANLA se determina que las especies Matarratón (*Glicidia sepium*) es una especie exótica, el Abarco (*Cariniana pyriformis*) y Nogal (*Cordia alliodora*) especies nativas que no son de la región, por tanto y bajo esta consideración Ecopetrol S A , interpuso recurso de reposición bajo la comunicación con radicado No 2019112315-1-000 del 1 de agosto de 2019 basado en la solicitud y la pertinencia del uso de las especies antes mencionadas de tal manera que fuese posible su implementación tanto en los arreglos agroforestales como en los sistemas silvopastoriles*

A continuación se plasma las consideraciones que se tuvieron en cuenta para que estas especies hicieran parte de la propuesta técnica realizada por Ecopetrol y presentada a la ANLA mediante el documento de acogimiento al Nuevo Manual de Compensaciones del Medio Biótico

Es importante resaltar que el Matarratón, fue una de las especies presentadas en el primer plan de compensación aprobado por ANLA y CORMACARENA, (página 23 del plan aprobado de compensación forestal por cambio de uso del suelo en el APE CPO9 de octubre de 2013 y del acta de concertación con Cormacarena Anexo 12 y 13), razón por la cual aún no compartimos que ANLA no haya aprobado para su uso esta especie en el plan de compensación del medio aprobado finalmente aprobado por ANLA

También es importante resaltar que la definición presentada en el manual de compensaciones sobre los proyectos de uso sostenible no hace referencia a la utilización de especies nativas, sin embargo en el anexo 3 del manual adoptado con la resolución 256 de 2018, se resalta que dentro de las actividades de uso sostenible se deberán incluir especies nativas propias de los ecosistemas naturales y vegetación secundaria que generaron la afectación. La afectación del proyecto se hizo sobre coberturas de pastos, razón por la cual este requerimiento no es aplicable al tipo de intervención realizada por el proyecto, ()

Las bondades de estas especies y las razones por las cuales se incluyeron en los planes de compensación se incluyen a continuación

Matarratón (*Gliricidia sepium*)

Según Acero Duarte (2005), EIA (2019), Gómez, Molina, Molina, & Murgueitio (1990), iNaturalist (s f), la especie es nativa y su potencial productivo como banco de forrajes o ramoneo animal, hacen de esta una especie importante para el establecimiento de los sistemas, mejoramiento de las relaciones catiónicas del suelo, fijación de nitrógeno atmosférico y aumento los ingresos a los productores, además que por su condición de distribución biogeográfica responde adecuadamente a las variaciones climáticas y condiciones de suelos presentes en la región, dado que la incorporación de árboles pueden modificar las características físicas del suelo como su estructura (por la adición de hojarasca, raíces y tallos incrementando los niveles de materia orgánica), la capacidad de intercambio catiónico y la disponibilidad de nitrógeno, fósforo y potasio (Young 1989) En el siguiente cuadro se presentan las condiciones para el establecimiento de esta especie

Rango Altitudinal de adaptación	0-1600 m s n m
Precipitación	600 – 3000 mm/año
Rango de temperatura	22 – 30 °C
pH suelo	5,0 – 8,0
Fertilidad del suelo	Baja a alta
Adaptación	Suelos ácidos a ligeramente alcalinos Requiere suelos bien drenados

Fuente Proyecto Ganadería Colombiana Sostenible Manual 1 Establecimiento y manejo de sistemas silvopastoriles

De otra parte, esta especie tiene una alta producción de biomasa representada en follaje, entre 2 y 20 toneladas por hectárea por año. Las hojas contienen un alto porcentaje de proteína cruda (18 a 30% y tan sólo 13 a 30% de fibra) y son digeridas fácilmente por el ganado (digestibilidad 48 a 77%), además de un bajo contenido en taninos (http://www.conabio.gob.mx/conocimiento/info_especies/arboles/doctos/29-gum19m.pdf)

Según ECORAE (2001) la cantidad de nutrientes que incorpora *Gliricidia sepium* mediante la biomasa al suelo en cada poda es la siguiente

Especie	Contenido de nutrientes por poda de la especie				
	N	P	K	Ca	Mg
<i>Gliricidia sepium</i>	64	5	37	22	8

Así mismo, se considera como una especie óptima para cultivo apícola, ya que es polinizada por abejorros y atrae gran cantidad de insectos. Igualmente es reconocida porque ayuda a mantener la conectividad del paisaje¹¹ ()

Nogal (*Cordia alliodora*)

En cuanto a la especie Cordia alliodora de conformidad con la Corporación Nacional de Investigación y Fomento Forestal (CONIF), esta especie cumple con las condiciones necesarias para convertirse en una de las más importantes especies maderables para las zonas bajas tropicales de Centro y Sur América

La distribución geográfica del Cordia alliodora es muy amplia, ya que es una especie nativa de América Tropical, que se encuentra en forma indígena desde los 25 grados latitud norte hacia el oeste de la Costa de México, hasta los 25 grados latitud sur en Misiones, Argentina. También se ha reportado en la mayoría de las islas del Caribe (Johnson y Morales, 1972)^[2] ()

De otra parte, existen registros que demuestran que el Nogal aparece desde el nivel de mar hasta una altitud de 1900 m, en las zonas de vida del Bosque Seco al Bosque Húmedo Tropical y en el Bosque Húmedo y muy Húmedo Premontano. En suelos planos (aluviales) como de colina (Venegas, 1978). Sumado a lo anterior, el Cordia alliodora es un árbol muy apropiado para sistemas agroforestales por tener una copa estrecha (produce poca sombra), mantener su buena forma del fuste y rápido crecimiento, cuando es sembrado a un distanciamiento amplio y por producir una excelente madera

