



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

INFORME AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO

**FUNCION DE FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS (CRUDO)
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH**

VIGENCIAS 2016, 2017 Y 2018

**CGR-CDSME No. 09
Diciembre de 2019**

INFORME AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO
FUNCIÓN DE FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS (CRUDO) - ANH

Contralor General de la República	Carlos Felipe Córdoba Larrarte
Contralor Delegado	Ricardo Rodríguez Yee
Director de Vigilancia Fiscal	Fulton Ronny Vargas Caicedo
Supervisor encargado	Edgar Vicente Gutiérrez Romero
Líder de auditoría	Diana Yulissa Gallego Calderón
Auditores	Jorge Álvaro Cala Flórez Leandro Silver Rojas Medina Leonardo Briceño Moreno Carlos Eduardo Barbosa Ariza Diego Alejandro Castro García

TABLA DE CONTENIDO

1. CARTA DE CONCLUSIONES	5
1.1. OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA	6
1.1.1. Objetivo General	6
1.1.2. Objetivos Específicos	6
1.2. CRITERIOS IDENTIFICADOS.....	7
1.3. ALCANCE DE LA AUDITORÍA.....	13
1.4. EVALUACION DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO.....	14
1.5. CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO DE LA EVALUACIÓN REALIZADA.....	15
1.6. RELACIÓN DE HALLAZGOS	15
1.7. PLAN DE MEJORAMIENTO	15
2. RESULTADOS DE LA AUDITORÍA	16
2.1 RESULTADOS GENERALES SOBRE EL ASUNTO O MATERIA AUDITADA.....	16
2.1.1 Seguimiento a resultados de auditorías anteriores	18
2.2 RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL DBJETIVO ESPECÍFICO No. 1	19
Hallazgo No. 01: Proceso de selección contrato 479 de 2017.....	20
Hallazgo No. 02: Subcontratación del objeto del contrato 479 de 2017	24
Hallazgo No. 03: Efectividad en las acciones del contrato 479 de 2017	27
Hallazgo No. 04: Modificación de la forma de pago del contrato 479 de 2017.....	32
Hallazgo No. 05: Contrato No. 249 de 2016 – Piloto integración tecnológica y la metodología de IoT y M2M.	36
Hallazgo No. 06: Planeación y ejecución presupuestal recursos SGR - fiscalización.....	39
Hallazgo No. 07: Presupuesto 2016-2017	41
Hallazgo No. 08: Ejecución Presupuestal y Resoluciones de Liquidación de Regalías Vs SIRECI	42
Hallazgo No. 09: Vigencia de Pólizas Contrato 341 De 2017.....	47
Hallazgo No. 10: Visitas De Fiscalización.....	50
Hallazgo No. 11: Acuerdo marco de precios CCE-283-1-AMP-2015 para la adquisición de tiquetes aéreos - órdenes de compra números 6290 de 2016, 14926 de 2017 y 25113 de 2018 – Supervisión.	53

2.3	RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 2	58
	Hallazgo No. 12: Resoluciones de inicio de explotación para PMO	60
	Hallazgo No. 14: Bitácora de actividades diarias de medición	62
	Hallazgo No. 14: Aseguramiento metroológico y proceso de Medición en los campos	64
	Hallazgo No. 15: Medición de Volúmenes Campo Colorado	67
	Hallazgo No. 16: Transporte Interno Campo Colorado	70
	Hallazgo No. 17: Requerimientos necesarios para la producción en Facilidades	72
	Hallazgo No. 18: Utilización de facilidades compartidas para el tratamiento de hidrocarburos	77
	Hallazgo No. 19: Supervisión del recaudo de regalías en especie	81
	Hallazgo No. 20: Gestión fiscalizadora de la ANH en pozos inactivos.	84
2.4	RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 3	84
	Hallazgo No. 21: Implementación módulos GOC – GOP, Fiscalización	85
	Hallazgo No. 22: Configuración red AVM vs. Situación real en facilidades campos	87
	Hallazgo No. 23: Gestión de la información de producción de crudo a través de los sistemas de información de la ANH.	92
2.5	RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 4	97
	ANEXO 1	99

1. CARTA DE CONCLUSIONES

86111-

Doctor

LUIS MIGUEL MORELLI NAVIA

Presidente

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH

Avenida Calle 26 No. 59 62 Piso 2

Ciudad

Respetado Doctor Morelli:

Con fundamento en las facultades otorgadas por el Artículo 267 de la Constitución Política y de conformidad con lo estipulado en la Resolución Orgánica 0022 del 31 de agosto de 2018, la Contraloría General de la República realizó auditoría de cumplimiento con el fin de evaluar el Cumplimiento de la función de Fiscalización de las Actividades de Producción de Hidrocarburos (Crudo) a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH.

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

Es obligación de la CGR expresar con independencia una conclusión sobre el cumplimiento de las disposiciones aplicables en la función de Fiscalización de las Actividades de Producción de Hidrocarburos (Crudo) a cargo de la Agencia Nacional De Hidrocarburos – ANH, 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 0022 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, documentos y visitas de campo que soportan el proceso auditado y el cumplimiento de las disposiciones legales y que fueron remitidos por las entidades consultadas, que fueron principalmente la Ley 1530 de 2012, las resoluciones 181495 de 2009, 91537 de 2014, 4 0048 de 2015, 41250 de 2016, 41251 de 2016 y los Convenios Interadministrativos 001 de 2015 y 146 de 2017, entre otros.

Los análisis y conclusiones se encuentran debidamente documentados en papeles de trabajo, los cuales reposan en el Sistema de Integrado para el Control de Auditorías establecido para tal efecto y los archivos de la Dirección de Vigilancia Fiscal Sector Minas y Energía.

La auditoría se adelantó en las dependencias de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el período auditado comprendió las vigencias 2016, 2017 y 2018.

El contenido de los hallazgos se dio a conocer oportunamente a la entidad dentro del desarrollo de la auditoría, con el fin permitir el ejercicio del derecho a la controversia, las respuestas fueron analizadas y en este informe se incluyen aquellos hallazgos en los que la CGR consideró que las respuestas no desvirtuaron los observado.

1.1. OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA

Los objetivos de la auditoría fueron los siguientes:

1.1.1. Objetivo General

Evaluar el cumplimiento de la función de fiscalización de las actividades de producción de hidrocarburos (crudo) a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, durante las vigencias 2016, 2017 y 2018, en los términos señalados en la Ley 1530 de 2012, las Resoluciones de delegación del MME y demás disposiciones aplicables.

1.1.2. Objetivos Específicos

- *Evaluar el cumplimiento en la ejecución de los recursos destinados al ejercicio de la función de fiscalización de las actividades de exploración a cargo de la ANH.*
- *Evaluar las condiciones normativas, institucionales y operacionales que desarrolla la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en relación al control de la medición de la Producción de crudo.*

- *Evaluar la integridad y confiabilidad de los datos de fiscalización, teniendo como alcance los componentes de verificación y autorización previa a la información presentada por las empresas petroleras.*
- *Evaluar el grado de cumplimiento de las metas propuestas en el último Plan de Mejoramiento diseñado por la entidad y presentado en el aplicativo SIRECI de la CGR para subsanar las deficiencias detectadas en anteriores procesos auditores, relacionadas con la función de fiscalización a cargo de la ANH.*

1.2. CRITERIOS IDENTIFICADOS

La presente auditoria de cumplimiento a la función de fiscalización de las actividades de producción de hidrocarburos (crudo) delegada a la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, se enmarca en los siguientes criterios específicos:

- Ley 1150 de 2007 Artículo 5: De la selección objetiva. Es objetiva la selección en la cual la escogencia se haga al ofrecimiento más favorable a la entidad y a los fines que ella busca, sin tener en consideración factores de afecto o de interés y, en general, cualquier clase de motivación subjetiva. En consecuencia, los factores de escogencia y calificación que establezcan las entidades en los pliegos de condiciones o sus equivalentes.”
- Ley 80 de 1993: Artículo 3º: De los Fines de la Contratación Estatal. Los servidores públicos tendrán en consideración que al celebrar contratos y con la ejecución de los mismos, las entidades buscan el cumplimiento de los fines estatales, la continua y eficiente prestación de los servicios públicos y la efectividad de los derechos e intereses de los administrados que colaboran con ellas en la consecución de dichos fines.

El principio de planeación es una manifestación del principio de economía, consagrado en el artículo 25 de la Ley 80 de 1993.

- 7o. La conveniencia o inconveniencia del objeto a contratar y las autorizaciones y aprobaciones para ello, se analizarán o impartirán con antelación al inicio del proceso de selección del contratista o al de la firma del contrato, según el caso.
- 12. Con la debida antelación a la apertura del procedimiento de selección o de la firma del contrato, según el caso, deberán elaborarse los estudios, diseños y proyectos requeridos, y los pliegos de condiciones o términos de referencia.

(...) La finalidad de las exigencias contenidas en los numerales 7 y 12 citados es que las entidades estatales, con antelación a la apertura del proceso de selección, o a la celebración del contrato, según el caso, tengan previamente definida la conveniencia del objeto a contratar, la cual la reflejan los respectivos estudios (técnicos, jurídicos o financieros) que les permitan racionalizar el gasto público y evitar la improvisación, de modo que, a partir de ellos, sea posible elaborar procedimientos claros y seguros que en el futuro no sean cuestionados.”

- Decreto 1082 de 2015:

Artículo 2.2.1.2.1.4.4. Convenios o contratos interadministrativos. La modalidad de selección para la contratación entre Entidades Estatales es la contratación directa; y, en consecuencia, le es aplicable lo establecido en el artículo 2.2.1.2.1.4.1 del presente decreto.

Artículo 2.2.1.2.1.4.1. Acto administrativo de justificación de la contratación directa. La Entidad Estatal debe señalar en un acto administrativo la justificación para contratar bajo la modalidad de contratación directa.

- Ley 610 de 2000: Artículo 3o. Gestión Fiscal. “Para los efectos de la presente ley, se entiende por gestión fiscal el conjunto de actividades económicas, jurídicas y tecnológicas, que realizan los servidores públicos y las personas de derecho privado que manejen o administren recursos o fondos públicos, tendientes a la adecuada y correcta adquisición, planeación, conservación, administración, custodia, explotación, enajenación, consumo, adjudicación, gasto, inversión y disposición de los bienes públicos, así como a la recaudación, manejo e inversión de sus rentas en orden a cumplir los fines esenciales del Estado, con sujeción a los principios de legalidad, eficiencia, economía, eficacia, equidad, imparcialidad, moralidad, transparencia, publicidad y valoración de los costos ambientales”.
- ARTICULO 6 - DAÑO PATRIMONIAL AL ESTADO. **<Apartes tachados INEXEQUIBLES>** Para efectos de esta ley se entiende por daño patrimonial al Estado la lesión del patrimonio público, representada en el menoscabo, disminución, perjuicio, detrimento, pérdida, ~~uso indebido~~ o deterioro de los bienes o recursos públicos, o a los intereses patrimoniales del Estado, producida por una gestión fiscal antieconómica, ineficaz, ineficiente, ~~inequitativa~~ e inoportuna, que en términos generales, no se aplique al cumplimiento de los cometidos y de los fines esenciales del Estado, particularizados por el objetivo funcional y organizacional, programa o proyecto de los sujetos de vigilancia y control de las contralorías.
- Ley 1474 de 2011: Artículo 83 - SUPERVISIÓN E INTERVENTORÍA CONTRACTUAL. Con el fin de proteger la moralidad administrativa, de

prevenir la ocurrencia de actos de corrupción y de tutelar la transparencia de la actividad contractual, las entidades públicas están obligadas a vigilar permanentemente la correcta ejecución del objeto contratado a través de un supervisor o un interventor, según corresponda.

La supervisión consistirá en el seguimiento técnico, administrativo, financiero, contable, y jurídico que sobre el cumplimiento del objeto del contrato, es ejercida por la misma entidad estatal cuando no requieren conocimientos especializados. Para la supervisión, la Entidad estatal podrá contratar personal de apoyo, a través de los contratos de prestación de servicios que sean requeridos.

ARTÍCULO 84 - FACULTADES Y DEBERES DE LOS SUPERVISORES Y LOS INTERVENTORES. La supervisión e interventoría contractual implica el seguimiento al ejercicio del cumplimiento obligacional por la entidad contratante sobre las obligaciones a cargo del contratista.

- Resolución No 3596 de 2006 y sus modificatorias, expedida por la Aeronáutica Civil: Por la cual se dictan normas sobre tarifas y comisiones aplicables en las ventas de tiquetes para la prestación de servicios de transporte aéreo de pasajeros y se dictan otras disposiciones.
- Ley 489 de 1998 Artículo 3o. 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.
- La Ley 1530 de 2012, por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, especialmente el artículo 13 que define la fiscalización Conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la determinación efectiva de los volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías. La Ley 1530 de 2012 en sus Artículos 75 indica el "presupuesto bianual de ingresos del SGR" y Artículo 76 "presupuesto bianual de gastos del SGR".
- Res 181495, Artículo 60 y parágrafo. Informes sobre actividades de producción. El contratista responsable de todo campo o pozo activo o

inactivo, en explotación comercial, prueba extensa o pruebas iniciales, deberá enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización, los siguientes:

a) Informe diario de producción: Diariamente se deberá remitir un Informe Diario de Producción (IDP), con los resultados de las operaciones del día anterior, en los términos y contenidos que el Ministerio de Minas y Energía establecerá e informará. b) Informes mensuales: Dentro de los primeros siete (7) días de cada mes se debe remitir la información que a continuación se relaciona con respecto a las actividades de producción realizadas en el mes anterior, diligenciando el respectivo formulario. Art 41. Res 181495 de 2009, modificado por el Artículo 7 de la resolución 40048 de 2015 relacionado con los requerimientos para la medición oficial.

- Resolución 18 1495 de 2009. "Por la cual se establecen medidas en materia de exploración de hidrocarburos", art 30,31,32,33,35.
- Resolución 4 0048 del 16/01/2015, Artículo 2°. Modificar el artículo 13 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así: "Artículo 13. Verificaciones. El Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces en materia de fiscalización, podrá realizar una visita antes del inicio de la perforación de un pozo con el fin de verificar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y de requerimientos técnicos del equipamiento instalado que al respecto se establezcan, así como de la localización que tendrá el pozo. El contratista deberá comunicar con al menos ocho (8) días calendario de anticipación, la fecha prevista de comienzo de las operaciones de perforación.

Artículo 7°. Modificar el artículo 41 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así: "Artículo 41. Requerimientos para la medición. Los equipos de medición de hidrocarburos, la obligación de preservar su integridad, la periodicidad con la cual estos deban calibrarse, las certificaciones con las cuales estos deban contar y los demás requerimientos que sean necesarios para desarrollar esta actividad, serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía. En el evento en que no se haya expedido tal reglamentación, se tomarán como base las normas internacionales aplicables en la materia."

Parágrafo único del art 9 de la resolución 4 0048 del 16/01/2015 que indica: "La aprobación de los formularios y cuadros del presente artículo quedará supeditada a la incorporación y validación de la información de producción de hidrocarburos en el SUIME, por lo cual deberá ser cargado en dicho Sistema, a la par con la entrega de la información de que trata este precepto."

- Resolución 91537 de 2014, por el cual se delegan unas funciones en la Agencia Nacional de Hidrocarburos, específicamente los artículos 1 y 2 que delegan las funciones de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y las funciones de determinación y ejecución de los procedimientos y plazos para la liquidación de las regalías y compensaciones generadas por la producción de hidrocarburos. Además, el párrafo 2 del Art. Indica que “La ANH podrá desarrollar herramientas informáticas para realizar el seguimiento a las regalías asignadas”.
- Convenio interadministrativo 001 de 2015, celebrado entre ANH y MME para el ejercicio de las funciones de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y otras funciones delegadas Art 3. Obligaciones de la Agencia; Numerales 7, 8 y 12 “tener el manejo y custodia de los documentos y sistemas de información que se generan por el ejercicio de las funciones delegadas; disponer de la infraestructura, equipos, sistemas de información, personal y servicios idóneos para el control y seguimiento; la ANH y el MME organizaran el archivo e inventario respecto de las funciones delegadas”. ; Numerales 2 “Adelantar sujeto a disponibilidad de recursos la contratación de los servicios que se decidan implementar, cumpliendo con los procedimientos establecidos”; Artículo 8 “Recursos del Convenio” y Artículo 9 “Presupuesto de fiscalización”.
- Resolución 41250 de 2016, por el cual se delegan unas funciones en la Agencia Nacional de Hidrocarburos, específicamente los artículos 1 y sus párrafos, 2, 4 y 5 y 3 que delegan las funciones de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y las funciones de determinación y ejecución de los procedimientos y plazos para la liquidación de las regalías y compensaciones generadas por la producción de hidrocarburos. ; el párrafo 2 del Art. 3 indica, “La ANH podrá desarrollar herramientas informáticas para optimizar los procedimientos y plazos para la liquidación de las regalías”.
- Convenio interadministrativo 146 de 2017 celebrado entre ANH y MME para el ejercicio de las funciones de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y otras funciones delegadas, Art 3, Numeral 2 “Adelantar sujeto a disponibilidad de recursos la contratación de los servicios que se decidan implementar, cumpliendo con los procedimientos establecidos” Núm. 7, 8, 12 y 13, “tener el manejo y custodia de los documentos y sistemas de información que se generan por el ejercicio de las funciones delegadas; disponer de la infraestructura, equipos, sistemas de información, personal y servicios idóneos para el control y seguimiento; la ANH garantizara la presencia administrativa permanente o el seguimiento continuo en todas las zonas del país en donde se adelanten actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; la ANH organizará el archivo e inventario de la información entregada por el MME y la demás que se genere

en cumplimiento de la función delegada;” Artículo 8 “Recursos del Convenio” y Artículo 9 “Presupuesto de fiscalización”.