De esta forma la región del Piedemonte de los Municipios de Acacias, Guamal y San Luis de Cubarral no es ajena a la presencia de manera natural de esta especie, ya que se puede observar de manera frecuente en diferentes predios de estas localidades, tal como lo reporta Carvajal 2008, en la publicación Catálogo Ilustrado de Especies de Pie de Monte Llanero, especie colectada en el municipio de Guamal

Cariniana pyriformis

*En referencia al Cariniana pyriformis, es una especie que se encuentra en peligro crítico, que crece en regiones permanentemente húmedas o de periodicidad moderada (bosque húmedo tropical), con temperatura superior a 24°C y precipitación de 2 000 a 5 000 mm. Se encuentra entre 50 y 800 m de altitud. Crece asociada con especies como Ceiba Amarilla (*Hura crepitans*), Caucho (*Ficus* sp.) y Guayabo (*Calycophyllum* sp.) (<http://www.tropicaltimber.info/es/specie/abarco-cariniana-pyriformis/>)*

De acuerdo con Cenicafé, las especies de flora que pueden dispersarse entre fragmentos de hábitat, pueden ser más resistentes a la extinción. Incluso, si una pequeña Población se extingue en un área, ésta puede ser rescatada por individuos de otra población. En este sentido, Cenicafé en su publicación de 2014 "Árboles con potencial para ser incorporados a sistemas agroforestales con Café" destaca la incorporación de la especie Cariniana pyriformis en los SAF que tengan como propósito la conservación del suelo y el agua

Teniendo en cuenta todo lo anterior se propusieron y se reiteró la solicitud a la ANLA de poder contar con estas tres especies nativas como parte de las especies de porte forestal medio y alto tanto en los arreglos Agroforestales y Silvopastoriles en cumplimiento de las obligaciones por concepto de compensación del medio biótico

En este sentido y siendo consecuentes con la "Estrategia Nacional para la Conservación de Plantas actualización de los antecedentes normativos y políticos, y revisión de avances" (García et al, 2015), se hace necesario incentivar la propagación y conservación de esta especie, e incorporarla a los sistemas de producción, con el fin de garantizar a largo plazo los bienes y servicios proporcionados al ser humano como alimentación, madera, tintes, medicamentos, fibras, regulación del ciclo hídrico, estabilización de suelos, entre otros

Estudios como el Proyecto “Investigaciones Forestales y Agroforestales en el departamento del Guaviare” adelantado mediante Convenio entre el Ministerio De Agricultura – CONIF (1994), concluye que la especie *Carrniana pyriformis* Miers presenta buenos resultados en la región. A los dos años de edad presentó sobrevivencia del 100% y un IMA-h de 2,7 m en condiciones de plantación a campo abierto. Estos datos comparados con los de los 5 años de edad confirman los excelentes resultados pues su sobrevivencia alcanzó un 98% y un IMA-h de 1,35. Puede ser considerada como especie de madera fina promisoría para la región.

Así mismo, el proyecto de grado para la Maestría en Agroforestería Tropical (2018) “Producción y aporte de nutrientes en la hojarasca de las especies abarco (*Carrniana pyriformis* M), teca (*Tectona grandis* L f) y cacao (*Theobroma cacao* L) En un sistema agroforestal en los municipios de Rionegro, Santander y Muzo, Boyacá”, establece que, el abarco es una especie forestal que realiza un mayor aporte tanto en materia seca como en contenidos nutricionales de la hoja, independientemente de su diseño de siembra en surcos dobles o sencillos como acompañante y proveedor de sombrío para el cultivo de cacao. En la localidad de Muzo se obtuvo un aporte de 7,5 t ha⁻¹ de hojarasca en un asocio abarco-cacao con un diseño de siembra de forestal en surco doble, comparado con la localidad de Rionegro, donde se obtuvo un aporte de 4,2 t ha⁻¹ de hojarasca para el mismo diseño. Esta diferencia puede ser potencialmente influenciada por las condiciones climáticas presentes en la localidad y/o a la adaptabilidad de las especies al medio. Sistemas agroforestales con un estrato arbóreo sugiere el enriquecimiento nutricional del suelo favoreciendo en la provisión servicios ecosistémicos de regulación en el ciclaje de nutrientes con impactos ecológicos y económicos. Un sistema agroforestal en asocio con abarco o teca, con manejo agronómico eficiente, puede reducir la vulnerabilidad del sistema mismo, sobre los impactos ambientales, económicos y sociales.

De otra parte, el Ministerio de Agricultura, en su boletín de noticias, define que, la combinación de un cultivo como abarco (*Carrniana pyriformis*), teca (*Tectona grandis*) o caucho (*Hevea brasiliensis*) como sombrío de cacao especiales, representa una oportunidad para los pequeños y medianos productores del país, permite un retorno económico estable a través de mínimas inversiones de capital y de mano de obra, a la vez que aporta a la recuperación de los suelos degradados (<https://www.agronet.gov.co/Noticias/Paginas/Sistemas-agroforestales-para-mejorar-la-cacaocultura-colombiana---09-de-octubre-de-2017.aspx>)

Otros estudios como “Descomposición de hojarasca asociada a arreglos agroforestales en la Amazonia Colombiana” publicado en el Artículo de Investigación del boletín Momentos De Ciencia de la Universidad de la Amazonia, concluye que, los arreglos agroforestales de Huito (*Genipa americana* L) y Abarco (*Carrniana pyriformis* Miers), presentaron una drástica reducción en las tasas de descomposición (*k*) al pasar de 1,62 y 1,21 en bolsas de abertura de 20 mm a tasas de descomposición de 0,44 y 0,73 respectivamente en las bolsas de descomposición con orificios de 2 mm, lo que se ve reflejado en el alto porcentaje de la variable efecto de fauna (49,89 y 36,61) y ocurriendo lo contrario con el arreglo de frutales que no presentó cambios en la tasa de descomposición aun cuando se excluyó la macrofauna con las bolsas de abertura de 2 mm, una situación similar se presentó en el arreglo agroforestal de caucho, cuyos cambios en la tasa de descomposición (*K*) fue relativamente bajo pasando de 0,49 en bolsas de 20 mm a 0,43 cuando se excluía la fauna (bolsas de 2 mm). Por lo anterior el aporte de la especie Abarco (*Carrniana pyriformis* Miers), se ve reflejado en el alto valor del ciclaje de nutrientes y la consolidación de las condiciones del suelo para el desarrollo de la pedofauna.

Es entonces concluyente que, la especie *Carrniana pyriformis* Miers, ofrece importantes servicios ecosistémicos, a la fauna silvestre y es una oportunidad para reforzar la economía de los pequeños productores de la región donde se implementen los modelos productivos de uso sostenible (sistemas agroforestales), en las áreas propuestas en el núcleo piedemonte occidente, ya que esta especie hace parte de la flora que se reporta en estos Biomás.

No obstante lo anterior, la ANLA emitió respuesta al recurso de reposición mediante la Resolución No 1732 del 02 de septiembre de 2019, en la cual resuelve en el artículo tercero

“ARTÍCULO TERCERO Reponer en el sentido de modificar lo establecido en el numeral 5 literal d) del Artículo tercero de la Resolución 01381 del 16 de julio de 2019, el cual quedará así

*“5 Con relación a los dos tipos de arreglos (Agroforestal tipo I Cacao – Forestales y agroforestal tipo II Cacao – Plátano – Forestales), se aclara que no podrán ser empleadas las especies Matarratón (*Gliricidia sepium*) y Abarco (*Cariniana pyriformis*), en donde bajo ningún argumento podrán ser implementadas especies foraneas y/o introducidas que no sean propias de la zona En cuanto a que la especie *Gliricidia sepium* es una especie introducida y la especie *Cariniana pyriformis*, aunque es una especie propia de la biogeografía colombiana, no hace parte de la flora de la región ” “*

NORMATIVA APLICABLE

Es importante aclarar que la Ley 1955 de 2019 (Ley del Plan Nacional de Desarrollo) fue emitida por parte del Congreso de la República en mayo 25 de 2019 y el acogimiento al Nuevo manual de Compensación del Medio Biótico establecido por la Resolución 0256 del 22 de febrero de 2018, ECOPETROL S A , lo radicó el 31 de diciembre de 2018, por lo tanto la Ley de 1955 no es aplicable a este caso en particular De otra parte el Artículo 322 de la ley 1955 es aplicable solo para programas de reforestación propuestos por el Gobierno Nacional, que no es el caso de los planes de compensación, que son propuestos e implementados por las empresas que tienen licencias ambientales

En la observación se menciona que “se deberá dar cumplimiento a los criterios definidos en el manual de compensaciones por pérdida de biodiversidad (Ver MADS, 2012)” Al respecto es importante resaltar que este manual fue derogado expresamente mediante al artículo 12 de la resolución 256 del 22 de febrero de 2018, ver imagen, razon por la cual esta norma no es aplicable a este caso

PRESUNTA PÉRDIDA O ALTERACIONES DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA NATURAL

Por otra parte, es importante hacer énfasis en que en el Plan Nacional de Restauración se definen tres (3) enfoques de implementación de la restauración i) la restauración ecológica, ii) la rehabilitación y la iii) recuperación Adicionalmente, el mencionado plan incluye los sistemas silvopastoriles y agroforestales entre las herramientas de manejo del paisaje que pueden ser implementadas para los procesos de restauración de ecosistemas degradados, sin embargo, no se hace ninguna mención sobre el uso exclusivo de especies nativas en estos sistemas Teniendo en cuenta que objetivo del enfoque de recuperación está orientado a la recuperación de algunos servicios ecosistémicos de interés, y que los sistemas resultantes no son autosostenibles y no se parecen al sistema predisturbio, los sistemas de uso sostenible pueden ser implementados para iniciar un proceso de recuperación, independientemente de las especies que se utilicen

Teniendo en cuenta que el manual de compensaciones del componente biótico establece que la escogencia del enfoque a implementar depende del tipo de intervención, del nivel de degradación del área y del objetivo de restauración, para el caso del plan de compensación radicado No 2018186910-1-000 del 31 de diciembre de 2018, se presentaron estos sistemas de uso sostenible no solo como acciones complementarias a la compensación, sino también como parte de los enfoques de la acción de restauración para la recuperación del paisaje

Lo anterior, teniendo en cuenta que en el marco del Plan Nacional de Restauración, la restauración en cualquiera de sus tres enfoques puede generar ingresos y cadenas de valor para quienes la

practican, lo que permitirían lograr que la restauración sea una actividad económicamente rentable que compense el costo de oportunidad de la menor disponibilidad de tierras de uso agropecuario, dada la generación de ingresos a corto plazo y recuperación de cobertura arbórea mediante el establecimiento de sistemas de uso sostenible, lo cual no es posible lograr mediante acciones de reforestación tradicional