- Resolución 41251 de 2016, Artículo 1, 11, 12, 13, por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la adecuada liquidación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado. Artículo 1 “requisitos mínimos que deben cumplir los operadores para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos que se produzcan en el país, para prevenir las prácticas que puedan inducir a errores en el cálculo de regalías y contraprestaciones en favor del Estado; Artículo 4 Obligaciones generales de los operadores, Numerales 1, 4, 6 y 8 “Adoptar las mejores prácticas y estándares internacionales en materia de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos; Elaborar y aplicar un manual de medición de volumen y determinación de calidad de hidrocarburos para los procesos y sistemas de medición; Llevar en una bitácora los registros diarios de todas las actividades de gestión de medición; Nombrar un representante de la dirección o encargado de la gestión volumétrica y de medición, responsable ante la autoridad de fiscalización; ; Artículo 5, Medición del volumen de los hidrocarburos; Artículo 11. Cifras significativas y conversión a sistema métrico aplicables a los volúmenes calculados con los modelos; Artículo 12. Modelo de medición estática para hidrocarburos líquidos; y Artículo 13 Normas Técnicas de obligatorio cumplimiento para medición estática. Art. 14, 15, 16, 19, 20 y 21.
- Código de Petróleos, Artículo 67, modificado por el artículo 21 de Ley 10 de 1961, en concordancia con lo previsto en artículo 64 de la Resolución 181495 de 2009.
- Ley 1753 de 2015, Art 26; Decreto 1172 de 2016, los artículos 2.2.1.2.4.6 y 2.2.1.2.4.7, en concordancia con lo previsto en artículo 64 de la Resolución 181495 de 2009, respecto al tema de procesos administrativos sancionatorios para fiscalización de hidrocarburos.
- Circular 12, 9/03/2016, trámite de verificación de las tablas de aforo en tanques de almacenamiento en campos petroleros, de conformidad con lo establecido en artículo 37 de la Res. 181495/2009.
- Circular 22, 5/10/2017, implementación del informe diario de producción (IDP) en el aplicativo integrador volumétrico i2v2 de Ecopetrol s.a. para la recepción de la producción diaria de hidrocarburos en los contratos de asociación.
- Procedimiento de fiscalización desarrollado e implementado por parte de la ANH, debe tener un componente de verificación y autorización previa de la

información presentada por las empresas petroleras de conformidad con lo señalado en la normatividad vigente en particular, las resoluciones 181495 de 2009, 90341 de 2014 y 41251 de 2016 o las normas que las modifiquen o sustituyan.

- Procedimiento VORP - Gerencia de Fiscalización de la ANH - Supervisión y seguimiento de todas las operaciones desarrolladas en los campos de cada zona, con el fin de que estén en conformidad con las obligaciones contractuales y legales vigentes; como también, asegurar que dichas operaciones cumplan con la reglamentación técnica emitida.
- Procedimiento. Seguimiento y presencia en actividades propias del Ingeniero de Zona, tales como aforos de tanques, calibración de equipos y medidores utilizados en los diferentes campos, operaciones de perforación (registros eléctricos, pruebas de pozo) y operaciones de producción (pruebas de potencial, pruebas de presión, reacondicionamientos, registros de producción, etc.).
- Las formas ministeriales Cuadro 4, implementadas en el Sistema SOLAR-VORP, permiten, el registro del resumen sobre producción y movimientos de petróleo crudo. La información registrada en estas formas ministeriales, son la base para la liquidación de las Regalías. Cuadro 4 es el informe mensual sobre la producción y movimiento del petróleo por cada Campo.
- Avocet Volumenes Manager-AVM, es un software que administra las configuraciones operativas de producción de hidrocarburos y sus balances volumétricos, con los cuales calcula la distribución de producción de crudo, gas y agua a nivel de pozo. AVM registra el histórico de producción de los campos a nivel país.
- Planes Operativos o de acción, Actas de Comités, Informes Bimensuales de Gestión de los Convenios 001 de 2015 y 146 de 2017.

1.3. ALCANCE DE LA AUDITORÍA

En la presente auditoría se evaluaron varios componentes asociados a la función delegada de fiscalización, entre los que están la ejecución presupuestal de los recursos provenientes del Sistema General de Regalías, las actividades asociadas a la función delegada de fiscalización y la verificación del último plan de mejoramiento reportado en el sistema SIRECI de la CGR.

En cuanto a la ejecución presupuestal, se revisó lo correspondiente a la ejecución de los recursos asignados para los bienios 2015-2016 y 2017-2018, así como la planeación y ejecución de estos recursos.

En lo relacionado con las actividades de la función delegada de fiscalización, se revisaron las actividades de manejo de información por parte del Grupo Volumétrico de la VORP-ANH en lo que se refiere a la recepción de la información remitida por las compañías operadoras, su verificación y autorización previa para posteriormente emitir la cifra oficial de crudo fiscalizado. También se realizaron verificaciones en diferentes campos de explotación, con el objetivo de verificar cada uno de los requerimientos exigidos en las diferentes resoluciones y normativas vigentes y lo estipulado en los convenios suscritos entre el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos para llevar a cabo la función delegada de fiscalización.

Se realizó una revisión documental y física de los contratos suscritos con la Imprenta Nacional para el Manejo de la Información, el contrato suscrito con Ecopetrol para el recaudo de crudo en especie y el contrato que se llevó a cabo para el proyecto piloto de transmisión remota de datos de producción denominado integración tecnológica y la metodología de IoT y M2M entre otros.

1.4. EVALUACION DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO

La evaluación del sistema de control interno referido al tema de cumplimiento de la función de fiscalización de las actividades de producción de hidrocarburos (crudo) a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, alcanzó una calificación respecto al diseño de controles de 1,706. La evaluación de la efectividad fue de 2,529; el resultado que combina diseño y efectividad arrojó una calificación de 2,112 “Inadecuado”. Por lo anterior, la calificación final del control interno fue de 2,278 “Ineficiente”. Se observa que en términos generales, aunque los controles existen, se determinaron debilidades en su aplicación.

La siguiente imagen muestra el detalle de la evaluación de control interno:

Resultados de la evaluación - Guía de auditoría de cumplimiento					
ATENCIÓN: Este archivo debe ser utilizado en versiones Excel 2007 e superiores.					
I. Evaluación del control interno Institucional por componentes				Ítems evaluados	Puntaje
A. Ambiente de control				16	1,75
B. Evaluación del riesgo				12	1,66666667
C. Sistemas de información y comunicación				16	1,5
D. Procedimientos y actividades de control				15	1,66666667
E. Supervisión y monitoreo				16	1,75
Puntaje total por componentes				2	106
Ponderación				0,167	Parcialmente adecuado
Calificación total del control interno Institucional por componentes					
Riesgo combinado promedio				MEDIO	
Riesgo de fraude promedio				BAJO	
II. Evaluación del diseño y efectividad de controles					
	Ítems evaluados	Puntos	Calificación	Ponderación	Calificación Ponderada
A. Evaluación del diseño	17,000	29,000	1,706	20%	0,341
B. Evaluación de la efectividad	17,000	48,000	2,529	70%	1,771
Calificación total del diseño y efectividad				2,112	Inadecuado
Calificación final del control interno				2,278	Ineficiente

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

1.5. CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO DE LA EVALUACIÓN REALIZADA

Incumplimiento Material – Concepto con reserva.

Sobre la base del trabajo de auditoría efectuado, consideramos que, salvo en lo referente a los contratos 479 de 2017 y 249 de 2016, donde se determinó una gestión fiscal ineficaz, cuantificada en la suma de \$10.722,04 y \$2.620 millones, respectivamente; la información acerca de la materia controlada en la entidad auditada resulta conforme, en todos los aspectos significativos, respecto a la función de fiscalización en las actividades de producción de hidrocarburos (crudo) a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, durante las vigencias 2016, 2017 y 2018. La Contraloría General de la República emite Concepto con Reserva.

1.6. RELACIÓN DE HALLAZGOS

Como resultado de la auditoría, la Contraloría General de la República se constituyeron veintitrés (23) hallazgos administrativos de los cuales cuatro (4) tiene además presunta incidencia disciplinaria, tres (3) presunta incidencia fiscal por valor de \$13.390.996.013.

1.7. PLAN DE MEJORAMIENTO

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. Tanto el Plan de Mejoramiento como los avances del mismo, deberán ser reportados a través del Sistema de Rendición de Cuentas e Informes (SIRECI), dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al recibo de este informe.

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

Bogotá, D. C,



RICARDO RODRIGUEZ YEE

~~Contralor Delegado para el Sector Minas y Energía~~

Aprobó: Fulton Ronny Vargas Caicedo – Director de Vigilancia Fiscal Minas y Energía

Revisó: Edgar Vicente Gutiérrez Romero - Supervisor

Elaboró: Equipo Auditor

2. RESULTADOS DE LA AUDITORÍA

2.1 RESULTADOS GENERALES SOBRE EL ASUNTO O MATERIA AUDITADA

En el ámbito a evaluar, el cumplimiento de la función de fiscalización en las actividades de producción de hidrocarburos (crudo) a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, con arreglo a la legislación de hidrocarburos vigente, corresponde al despliegue de actividades de seguimiento y control a efecto que, el aprovechamiento o explotación de los recursos propiedad del Estado se realice en forma armónica con los principios y normas de explotación racional de los recursos naturales no renovables y del ambiente, dentro de un concepto integral de desarrollo sostenible y del fortalecimiento económico y social del país.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), a través de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones (VORP), ejerce la función de fiscalización a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el territorio nacional. Dentro de sus actividades y logros más importantes en la materia, reportan en Actividad Sísmica Ocho (8) programas constituyeron la adquisición en esta materia para el 2018, tres (3) de ellos en cabeza de la ANH y los cinco (5) restantes bajo la responsabilidad de compañías operadoras. Perforación de Pozos en los primeros seis meses del año 2018, se perforaron 362 pozos, distribuidos de la siguiente manera: 31 pozos exploratorios (A1, A2a, A2b, A2c y A3), de los cuales 21 son cumplidores de obligación contractual y 331 pozos de desarrollo.

La cuenca en donde más pozos se perforaron durante este período fue la de los Llanos Orientales (65.5%), seguida por Valle Medio del Magdalena (20%), Valle Inferior del Magdalena (5.0%), Valle Superior del Magdalena (6%), Putumayo (2%) y Catatumbo (1.5%). Producción De Hidrocarburos durante los primeros seis (6) meses del año se registró la producción de petróleo y/o gas en cuatrocientos veintitrés (423) campos, veinticuatro (24) de los cuales aportan únicamente gas natural.

Del análisis a los recursos asignados y ejecutados para el desarrollo de actividades y procedimientos que se llevaron a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas del proceso de fiscalización, la Agencia para la vigencia 2015-2016, contó con una apropiación para fiscalización de exploración y explotación de \$28.508 millones, cuya ejecución a 31 de diciembre 2016 se presentó así:

Centro de Ejecución Presupuestal - SGR	Apropiación Vigente	Acumulada CDP	Acumulado RP	Acumulado Obligaciones	Acumulada Pagos
Remuneración Servicios Técnicos (Compromisos No pagados al cierre de 2014)	265	265	265	265	265
Administradas por el Sector Privado (Compromisos No pagados al cierre de 2014)	6	6	6	6	6
Gastos de Personal (Compromisos No pagados al cierre de 2014)	272	272	272	272	272
Honorarios	6,079	3,735	3,735	2,996	2,996
Remuneración Servicios Técnicos	11,666	11,341	11,341	10,93	10,93
Planta Temporal	8,664	0	0	0	0
Administradas por el Sector Privado	164	170	170	170	170
Gastos de Personal	26,634	15,246	15,246	14,096	14,096
Compra de Equipos	300	0	0	0	0
Viáticos y Gastos de Viaje	1,154	563	583	499	499
Otros Gastos por Adquisición de Servicios	150	150	150	150	150
Gastos Generales	1,604	733	733	649	649
Fiscalización de la Exploración y Explotación de	28,508	16,281	16,251	16,015	15,016

Fuente: Informe de Gestión 2016 - ANH

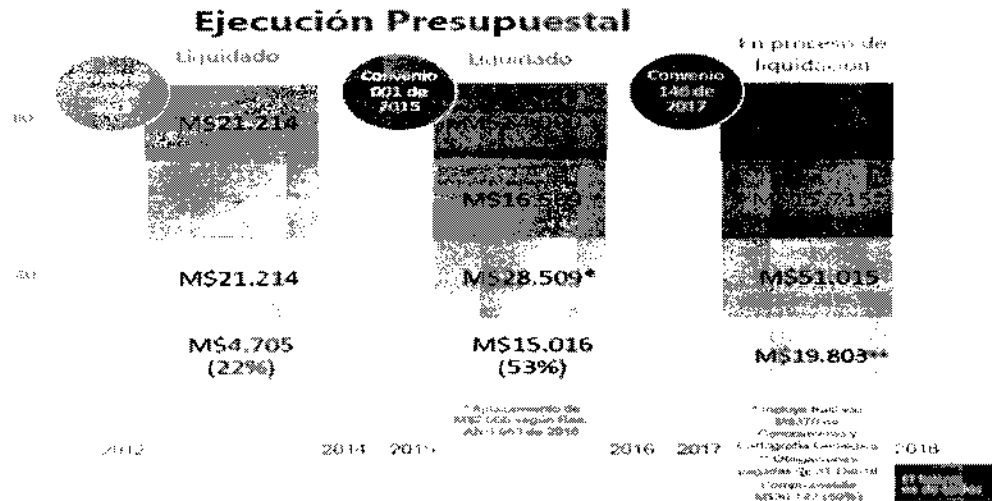
Para el bienio 2017-2018, la asignación de recursos para ejercer las funciones delegadas en la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) fue de \$51.014 millones, con la siguiente ejecución:

Cifras en Millones de Pesos A Diciembre 31 de 2018

Centro de Ejecución Presupuestal - SGR	Apropiación Vigente	Acumulado CDP	Acumulado RP	Acumulado Obligaciones	Acumulado Pagos
Honorarios (Compromisos No pagados al cierre de 2016)	268	268	268	261	261
Remuneración Servicios Técnicos (Compromisos No pagados al cierre de 2016)	379	379	379	379	379
Viáticos y Gastos de Viaje (Compromisos No pagados al cierre de 2016)	3	3	3	3	3
Subtotal Cierre Bienio 2015-2016	650	650	650	643	643
CDP (Planta Temporal)	0	0	0	0	0
Honorarios	14,603	8,318	8,318	7,303	7,276
Remuneración Servicios Técnicos	446	183	183	172	172
Administradoras privadas de aportes para accidentados de trabajo y enfermedades profesionales	62	62	62	62	62
Administradoras públicas de aportes para accidentados de trabajo y enfermedades profesionales	296	101	101	104	104
Compra de Equipos	0	0	0	0	0
Comunicaciones y Transporte	11,387	11,387	11,387	2,440	2,440
Arrendamientos	433	433	433	126	126
Viáticos y Gastos de Viaje	1,848	641	641	584	562
Otros Gastos por Adquisición de Bienes	12,354	0	0	0	0
Otros Gastos por Adquisición de Servicios	6,656	8,419	8,419	8,419	8,419
Mantenimiento de Software	0	0	0	0	0
Subtotal Bienio 2017-2018 (Saldo Inicial + Asignación Nuevos Recursos)	50,364	29,547	29,547	19,209	19,160
Fiscalización de la Exploración y Explotación de los yacimientos Hidrocarburíferos	51,015	30,197	30,197	19,652	19,803
Remuneración Servicios Técnicos (Compromisos No Pagados al cierre de 2016)	0	0	0	0	0
Honorarios	0	0	0	0	0
Remuneración Servicios Técnicos	0	0	0	0	0
Conocimiento y Cartografía del	0	0	0	0	0
Subsuelo en materia Hidrocarburífera	0	0	0	0	0
Total	51,015	30,197	30,197	19,651	19,803

Fuente: Informe de Gestión 2018-ANH

Los recursos comprometidos al 31 de diciembre de 2018 ascienden a 30.197 millones de pesos, que corresponden a un 66% de ejecución. Lo anterior, se resumen así:



Del análisis a los recursos asignados y ejecutados para el desarrollo de actividades y procedimientos que se llevaron a cabo para el cumplimiento del proceso de fiscalización para los bienes 2015-2016 y 2017-2018, se evaluaron 5 contratos por valor de 24.635 millones. En los mencionados contratos, se evidenciaron debilidades en los procesos de planeación y ejecución contractual.

De otra parte, con el fin de evaluar las condiciones normativas, institucionales y operacionales que desarrolla la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en relación al control de la medición de la Producción de crudo, se tomó muestra representativa de algunas compañías operadoras de hidrocarburos.

Igualmente, se evaluó la integridad y confiabilidad de los datos de fiscalización, teniendo como alcance los componentes de verificación y autorización previa a la información presentada por las empresas petroleras.

En lo referente al Proceso Administrativo Sancionatorio de investigación e imposición de sanción, que hace parte de la función de fiscalización, se efectuó una revisión y análisis y se estableció el número de procesos por año según su estado, sanciones en firme, sanciones pagadas y recaudadas por la ANH.

2.1.1 Seguimiento a resultados de auditorías anteriores

En desarrollo de la presente actuación se efectuó seguimiento al avance del Plan de Mejoramiento elaborado y cargado por la ANH en el aplicativo SIRECI de la Contraloría General de la República (corte a 2018-12-31), puntualmente en lo que hace alusión al grado de cumplimiento de las acciones de mejora propuestas por la ANH para subsanar las deficiencias detectadas por la CGR en auditorías y actuaciones especiales de control fiscal anteriores a la ANH, relacionadas con la función de fiscalización delegada por el Ministerio de Minas a la ANH.

2.2 RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 1

OBJETIVO ESPECÍFICO 1
<i>Evaluar el cumplimiento en la ejecución de los recursos destinados al ejercicio de la función de fiscalización de las actividades de exploración a cargo de la ANH.</i>

En desarrollo del objetivo se verificó la ejecución de los recursos asignados a proyectos en el proceso de fiscalización, estableciendo la estimación mensual del recaudo y las asignaciones mensuales que integran el Plan Bienal de caja. Igualmente se verificó la cobertura y cumplimiento de las visitas de seguimiento de las actividades de fiscalización de hidrocarburos a las compañías operadoras, respecto a las metas planteadas en el periodo 2016-2018

Del análisis a los recursos asignados y ejecutados para el desarrollo de actividades y procedimientos que se llevaron a cabo para garantizar el cumplimiento al proceso de fiscalización para los bienios 2015-2016 y 2017-2018, se evaluaron 5 contratos por valor de 24.635 millones. En los mencionados contratos, se evidenciaron debilidades en los procesos de planeación y ejecución contractual. Los contratos analizados son los siguientes:

CONTRATO/CONTRATISTA	OBJETO	VALOR
479/2017 IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA	Consolidar la estrategia de conservación de información derivada de la función de fiscalización de las actividades de explotación y exploración, bajo las buenas prácticas de archivo, de forma que se puedan unificar en un repositorio digital único, que permita la búsqueda indexada de la información, la data y la meta data de la misma, de manera jerárquica, bajo la arquitectura de datos de ppdm, en la unificación y asociación de la misma en un expediente por yacimiento, permitiendo al gobierno óptimo de los datos asociados y el rápido y seguro acceso a los mismos"	\$ 19.978.083.272
209/2016 CONSORCIO TAURUS	Contratar auditorías externas para la determinación del desempeño de los sistemas de medición de cantidad y calidad de hidrocarburos y la verificación de las buenas prácticas de medición aplicadas en las facilidades de producción del país para el grupo N° 1,	\$ 1.626.192.400
314/2016 PANAMERICAN TECHNOLOGY GROUP S.A	Contratar la suscripción a normas técnicas del sector de hidrocarburos	\$ 150.000.000
341/2017 SCHLUMBERGER SURENCO S.A	Contratar el soporte y mantenimiento del software AVM Avocet Volumes Management	\$ 262.936.450
249/2018 OMNICON	Realizar la integración tecnológica y la metodología del Lot y m2m, al igual que su implementación de los proyectos de la ANH. fase 1.	\$ 2.620.000.000
TOTAL		\$ 24.635.212.122

Con respecto a la gestión de la ANH en el proceso de visitas de fiscalización en cuanto a seguimiento y control, en las zonas del país donde se realizan actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, en los bienios 2015-2016 y 2017-2018, se establecieron bajos niveles de cobertura, lo que representa una baja y discontinua presencia en lo que se refiere a control y seguimiento de las actividades objeto de fiscalización.