Con base en lo anteriormente expuesto Ecopetrol el proyecto finalmente aprobado por ANLA, no permite el uso de las tres (3) especies, a pesar de que todas son nativas e Colombia, demuestran amplios beneficios y que una de ellas fue aprobada en el primer plan de compensación tanto por ANLA como por CORMACARENA Ecopetrol tomo todo lo descrito como base para la elaboración del plan de compensación del medio biótico Dado que el uso de las especies no fue autorizadas a pesar de intervenir solo ecosistemas transformados (pastos), Ecopetrol no usará las especie, por tanto no se generarán alteraciones en el funcionamiento del sistema natural y por tanto de los hábitats propios de la zona Por todo lo anterior, se solicita muy respetuosamente al ente de control sea retirada esta observación del informe final de auditoria

Análisis a la Respuesta de la Entidad

Si bien el Plan de Compensación presentado fue formulado para la zona de Pie de Monte occidente, es claro que algunas de las especies propuestas son catalogadas como exóticas o no son de la región De otra parte, que la Corporación haya aprobado una sola de estas especies en un principio no puede considerarse como de orden superior a la normatividad lo que no la hace como una opción válida

De igual forma, aunque las áreas afectadas eran suelos degradados, pastizales o zonas mineras ello no impide que en términos de compensación sean elegidas especies nativas con el fin de garantizar los mejores beneficios en términos ecológicos del área y de adaptabilidad Es claro que las especies nativas tienen igualmente bondades de fijación de nutrientes o de resistividad a condiciones climáticas

Tomando en cuenta que no existe aplicabilidad del artículo 322 de la ley 1955 de 2019, por ser promulgado con posterioridad a los hechos se retirará dentro de los criterios definidos Frente a la aplicabilidad al manual de compensaciones de 2012, debe hacerse claridad que este fue incluido tomando en cuenta el Plan de Compensaciones radicado en 2013

Dentro de los hechos cuestionados frente a los sistemas de uso sostenible de recuperación o conservación se trataron en otro hallazgo

Finalmente, Ecopetrol acepta lo citado y lo establecido por la autoridad

Se configura el hallazgo con ajustes

Hallazgo No 27 (A) Priorización de la Restauración y Conservación

Alcance Administrativo con traslado a la autoridad ambiental

La Resolución 256 de 2018 que adopta el Manual de Compensaciones por pérdida de Biodiversidad, el cual establece *“La compensación se realiza en un área o áreas ecológicamente equivalentes a las áreas impactadas mediante acciones de preservación, restauración en cualquiera de sus enfoques y uso sostenible En todo caso el uso sostenible se considerará como acción complementaria y debe incorporar atributos medibles en tamaño, composición y riqueza de especies, contexto paisajístico y funcionalidad ecológica al área impactada”* Además, indica en su Anexo 3 *“Actividades Silvopastoriles () corresponden a sistemas que buscan el desarrollo de árboles (normalmente leguminosas) y pastos preferiblemente fijadores de nitrógeno, que se establecen principalmente en zonas de laderas con pendientes fuertes y diversos grados de alteración del suelo, ocasionados por las actividades agropecuarias para el consumo humano”* (Subrayado y cursiva fuera de texto)

De igual forma la Resolución No 01381 del 16 de julio de 2019 de la ANLA establece *“Requerimientos sobre la implementación de Proyectos de Uso Sostenible () Se reitera que, de acuerdo con lo establecido en el Manual de Compensaciones del Componente Biótico, esta acción será incluida como actividad complementaria, en donde de acuerdo con la evaluación realizada en la parte considerativa del presente concepto técnico, se podrá implementar en una proporción inferior al 50% del área total a compensar, el mayor porcentaje se debe ejecutar a través de las actividades de restauración y preservación”*

La Contraloría al revisar el último Plan de Compensaciones formulado por Ecopetrol S A, evidencia que el área a intervenir no incluye el cuánto, en términos de proporciones de áreas protectoras, áreas de restauración y áreas del proyecto productivo que permitan determinar la proporción de las mismas, y así evidenciar que el modelo agroforestal sea una actividad complementaria y no la actividad principal

Así mismo Ecopetrol indica en el radicado 2-2019-033-1991, que *“() la proporción propuesta no corresponde a un 50%, para cada tipo de acción, sino en su mayoría frente a sistemas de uso sostenible”* lo que indica que la principal área a compensar es sobre sistemas de uso sostenible, lo que representa un incumplimiento a lo establecido en el Manual de Compensaciones y a la Resolución de modificación de la Licencia Ambiental

Lo anterior debido a una debilidad en términos de formulación de la compensación de parte de Ecopetrol, **lo que después de aplicado el procedimiento implica un riesgo de costos en** pérdida de oportunidad (costo de oportunidad) de un

mantenimiento efectivo y real de la biodiversidad y el costo (externalidad) asociado a la demanda del recurso hídrico, alteraciones en la retención hídrica y drenaje natural del suelo, contaminación por residuos de insumos al aplicar modelos agroforestales y silvopastoriles como principal actividad

Respuesta de la Entidad

RESPECTO AL CUANTO COMPENSAR

Es importante resaltar que el artículo 2 de la Resolución 1428 de 2018 establece la posibilidad de acogerse al DONDE y COMO implementar las medidas de compensación y que el ajuste en las medidas de compensación no implica modificaciones en la extensión del área a compensar, es decir en el ¿Cuánto compensar?, ()