Del análisis anterior se presentan los siguientes hallazgos:

Hallazgo No. 01: Proceso de selección contrato 479 de 2017

Ley 1150 de 2007 Artículo 5:

“De la selección objetiva. Es objetiva la selección en la cual la escogencia se haga al ofrecimiento más favorable a la entidad y a los fines que ella busca, sin tener en consideración factores de afecto o de interés y, en general, cualquier clase de motivación subjetiva. En consecuencia, los factores de escogencia y calificación que establezcan las entidades en los pliegos de condiciones o sus equivalentes.”

Ley 80 de 1993:

La planeación es una manifestación del principio de economía, consagrado en el artículo 25 de la Ley 80 de 1993, como se desprende de lo dispuesto en los numerales 7 y 12 de esta disposición.

7o. La conveniencia o inconveniencia del objeto a contratar y las autorizaciones y aprobaciones para ello, se analizarán o impartirán con antelación al inicio del proceso de selección del contratista o al de la firma del contrato, según el caso.

12. Con la debida antelación a la apertura del procedimiento de selección o de la firma del contrato, según el caso, deberán elaborarse los estudios, diseños y proyectos requeridos, y los pliegos de condiciones o términos de referencia.

(...) La finalidad de las exigencias contenidas en los numerales 7 y 12 citados es que las entidades estatales, con antelación a la apertura del proceso de selección, o a la celebración del contrato, según el caso, tengan previamente definida la conveniencia del objeto a contratar, la cual la reflejan los respectivos estudios (técnicos, jurídicos o financieros) que les permitan racionalizar el gasto público y evitar la improvisación, de modo que, a partir de ellos, sea posible elaborar procedimientos claros y seguros que en el futuro no sean cuestionados.”

Decreto 1082 de 2015:

Artículo 2.2.1.2.1.4.4. Convenios o contratos interadministrativos. La modalidad de selección para la contratación entre Entidades Estatales es la contratación directa; y, en consecuencia, le es aplicable lo establecido en el artículo 2.2.1.2.1.4.1 del presente decreto.

Artículo 2.2.1.2.1.4.1. Acto administrativo de justificación de la contratación directa. La Entidad Estatal debe señalar en un acto administrativo la justificación para contratar bajo la modalidad de contratación directa.

La observancia y aplicación del principio de planeación permite a la entidad pública que, en los procesos de contratación, estos se puedan celebrar y ejecutar procurando que los mismos se lleven a feliz término, pero que también se establezcan los plazos y precios reales de las cosas contratadas.

En relación con el principio de planeación en la contratación estatal el Honorable Consejo de estado ha sostenido:

(...)

De otro lado, el cumplimiento del deber de planeación permite hacer efectivo el principio de economía, previsto en la Carta y en el artículo 25 de la Ley 80 de 1993, porque precisando la oportunidad y por ende teniendo la entidad estatal un conocimiento real de los precios de las cosas, obras o servicios que constituyen el objeto del contrato, podrá no solamente aprovechar eficientemente los recursos públicos sino que también podrá cumplir con otro deber imperativo como es el de la selección objetiva pues tiene la obligación de escoger la propuesta más favorable y la escogencia de esta también depende en últimas, como ya se vio, de la observancia del principio de planeación. (Sentencia 2012-00012 de diciembre 10 de 2015, CONSEJO DE ESTADO, SECCIÓN TERCERA, Rad.: 73001-23-31-000-2012-00012-01 (51.489), Consejero Ponente: Dr. Jaime Orlando Santofimio)

En la revisión del contrato 479/2017, cuyo objeto era consolidar la estrategia de conservación de información derivada de la función de fiscalización de las actividades de explotación y exploración, bajo las buenas prácticas de archivo, de forma que se pudiera unificar en un repositorio digital único; según la ANH, con el fin de establecer los parámetros para realizar contratación y así poder determinar el presupuesto de la contratación realizó una invitación que fue publicada en la página web el día 20/11/2017, así mismo menciona que realizó una audiencia el 22/11/2017, de las cuales no hay evidencia en los archivos de la Entidad.

Posteriormente, la CGR observa que la propuesta de la Imprenta Nacional de Colombia - INC se presentó el 07/12/2017 y la realización del comité de Contratación No. 062 donde se eligió a la empresa con cotización más favorable fue el 06/12/2017, un día antes.

De la revisión a la carpeta se encontró, que los Estudios Previos con fecha 11/12/2017, punto 7 "Análisis Económico" donde se menciona 5 empresas participantes en la audiencia y se establece en el punto 7.3 Resultado de Sondeo, se elige a la INC como propuesta más favorable, basado en un análisis económico.

Revisada la información en Secop II, la carpeta física y la electrónica del contrato, no se encontró evidencia de la realización del análisis económico citado en los estudios previos, así como tampoco de la acreditación de experiencia del proponente, no se evidencian los análisis y criterios técnicos y económicos que llevaron a la ANH a seleccionar a la INC y no a otra empresa (de las 5 que participaron en la audiencia). Se revisó la Resolución 718 del 13/12/2017 expedida por la ANH en la que se indica la viabilidad de proceder con la suscripción del contrato Interadministrativo (por la no existencia de pluralidad de oferentes).

Se evidenció también, que las funciones necesarias para asumir el objeto del contrato interadministrativo, como son el de comercializar productos, servicios en soluciones integrales TIC y realizar actividades de Gestión Documental fueron adicionadas con una modificación de estatutos de la INC, por medio del acuerdo 01 del 21/03/2017, Artículo 6, numeral 8 y 9.

Apenas 9 meses después de la modificación de sus estatutos la INC suscribió con la ANH el contrato interadministrativo No. 479 el 15 de diciembre de 2017, por valor de 19.976 millones, con un plazo ejecución hasta el 31/12/2018.

La CGR identificó deficiencias en el proceso de planeación, como la ausencia en los Estudios Previos del análisis para determinar las condiciones técnicas y económicas del contratista que garantizaran razonablemente la apropiada ejecución del contrato, lo cual limitó la escogencia objetiva de un contratista con la idoneidad necesaria para garantizar la correcta ejecución del contrato.

Cuando una entidad pública define la pertinencia de acudir a las causales de contratación directa previstas en la ley debe dejar constancia del análisis jurídico técnico o económico en que fundamenta tal determinación, por ende, la necesidad debe estar justificada y sus parámetros claramente definidos, situación que no se acreditó en el contrato 479 de 2017.

La anterior situación obedece al desconocimiento de los principios de planeación, economía y trae como consecuencia que se vulnere la selección objetiva, sustancial en la suscripción de contratos estatales, en contravía de lo contemplado en el artículo 5° de la Ley 1150 de 2007, por cuanto el procedimiento adelantado por la ANH no demuestra el cumplimiento de este principio, generando con la escogencia realizada poner en riesgo los recursos públicos invertidos.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Los requisitos establecidos en la Ley, relacionados con el principio de planeación en la estructura y documentos de los procesos de contratación, la elaboración de estudios y documentos previos como soporte para elaborar el proyecto de pliego de condiciones y el contrato; así como también el numeral 4) del artículo 2 de la Ley 1150 de 2017 que procede la contratación directa así: "(...) 4. Contratación directa. La modalidad de selección de contratación directa solamente procederá en Contratos interadministrativos, siempre que las obligaciones derivadas del mismo tengan relación directa con el objeto de la entidad ejecutora señalado en la ley o en sus reglamentos

Análisis de la Repuesta

La CGR establece que la Entidad en la respuesta justifica la Contratación Directa mediante un contrato interadministrativo, tema que no fue observado por la CGR; sin embargo, es importante destacar que el Consejo de Estado radicado No 19001-23-31-000202-01577, para la materialización del principio de planeación, que es el tema del reproche de la CGR, establece:

(...) No obstante, si bien la administración tiene la posibilidad de celebrar este tipo de contratos, sin acudir a licitación o concurso público, tal libertad no es absoluta, toda vez que en la selección del contratista se "deberá garantizar el cumplimiento de los principios de economía, transparencia y en especial el deber de selección objetiva, establecidos en la Ley 80 de 1993".

En efecto, en la contratación, ya sea de manera directa o a través de licitación o concurso públicos, la administración está obligada a respetar principios que rigen la contratación estatal y, especialmente, ciertos criterios de selección objetiva a la hora de escoger el contratista al que se le adjudicará el contrato. Respecto a la contratación directa, en interpretación de la norma precitada, la Sala observa que, con anterioridad a la suscripción del contrato, es deber de la administración hacer un análisis previo a la suscripción del contrato, análisis en el cual se deberán examinar factores tales como experiencia, equipos, capacidad económica, precios, entre otros, con el fin de determinar si la propuesta presentada resulta ser la más ventajosa para la entidad que contrata (...).

Igualmente, con respecto al principio de la selección Objetiva - Experiencia como factor de escogencia / EXPERIENCIA - Factor de escogencia "Ahora bien, la experiencia, como factor de escogencia, conforme al principio de selección objetiva, se entiende como el conjunto de conocimientos, habilidades y destrezas adquiridas o desarrolladas mediante el ejercicio de una profesión, ocupación u oficio" (el Subrayado es nuestro)

Situación que no se encuentra analizada ni sustentada en los Estudios Previos, dentro del expediente no se halla un análisis jurídico técnico o económico en que se fundamentara la selección y contratación de la Imprenta Nacional de Colombia como la oferta más favorable, no hay evidencia de un análisis previo a la suscripción del contrato, en el cual se examinaran factores como: experiencia específica, equipos, capacidad económica, entre otros; aspectos determinantes para hacer comparables las ofertas en igualdad de condiciones, antes de elegir la oferta de menor precio. En el numeral 7 – Análisis Económico de los estudios previos, se realiza una simple comparación de precios de 4 empresas, como único criterio de selección.

Se subraya que no se aportó soporte donde se pruebe la realización de una audiencia pública que tenía fecha programa el 22/11/2017 con el fin de adelantar un análisis del sector para estimar el valor de la contratación, así como tampoco la acreditación de experiencia en el ejercicio de la labor específica por parte del proponente elegido.

Así las cosas, no hay evidencia que permitan comprender al Ente de control la celebración de un contrato interadministrativo con una Entidad que no acreditaba la experiencia específica en el objeto contractual y que finalmente su contrato a otra empresa para llevar a cabo el 100% de las actividades el objeto del contrato, como se expone en el hallazgo No. 2.

La ANH no presenta argumentos que permitan modificar o atenuar lo comunicado o la incidencia con la cual se presentó y que corresponde a disciplinaria y administrativa, al no cumplir su deber imperativo de realizar una selección objetiva basado en la observancia de lo reglamentado para la planeación contractual.

Hallazgo Administrativo con incidencia disciplinaria

Hallazgo No. 02: Subcontratación del objeto del contrato 479 de 2017

En relación con el principio de buena fe, el Honorable Consejo de estado ha sostenido:

(...) la buena fe contractual no consiste en creencias o convicciones de haber actuado o estar actuando bien, es decir no es una buena fe subjetiva, sino que estriba en un comportamiento real y efectivamente ajustado al ordenamiento y al contrato y por consiguiente ella, tal como lo ha señalado ésta Subsección, “consiste fundamentalmente en respetar en su esencia lo pactado, en cumplir las obligaciones derivadas del acuerdo, en perseverar en la ejecución de lo convenido, en observar cabalmente el deber de informar a la otra parte, y, en fin, en desplegar un comportamiento que convenga a la realización y ejecución del contrato sin olvidar que el interés del otro contratante también debe cumplirse y cuya satisfacción depende en buena medida de la lealtad y corrección de la conducta propia”, (44) es decir, se trata aquí de una buena fe objetiva y “por lo tanto, en sede contractual no interesa la convicción o creencia de las partes de estar actuando conforme a derecho” (45) o conforme al contrato, pues tales convencimientos son irrelevantes porque, habida cuenta de la función social y económica del contrato, lo que en verdad cuenta son todos los actos reales y efectivos que procuran la cabal realización de estas funciones dentro del ámbito de la legalidad y de la lealtad y corrección, esto es, ajustados en un todo al ordenamiento jurídico y a lo convenido.” (46)

De manera que el principio de la buena fe contractual es de carácter objetivo e impone, fundamentalmente, a las partes respetar en su esencia lo pactado, cumplir las obligaciones derivadas del acuerdo, perseverar la ejecución de lo convenido, observar cabalmente el deber de informar a la otra parte, y, en fin, desplegar un comportamiento que convenga a la realización y ejecución del contrato sin olvidar que el interés del otro contratante también debe cumplirse y cuya satisfacción depende, en buena medida, de la lealtad y corrección de la conducta propia. (Sentencia 2012-00012 de diciembre 10 de 2015, CONSEJO DE ESTADO, SECCIÓN TERCERA, Rad.: 73001-23-31-000-2012-00012-01 (51.489), Consejero Ponente: Dr. Jaime Orlando Santofimio)

El contrato 479 de 2017, estableció sobre la cesión y subcontratación:

Cesión y Subcontratos: *La IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA, no podrá ceder o subcontratar total o parcialmente el presente Contrato Interadministrativo que se derive a persona alguna natural o jurídica, nacional o extranjera, a excepción del caso previsto en el artículo 9° de la Ley 80 de 1993.*

Límites relacionados con la variación del objeto y con el contenido sustancial del contrato y del pliego de condiciones.

No es procedente en la ejecución del contrato modificar aspectos sustanciales del pliego de condiciones que sirvieron de fundamento para la selección objetiva, previstos como requisitos habilitantes y ponderables de las ofertas o como contenido mínimo de la solicitud de elegibilidad. Si así fuera, se desconocerían los requisitos del ordenamiento jurídico, los derechos de los interesados en el proceso precontractual, y se vulnerarían los principios de libertad de concurrencia, de transparencia y de igualdad de oportunidades.

Como lo ha señalado la Sección Tercera del Consejo de Estado, el poder de modificación de la administración es limitado y debe respetar la sustancia del contrato celebrado, su esencia y la de su objeto, pues una alteración extrema significaría un contrato diferente.

(...)

Sin perjuicio del análisis de cada caso, según lo estipulado en el pliego de condiciones o surgido de la naturaleza del contrato, lo que siempre resulta inalterable durante todo el "iter" del contrato, es la modificación del núcleo esencial del objeto, pues en este caso existiría una novación de la obligación que conllevaría a la invalidez del contrato modificatorio, por contravenir las normas y principios de la contratación estatal, en especial, los de transparencia, libertad de concurrencia e igualdad. No sucede lo mismo, respecto de los elementos accesorios, los cuales podrían ser objeto de modificación con el cumplimiento de los requisitos legales.

(...)

La inalterabilidad de la naturaleza global del contrato como límite a la modificación del contrato, se entiende, entre otras, cuando se sustituyen las obras, los suministros o los servicios por otros diferentes o se modifica de manera sustancial el tipo de contratación o el tipo de la concesión.

(...)

En síntesis, el Consejo de Estado ha señalado la prohibición para la administración de modificar las condiciones sustanciales del contrato estatal y de su pliego de condiciones, incluido el objeto y los criterios habilitantes y de ponderación aplicados en el proceso de selección. (Concepto 2324 de diciembre 12 de 2017, CONSEJO DE ESTADO, SALA DE CONSULTA Y SERVICIO CIVIL, Rad. interna: 11001-03-06-000-2016-00260-00) (Subrayas ajenas al texto original)

La CGR evidenció que, transcurridos apenas 14 días desde la firma del contrato, la IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA – INC, subcontrató las actividades para el cumplimiento del objeto del contrato interadministrativo 479/2017, mediante la suscripción del contrato No. 243 de fecha 29/12/2017, con la empresa Control Online, S.A.S, por un valor de \$6.989 millones y un plazo de ejecución de 4 meses, hasta el 13/04/2018, contraviniendo abiertamente lo establecido en la cláusula específica sobre Cesión y Subcontratos que precisaba: *"no podrá ceder o subcontratar total o parcialmente el presente Contrato Interadministrativo"*

Una vez cumplidos los hechos mencionados en el párrafo anterior, y sin que mediara ninguna justificación razonable, la ANH procede a modificar la cláusula de Subcontratación del contrato original, mediante Otrosí 2 de fecha 03/09/2018, es decir después de transcurridos más de 8 meses desde la subcontratación por parte de la INC, quedando el contenido de la cláusula de la siguiente forma:

Clausula: Subcontratación: La IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA. Puede subcontratar con cualquier tercero la ejecución de las actividades relacionadas con el objeto del presente Contrato, por lo tanto el subcontratista seleccionado está obligado al cumplimiento de los requisitos y obligaciones adquiridos por el contratista ante la ANH, La IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA debe mantener indemne a la Entidad Contratante de acuerdo con la cláusula de Indemnidad; el subcontratista actual debe permanecer hasta el final de todas las actividades en iguales cantidades u obligaciones establecidas en el alcance técnico desde el inicio y durante

todo el tiempo de la ejecución del contrato para garantizar servicios relacionados con la conservación de la información de fiscalización hasta el 31 de diciembre de 2019 "

Se observa de una parte un incumplimiento del contratista al realizar una subcontratación que el contrato explícitamente le prohibía y de otra que la ANH a través de Otrosí posterior a los hechos, procede a validar un hecho cumplido, es decir la subcontratación.

Posteriormente a la firma del contrato No. 243 de fecha 29/12/2017, el 11/04/2018 se suscribió un Otrosí mediante el cual adicionan al contrato \$2.499 millones y prorrogan el tiempo hasta el 31/12/2018, el mismo plazo del contrato con la ANH, confirmando con esta decisión la incapacidad de la INC para cumplir directamente con el objeto contratado con la ANH. Adicionalmente la INC, celebro el contrato No. 015, también con Control Online, S.A.S, el día 16/04/2019 con el objeto de prestar servicios de arrendamiento de bodega, para el almacenamiento, custodia y administración de documentos de la ANH por valor de \$240 millones.

Los hechos anteriores, se ocasionan debido a deficiencias en el proceso de planeación en la etapa precontractual y en el seguimiento a la ejecución, dando lugar a presunta inobservancia del principio de responsabilidad. En consecuencia, este proceso ha generado inconvenientes para la supervisión, sumados al riesgo al que se expone la confidencialidad de la información objeto del contrato, la cual es el resultado de estudios y grandes inversiones por parte de las compañías operadoras en las cuencas sedimentarias de todo el país, a lo largo de más de 70 años, al encontrarse esta en una bodega arrendada y bajo la administración y custodia de un particular, fuera del dominio de la ANH y la INC, además que el contrato de arrendamiento finalizará en diciembre de 2019 y a la fecha es incierto su futuro del mismo.