Sin embargo, para brindar la información del área estimada a compensar para el plan agrupado, como parte del plan de compensación radicado el 31 de diciembre de 2018 se incluyó la información correspondiente al cuanto compensar, presentando en la tabla 22, página 68 del plan finalmente aprobado, el área a Compensar para el Bloque CPO9 y Oleoducto 30" Castilla-Apiay

Lo anterior teniendo en cuenta que en el numeral 5 4 1 del manual se establece el contenido del plan de compensación, que incluye entre otros aspectos, la propuesta de las acciones de compensación y los resultados esperados que incluirá el cronograma de implementación, definición de las acciones modos, mecanismos y forma de implementación Sin embargo, en el mencionado numeral no se solicita que se deba incluir la cantidad de hectáreas a establecer para cada acción propuesta como parte de la información requerida para la presentación del plan de compensación, razón por la cual no fue incluida en el documento

De otra parte, en lo relacionado con ¿Cuánto Compensar?, tal como lo establece el manual de compensaciones del componente biótico "la definición de cuánto compensar está dada por el tamaño del área a compensar", para lo cual, se identificó la extensión del área impactada (Ver Anexo Shape áreas intervenidas APE CPO9), para de esta manera conocer la cantidad de área a compensar (descrita en la Tabla 8 del documento entregado a la ANLA mediante radicado 2018186910-1-000 de 31 de diciembre de 2018) Es importante tener en la cuenta, que el documento radicado ante la ANLA se presenta para el Nucleo Piedemonte Occidente, donde se incluyen los proyectos Bloque Cubarral, Bloque CPO9 y Oleoducto 30" Castilla-Apiay ()

Es importante aclarar que esta área a compensar puede variar, en la medida que incrementa el número de hectáreas intervenidas por el proyecto, y que en ningún caso el área a compensar superará el área máxima de intervención aprobada para el proyecto

Del mismo modo, en el documento radicado ante la ANLA y tal como se observa en la Tabla 8, se realizó el cruce entre bioma y unidad biótica del Mapa Nacional de Ecosistemas (Ideam 2017), y se estableció en el ¿Dónde compensar? que las áreas propuestas de forma preliminar correspondan a áreas ecológicamente equivalentes y que las acciones a implementar se encuentren en línea con el ¿Qué compensar?, cumpliendo con lo estipulado en el manual de compensaciones del componente biótico acerca de la definición del cálculo de área a compensar

FRENTE AL PRESUNTO INCUMPLIMIENTO A LO ESTABLECIDO EN EL MANUAL DE COMPENSACIONES

Es importante tener en cuenta la definición del qué compensar contenida en dicho documento, el cual se define como "El que compensar se refiere al área que se verá impactada o afectada por el desarrollo del proyecto, obra o actividad, teniendo en cuenta los atributos ecosistémicos identificados en la línea base del estudio de impacto ambiental, de esta manera tal como lo enunciamos al inicio se trataba de las tres coberturas (Pastos enmalezados, Tierras desnudas y degradadas y zonas de extracción minera)

Habiendo hecho claridad en el Qué compensar, la definición del cómo compensar en la propuesta se basa en el desarrollo de acciones de conservación y sistemas de uso sostenible a través de acuerdos de conservación, los cuales de acuerdo al manual corresponden a

8.2. Modos de compensación

A continuación, se listan algunos de los modos de compensación que se pueden aplicar

- a) **Acuerdos de conservación:** contrato civil que incluye incentivos a la conservación y limitaciones de uso de los ecosistemas, así como sanciones y otros aspectos del derecho privado entre el obligado a compensar y el particular

Imagen No 6 Plan de acogimiento al manual de compensaciones del medio biótico

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede evidenciar que en la propuesta de compensación presentada ante la ANLA sí se priorizó la conservación, ya que la base de esta propuesta está en la conservación y el incentivo para que los propietarios accedan a participar son los sistemas de uso sostenible de tipo agroforestales y silvopastoriles, los cuales se establecerán en áreas con un alto nivel de transformación o con coberturas de gramíneas introducidas que al pasar a ser zonas bajo estos modelos aportan a la conectividad a través de la continuidad de una cobertura forestal en estratos altos, medios y bajos, haciendo de esta acción una excelente opción para la restauración con enfoque de recuperación de estas áreas, razón por la cual al proponer el establecimiento de sistemas agroforestales como acción de compensación frente a estos impactos se generan los beneficios expuestos previamente y, adicionalmente, se genera una ganancia en biodiversidad frente al ecosistema de referencia, que corresponde a coberturas de pastos y áreas transformadas y degradadas

Por otra parte, frente al presunto incumplimiento a la Resolución 1381 del 16 de julio de 2019, la cual modificó la licencia y mediante la cual la ANLA aprobó la solicitud de acogimiento al régimen de transición establecido en el numeral 2 del artículo 10 de la Resolución 0256 del 22 de febrero de 2018, modificada por la Resolución 1428 del 31 de julio de 2018, lo referente al DÓNDE y CÓMO para el proyecto se debe tener en cuenta

- *En el manual de compensaciones y su anexo no se define el concepto de "actividad complementaria" ni determina una proporción en términos de porcentaje a seguir por parte de los usuarios proponer acciones de uso sostenible, por tanto la proporción propuesta por Ecopetrol S.A se encuentra bajo los lineamientos establecidos en el manual de compensaciones para el qué, cuánto, donde y cómo compensar, lo que demuestra que no hubo una falta de planeación por parte de la empresa en el momento de formular y presentar el plan de compensación para el proyecto*
- *La mayor parte de las actividades que realiza la empresa se encuentran sobre ecosistemas transformados y que se busca realizar la menor intervención posible sobre ecosistemas naturales, la acción de preservación o restauración propuesta se ejecutará para la compensación de las afectaciones a realizar sobre los ecosistemas naturales o seminaturales, en línea con el Qué compensar, razón por la cual la proporción propuesta no*

corresponde a un 50% para cada tipo de acción, si no en su mayoría frente a sistemas de uso sostenible, puesto que es sobre las áreas transformadas donde se realizan principalmente las actividades y por ende es sobre estas coberturas que se generan la mayor parte de los impactos. Caso que se presentó tanto en los proyectos Lorto como Lorto reubicado, ya que estos se desarrollaron sobre ecosistemas transformados

- *Mediante la Resolución No 1381 del 16 de julio de 2019 la ANLA se pronunció sobre dicho plan, aprobando el acogimiento al Manual de Compensaciones del medio biótico, estableciendo en el numeral 4 del literal d del artículo tercero, lo siguiente "Se reitera que, de acuerdo con lo establecido en el Manual de Compensaciones del Componente Biótico, esta acción será incluida como actividad complementaria, en donde de acuerdo con la evaluación realizada en la parte considerativa del presente concepto técnico, se podrá implementar en una proporción inferior al 50% del área total a compensar, el mayor porcentaje se debe ejecutar a través de las actividades de restauración y preservación"*
- *Mediante radicado número 2019112315-1-000 del 01-08-2019 Ecopetrol S A interpuso recurso de reposición contra esta resolución exponiendo que no hay claridad en el fundamento técnico o jurídico expuesto en la parte considerativa del concepto técnico de la resolución, para establecer que la proporción de los sistemas productivos sostenibles debe ser menor al 50% para considerarse como actividad complementaria, puesto que esto no está definido ni determinado en el manual de compensaciones del componente biótico*
- *Por lo anterior se expusieron los argumentos técnicos frente a la proporción entre conservación y sistemas de uso sostenible, solicitando revocar el numeral 4 del Literal d del Artículo Tercero de la resolución objeto de recurso de reposición, y en su lugar se apruebe la implementación del Proyecto de Uso Sostenible Sistema Agroforestal, señalando de manera clara las consideraciones y requerimientos, aprobando la proporción propuesta en el plan de compensación entre los arreglos agroforestales y las áreas de preservación o restauración, en el sentido que la acción de compensación a implementar fue definida de acuerdo al ecosistema sobre el cual se generarán los impactos y su grado de naturalidad, en cumplimiento con lo establecido por el manual de compensaciones del componente biótico*
- *La ANLA resolvió el recurso de reposición mediante la Resolución 1732 de 2019 del 2 de septiembre de 2019, notificada el 9 de septiembre de 2019, en la cual resuelve en el artículo tercero no reponer y en consecuencia confirmar lo establecido en el numeral 4 literal d) del Artículo tercero de la Resolución 01381 del 16 de julio de 2019, conforme a lo expuesto en la parte motiva del acto administrativo*

Por esta razón, y teniendo en cuenta que la proporción propuesta entre las acciones de compensación no fue aprobada por la autoridad ambiental, la compensación se realizará guardando correspondencia con la proporción definida por la ANLA en el numeral 4 literal d) del Artículo tercero de la Resolución 01381 del 16 de julio de 2019

Teniendo en cuenta lo anterior, a la fecha el plan se encuentra aprobado y Ecopetrol S A se encuentra ejecutando el cronograma de conformidad con lo aprobado para el proyecto, por tanto no se ha incumplido lo establecido en la Resolución 1381 de 2019, la cual modificó la licencia y mediante la cual la ANLA aprobó la solicitud de acogimiento al régimen de transición del manual de compensaciones

Por lo tanto, una vez se realice la implementación de los acuerdos de conservación que incluyen como incentivo en especie los modelos agroforestales o silvopastoriles se realizarán los mantenimientos programados con este tipo de insumo, por lo que no se presentará pérdida de oportunidad ni externalidades asociadas a la demanda del recurso hídrico, alteraciones en la retención hídrica y el drenaje natural del suelo, contaminación por residuos de insumos ya que la aplicación de estos productos se hace de manera manual y su origen es de tipo orgánico, por el

contrario su aporte esta dado a integrarse y hacer más eficiente el ciclaje de nutrientes que aporta el sistema mismo

Es entonces concluyente que, la propuesta de compensación para el medio biótico presentada por Ecopetrol S A , se ciñe a lo dispuesto en el manual de compensaciones del componente biótico adoptado por la Resolución 256 de 2018, en lo relacionado con los criterios ¿Que Compensar? y ¿Cuánto Compensar?, puesto que, tiene en cuenta los atributos ecosistémicos identificados en el area impactada con el objetivo de establecer el ecosistema equivalente y a lo finalmente aprobado por ANLA en todos sus aspectos

Por lo expuesto anteriormente, Ecopetrol considera que el proyecto finalmente aprobado por ANLA genera beneficios superiores a esperados inicialmente de la reforestación, y que debido a que el plan se orienta al establecimiento de acuerdos de conservación para el desarrollo de las acciones de conservación y uso sostenible definidas para la compensación, es decir, que el principal objetivo es la conservación, no se presenta pérdida de oportunidad ni externalidades asociadas, dado que la elaboracion del plan tomo como base lo establecido en el nuevo manual de compensación del medio biotico y la implementacion del mismo se sujetará estrictamente a lo aprobado por ANLA Por todo lo anterior solicitamos respetuosamente al ente de control sea retirada esta observación del informe final de auditoria