En respuesta a la observación la Entidad:

Hace claridad que la autorización a la subcontratación efectuada en el marco del otrosí No. 2 al Contrato 479 de 2017 no pretendió en ningún sentido realizar una variación del objeto contractual y del contenido sustancial del contrato. La modificación realizada obedeció a la existencia de dos cláusulas ambiguas, estos dos apartados del Contrato Interadministrativo 479 de 2017, no son claros y ofrecen diversas interpretaciones, manifiesta que existe cierta contradicción entre la Cláusula de cumplimiento seguridad y salud en el trabajo y protección ambiental para contratistas y proveedores con la Cláusula de Cesión y Subcontratos.

Análisis de la Repuesta

La CGR en su análisis establece que la ANH justifica la modificación del Contrato, al indicar que existía ambigüedad frente a la posibilidad de la subcontratación dado que el contrato presenta dos cláusulas ambiguas, sin embargo, la CGR establece que en los estudios previos en el punto 2.12 Cesión y Subcontrato, esto había sido plasmado desde el inicio como un aspecto esencial, pues las calidades del proponente INC se plantearon

como fundamento para el proceso de selección, por lo anterior, no podía ser modificado, tal como lo ha señalado el Consejo de Estado. De otra parte la posible ambigüedad invocada sería con una cláusula sobre "*cumplimiento seguridad y salud en el trabajo y protección ambiental para contratistas y proveedores*" tema que no se relaciona con la subcontratación del objeto principal.

Este Ente de control estableció la realización de una subcontratación que el contrato explícitamente prohibía y posterior a los hechos, la ANH procede a validar dicha situación.

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria

Hallazgo No. 03: Efectividad en las acciones del contrato 479 de 2017

Objeto contrato 479/2017:

"Consolidar la estrategia de conservación de información derivada de la función de fiscalización de las actividades de explotación y exploración, bajo las buenas prácticas de archivo, de forma que se puedan unificar en un repositorio digital único, que permita la búsqueda indexada de la información, la data y la meta data de la misma, de manera jerárquica, bajo la arquitectura de datos de PPDM3, en la unificación y asociación de la misma en un expediente por yacimiento, permitiendo el gobierno óptimo de los datos asociados y el rápido y seguro acceso a los mismos", por valor de 19.976 millones, con plazo ejecución al 31/12/2018.

Ley 610 de 2000:

Artículo 3o. GESTION FISCAL. "Para los efectos de la presente ley, se entiende por gestión fiscal el conjunto de actividades económicas, jurídicas y tecnológicas, que realizan los servidores públicos y las personas de derecho privado que manejen o administren recursos o fondos públicos, tendientes a la adecuada y correcta adquisición, planeación, conservación, administración, custodia, explotación, enajenación, consumo, adjudicación, gasto, inversión y disposición de los bienes públicos, así como a la recaudación, manejo e inversión de sus rentas en orden a cumplir los fines esenciales del Estado, con sujeción a los principios de legalidad, eficiencia, economía, eficacia, equidad, imparcialidad, moralidad, transparencia, publicidad y valoración de los costos ambientales".

La ANH realizó Contrato interadministrativo con La Imprenta Nacional de Colombia - INC, No. 479 del 15 de diciembre de 2017, por valor de 19.976 millones, con plazo final de ejecución al 31/12/2018. Los pagos realizados en desarrollo de este contrato ascienden a \$10.722 millones. La IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA - INC subcontrató las actividades para el cumplimiento del objeto del contrato interadministrativo 479/2017, mediante la suscripción del contrato No. 243 de fecha 29/12/2017, con la empresa Control Online, S.A.S, por un valor de \$6.989 millones y un plazo de ejecución de 4 meses.

³ PPDM (Petroleum Public Data Model) es un estándar definido y creado por la PPDM Association para ayudar a las empresas de gas y petróleo a administrar sus datos de exploración y producción.

Una vez realizado el análisis por parte de la CGR de los informes de supervisión, actas de visita documentadas por la ANH, expediente contractual, autorizaciones de pago, ejecución de actividades, pruebas de software y visita a bodega realizada por el equipo auditor de la CGR, se evidenció que una vez vencido el plazo contractual (31/12/2018) no se llegó a satisfacer la necesidad institucional para la cual se contrató, y que se establece en el objeto contractual: ...*“unificar en un repositorio digital único, que permita la búsqueda indexada de la información, la data y la meta data de la misma, de manera jerárquica, bajo la arquitectura de datos de PPDM, en la unificación y asociación de la misma en un expediente por yacimiento, permitiendo el gobierno óptimo de los datos asociados y el rápido y seguro acceso a los mismos”*. Lo planteado tanto en los estudios previos como el contrato, no permitieron la unificación de un repositorio digital único, que permitiera la búsqueda indexada de la información, control de volúmenes de archivos, la unificación y asociación del expediente por yacimiento, mejorar la consulta de la información para los usuarios finales, fortalecer la seguridad en el manejo de los documentos y garantizar el nivel de confidencialidad de la información. Adicionalmente existen limitaciones en el acceso de los datos asociados; actividades esenciales para el cumplimiento del objeto del contrato.

La CGR estableció que la INC no entregó la totalidad de los productos definidos que debía entregar a diciembre de 2018, en lo relacionado con la organización física y técnica de los archivos, prestación de los servicios de digitalización en OCR, prestación de los servicios de indización por tipología documental y descripción de metadatos por expediente, así como el cargue y control de calidad de documentos al Sistema de Gestión Documental de Fiscalización de Hidrocarburos – SGDFH.

La no ejecución de las antes mencionadas actividades impidió la consecución de los fines y necesidades que pretendía atender la contratación, específicamente en lo relacionado con las búsquedas de la información por parte de los usuarios del área de Fiscalización en los expedientes de pozos, las cuales no han sido satisfactorias. Igualmente, las pruebas realizadas por parte del equipo auditor de la CGR en la Plataforma (SGDFH) desde las instalaciones de la ANH, con acompañamiento de personal de fiscalización, comprobaron que esta Base de Datos solo podría ser consultada por personal calificado debido a la complejidad en el manejo de la misma o requeriría la implementación de un nuevo software que habilite el acceso rápido pretendido a los datos.

Así mismo, se encontró que existe incertidumbre sobre la calidad de la información en el sistema, pues los ejercicios de funcionalidad arrojaron errores. Al cierre de la auditoría se está realizando la recepción de la información en la ANH, donde se digitaliza y se almacena en la Plataforma ControlDoc que hace parte del Sistema de Gestión Documental de la ANH, la cual no dispone de la estructura PPDM. La Plataforma presenta errores en cuanto a la generación de imágenes digitalizadas y tarda en arrojar resultados. Algunos documentos presentaron la observación *“no fue posible escanear todas las imágenes debido al tamaño”*, pero en otros documentos similares esta observación no aparece, es decir no existió el impedimento. Se verificó con ejemplos puntuales la mala calidad de metadatos, se hicieron búsquedas y se evidenciaron palabras mal escritas

como FROMA, FORM, INFOME entre otros. Se encontró una opción dentro del sistema denominada OCR que no presenta funcionalidad respecto a mejorar la consulta de la información para los usuarios finales.

Adicionalmente la Oficina de Sistemas de la ANH indica en comunicaciones internas, que no se han realizado pruebas funcionales para validar los requerimientos del sistema y la información contenida en este, no se ha cumplido con el paso a un ambiente de producción con la documentación y demás requisitos exigidos por la Oficina de Tecnologías de la Información de la ANH para la entrega de un producto tecnológico, por encontrarse el producto en una fase de desarrollo o adaptación de los requerimientos funcionales. El Software no contiene lo requerido funcionalmente por los usuarios del grupo de Fiscalización, incluyendo la parametrización de los expedientes, por lo que no podría en consecuencia considerarse como recibido a satisfacción y concluye con esto que el Software como Servicio (SaaS) incluido en el Contrato 479 de 2017 no ha tenido ningún aprovechamiento desde el punto de vista funcional.

También es importante resaltar que el software contratado finaliza su arriendo en diciembre de 2019, lo que apunta a que todo el desgaste administrativo y de supervisión ejercido por la ANH para parametrizar el software será ineficaz, pues de esa contratación solo quedará la información en un repositorio sin la posibilidad de consulta rápida y fácil como se pretendía, es importante resaltar que para utilizar la información en dicho repositorio es necesario el mismo software o uno similar, en su defecto personal experto en manejo de base de datos para consultar la información.

Por lo hechos anteriormente mencionados la ANH, se encuentra adelantado un proceso sancionatorio por incumplimiento del contrato 479/2017 en contra de la INC, el cual inició el 21/12/2018, las audiencias de trámite se han venido aplazando en diferentes oportunidades, por lo que para la fecha del 18/07/2019 la Oficina Jurídica no había decidido sobre este proceso, hechos que ratifican que la INC no llegó a satisfacer la necesidades y fines para lo cual realizó esta contratación.

Las causas por la cuales no se obtuvieron los resultados que atendieran efectivamente los fines para lo cual se contrató a la INC, obedecen principalmente a deficiencias en la planeación por parte de la ANH como se explicó ampliamente en el hallazgo No 1, quien de acuerdo con los resultados demostró no contar con la experiencia en servicios, soluciones integrales TIC y actividades de Gestión Documental, objeto adicionado a los Estatutos de la INC 9 meses antes de la contratación, además de la insuficiente capacidad con respecto a la requerida para desarrollar y ejecutar idóneamente las actividades para las que fue contratada, situación que la INC busco mediante subcontratación con un tercero, el cual tampoco logró controlar, cumplir, ni gestionar adecuadamente los plazos establecidos en el cronograma, que el mismo propuso, demostrando así una gestión fiscal antieconómica e ineficaz del contrato, contraviniendo el principio de eficacia establecido en el artículo 8 de la Ley 42 de 1993 y lo estipulado en el Artículo 3 de la Ley 610 de 2000.

Consecuencia de lo anterior, se ocasionó un presunto daño al patrimonio público, representado en el menoscabo de los recursos públicos de la ANH, por la gestión fiscal desplegada en forma ineficaz, cuantificado en la suma de \$10.722.038.446 correspondientes a los pagos realizados, esto porque no se llegó a satisfacer la necesidades y fines para lo cual se contrató, en cuanto a calidad, oportunidad y eficiencia de los productos.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Sobre el proceso sancionatorio por incumplimiento y que viene adelantando el proceso de liquidación parcial del contrato No. 479 de 2017, igualmente refiere a que dio cumplimiento al principio de planeación en los procesos contractuales, dado que la Entidad realizó el análisis necesario en los estudios previos para conocer el sector; arrojando como resultado que la Imprenta Nacional de Colombia contaba con la experiencia idónea para la prestación del servicio, y en atención al sondeo de mercado realizado por la ANH la INC era el proveedor más favorable para la entidad en razones de precio, experiencia, calidad, capacidad financiera.

“..Entendiendo entonces que la ANH realizó todas aquellas actividades idóneas encaminadas a determinar de forma precisa la necesidad pública que se pretendía satisfacer con la celebración del contrato a fin de hacer uso eficiente y eficaz de los recursos públicos, no es de recibo que se pretenda imputar el posible incumplimiento del Contratista la INC a una supuesta inadecuada planeación por parte de la ANH, toda vez que se pone de presente nuevamente, que la entidad realizó diligentemente todas las labores establecidas en la norma para lograr una adecuada planeación contractual, y elegir la oferta más favorable dispuesta en el mercado para la prestación del servicio. Cosa distinta, es que una vez decidió el procedimiento de incumplimiento ya iniciado, se encuentre que el contratista efectivamente incumplió las obligaciones del objeto contractual, y por ende deba ser sancionado”.

Establece la Entidad que cuenta con las coberturas que permitieran blindar los recursos entregados por parte de la ANH para la ejecución del contrato y respaldar el cumplimiento de las obligaciones por parte de la Imprenta Nacional de Colombia.

“... Finalmente, es preciso señalar que, con el fin de, precisamente evitar cualquier daño a la Entidad o a su patrimonio y recursos, se inició la audiencia de declaratoria de incumplimiento que actualmente se encuentra suspendida, y a la cual se hizo parte tanto a la IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA como a LA PREVISORA S.A. COMPAÑÍA DE SEGUROS, en calidad de garante”.

“Por lo anterior, es necesario hacer énfasis en que la ANH ha realizado todas las gestiones administrativas y legales con el fin de proteger los recursos asignados al contrato, con acciones como: Realizar un estudio previo juicioso que permitió contratar con una entidad del Estado de reconocida trayectoria para los fines del objeto que se pretendía desarrollar y no una Entidad particular, exigir la expedición de pólizas de garantía y

cumplimiento, las cuales fueron expedidas por La Previsora S.A. Compañía de Seguros, e iniciar oportunamente la Audiencia de Declaratoria de Incumplimiento, con el fin de propender por el adecuado cumplimiento de las obligaciones contractuales, o exigir el resarcimiento por los daños o perjuicios que pudiere sufrir la ANH, de llegar a configurarse el presunto incumplimiento, protegiendo así a la Entidad de algún eventual menoscabo de sus recursos públicos”.

Análisis de la Respuesta

La CGR establece en el análisis que, de acuerdo a la respuesta aportada por la Entidad, así como el numeral 1.2 de los Estudios Previos, el desarrollo del contrato con la Imprenta Nacional de Colombia Contrato 479/2017 permitiría a la ANH:

● Implementar un sistema de consulta y conservación de la información. ● Proveer una logística adecuada para la administración de los documentos de fiscalización. ● Controlar el volumen de los archivos de fiscalización. ● Coordinar las entidades productoras de la información de fiscalización. ● Cumplir la función administrativa o de las normas de archivo y conservación. ● Mejorar la calidad de la información para los usuarios finales. ● Validar la información del cálculo de regalías. ● Mejorar la consulta de la información para los usuarios finales. ● Fortalecer la Seguridad en el manejo de los documentos. ● Garantizar el nivel de confidencialidad de la información.

La CGR ratifica que el desarrollo del contrato no se llegó a satisfacer las necesidades para lo cual se realizó la contratación, pues tanto en la inspección física a la bodega como las pruebas realizadas a la Plataforma (SGDFH), así como los informes de Supervisión e informes del estado Financiero y Presupuestal ratifica que no entregó la totalidad de los productos definidos a diciembre de 2018, en lo relacionado con la organización física y técnica de los archivos, prestación de los servicios de digitalización en OCR, prestación de los servicios de indización por tipología documental y descripción de metadatos por expediente, así como el cargue y control de calidad de documentos al Sistema de Gestión Documental de Fiscalización de Hidrocarburos – SGDFH.

En el caso de la inspección física a la bodega, donde se encuentran los expedientes físicos que hacen parte de las actividades de ejecución del objeto contractual en custodia por parte de la INC. El repositorio 4 está pendiente de recibir por parte de la ANH. La CGR estableció que no existe acuerdo entre lo contratado y los productos a entregar por parte de la ANH e INC, ya que este último argumenta que las cantidades de información exceden lo que se tenía planeado, dificultades técnicas en el manejo de la información debido a que se pretendía tener un sistema híbrido electrónico para la consulta de la información de acuerdo a lo requerido por la ANH. Se realizaron pruebas al software para verificar la usabilidad y disponibilidad de la información, constatándose la dificultad para realizar búsquedas.

Si bien es cierto la Entidad indica que, los recursos girados por la ANH correspondieron a los productos y actividades pactadas en el Contrato y sus modificaciones, así como al estado de ejecución de su momento, y al cumplimiento de las obligaciones pactadas para

la ANH, especialmente a la del numeral 3 que señala “Realizar los pagos del Contrato que se suscriba, en las condiciones pactadas”, también es preciso señalar que con el fin precisamente de evitar cualquier daño a la Entidad o a su patrimonio y recursos, se inició la audiencia de declaratoria de incumplimiento que actualmente se encuentra suspendida.

Por lo tanto, los productos recibidos a cambio de los pagos realizados no fueron efectivos respecto al desarrollo del objeto contractual, es decir, no permitieron la unificación de un repositorio digital único, que garantizara la búsqueda indexada de la información, control de volúmenes de archivos, la unificación y asociación del expediente por yacimiento, mejorar la consulta de la información para los usuarios finales, fortalecer la seguridad en el manejo de los documentos y garantizar el nivel de confidencialidad de la información. Adicionalmente existen limitaciones en el acceso de los datos asociados; actividades esenciales para el cumplimiento del objeto del contrato.

En respuesta entregada por la ANH, informa sobre el proceso sancionatorio, por incumplimiento del contrato 479 de 2017 que viene adelantado, así como las garantías que cubren en caso de riesgo incumplimiento, además del proceso de liquidación parcial, respecto a lo cual es importante resaltar el Concepto Jurídico de la CGR No 2015IE0101604 del 28/10/2015, en el que se establece “...frente a otro tipo de situaciones, tales como acciones administrativas o acciones judiciales, en lo que se encuentra en controversia derecho de contenido declarativo, se debe adelantar de manera inmediata el proceso de responsabilidad fiscal ordinario...”, es decir, sin perjuicio de la acciones adelantadas por la ANH, la CGR es autónoma e independiente para adelantar las acciones fiscales correspondientes.

En consecuencia, de la anterior la respuesta y los soportes entregados por la Entidad, no desvirtúan lo observado por la CGR, respecto al presunto daño al patrimonio público, representado en el menoscabo de los recursos públicos de la ANH, por la gestión fiscal desplegada en forma ineficaz, cuantificado en la suma de \$10.722.038.446, pagados sin haber obtenido el resultado que atendiera debidamente sus necesidades institucionales.

Hallazgo administrativo con incidencia fiscal.

Hallazgo No. 04: Modificación de la forma de pago del contrato 479 de 2017

El contrato 479 de 2017, sobre la forma de pago estableció:

Forma de Pago: La ANH pagará el valor del Contrato, por el servicio efectivamente prestado en mensualidades vencidas o proporcionales por fracción del servicio así:

a) Un pago por el recibo a satisfacción de los ítems 8 y 9 establecidos en la oferta económica por valor de OCHO MIL CIENTO CINCUENTA Y CINCO MILLONES QUINIENTOS SETENTA Y UN MIL QUINIENTOS OCHENTA Y TRES PESOS (\$8.155.571.583), IVA INCLUIDO; los cuales incluyen la plataforma WEB junto con el licenciamiento por 12 meses de la misma, así como la parametrización para la Organización de la Información en la Herramienta de Gestión

Documental SGDFH, todas las actividades cumplidas de los dos ITEMS de la propuesta económica, previa presentación de la factura o documento de cobro, el informe mensual de actividades, la certificación de pago de seguridad social (salud, pensión y riesgos profesionales) y la certificación a satisfacción del supervisor del contrato, diligenciada según los procedimientos adoptados por la ANH, así como el ingreso de los intangibles de licenciamiento al inventario de la Agencia.

Se encontró que el primer pago se realizó el 23/01/2018, así:

Numero Documento	Fecha de pago	Estado	Valor Bruto	Valor Deducciones	Valor Neto	Concepto Pago
8845118	2018-01-23	Pagada	9155571583,00	0,00	\$ 8.155.571.583	PRIMER PAGO DEL CTO 479 DE 2017 SERVICIO DE IMPLEMENTACION DE LA ESTRATEGIA DE CONSERVACION DE INFORMACION DERIVADA DE LA FUNCION DE FISCALIZACION DE LAS ACTIVIDADES EXPLOTACION ARCHIVOS PERMITAN BUSQUEDA INDEXADA DE LA DATA FC 89644

Fuente: SIIF ANH

En relación con la prohibición de modificar el objeto de los contratos por medio de la figura de la adición contractual, la Sala de Consulta y Servicio Civil, en Concepto 2263 del 17 de marzo de 2016, hizo un amplio análisis sobre las limitaciones legales que han sido expuestas por la doctrina para modificar un contrato estatal, reiterando que es posible modificar los elementos accidentales de un contrato, pero no su objeto, al respecto dejó sentado, lo siguiente:

“Como advertencia previa, esta sala considera que la regla general que debe cumplir la entidad estatal corresponde a la inalterabilidad del contrato y, por ende, su modificación tendrá carácter de excepcional y será de interpretación restrictiva.

Límites relacionados con la variación del objeto y con el contenido sustancial del contrato y del pliego de condiciones.

(...)

No es procedente en la ejecución del contrato modificar aspectos sustanciales del pliego de condiciones que sirvieron de fundamento para la selección objetiva, previstos como requisitos habilitantes y ponderables de las ofertas o como contenido mínimo de la solicitud de elegibilidad. Si así fuera, se desconocerían los requisitos del ordenamiento jurídico, los derechos de los interesados en el proceso precontractual, y se vulnerarían los principios de libertad de concurrencia, de transparencia y de igualdad de oportunidades.

Como lo ha señalado la Sección Tercera del Consejo de Estado, el poder de modificación de la administración es limitado y debe respetar la sustancia del contrato celebrado, su esencia y la de su objeto, pues una alteración extrema significaría un contrato diferente.

(...)

*Sin perjuicio del análisis de cada caso, según lo estipulado en el pliego de condiciones o surgido de la naturaleza del contrato, **lo que siempre resulta inalterable durante todo el “iter” del contrato, es la modificación del núcleo esencial del objeto, pues en este caso existiría una novación de la obligación que conllevaría a la invalidez del contrato***

modificatorio, por contravenir las normas y principios de la contratación estatal, en especial, los de transparencia, libertad de concurrencia e igualdad. No sucede lo mismo, respecto de los elementos accesorios, los cuales podrían ser objeto de modificación con el cumplimiento de los requisitos legales.

(...)

La inalterabilidad de la naturaleza global del contrato como límite a la modificación del contrato, se entiende, entre otras, cuando se sustituyen las obras, los suministros o los servicios por otros diferentes o se modifica de manera sustancial el tipo de contratación o el tipo de la concesión.

(...).

En síntesis, el Consejo de Estado ha señalado la prohibición para la administración de modificar las condiciones sustanciales del contrato estatal y de su pliego de condiciones, incluido el objeto y los criterios habilitantes y de ponderación aplicados en el proceso de selección. (Concepto 2324 de diciembre 12 de 2017, CONSEJO DE ESTADO, SALA DE CONSULTA Y SERVICIO CIVIL, Rad. interna: 11001-03-06-000-2016-00260-00) (Subrayas ajenas al texto original)

Mediante Otrosí 1 con fecha de aprobación en SECOP II del 30/08/2018, se modifica la forma de pago, de la siguiente forma:

“Forma de pago: La ANH pagará el valor del Contrato, por el servicio efectivamente prestado en mensualidades vencidas o proporcionales por fracción del servicio así:

- a) *Un pago por valor de OCHO MIL CIENTO CINCUENTA Y CINCO MILLONESQUINIENTOS SETENTA Y UN MIL QUINIENTES OCHENTA Y TRES PESOS (\$8.155.571.583=), IVA INCLUIDO al recibo a satisfacción de la plataforma de Gestión documental junto con el licenciamiento por 12 meses, el plan de ejecución de proyectos, con el listado del personal requerido, así como la parametrización para la Organización de la Información en la Herramienta de Gestión Documental SGDFH, una vez todas las actividades cumplidas, previa presentación de la factura o documento de cobro, el informe de entregables para el primer pago, la certificación de pago de seguridad social (salud, pensión y riesgos profesionales) y la certificación a satisfacción del supervisor del contrato, diligenciada según los procedimientos adoptados por la ANH, así como el ingreso de los intangibles de licenciamiento al inventario de la Agencia.*

Cerca de siete meses después de realizado el primer pago, se modificó sin una justificación fáctica la **“Forma de Pago” literal a)** en donde se establecía que el primer pago involucraba la entrega del ítem 8 y 9 establecidos en la oferta económica, retirándolos como condición para el primer pago que ya había sido realizado, actividades que se describen en la tabla siguiente:

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	MESES	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
8 Organización de la información en la Herramienta de Gestión Documental SGDFH y definición de Bandejas de Calidad Cuantitativas y Cualitativas (A las 11.295.670 imágenes digitalizadas).	imagen y/o foto		11.295.670	570	6.438.531.900
9 Servicio de Plataforma Web en la nube con su implantación y parametrización del SISTEMA DE GESTIÓN DOCUMENTAL DE FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS - SGDFH integrado para consulta en la plataforma DEL GESTOR DOCUMENTAL actual de la ANH, bajo la modalidad Software como un Servicio. Usuarios limitados, incorporando la migración de los datos e imágenes que actualmente se encuentran en ORFED y el SGDEA actual. *	MES	24		5.285.718.609	493.718.623

De lo anterior, se evidencia que el primer pago fue realizado el 23/01/2018, por el valor pactado inicialmente sin el lleno de los requisitos, puesto que para esa fecha el contratista tenía que haber realizado las actividades de los ítems 8 y 9 y, el OTROSI 1 invocado en la respuesta no tenía vigencia. La modificación introducida con el OTROSI 1 entro en vigor hasta el 30/08/2018, tal como lo aparece en el aplicativo SECOP II, que en su instructivo indica que *“La modificación es enviada a la Entidad Estatal para que dé su aprobación final y la publique. Sera efectiva a partir de ese momento”*

Modificaciones del Contrato

Modificación del contrato

Referencia de la modificación	Tipo de modificación	Fecha de modificación	Fecha de aprobación
001.CTRNCO 462652	Modificar el contrato	30/08/2018 5:02 PM (UTC-5:00)	31/08/2018 3:48 AM (UTC-5:00)
001.CTRNCO 174853	Modificar el contrato	22/12/2017 8:26 AM (UTC-5:00)	30/08/2018 8:01 PM (UTC-5:00)

El ítem 8 retirado de la obligación para el primer pago representa un 32% de las actividades a realizar y el primer pago fue supeditado solamente a la entrega del software, que corresponde a un servicio de arrendamiento, que tiene un costo de 493 millones y que representa el 2.5% de las actividades; adicionalmente incluía la entrega del plan de ejecución de proyectos, con el listado del personal requerido, así como la parametrización para la Organización de la Información en la Herramienta de Gestión Documental SGDFH. Es decir, que la ANH realizó un pago por el 41% del total del valor del contrato sin el cumplimiento del ítem 8 pactado inicialmente, es decir con apenas el 9% de actividades cumplidas.

Las situaciones descritas permiten concluir una contravención al literal (a) de la Forma de pago contempladas en el contrato 479 de 2017, ya que los contratos como los convenios se encuentran cobijados en los principios constitucionales y lo consagrado en el estatuto de la contratación, lo evidenciado denota deficiencias en la planeación y ejecución contractual, dando lugar a erogaciones sin el cumplimiento de los requisitos o el recibo de los servicios.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

La forma cronológica en la que se realizaron las actividades de creación, cargue, aprobación y envío para la firma del Otrosi1 el 22 de diciembre de 2017, indicando que las partes del contrato, ANH y la INC dieron cumplimiento a lo que el complemento de Otrosi1

estableció como forma de pago, la cual se ejecutó a cabalidad según lo entendido de buena fe dentro del desarrollo del contrato 479 de 2017.

Análisis de la Repuesta

La CGR establece en el análisis que la ANH no desvirtúa lo observado por la CGR, en el proceso de pagos, pues asegura que el proceso para la aprobación del Otrosí se realizó el 22 de diciembre de 2017 y apelan al principio de buena Fe al ejecutarlo, situación que no es aclarada en su totalidad, el por qué no se reflejó la aprobación en la fecha correspondiente en el SECOP.

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 05: Contrato No. 249 de 2016 – Piloto integración tecnológica y la metodología de IoT⁴ y M2M⁵.

Contrato 249 de 2016

Objeto: realizar la integración tecnológica y la metodología de IoT y M2M, al igual que su implementación con los proyectos de la ANH. Fase 1”

En desarrollo del objeto contractual, EL CONTRATISTA se compromete a cumplir las siguientes obligaciones específicas:

- 1. Diseño de Metodología IOT y M2M para la industria de hidrocarburos para la conexión de datos y redes del sector, así como para el transporte de datos entre operadores y de los mismos a la ANH.*
- 2. Metodología de Desarrollo de datos IOT en PPDM (Manejo de Datos de petróleos) para la normalización de información con un único referente, permitiendo el intercambio unificado de información bajo una sola arquitectura de datos, así mismo con la transferencia de conocimiento necesaria en PPM.*
- 3. Licenciamiento de Plataforma por 12 Meses de Servicio para el desarrollo de Proyectos IOT en la ANH junto con la trasferencia de conocimiento necesaria.*
- 4. Piloto para 10 Sitios con Equipo Industrial con instalación en las zonas que la ANH disponga, en conjunto con los operadores actuales.*
- 5. Suministrar la conectividad necesaria para 10 Sitios con instalación, generando una arquitectura de referencia de la misma,*
- 6. Desarrollo de la Plataforma de IDP en la Nube, e integración a los sistemas de datos de la ANH mediante una VPN.*

Transferencia general de conocimientos en tecnologías de IoT, uso de protocolos, cifrado de datos y configuraciones de equipos industriales, así como API de integración

4 IoT: En informática y telecomunicaciones, Internet de las Cosas (IoT por sus siglas en inglés) es un término que se refiere a la red de objetos físicos interconectados. IoT conecta a Internet nuevas cosas, como por ejemplo plantas de producción, redes energéticas, servicios de atención a la salud y sistemas de transporte.

5 M2M: (machine to machine, 'máquina a máquina') es un concepto genérico que se refiere al intercambio de información o comunicación en formato de datos entre dos máquinas remotas.

Ley 80 de 1993, art. 3°:

De los Fines de la Contratación Estatal. Los servidores públicos tendrán en consideración que al celebrar contratos y con la ejecución de los mismos, las entidades buscan el cumplimiento de los fines estatales, la continua y eficiente prestación de los servicios públicos y la efectividad de los derechos e intereses de los administrados que colaboran con ellas en la consecución de dichos fines.

Norma API MPMS Capítulo 3, Sección 3:

Práctica estándar para la medición del nivel de hidrocarburos líquidos en tanques de almacenamiento estacionarios y presurizados mediante el uso de medidores automáticos de tanques, ATG por sus siglas en inglés.

De acuerdo con los estudios previos del contrato la Oficina de Tecnologías de la Información (OTI) decidió adelantar un proyecto de innovación, con el fin de establecer el marco de referencia de IoT (Internet de las Cosas y la Industria) y M2M (Máquina a Máquina) para la industria de hidrocarburos, para promover el uso de tecnologías nuevas, que impulsen una integración y convergencia de la información. Dicha contratación, no solo tenía como objetivo el desarrollo de la metodología de IoT Y M2M, sino la implementación de un piloto en campo para 10 sitios, junto con el suministro completo de las comunicaciones necesarias para tal fin. Con base el este estudio previo, la ANH suscribió el 19 de octubre de 2016 con la firma OMNICOM S.A, el contrato de prestación de servicios No. 249 de 2016, con el objeto de “realizar la integración tecnológica y la metodología de IoT y M2M, al igual que su implementación con los proyectos de la ANH. Fase 1”.

Para cumplir con el objeto contractual, y como condición para el desarrollo del proyecto, la empresa OMNICOM debía ejecutar entre otros un piloto en 10 sitios en funcionamiento, es decir, aparte de la entrega del equipo industrial respectivo, la correspondiente instalación de los mismos, la aplicación de recolección manual de datos, el desarrollo de la plataforma de IDP en la Nube e integración a los sistemas de datos de la ANH, todo esto, desde luego, con la conectividad necesaria para los 10 Sitios, tal como también se describe en la propuesta técnica presentada por OMNICOM (NUMERAL 1.3 Alcances específicos), entre otros, el alcance referido a la integración de 10 ubicaciones geográficas (suministro de los equipos Ibis link con sus periféricos necesarios, ingeniería de integración con el sistema de control local, instalación en sitio, pruebas de funcionamiento y documentación de la solución implementada).

El contrato terminó su ejecución el 31 de diciembre de 2016 y fue liquidado bilateralmente el 12 de julio de 2018, sin indicar cuántos y cuáles pilotos se ejecutaron, como tampoco el detalle (referencia y seriales) de los equipos ni los sitios donde se instalaron.

En conclusión, las actividades ejecutadas en el marco del contrato No. 249 de 2016 no desarrollaron el objeto contractual, “*un proyecto de innovación, con el fin de establecer el*

marco de referencia de IoT (Internet de las Cosas y la Industria) y M2M (Máquina a Máquina) para la industria de hidrocarburos, para promover el uso de tecnologías nuevas, que impulsen una integración y convergencia de la información”, proyecto que dependía de la instalación y funcionamiento de los equipos en los 10 sitios establecidos contractualmente.

Situación generada debido a deficiencias tanto en los estudios previos como en supervisión, al no considerar los antecedentes normativos que daban cuenta de la no viabilidad de este tipo de tecnologías para medición volumétrica así como la experiencia de la industria petrolera a nivel mundial y nacional con este tipo de tecnologías, y al haber recibido a satisfacción por parte de la supervisión sin evidencia del cumplimiento de la totalidad de las actividades en los 10 sitios; esta situación configura un presunto detrimento patrimonial al Estado debido a una gestión fiscal ineficaz e ineficiente, cuantificada en el total del valor pagado al contratista por la suma de \$2.620.000.000.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

La ANH, mediante oficio Radicado 20191300280731 Id: 452392 de fecha 2019-11-07 da respuesta a la observación 5 en los siguientes términos:

- El Acta de Inicio fue firmada por el Ordenador del Gasto y el Contratista el día 20 de octubre de 2016.
- El supervisor del contrato fue delegado mediante Id 142902 del 2 de noviembre de 2016.
- Mediante Acta de Recibido a Satisfacción firmada por las partes el 28 de junio de 2018 el supervisor del contrato certificó que los bienes cumplían con todas las condiciones técnicas pactadas y que fueron recibidos a satisfacción por parte de ANH.
- Mediante Acta de Terminación del contrato firmada por las partes el 28 de junio de 2018 el supervisor del contrato ratificó el cumplimiento en la entrega de los bienes objeto del contrato.
- El 12 de julio de 2018 la ANH y el Contratista procedieron a Liquidar de mutuo acuerdo el Contrato 249 de 2016 y se declararon a paz y salvo por todo concepto, con lo cual se finalizaron cualquier tipo de obligaciones entre las partes.

Análisis de la Repuesta

La CGR establece en la respuesta entregada por la ANH que solo entregó una cronología de la etapa contractual y postcontractual, señalando las fechas de inicio de ejecución, nombramiento del supervisor, Acta de Recibido a Satisfacción, Acta de Terminación del contrato y Acta de Liquidación del contrato, señalando que el supervisor del contrato certificó que los bienes cumplían con todas las condiciones técnicas pactadas y que fueron recibidos a satisfacción por parte de ANH, adjuntando en la carpeta compartida nueve (9) archivos en pdf, como se muestra en el pantallazo que anteriormente se adjuntó, documentos que fueron previamente revisados por el grupo auditor durante el proceso de configuración de la referida observación y que no aportan ningún argumento nuevo de

análisis, pues no allegan la evidencia que respalde el recibido a satisfacción, que emite el supervisor del contrato, sobre la instalación efectiva y funcionamiento de los equipos en 10 sitios según lo pactado, los cuales no fueron especificados previamente en la etapa precontractual ni en el contrato.

Del anterior análisis se concluye que se ratifica la observación en todas sus partes validándola como hallazgo administrativo con incidencias disciplinaria y fiscal en cuantía de \$2.620.000.000, toda vez que la ANH no aportó argumentos que desvirtúen ninguna de las situaciones observadas por el grupo auditor, en cuanto a que con los resultados del contrato No. 249 de 2016 se atendió efectivamente la necesidad institucional, *de renovar tecnológicamente la industria del petróleo*, en la que se fundamentó la contratación, pues el proyecto no se limitaba simplemente a la compraventa de elementos y servicios, como pretende justificar la entidad, sino que dependía de la instalación efectiva y puesta en funcionamiento de esos equipos y servicios en los 10 sitios según lo acordado contractualmente para poder generar un marco de referencia IoT y M2M para la industria de Hidrocarburos específicamente, y tan sólo existe evidencia de la instalación de uno de esos equipos

Hallazgo administrativo, con incidencia fiscal y disciplinaria

Hallazgo No. 06: Planeación y ejecución presupuestal recursos SGR - fiscalización

Ley 1530 de 2012, art. 13:

“Se entiende por fiscalización el conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la determinación efectiva de los volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías”.

El Convenio No. 146 de 2017 Celebrado entre el ministerio de Minas y Energía y la ANH para el ejercicio de Fiscalización, establece en su literal tercero: “OBLIGACIONES DE LA AGENCIA, (...) 8. Con cargo a los recursos asignados del Sistema General de Regalías para el ejercicio de las funciones delegadas, disponer, entre otros, de la infraestructura, equipos, sistemas de información, personal y servicios idóneos para el control y seguimiento de los requisitos y obligaciones señaladas en la Resolución 181495 de 2009 y 90341 de 2014, o las normas que las modifiquen, adicionen, complementen o sustituyan, así como para adelantar los procesos de investigación e imposición de sanciones de que trata el Parágrafo del mismo artículo”.

La agencia Nacional de Hidrocarburos, presenta una baja ejecución presupuestal, respecto a los recursos asignados del Sistema General de Regalías, mediante la Delegación realizada a la ANH, como se demuestra a continuación:

PRESUPUESTO AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS				
BIENIO	ASIGANDO	EJECUTADO	NO EJECUTADO	PORCENTAJE EJECUCIÓN
2015-2016	44.352.317.971,18	29.724.522.344,85	14.627.795.626,33	67%
2017-2018	51.014.520.306,00	30.196.863.337,00	20.817.656.969,00	59%

Lo anterior es causado por una inadecuada planeación de la entidad respecto a la ejecución de los recursos asignados y genera una disminución en la asignación para el siguiente Bienio; además de la imposibilidad de establecer procedimientos técnicos para el desarrollo de la función delegada; impide hacer seguimiento oportuno y adquirir las herramientas técnicas requeridas para su ejercicio.