Análisis a la respuesta de la entidad

La Resolución establece que la entidad puede acogerse al cómo y el dónde compensar, pero lo anterior no excluye lo establecido en el Manual de Compensaciones en términos de priorizar las actividades de restauración y conservación sobre los proyectos de uso sostenible

De otra parte, el estado inicial del área afectada por las plataformas si bien se encontraba transformada, ello no exonera de priorizar la conservación establecida por el Manual Aunque *actividad complementaria* no esté definida, es claro que al ser complementaria indefectiblemente no es la actividad principal Es pertinente agregar que, si bien los proyectos de uso sostenible incluyen un acuerdo de conservación no debe entenderse que este acuerdo sea el que supla las actividades de conservación establecidas por el manual

Se expone que para la ejecución de las actividades de compensación no serán usados insumos como fertilizantes o plaguicidas, pero en la Resolución de aprobación, artículo cuarto no existe el numeral 1 que se menciona en la respuesta, en cambio sí figuran insumos como Triple 15, Agriminis, cal dolomita, hidretenedor, Lorsban, Benlate, Oxidloruro de cobre¹, entre otros

Finalmente, la entidad acepta que debe dar aplicación de lo establecido por la autoridad

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

OBJETIVO ESPECIFICO 3
Evaluar el sistema de control interno y la gestión de riesgos con que cuenta el sujeto de control, para garantizar el adecuado uso y control de los recursos

Como resultado de la evaluación al diseño y efectividad de controles implementados en Ecopetrol S A , la calificación obtenida fue de 1,167 puntos, que corresponde al concepto de "**Adecuado**"

Resultados de la evaluación - Guía de auditoría de cumplimiento						
ATENCIÓN Este archivo debe ser utilizado en versiones Excel 2007 o superiores						
I Evaluación del control interno institucional por componentes			Ítems evaluados	Puntaje		
A Ambiente de control			8	1		
B Evaluación del riesgo			3	1		
C Sistemas de información y comunicación			7	1		
D Procedimientos y actividades de control			6	1		
E Supervisión y monitoreo			4	1		
Puntaje total por componentes			1			
Ponderación			10%			
Calificación total del control interno institucional por componentes			0,100			
			Adecuado			
Riesgo combinado promedio			BAJO			
Riesgo de fraude promedio			BAJO			
II Evaluación del diseño y efectividad de controles		Ítems evaluados	Puntos	Calificación	Ponderación	Calificación Ponderada
A Evaluación del diseño		63 000	63 000	1000	20%	0,200
B Evaluación de la efectividad		63 000	87 000	1381	70%	0,967
Calificación total del diseño y efectividad		1,167				
		Adecuado				
Calificación final del control interno		1,267				
		Eficiente				

Valores de referencia	
Rango	Calificación
De 1 a <1,5	Eficiente
De >1,5 a <2	Con deficiencias
De >2 a 3	Ineficiente

En consecuencia, de acuerdo con la metodología vigente para la evaluación del Control Interno, el puntaje final obtenido es de 1,267 puntos, valor que permite a la Contraloría General de la República conceptuar como "**Eficiente**" el Control Interno

3 4 RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 4

OBJETIVO ESPECIFICO 4
Evaluar el cumplimiento del plan de mejoramiento presentado a la CGR en el SIRECI de acuerdo con la materia seleccionada

La CGR realizó el seguimiento al Plan de Mejoramiento implementado por la Entidad con corte a 30 de junio de 2019, en la cual también presentó el avance de las acciones de mejora de auditorías de vigencias anteriores

En el siguiente cuadro se muestra la totalidad de hallazgos, acciones de mejora y acciones cumplidas para el Nivel Central, incluidos plan de mejoramiento de Nare y Rubiales Para determinar el cumplimiento de las actividades, la CGR verificó la información reportada en el aplicativo SIRECI y los soportes remitidos por la Entidad donde constata el cumplimiento de las actividades de la siguiente forma

3 4 1 NIVEL CENTRAL

Tabla No 07

Avance Plan de Mejoramiento ECOPETROL – NIVEL CENTRAL				
FECHA SUSCRIPCION	TOTAL HALLAZGOS	TOTAL ACCIONES DE MEJORA	TOTAL ACCIONES CUMPLIDAS	ACCIONES NO CUMPLIDAS
2013	2	2	2	0
2014	21	29	26	3
2015	68	151	122	29
2016	30	70	66	4
2018	6	9	7	2
TOTAL	127	261	223	38

Fuente Equipo Auditor

La Entidad planteó 261 actividades para los 127 hallazgos identificados, a lo cual la CGR evidenció que la Entidad en el nivel central cumplió con 223 que equivalen al 85 4% de cumplimiento del plan de mejoramiento, 38 actividades deben ser replanteadas por la entidad a la fecha

3 4 2 GERENCIA DEPARTAMENTAL META

Tabla No 08
Avance Plan de Mejoramiento ECOPETROL -VRO

FECHA SUSCRIPCION	TOTAL HALLAZGOS	TOTAL ACCIONES DE MEJORA	TOTAL ACCIONES CUMPLIDAS	ACCIONES NO CUMPLIDAS
2013	9	13	13	0
2014	4	7	7	0
2015	6	12	12	0
2016	4	18	18	0
TOTAL	23	50	50	0

Fuente Equipo Auditor

La Entidad planteó 50 actividades para los 23 hallazgos identificados, a lo cual la CGR evidenció que la Entidad cumplió con 50 que equivalen al 100% de cumplimiento del plan de mejoramiento para esta gerencia