En respuesta a la observación la Entidad explica las razones:

“El área de Fiscalización planeó presupuestalmente para Bienio 2015 - 2016 la contratación de una planta temporal con todos los gastos inherentes (Sueldos, primas, parafiscales, pagos de seguridad social, fondos de pensiones, vacaciones, etc.) por un valor de COP 8.684.387.221, la cual NO fue aprobada por la Supervisión del Ministerio de Minas y Energía en su calidad de supervisor del Convenio de delegación, y por esta razón no pudo ser ejecutado, de acuerdo a la planeación del área

Debido a la NO contratación de la Planta Temporal NO se ejecutó el proyecto de adquisición de equipos de cómputo y otros, por un valor de COP 300.000.000.

El proyecto viáticos y Gastos de viaje COP 1.153.697.123,25 se planeó presupuestalmente para garantizar la independencia en los desplazamientos en el personal del Área de Fiscalización. Sin embargo, cabe resaltar que la resolución 18 1495 de 2009, (Anexo 4) en el artículo 3 ORGANOS COMPETENTES. “Corresponde al Ministerio de minas y energía, de conformidad con la ley controlar las actividades reglamentadas en la presente resolución, proferir los reglamentos técnicos y demás actos administrativos e imponer las sanciones respectivas.

La función de control y de más autorizaciones de que trata la presente resolución, serán las ejercitadas por la dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces, o por intermedio de personas naturales o de entidades debidamente calificadas y certificadas. El transporte, el alojamiento y alimentación para tal efecto serán suministrados por el contratista, quien además entregara la información que sea requerida y facilitara el acceso a las instalaciones sin restricción alguna”; de acuerdo con lo anterior, el área NO ejecutó la totalidad del presupuesto planeado, en el rubro de viáticos y gastos de viaje, el cual se construye para garantizar la independencia, objetividad en la función y la pertinencia temporal de las visitas de inspección. Por esta razón, no se ejecutó la suma de COP 570.239.501,25.

Análisis de la Repuesta

La CGR establece en el análisis que la Entidad excusa la baja ejecución presupuestal por la no aprobación por parte de la supervisión del Ministerio y a la aplicación de una norma que restringe gastos de viáticos; siendo en su mayor parte gastos que por su naturaleza son reiterativos, además la ejecución presupuestal deficiente, no es de un solo bienio, sino que es recurrente.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 07: Presupuesto 2016-2017

Ley 1530 de 2012, art. 13:

Artículo 13. Fiscalización. “Se entiende por fiscalización el conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la determinación efectiva de los volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías”.

La agencia Nacional de Hidrocarburos, presenta una ejecución presupuestal en el Bienio 2015-2016, respecto a los recursos asignados del Sistema General de Regalías, en la cual la sumatoria de los rubros presupuestales descritos en su ejecución ascienden a \$42.352.317.971,18, cantidad diferente a la registrada en la totalidad de lo asignado en el mismo cuadro de ejecución y a lo relacionado en las resoluciones de asignación, las que describen un presupuesto de \$44.352.317.971,18, lo que evidencia una diferencia de \$2.000.000.000, como se muestra a continuación:

PRESUPUESTO DE FISCALIZACIÓN DE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS EL CONOCIMIENTO Y CARTOGRAFÍA GEOLÓGICA DEL SUSSUELO 2015-2016		
RUBRO	DESCRIPCIÓN	VIGENTE
1-1		44.352.317.971,18
1-1-1-1-1-1	SUELDOS	4.254.196.896,00
1-1-1-1-1-2	SUELDOS DE VACACIONES	28.541.184,00
1-1-1-1-2-1	PRIMA TÉCNICA SALARIAL	543.525.875,04
1-2-1-1-2-2	PRIMA TÉCNICA NO SALARIAL	319.644.702,00
1-1-1-1-4-1	BONIFICACIÓN POR SERVICIOS PRESTADOS	165.440.950,00
1-1-1-1-4-2	BONIFICACIÓN ESPECIAL DE INCUBACIÓN	31.512.570,00
1-1-1-1-4-5	PRIMA DE SERVICIO	281.250.587,00
1-1-1-1-4-6	PRIMA DE VACACIONES	193.011.028,00
1-1-1-1-4-7	PRIMA DE NAVIDAD	610.439.645,04
1-1-1-2-2	BENEFICIARIOS	6.448.202.905,00
1-1-1-2-3	REMUNERACIÓN SERVICIOS TÉCNICOS	25.426.030.721,93
1-1-1-3-1	ADMINISTRADAS POR EL SECTOR PRIVADO	190.000.000,00
1-1-1-3-1-1	CAJAS DE COMPENSACIÓN PRIVADAS	216.288.403,00
1-1-1-3-1-3	FONDOS ADMINISTRADORES DE PENSIONES PRIVADOS	267.977.057,00
1-1-1-3-1-4	EMPRESAS PRIVADAS PROMOTORAS DE SALUD	339.972.915,00
1-1-1-3-1-5	ADMINISTRADORAS PRIVADAS DE APOORTES PARA ACCIDENTES DE TRABAJO	93.790.550,00
1-1-1-3-2-1	FONDO NACIONAL DE AHORRO	681.309.813,00
1-1-1-3-2-2	FONDOS ADMINISTRADORES DE PENSIONES PÚBLICOS	191.984.705,00
1-1-1-3-2-5	APORTES ICDF	177.216.302,00
1-1-1-3-2-8	APORTES A LA ESAP	29.536.050,00
1-1-1-3-2-7	APORTES A LA ESAP	29.536.050,00
1-1-1-3-2-8	APORTES A ESCUELAS INDUSTRIALES E INSTITUTOS TÉCNICOS	59.072.101,00
1-1-2-2-3	COMPRA DE EQUIPO	300.000.000,00
1-1-2-2-11	VIATICOS Y GASTOS DE VIAJE	1.153.697.123,25
1-1-2-2-17	OTROS GASTOS POR ADQUISICION DE BIENES	-
1-1-2-2-18	OTROS GASTOS POR ADQUISICION DE SERVICIOS	150.000.000,00
	TOTAL RUBROS	42.352.317.971,18
	DIFERENCIA ENTRE ASIGNADO Y TOTAL RUBROS	2.000.000.000,00

Fuente: informes presupuestales ANH

Lo anterior es ocasionado por debilidades en los procedimientos presupuestales y financieros y genera interpretaciones erróneas en los usuarios de la información y una transmisión incorrecta de los datos de la ANH.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

A través de la Resolución ANH 953 de 21 de diciembre de 2016 (Anexo 2), la ANH acoge las consideraciones del Ministerio de Minas y Energía emitidas en la Resolución 41106 de 18 de noviembre de 2016 (Anexo 3) en la cual: se aplaza "la suma de COP 2.000.000.000 de los recursos destinados a la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos hidrocarburíferos" Por esta razón el presupuesto para el Bienio 2015 - 2016 asignado correspondió a COP 42.352.317.917,18.

La diferencia en el presupuesto asignado de COP 2.000.000.000 corresponde a un ajuste natural del funcionamiento del sistema General de Regalías y no a "debilidades en los procedimientos presupuestales y financieros"

Análisis de la Repuesta

La CGR establece que la entidad confunde lo observado, que corresponde a un informe cuya sumatoria arroja un total de \$44.352.317.917,18, pero al hacer el ejercicio matemático da una suma de \$42.352.317.917,18, es decir, lo que se observa es un mal cálculo en sus informes.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 08: Ejecución Presupuestal y Resoluciones de Liquidación de Regalías Vs SIRECI

La Ley 42 de 1993 en el artículo 16, establece que "El Contralor General de la República determinará las personas obligadas a rendir cuentas y prescribirá los métodos, formas y plazos para ello". "No obstante lo anterior, cada entidad conformará una sola cuenta que será remitida por el jefe del organismo respectivo a la Contraloría General de la República".

Resolución Orgánica número 6289 de marzo 8 de 2011 modificada por la Resolución Orgánica 6445 DE 2012

"Artículo 3°. Cuenta Consolidada. Información que se debe presentar a la Contraloría General de la República sobre las actuaciones legales, técnicas, contables, financieras y de gestión, como resultado de la administración, manejo y rendimiento de fondos, bienes o recursos públicos; Artículo 4°. Informe Consolidado. Información que se debe presentar a la Contraloría General de la República sobre las actuaciones legales, técnicas, contables, financieras y de gestión, como resultado de la administración, manejo y rendimiento de fondos, bienes o recursos públicos; Artículo 7°. Modalidades. Las modalidades de rendición de Cuenta e Informes son: 1. Cuenta e Informe Anual Consolidado: Es la información que deben presentar

las entidades y particulares sujetos de control del orden nacional sobre la administración, manejo y rendimiento de fondos, bienes o recursos públicos, por una vigencia fiscal determinada (...) 4. Informe de Regalías: Es la información que contiene los resultados de la administración y manejo de los recursos públicos provenientes de las regalías transferidas por la Nación al nivel territorial”.

El Convenio No. 146 de 2017 Celebrado entre el ministerio de Minas y Energía y la ANH para el ejercicio de Fiscalización, establece en su literal tercero: “OBLIGACIONES DE LA AGENCIA, (...) 4. Presentar al Ministerio de Minas y energía informes bimestrales y por escrito respecto de las funciones delegadas en materia de fiscalización, determinación de asignaciones directas y de liquidación de regalías...”.

La Agencia nacional de Hidrocarburos presenta en sus informes presupuestales cifras que no corresponde al informe de Rendición de Cuentas a la Contraloría General de la Republica formulario: 441 F23.2: RECAUDO POR RECURSO NATURAL NO RENOVABLE, encontrando diferencia en el periodo 2016-2018 por valor de \$270.523.897.868. Como se evidencia a continuación:

RECURSOS DE REGALÍAS AÑO 2016-2018

2016			
Recaudo Mes	SEGÚN INFORME PRESUPUESTAL ANH	SEGÚN SIRECI	DIFERENCIA
Enero	265.683.684.808	265.820.086.464	(136.401.656)
Febrero	195.992.890.578	195.999.451.569	(6.560.991)
Marzo	126.892.313.071	126.418.541.847	473.771.224
Abril	131.326.253.149	409.686.556.233	(278.360.303.084)
Mayo	205.851.419.522	205.365.569.869	485.849.653
Junio	223.301.150.518	219.270.632.614	4.030.517.904
Julio	289.516.924.247	293.551.691.292	(4.034.767.045)
Agosto	328.426.368.923	328.406.962.772	19.406.151
Septiembre	307.153.750.309	306.975.718.690	178.031.619
Octubre	306.530.656.999	306.539.047.685	(8.390.686)
Noviembre	285.327.210.986	285.333.344.231	(6.133.245)
Diciembre	328.369.263.467	328.414.394.139	(45.130.672)
TOTAL 2016	2.994.371.886.577	3.271.781.997.405	(277.410.110.828)

Fuente: Informes presupuestales ANH e informes SIRECI

2017			
Recaudo Mes	SEGÚN INFORME PRESUPUESTAL ANH	SEGÚN SIRECI	DIFERENCIA
Enero	348.971.038.212	295.292.826.264	53.678.211.948
Febrero	417.444.913.624	370.738.398.521	46.706.515.103
Marzo	363.174.866.487	360.372.711.323	2.802.155.164
Abril	412.865.323.057	345.677.711.210	67.187.611.847
Mayo	369.656.393.125	313.670.417.125	55.985.976.000
Junio	337.039.272.772	322.647.451.882	14.391.820.890
Julio	377.849.620.435	554.586.226.761	(176.736.606.326)
Agosto	369.807.480.979	324.933.883.953	44.873.597.026
Septiembre	416.007.838.469	337.767.182.236	78.240.656.233
Octubre	401.429.112.297	358.774.528.697	42.654.583.600
Noviembre	407.775.324.253	365.492.400.289	42.282.923.964
Diciembre	461.072.294.093	420.340.517.581	40.731.776.512
TOTAL 2017	4.683.093.477.803	4.370.294.255.842	312.799.221.961

Fuente: Informes presupuestales ANH e informes SIRECI

2018			
Recaudo Mes	SEGÚN INFORME PRESUPUESTAL ANH	SEGÚN SIRECI	DIFERENCIA
Enero	488.707.258.475	443.472.255.960	45.235.002.515
Febrero	466.092.332.232	460.243.229.647	5.849.102.585
Marzo	434.080.267.710	374.346.659.875	59.733.607.835
Abril	389.285.332.904	409.686.556.233	(20.401.223.329)
Mayo	450.023.625.775	451.897.687.258	(1.874.061.483)
Junio	469.411.397.250	468.435.678.718	975.718.532
Julio	553.974.684.703	554.586.226.761	(611.542.058)
Agosto	515.820.137.111	515.796.921.810	23.215.301
Septiembre	491.673.202.784	488.686.533.789	2.986.668.995
Octubre	525.015.386.389	528.031.494.004	(3.016.107.615)
Noviembre	580.257.809.178	578.244.601.031	2.013.208.147
Diciembre	564.561.714.891	420.340.517.581	144.221.197.310
TOTAL 2018	5.928.903.149.402	5.693.768.362.667	235.134.786.735
TOTAL 2016-2018	13.606.368.513.782	13.335.844.615.914	270.523.897.868

Fuente: Informes presupuestales ANH e informes SIRECI

Además, al comparar los informes SIRECI formulario 441 F23.2: RECAUDO POR RECURSO NATURAL NO RENOVABLE con el formulario 29 F23.1: PRODUCCIÓN, INGRESOS DE REGALÍAS Y TRANSFERENCIAS DE LAS AGENCIAS, POR RECURSO NO RENOVABLE, encontrando diferencia todos los meses en el período 2016-2018 por valor de \$180.025.763.988, como se observa a continuación:

INFORMES SIRECI RECURSOS DE REGALÍAS AÑO 2016			
2016			
Recaudo Mes	SIRECI TRANSFERENCIA	SIRECI RECAUDO	DIFERENCIA
Junio	219.187.796.630	219.270.632.614	(82.835.984)
Julio	279.030.280.509	293.551.691.292	(14.521.410.783)
Agosto	308.110.399.644	328.406.962.772	(20.296.563.128)
Septiembre	519.047.621.344	306.975.718.690	212.071.902.654
Octubre	289.487.969.460	306.539.047.685	(17.051.078.225)
Noviembre	285.022.458.355	285.333.344.231	(310.885.876)
Diciembre	331.519.816.055	328.414.394.139	3.105.421.916
TOTAL 2016	2.231.406.341.997	2.068.491.791.423	162.914.550.574

Fuente: Informes SIRECI

INFORMES SIRECI RECURSOS DE REGALÍAS AÑO 2017			
2017			
Recaudo Mes	SIRECI TRANSFERENCIA	SIRECI RECAUDO	DIFERENCIA
Enero	295.233.362.071	295.292.826.264	(59.464.193)
Febrero	371.019.406.279	370.738.398.521	281.007.758
Marzo	379.928.201.928	360.372.711.323	19.555.490.605
Abril	338.912.117.675	345.677.711.210	(6.765.593.535)
Mayo	313.304.937.505	313.670.417.125	(365.479.620)
Junio	339.826.447.461	322.647.451.882	17.178.995.579
Julio	340.071.538.539	554.586.226.761	(214.514.688.222)
Agosto	310.412.528.817	324.933.883.953	(14.521.355.136)
Septiembre	328.759.467.673	337.767.182.236	(9.007.714.563)
Octubre	349.483.417.258	358.774.528.697	(9.291.111.439)
Noviembre	359.677.524.053	365.492.400.289	(5.814.876.236)
Diciembre	426.687.277.403	420.340.517.581	6.346.759.822
TOTAL 2017	4.153.316.226.662	4.370.294.255.842	(216.978.029.180)

Fuente: Informes SIRECI

INFORMES SIRECI RECURSOS DE REGALÍAS AÑO 2018			
2018			
Recaudo Mes	SIRECI TRANSFERENCIA	SIRECI RECAUDO	DIFERENCIA
Enero	439.870.860.737	443.472.255.960	(3.601.395.223)
Febrero	464.861.779.877	460.243.229.647	4.618.550.230
Marzo	462.228.325.406	374.346.659.875	87.881.665.531
Abril	379.524.010.511	409.686.556.233	(30.162.545.722)
Mayo	443.531.989.762	451.897.687.258	(8.365.697.496)
Junio	461.658.977.788	468.435.678.718	(6.776.700.930)
Julio	543.300.548.539	554.586.226.761	(11.285.678.222)
Agosto	509.571.310.645	515.796.921.810	(6.225.611.165)
Septiembre	519.047.621.344	488.686.533.789	30.361.087.555
Octubre	522.708.656.962	528.031.494.004	(5.322.837.042)
Noviembre	577.710.865.641	578.244.601.031	(533.735.390)
Diciembre	603.842.658.049	420.340.517.581	183.502.140.468
TOTAL 2018	5.927.857.605.261	5.693.768.362.667	234.089.242.594
TOTAL 2016-2018	12.312.580.173.920	12.132.554.409.932	180.025.763.988

Fuente: Informes SIRECI

Por otro lado, al comparar los informes SIRECI anteriores con el informe SIRECI Formulario: 180 F22: INFORMACIÓN PRODUCCIÓN PETROLERA, se aprecia en la producción tomada en barriles una diferencia de 4.729.355:

INFORMES SIRECI PRODUCCION PETROLERA AÑO 2017-2018 (Barriles)			
2017			
Recaudo Mes	SIRECI TRANSFERENCIA	SIRECI PRODUCCION	DIFERENCIA
Enero	25.398.490		
Febrero	25.556.086		
Marzo	26.172.682		
Abril	23.902.932		
Mayo	24.647.800		
Junio	25.381.822		
Julio	29.441.770		
Agosto	24.812.890		
Septiembre	25.578.683		
Octubre	25.698.290		
Noviembre	24.586.669		
Diciembre	25.702.459		
TOTAL 2017	306.880.573	311.724.854	4.844.281

Fuente: Informes SIRECI

INFORMES SIRECI RECURSOS DE REGALÍAS AÑO 2018			
2018			
Recaudo Mes	SIRECI TRANSFERENCIA	SIRECI RECAUDO	DIFERENCIA
Enero	24.481.780		
Febrero	25.176.625		
Marzo	25.643.800		
Abril	25.113.479		
Mayo	25.492.131		
Junio	24.860.471		
Julio	25.632.895		
Agosto	25.113.640		
Septiembre	26.226.920		
Octubre	26.233.320		
Noviembre	25.559.019		
Diciembre	26.726.674		
TOTAL 2018	306.260.754	315.834.390	(9.573.636)
TOTAL 2017-2018	613.141.327	627.559.244	(4.729.355)

Fuente: Informes SIRECI

Confrontando con la Resoluciones de Transferencias de Recursos emitidas por la ANH, se observa diferencias entre lo que se recauda y lo que se transfiere, según los informes SIRECI, los informes presupuestales y lo trasladado al Ministerio, como se observa en los siguientes cuadros:

INFORMES SIRECI RECURSOS DE REGALÍAS AÑO 2016 VS RESOLUCION LIQUIDACION DE REGALIAS					
Recaudo Mes	SIRECI TRANSFERENCIA	SIRECI RECAUDO	VR SEGÚN RESOLUCIONES	DIFERENCIA CON TRANSFERENCIA	DIFERENCIA CON RECAUDO
Junio	219.187.796.630	219.270.632.614	308.185.879.191	88.998.082.561	88.915.246.577
Julio	279.030.280.509	293.551.691.292	285.643.294.575	6.613.014.066	(7.908.396.717)
Agosto	308.110.399.644	328.406.962.772	286.877.034.014	(21.233.365.630)	(41.529.928.758)
Septiembre	519.047.621.344	306.975.718.690	288.047.919.025	(230.999.702.319)	(18.927.799.665)
Octubre	289.487.969.460	306.539.047.685	319.216.345.717	29.728.376.257	12.677.298.032
Noviembre	285.022.458.355	285.333.344.231	301.812.115.015	16.789.656.660	16.478.770.784
Diciembre	331.519.816.055	328.414.394.139	364.083.937.303	32.564.121.248	35.669.543.164
TDOTAL 2016	2.231.406.341.997	2.068.491.791.423	2.153.866.524.840	(77.539.817.157)	85.374.733.417

Fuente: Resoluciones de Liquidación ANH - Informes SIRECI

INFORMES SIRECI RECURSOS DE REGALÍAS AÑO 2017 VS RESOLUCION LIQUIDACION DE REGALIAS					
Recaudo Mes	SIRECI TRANSFERENCIA	SIRECI RECAUDO	VR SEGÚN RESOLUCIONES	DIFERENCIA CON TRANSFERENCIA	DIFERENCIA CON RECAUDO
Enero	295.233.362.071	295.292.826.264	368.813.738.605	73.580.376.534	73.520.912.341
Febrero	371.019.406.279	370.738.398.521	337.158.551.023	(33.860.855.256)	(33.579.847.498)
Marzo	379.928.201.928	360.372.711.323	316.178.223.293	(63.749.978.635)	(44.194.488.030)
Abril	338.912.117.675	345.677.711.210	343.038.864.627	4.126.746.952	(2.638.846.583)
Mayo	313.304.937.505	313.670.417.125	347.837.853.229	34.532.915.724	34.167.436.104
Junio	339.826.447.461	322.647.451.882	316.182.258.483	(23.644.188.978)	(6.465.193.399)
Julio	340.071.538.539	554.586.226.761	338.209.176.106	(1.862.362.433)	(216.377.050.655)
Agosto	310.412.528.817	324.933.883.953	348.995.892.140	38.583.363.323	24.062.008.187
Septiembre	328.759.467.673	337.767.182.236	354.558.680.921	25.799.213.248	16.791.498.685
Octubre	349.483.417.258	358.774.528.697	406.446.069.801	56.962.652.543	47.671.541.104
Noviembre	359.677.524.053	365.492.400.289	400.241.656.107	40.564.132.054	34.749.255.818
Diciembre	426.687.277.403	420.340.517.581	457.729.268.702	31.041.991.299	37.388.751.121
TOTAL 2017	4.153.316.226.662	4.370.294.255.842	4.335.390.233.037	182.074.006.375	(34.904.022.805)

Fuente: Resoluciones de Liquidación ANH - Informes SIRECI

Lo anterior es causado por imprecisiones en el momento de transmitir la información y genera interpretaciones erróneas por parte de los usuarios de la información, además de posibles sobreestimaciones o subestimaciones.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

La Entidad basa su explicación en que los informes los rinden diferentes áreas y en que en uno registran lo fiscalizado y en otro lo gravado, además dice "Estos criterios sería importante definirlos en una hoja de ruta de los formatos del SIRECI, que permita al usuario y a la fuente de información, conocer la finalidad del reporte, así como la construcción del dato, para evitar imprecisiones en las interpretaciones"; lo anterior refiere a los requerimientos del SIRECI.

Análisis de la Repuesta

La CGR determina que la Entidad confirmó que la diferencia se debe a criterios en el diligenciamiento de los informes, además afirma no tener claros los requerimientos del SIRECI, por lo cual lo observado no se desvirtúa.

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 09: Vigencia de Pólizas Contrato 341 De 2017

De acuerdo a lo estipulado en los Estudios previos del contrato para AVM y en el Contrato 341 de 2017 suscrito entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y Schlumberger, la “Cláusula Décima Segunda. – Garantías” reza así:

“CLAUSULA DÉCIMA SEGUNDA. – GARANTÍAS: Es responsabilidad del contratista, amparar el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de todos y cada uno de los compromisos y obligaciones de su resorte, así como la ejecución de las actividades inherentes a los servicios materia del presente Contrato, en las condiciones de tiempo, cantidad y calidad pactadas, mediante garantía bancaria o póliza de seguro de cumplimiento en favor de las entidades estatales, que cubra los amparos que se determinan más adelante...” (cursiva y subrayado fuera de texto)

También enuncia los amparos a los que se refiere el párrafo anterior así:

“Amparos:

CUMPLIMIENTO: Objeto: Afianzar la ejecución de las actividades inherentes a los servicios materia de Contrato, en las condiciones de cantidad, calidad y oportunidad pactadas, así como el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones a cargo de EL CONTRATISTA, en razón de su celebración, ejecución y/o terminación, incluida la efectividad de eventuales multas y sanción penal pecuniaria. Valor asegurado: Su cuantía será equivalente al veinte por ciento (10%) del valor del Contrato, Vigencia: Por el término de duración del contrato y seis (6) meses más.

CALIDAD del servicio: Objeto: Afianzar las condiciones de calidad de los servicios materia del contrato. Valor Asegurado: Su cuantía será equivalente al veinte por ciento (20%) del valor del contrato. Vigencia: Por el término de duración del contrato y seis (6) meses más.

Calidad y correcto funcionamiento: objeto: Afianzar las condiciones de calidad de los servicios y garantizar el correcto funcionamiento de los bienes que recibe la entidad presenten deficiente calidad y por consiguiente deficiencias técnicas. Valor asegurado: Su cuantía será equivalente al veinte por ciento (10%) del valor del Contrato, Vigencia: Por el término de duración del contrato (incluido la vigencia del soporte y mantenimiento) y seis (6) meses más.”

La CGR observa que la vigencia de las pólizas está hasta el día 10 de marzo de 2018, lo que va en contravía de lo pactado en la Cláusula Décimo Segunda, pues la fecha de finalización del contrato es el día 31 de diciembre de 2018, siendo así las pólizas deben estar vigentes hasta el 30 de junio de 2019. Sin embargo, tal y como consta en el documento de aprobación de pólizas del 30 de agosto de 2017, la ANH aceptó las pólizas con vigencia hasta el 10 de marzo de 2018.

Adicionalmente, al revisar las pólizas o garantías del contrato, la CGR observa que los valores en letras relacionados con los porcentajes no son coherentes, por cuanto no es posible saber el porcentaje real de las garantías pactadas, sin embargo, en las pólizas se tiene en cuenta el valor en números.

Lo anterior permite evidenciar un inadecuado seguimiento y control por parte del equipo jurídico al no identificar estas inconsistencias, lo que generó un riesgo para la ANH en caso de presentarse un incumplimiento por parte del Contratista y que podría impedir el hecho de acudir a la garantía para hacer cumplir lo pactado en las cláusulas del contrato.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

El contrato No. 341 de 2017, suscrito el 25 de agosto de 2017, entre la ANH y Schlumberger, tuvo por objeto: Contratar el soporte y mantenimiento del Software AVM (Avocet Volumes Management).

La cláusula tercera del referido contrato estableció dos tiempos de duración y vigencia del contrato, una de 15 días, contados a partir del acta de inicio, para la instalación y actualización del software y, otra para el soporte y mantenimiento del mismo, hasta el 31 de diciembre de 2018, a saber. (...)

Por su parte, la cláusula cuarta del contrato estableció el valor por \$ 262.936.450, incluido IVA, en un único pago, luego de la entrega e instalación del software.

En los antecedentes del expediente digital del referido contrato, se encuentra el Id. 208445 con la remisión por parte del contratista del Acta de Inicio debidamente firmada, de fecha 4 de septiembre de 2017, previa aprobación de las garantías por la OAJ con Id. 209400 de fecha 30 de agosto de 2017.

La aprobación de la Póliza por la OAJ, se efectúa con fundamento en los amparos de cumplimiento, calidad y correcto funcionamiento de equipos y porcentajes asegurados de 10%, 20% y 10%, respectivamente, según la póliza única de seguro de cumplimiento a folios 76 a 83 de la carpeta física del contrato y cuyos valores coinciden con el valor numérico asegurado de la Aprobación de Póliza.

De acuerdo con lo expuesto, previa revisión del contrato, la vigencia de las garantías de la póliza, están relacionadas con el plazo y duración del contrato y la forma de pago del mismo. En ese orden, la interpretación de las cláusulas del contrato se debe efectuar de manera armónica y acorde a las necesidades y el objeto del bien y servicio contratado.

Al respecto, se tiene que la instalación y actualización del software adquirido, tenía una fecha de entrega de 15 días, contados a partir de la suscripción del Acta de Inicio, por lo tanto, la vigencia de la garantía de cumplimiento y calidad estaban sujetas a esa primera vigencia, acorde con lo señalado en la cláusula tercera y la cláusula décima segunda, es decir, desde el Acta de Inicio de 4 de septiembre de 2017 al 10 de marzo de 2018.

Así las cosas, las vigencias de los amparos de cumplimiento y calidad del servicio, aprobadas por la OAJ, cumple con los preceptos contractuales, sobre la materia y no existe discordancia o falta de control y seguimiento de la dependencia.

No obstante, se advierte que, para el presente contrato, los bienes y servicios se recibieron a satisfacción de la entidad, no se presentó daño o detrimento alguno, según el informe del supervisor de recibido a satisfacción de los documentos, licencias, instalación del software con ID. 232278 de 11 de octubre de 2017 y el Acta de recibo a satisfacción con ID. 291218 de 22 de junio de 2018, donde el supervisor certificó que los bienes y productos entregados por el contratista cumplieron con todas las condiciones pactadas en el contrato y se recibieron a entera satisfacción.

Análisis de la Repuesta

La CGR establece en su análisis, que el contrato tiene dos vigencias de duración y esta es la razón por la que las garantías de cumplimiento y calidad del servicio estaban sujetas a la fecha de entrega de los 15 días posteriores a la suscripción del acta de inicio (lapso de tiempo en el que debían entregarse los documentos de actualización del soporte y mantenimiento del Software AVM, así como la instalación de la última versión del software). Sin embargo, en la respuesta de la entidad no se menciona la garantía que ampara la “calidad y correcto funcionamiento”.

Es importante tener en cuenta que lo anterior genera ambigüedad en la fecha real de liquidación del contrato, pues no es claro a partir de que fecha se deben contar los cuatro meses que se estipulan en la cláusula decima quinta del mismo, cabe mencionar, además, que en el informe de supervisión se establece como fecha de terminación del contrato el día 31 de diciembre de 2018.

La CGR utilizó como criterio la descripción de los objetos de cada una de las garantías, que son aplicables a todas las obligaciones contractuales del contratista y no solamente a la entrega e instalación del software como lo menciona la ANH en su respuesta.

Adicional a lo anterior, en la descripción dentro del contrato de la garantía de “Calidad y correcto funcionamiento” se establece que la vigencia de este amparo será por el “término de duración del contrato (incluido la vigencia del soporte y mantenimiento) y seis (6) meses más.”, lo que permite evidenciar que se cometió un error al aprobar las pólizas, pues en este caso, se incluye explícitamente la garantía para el soporte y mantenimiento que iba hasta el 31 de diciembre de 2018, y cuya póliza se aprobó hasta el 10 de marzo de 2018, es decir, no se cumplió con lo estipulado en el contrato. Si bien los otros dos amparos (Cumplimiento y Calidad del servicio) no incluyen explícitamente dentro de su descripción el “soporte y mantenimiento”, tampoco lo excluyen y a criterio de la CGR los objetos de estos dos amparos sí se aplican a las obligaciones contractuales del contratista, tal y como se mencionó en el párrafo anterior. En consecuencia, de lo anterior, la respuesta de la Entidad no desvirtúa lo observado por la CGR.

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 10: Visitas De Fiscalización

De acuerdo con lo establecido en el Convenio Interadministrativo 146 de 2017 entre el Ministerio de Minas y Energía y ANH para el ejercicio de la función Fiscalizadora de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, se establece en sus cláusulas:

Tercero. Obligaciones de la Agencia. En desarrollo del presente Convenio Interadministrativo la ANH adquiere las siguientes obligaciones:

1. Cumplir con las funciones delegadas en los términos previstos en la Constitución Política y en la ley, en especial la Ley 1530 de 2012 y las normas que la reglamenten, en el numeral 16 del artículo 4 del Decreto Ley 4131 de 2011, así como en las Resoluciones 18 1495 de 2009, 9 0341 de 2014, 4 0048 de 2015 y 4 1251 de 2016 0 en las normas que las modifiquen o sustituyan.

12. De conformidad con el párrafo 3 del artículo 1 de la Resolución 4 1250 del 23 de diciembre de 2016, la ANH garantizará la presencia administrativa permanente o el seguimiento continuo en todas las zonas del país en donde se adelanten actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, llevando a las regiones la descentralización de la gestión pública y un mayor cubrimiento operativo en materia de control y seguimiento a las operaciones.

Resolución 41251 Titulo 8 art 35 sobre la obligación de realizar visitas de fiscalización a los sistemas de medición.

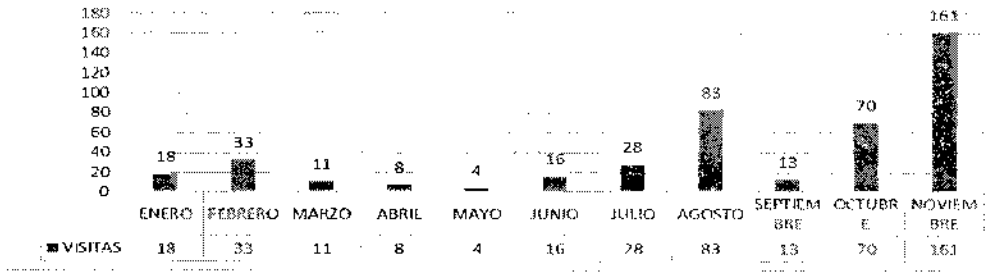
Artículo 35. Verificaciones. La autoridad de fiscalización, directamente o por medio de un tercero especializado realizará inspecciones periódicas a los sistemas de medición para verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta resolución. Los hallazgos encontrados en las inspecciones deben genera un plan de acción por parte del operador cuyo seguimiento y control estará a cargo de la autoridad de fiscalización.

Actualmente la ANH cuenta con 161 contratos, conformados por 463 campos operados por 39 operadores, divididos en 7 zonas para fiscalización.

Verificado el proceso de inspecciones periódicas de seguimiento y control adelantadas por la ANH a los contratos mediante los cuales se realizan actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en diferentes zonas del país, en los bienios 2015-2016 y 2017-2018, se puede observar bajos niveles de cobertura, lo que no garantiza la presencia permanente o continua en lo que se refiere a control y seguimiento de las actividades de fiscalización, como se observa a continuación:

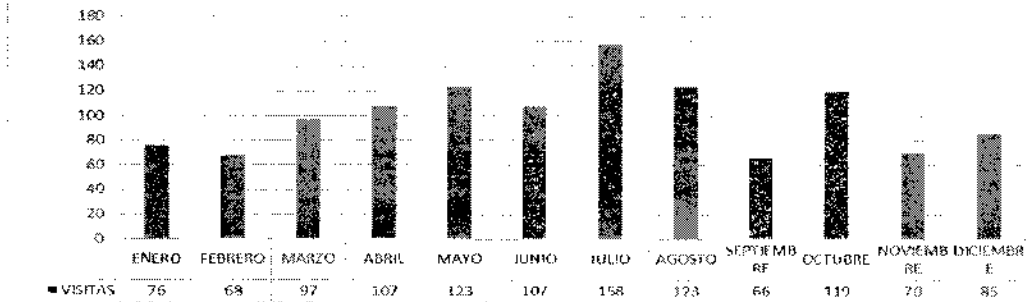
Para el año 2015 se realizaron 454 visitas.

VISITAS DE FISCALIZACION 2015



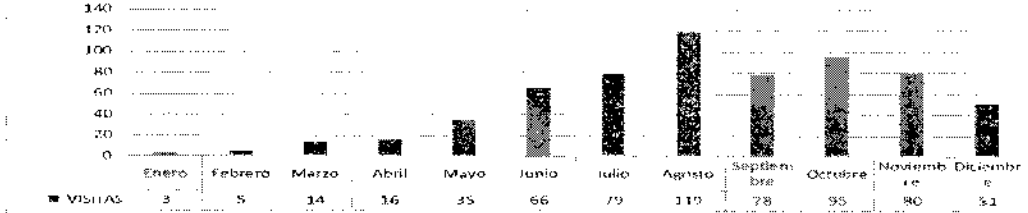
Para el año 2016 se realizaron 1.199 visitas.

VISITAS DE FISCALIZACION 2016



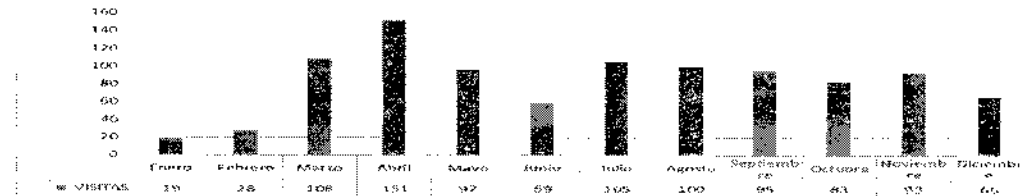
Para el año 2017 se realizaron 641.

VISITAS DE FISCALIZACION 2017



Para el año 2018 se realizaron 1004 visitas.

VISITAS DE FISCALIZACIÓN 2018



Fuente: Informes de Gestión ANH

Por otra parte, teniendo en cuenta la información reportada por VORP respecto a visitas de fiscalización por año, se estableció que no se realizaron visitas a todas las áreas de fiscalización, como se detalla a continuación:

AÑO	CAMPOS SIN VISITAR
2015	192
2016	101
2017	131
2018	86

La anterior situación denota deficiencias en la planeación respecto a la ejecución presupuestal, teniendo en cuenta que estas actividades delegadas de fiscalización contaron con recursos asignados del Sistema General de Regalías, los cuales no fueron ejecutados para los bienios, que finalmente no son aprovechados para efectivo seguimiento y control de la función de fiscalización.