3 4 3 GERENCIA DEPARTAMENTAL SANTANDER

Tabla No 09
Avance Plan de Mejoramiento ECOPETROL -VRC

FECHA SUSCRIPCION	TOTAL HALLAZGOS	TOTAL ACCIONES DE MEJORA	TOTAL ACTIVIDADES CUMPLIDAS	ACTIVIDADES NO CUMPLIDAS
2012	3	4	4	0
2015	4	6	6	0
2016	18	50	50	0
2018	4	6	6	0
TOTAL	29	66	66	0

Fuente Equipo Auditor

La Entidad planteó 66 actividades para los 29 hallazgos identificados, a lo cual la CGR evidenció que la Entidad cumplió con 66 que equivalen al 100% de cumplimiento del plan de mejoramiento para esta gerencia

3 4 4 GERENCIA DEPARTAMENTAL HUILA

Tabla No 10
Avance Plan de Mejoramiento ECOPETROL -VRS

FECHA SUSCRIPCION	TOTAL HALLAZGOS	TOTAL ACCIONES DE MEJORA	TOTAL ACCIONES CUMPLIDAS	ACCIONES NO CUMPLIDAS
2011	1	1	0	1
2015	9	34	34	0
2016	17	52	52	0
TOTAL	27	87	86	1

La Entidad planteó 87 actividades para los 27 hallazgos identificados, a lo cual la CGR evidenció que la Entidad cumplió con 86 que equivalen al 100% de cumplimiento del plan de mejoramiento para esta gerencia

El hallazgo H12 de la vigencia 2011, se encuentra en ejecución ya que vence el 15 de diciembre de 2019, por cuanto el plazo fue extendido con oficio No 2-2017-041-1571 del 1 de noviembre de 2017, de acuerdo a la información que suministro Ecopetrol

El Contralor Delegado para el Sector Minas y Energía emitió respuesta con Oficio No 2017EE0142443 del 20 de noviembre de 2017

3 4 5 CONSOLIDADO

TABLA No 011
REVISION PLAN DE MEJORAMIENTO VIGENTE CONSOLIDADO
VIGENTE A 30 DE JUNIO DE 2019

DEPENDENCIA	TOTAL HALLAZGOS	TOTAL ACCIONES DE MEJORA	TOTAL ACCIONES CUMPLIDAS	ACCIONES NO CUMPLIDAS
NIVEL CENTRAL	127	261	223	38
META	23	51	51	0
SANTANDER	29	66	66	0
HUILA	27	87	86	1
TOTAL	206	465	426	39

La Entidad planteó 465 actividades para los 206 hallazgos identificados, a lo cual la CGR evidenció que la Entidad cumplió con 426 que equivalen al 91 61% de cumplimiento del plan de mejoramiento

Producto del seguimiento al plan de mejoramiento se estructura un hallazgo administrativo por cuanto se presenta la misma situación desde la vigencia 2011, y la entidad no ha realizado las acciones de mejora que conduzcan a subsanar de manera definitiva la causa del hallazgo

3.5. BENEFICIOS DE AUDITORÍA

En respuesta a los hallazgos de auditoría a vigencias anteriores, la Entidad implemento acciones de mejora, evidenciándose la recuperación de recursos en dos convenios de colaboración por un total de \$3 511 748 927, generándose un beneficio de auditoría, así

- 1 **Convenio de Colaboración DHS N°5211512 de 2012**, cuyo objeto fue *"Fortalecimiento de las capacidades productivas de las asociaciones y sectores productivos identificados como altamente competitivos en el marco de los procesos y planes de desarrollo desde una perspectiva de sostenibilidad y corresponsabilidad institucional"* Ante el Hallazgo Fiscal N° 82 de 2015, al no ejecutarse la totalidad de los recursos pagados para el contratista y no devolverse el remanente de \$3 043,994 518, Ecopetrol realizó la reclamación y la Compañía Aseguradora con cargo a la Póliza de seguro de cumplimiento N° 905-47000000913, con oficio N° ISP-05264RSP-06955 del 9 de noviembre de 2016, reconoció el siniestro y procedió al pago de la suma de \$2 755 272 804
- 2 **Hallazgo Fiscal N° 83 de 2015. Convenio de Colaboración DHS N°5211784 de 2013** con el objeto de *"Fortalecimiento de las capacidades productivas de las asociaciones y sectores productivos identificados como altamente competitivos en el marco de los procesos y planes de desarrollo desde una perspectiva de sostenibilidad y corresponsabilidad institucional"* Producto de las reclamaciones formuladas por Ecopetrol a la Compañía Aseguradora, respecto de la Ocurrencia del Siniestro y pago de indemnización de perjuicios causados con ocasión del Convenio No 5211784 celebrado con la Corporación Red País Rural, amparado mediante Garantía No 310-47-994000002807, la Asegurada Solidaria con oficio ISP-02499-RSP6956 del 7 de julio de 2017, reconoció y pagó a favor de la Empresa la suma de \$ 756 476 123

Como consecuencia de lo observado por la CGR (Hallazgo Fiscal N° 82 y 83 de 2015), Ecopetrol presentó demandas de controversias contractuales ante el Tribunal Administrativo de Villavicencio, expedientes 5001333008201700353 y 50001233300020170036600, respectivamente. Igualmente, los hallazgos fueron trasladados en su oportunidad a la Oficina de Investigaciones, Juicios Fiscales y Jurisdicción Coactiva de la CGR