La situación mencionada está relacionada con la baja cobertura de visitas al inicio de cada año en el proceso de contratación de la Entidad, derivando debilidades en el seguimiento y control continuo en todas las zonas del país en donde se adelanten actividades de exploración y explotación, lo que no garantiza la presencia administrativa permanente de la ANH y por ende la adecuada ejecución de la función delegada de fiscalización.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

La Entidad reporta informes sobre campos que de acuerdo al reporte no presentaban visitas de fiscalización, indicando que la meta para el año 2019 es realizar visita técnica al menos una vez a cada uno de los campos del país, meta que a la fecha del reporte supera el 70%, faltando por consolidar algunas visitas, que podrían llevar a más del 85%.

Es claro que el actual modelo de contratación de servicios profesionales ocasiona, en algunos casos, insuficiencia de personal en los primeros meses de cada año, fecha en la que usualmente expira la vigencia del contrato anterior del personal de fiscalización. Adicionalmente, cada profesional debe ser conceptuado por el MinMinas, para poder ser contratado en la función delegada de fiscalización. Estos procesos antes mencionados, inherentes a la contratación, de acuerdo a la modalidad dispuesta actualmente, han generado estos inconvenientes. Por lo tanto, desde el pasado bienio se viene trabajando en conjunto con el Ministerio de Minas, en la creación de una planta temporal para las labores de fiscalización.

Análisis de la Repuesta

La CGR determinó en su análisis que la observación se basó en información aportada por la ANH sobre campos que no presenta visitas, por lo tanto, se modifica la observación en lo que se refiere a los campos no visitados, se modificó el hallazgo, pues fue justificado por la Entidad. En relación con la baja cobertura se mantiene lo observado.

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 11: Acuerdo marco de precios CCE-283-1-AMP-2015 para la adquisición de tiquetes aéreos - órdenes de compra números 6290 de 2016, 14926 de 2017 y 25113 de 2018 – Supervisión.

Ley 1474 de 2011:

ARTÍCULO 83 - SUPERVISIÓN E INTERVENTORÍA CONTRACTUAL. Con el fin de proteger la moralidad administrativa, de prevenir la ocurrencia de actos de corrupción y de tutelar la transparencia de la actividad contractual, las entidades públicas están obligadas a vigilar permanentemente la correcta ejecución del objeto contratado a través de un supervisor o un interventor, según corresponda.

La supervisión consistirá en el seguimiento técnico, administrativo, financiero, contable, y jurídico que, sobre el cumplimiento del objeto del contrato, es ejercida por la misma entidad estatal cuando no requieren conocimientos especializados. Para la supervisión, la Entidad estatal podrá contratar personal de apoyo, a través de los contratos de prestación de servicios que sean requeridos.

ARTÍCULO 84 - FACULTADES Y DEBERES DE LOS SUPERVISORES Y LOS INTERVENTORES. *La supervisión e interventoría contractual implica el seguimiento al ejercicio del cumplimiento obligacional por la entidad contratante sobre las obligaciones a cargo del contratista.*

Ley 80 de 1993:

Artículo 3 - De los fines de la contratación estatal. Los servidores públicos tendrán en consideración que al celebrar contratos y con la ejecución de los mismos, las entidades buscan el cumplimiento de los fines estatales, la continua y eficiente prestación de los servicios públicos y la efectividad de los derechos e intereses de los administrados que colaboran con ellas en la consecución de dichos fines.

Resolución No 3596 de 2006 y sus modificatorias, expedida por la Aeronáutica Civil:

Por la cual se dictan normas sobre tarifas y comisiones aplicables en las ventas de tiquetes para la prestación de servicios de transporte aéreo de pasajeros y se dictan otras disposiciones.

Decreto 1625 de 2016, el tiquete aéreo es documento equivalente a la factura, por consiguiente, como requisito de la misma debe contener el valor de la operación:

"ART. 1.6.1.4.24. Documentos equivalentes a la factura.

Son documentos equivalentes a la factura:

(...)

7. Los tiquetes o billetes de transporte aéreo de pasajeros, incluido el tiquete o billete electrónico, ETKT ..."

ART. 1.6.1.4.25. Requisitos de los documentos equivalentes a la factura.

Los documentos equivalentes a la factura deberán contener como mínimo los siguientes requisitos...

3. Tiquetes de transporte de pasajeros...

Estos documentos deberán contener como mínimo los siguientes requisitos...

5. Valor de la operación" (subrayado y negrita fuera de texto)

En desarrollo de la auditoría, se solicitaron los documentos pertinentes y conducentes que soportaran la ejecución de las órdenes de compra números 6290 de 2016, 14926 de 2017 y 25113 de 2018, suscritas con Subatours S.A.S., originadas en el Acuerdo Marco de Precios para el suministro de tiquetes aéreos número CCE-283-1-AMP-2015.

La ANH allegó: las facturas emitidas por la Agencia de Viajes, las autorizaciones de pago en las que se relacionan los tiquetes y facturas pagados, los informes de supervisión en los que se relaciona el recibido a satisfacción del servicio, las viabilidades administrativas y financieras, que soportan las actas de terminación de las Órdenes de compra, en las que se relacionan los pagos respectivos, notas crédito emitidas en virtud de las órdenes de compra.

En cuanto a los tiquetes aéreos y a los reportes BSP Link, éstos no fueron allegados al grupo auditor, debido a que no reposan en el expediente ni físico ni virtual de la orden de compra (la ANH debió solicitarlos a la Agencia de Viajes, por lo cual, según la entidad, se requería un tiempo considerablemente superior para su consecución, clasificación, organización y entrega al grupo auditor. Igualmente, las facturas no se encuentran debidamente relacionadas con su respectivo pago. Así mismo, en cuanto a los reportes de tiquetes aéreos emitidos con cargo a los órdenes de compra y que presentaron novedades (anulación, reembolso, parcialmente volados o no utilizados), la entidad remitió un reporte de las penalidades cargadas a la orden de compra con su respectiva justificación, el cual, una vez revisado se evidenció que no contiene la totalidad de las novedades presentadas ni tampoco relaciona las justificaciones de las mismas, las cuales tampoco reposan en el expediente de las órdenes de compra.

Igualmente es importante señalar, que como prueba de auditoría. dada su pertinencia, se solicitó a la Entidad el diligenciamiento de una hoja de Excel con información sobre el desarrollo de la mencionada orden, incluidos los conceptos consagrados en la fórmula establecida en la cláusula octava del acuerdo marco de precios, así: número de orden de compra, aerolínea, número de tiquete, tipo de tiquete (nacional o internacional), pasajero, ruta, tipo de trayecto (one way o round trip), tarifa neta del tiquete aéreo (incluye cargo por combustible), porcentaje de descuento ofrecido por la agencia de viajes, valor de descuento ofrecido por la agencia de viajes, categoría del descuento, tarifa administrativa, tasa aeroportuaria, service fee, IVA del tiquete aéreo, IVA de la tarifa administrativa, otros impuestos facturados por el proveedor, número y fecha de la factura emitida por la agencia de viajes, valor total del tiquete (facturado por la agencia de viajes), número y fecha del acta de consolidación de la facturación, número y fecha de la orden de pago del SIF y observaciones. Información tramitada por la ANH y remitida en medio magnético.

A fin de verificar los soportes del cumplimiento de obligaciones frente al pago y la supervisión, en los términos de lo estipulado tanto en el numeral III de la Modificación No.3 a la cláusula décima del Acuerdo Marco de Precios (suscrita el 25 de agosto de 2017), como en el pliego de condiciones, la Contraloría procedió al análisis de la documentación aportada por la Entidad; de su evaluación se observó que en dicha documentación no se aportan los tiquetes aéreos de las Aerolíneas, soporte sine qua non para establecer el valor de cada tiquete aéreo suministrado, como tampoco allegó las reservas de los vuelos.

Se resalta, que según el Decreto 1625 de 2016, el tiquete aéreo es documento equivalente a la factura, por consiguiente, como requisito de la misma debe contener el valor de la operación:

"ART. 1.6.1.4.24. — Documentos equivalentes a la factura.

Son documentos equivalentes a la factura:

(...)

7. Los tiquetes o billetes de transporte aéreo de pasajeros, incluido el tiquete o billete electrónico, ETKT ..."

ART. 1.6.1.4.25. — Requisitos de los documentos equivalentes a la factura.

Los documentos equivalentes a la factura deberán contener como mínimo los siguientes requisitos...

3. Tiquetes de transporte de pasajeros...

Estos documentos deberán contener como mínimo los siguientes requisitos...

5. Valor de la operación" (subrayado y negrita fuera de texto)

Así las cosas, teniendo en cuenta que el numeral III de la Modificación No.3 a la cláusula décima del Acuerdo Marco de Precios para el suministro de tiquetes aéreos número CCE-283-1-AMP-2015, entre otros, contemplaba como soporte de la "facturación y pago" el "tiquete aéreo".

Con el fin de validar el valor de la tarifa neta cobrada por la Agencia de Viajes a la ANH, se circularizó a las diferentes Aerolíneas que le suministraron los tiquetes al proveedor (Avianca, Latam, Easyfly y Satena, que aglutinan el 96 % de los tiquetes adquiridos), solicitando de los mismos la siguiente información: tarifa neta sin IVA, impuestos, valor total, nombre del pasajero, ruta y fecha de venta. Igualmente, se les requirió información sobre las novedades presentadas (anulaciones, penalidades, tiquetes parcialmente volados, etc.). Información remitida por las Aerolíneas vía correo electrónico o en medio físico, a excepción de Avianca, la cual no alcanzó a llegar al grupo auditor a la fecha de la presente observación, con lo cual, por causas exógenas a la auditoría, el análisis se vio reducido al 50% del total de los tiquetes reportados por la ANH.

Con los documentos antes indicados y teniendo en cuenta que el Acuerdo Marco de Precios hizo parte del contrato u orden de compra y que en él se pactan los compromisos generales a cumplir por parte de contratista y contratante, a efecto de establecer el precio real de los tiquetes aéreos suministrado por la Agencia de Viajes a la ANH, se recurrió a la fórmula establecida en la cláusula octava del mismo:

*"Cláusula 8 – Precio de los Tiquetes Aéreos y suministro de Tiquetes Aéreos
(...)*

El precio resultante de cada Tiquete Aéreo suministrado es el que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$V = \{P * (1 - Dp)\} + T + S + I + A$$

Donde:

V: Es el precio resultante de cada Tiquete Aéreo suministrado.

P: Es el precio neto del Tiquete Aéreo definido por la Aerolínea sin IVA.

Dp: Es el porcentaje de descuento ofrecido por el Proveedor para la Aerolínea y el Rango Tarifario solicitado por la Entidad Compradora.

T: Es la tarifa administrativa definida por la Aerocivil.

S: Es el Service Fee definido por el Proveedor en la operación principal.

I: Son los impuestos, y gravámenes adicionales como estampillas en caso de que apliquen.

A: Son las tasas aeroportuarias aplicables (...)"

Del estudio realizado se evidenció el siguiente hecho:

Tiquetes aéreos no utilizados

Según las novedades reportadas por las aerolíneas, se evidenciaron cobros, con cargo a las órdenes de compra Nos. 6290 de 2016, 14926 de 2017 y 25113 de 2018, suscritas con Subatours S.A.S de tiquetes aéreos que no se utilizaron y su justificación de pago no se encuentra registrada en las actas de consolidación de la facturación en cuantía de \$48.957.567, generando de esta manera un presunto daño al patrimonio del Estado conforme a lo detallado en el (Anexo 1).

Con lo anterior queda evidenciado, que en las órdenes de compra Nos. 6290 de 2016, 14926 de 2017 y 25113 de 2018 se presentó un presunto daño fiscal en cuantía total estimada de \$48.957.567, producto de la situación analizada anteriormente, lo que permite concluir, de un lado debilidades en la supervisión del contrato, en desconocimiento del artículo 83 y 84 de la Ley 1474 de 2011; artículo 8 Ley 42 de 1993; numeral III de la Modificación No.3 a la cláusula décima del Acuerdo Marco de Precios para el suministro de tiquetes aéreos número CCE-283-1-AMP-2015, y del otro, desconocimiento de los principios generales de la contratación en especial el artículo 3, el numeral 2 del artículo 5 y artículo 26 de la Ley 80 de 1993.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Mediante oficio Radicado 20191300280731 Id: 452392 de fecha 2019-11-07 da respuesta a la observación 5 en los siguientes términos:

Los reportes BSP Link, fueron solicitados a Subatours S.A.S., quien allegó cerca de 6.000 folios impresos de BSP, los cuales se entregan sin ninguna desagregación, clasificación ni ordenación al equipo auditor para lo pertinente. Sobre las facturas y sus pagos, cada

autorización de pago aportada relaciona, la factura emitida y a su vez el tiquete aéreo cobrado por el proveedor.

Respecto a las penalidades y novedades, las mismas se encuentran justificadas en los diferentes correos electrónicos en los cuales los ordenadores de gasto autorizaban el cambio de los tiquetes aéreos, motivados por cambios en los itinerarios o jornadas de trabajo, y en función del servicio.

Los tiquetes aéreos no reposan en el expediente virtual de la orden de compra, ya que eran relacionados en la base de datos de control del supervisor, y se cotejaban posteriormente con las facturas que allegaban, las cuales se encontraban individualizadas por tiquete u operación realizada, dejando como soporte de pago, la relación entregada y las facturas mismas. Como lo dispone la cláusula 10- Facturación y pago del AMP, el proveedor debe presentar las facturas por tiquete aéreo, de tal manera que dicha factura reemplaza el tiquete aéreo para efectos comerciales.

Las órdenes de compra No 14926 de 2017 y 25113 de 2018, aún no han sido liquidadas. De encontrarse inconsistencias en los valores cobrados por parte de la Agencia, estos pueden reclamarse en esta etapa del proceso contractual.

El AMP cuenta con las garantías señaladas en su cláusula 17 y cubren hechos ocurridos hasta el 16 de enero de 2019.

El presunto daño fiscal no se ha producido, toda vez, porque existen indicios que permiten inferir que los tiquetes no volados, fueron revisados (cambio de tiquete aéreo no volado por otro, recibiendo el primero como parte de pago) o sobre ellos se emitió una nota crédito, la cual se descontaba de las facturas cobradas.

La situación de cada tiquete observado, en particular, solo se puede verificar a través de la consulta a realizar, tanto a la aerolínea que lo emitió, como a la Agencia de Viajes que lo tramitó y cobró, lo cual requiere tiempo considerable. De encontrar que se configura algún tipo de cobro de lo no debido por tiquetes no volados, y que los mismos no fueron sujetos de devolución a través de nota crédito, revisado de tiquetes u otro mecanismo de convalidación, la Entidad se encuentra dentro del término para hacer el cobro correspondiente, ya sea directamente a la Agencia o afectando las pólizas de garantía del AMP

Análisis de la Repuesta

Revisada la respuesta entregada por la ANH por parte de la CGR, se tiene que la entidad no allegó para cada uno de los tiquetes pagados y observados como no utilizados la justificación puntual y el soporte que permita al grupo auditor concluir en cada caso que dicho tiquete efectivamente fue cambiado por otro (Revisado o cambio de tiquete aéreo no volado por otro, recibiendo el primero como parte de pago) o que en su defecto sobre cada tiquete observado como no utilizado se haya emitido una nota crédito a favor de la ANH

(Emisión de nota crédito, la cual se descontaba de las facturas cobradas) que a su vez, permita desvirtuar la observación, puesto que lo único que la entidad concluye, y de manera global es que **“... el presunto daño fiscal no se ha producido, toda vez, porque existen indicios que permiten inferir que los tiquetes no volados, fueron sujetos de alguno de los siguientes dos tratamientos:**

- a. *Revisado o cambio de tiquete aéreo no volado por otro, recibiendo el primero como parte de pago*
- b. *Emisión de nota crédito, la cual se descontaba de las facturas cobradas.*

Igualmente, a pesar de que la entidad no allega soportes que comprueben ninguno de los dos posibles tratamientos dados a los tiquetes puntualmente relacionados en la observación, sino que solo hace alusión a la existencia de indicios que los llevan a inferir alguno de esos dos posibles tratamientos, solicita un plazo adicional de veinte (20) días hábiles para poder realizar las consultas ante las respectivas aerolíneas, tiempo que excede totalmente los límites del proceso auditor. Por lo anterior, se ratifica el hallazgo en todos sus apartes, en cuantía de \$48.957.567, generando de esta manera un presunto daño al patrimonio del Estado y teniendo en cuenta las consideraciones formuladas en la observación comunicada en el sentido de que debido a la falta de respuesta oportuna por parte de Avianca (la cual a la fecha no se ha recibido), no fue posible evaluar sino el 50% de los tiquetes que comprenden las órdenes de compra evaluadas.

Hallazgo administrativo con incidencia fiscal y disciplinaria

2.3 RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 2

OBJETIVO ESPECÍFICO 2
Evaluar las condiciones normativas, institucionales y operacionales que desarrolla la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en relación con el control de la medición de la Producción de crudo

Para desarrollar el objetivo enunciado respecto a las condiciones normativas, institucionales y operacionales que desarrolla la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en relación al control de la medición de la Producción de crudo, se evaluaron las condiciones operacionales que desarrolla las compañías operadoras en los diferentes contratos E&P, Convenios de Explotación, Contratos de Asociación, entre otros, en relación con el control de la medición de la Producción de crudo, basados en la integridad y confiabilidad de los datos de fiscalización, teniendo como alcance los componentes de verificación y autorización previa desarrollada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH.

Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos en lo correspondiente a la verificación de la efectividad de los controles diseñados para el manejo de los riesgos relacionados con la incertidumbre en el aseguramiento de la calidad de los datos de medición en cuanto a

volúmenes y composiciones y la calidad del resultado de análisis de laboratorio, la incorrecta identificación de la cantidad de crudo producido por cada uno de los pozos, campos y contratos (transportado por medios diferentes a oleoductos y poliductos) y la no realización de programas de identificación e inspección de pozos inactivos.

Se tomó muestra representativa: Zona ANH No. 10 Campos del Área Cocorná - Magdalena Medio, Zona ANH No. 5 Campos del Área Barrancabermeja y Valle Magdalena Medio, Zona ANH No. 11 Campos del Área Huila – Valle Superior del Magdalena, Zona ANH No. 9 Campos Área Rubiales, Quifa - Llanos Orientales, Zona ANH No. 7 Campos del Área Casanare – Llanos Orientales, Zona ANH No. 9 Campos del Área Meta – Llanos Orientales y Zona ANH No. 12 Campos del Área Tolima, es decir de campos como se detalla a continuación:

- ✓ Teca Cocorná, contratos: Bocachico, Guaguaquí, Nare, Teca Cocorná, Palagua.
- ✓ Barrancabermeja: Carare Las Monas, De Mares, La Cira-Infantas, Magdalena Medio
- ✓ Huila: Caguán, Tello – La Jagua, Huila 35, Matambo, Palermo, Pijao-Potrerrillo, Río Páez.
- ✓ Meta – Rubiales: Caño Sur, CPO7, Guarrojo, Quifa, Rubiales
- ✓ Casanare: Cabrestero, Campo Rico, Casanare, Casimena, Llanos 22, Llanos 34, Llanos 27, Los Ocarros, Río Verde.
- ✓ Villavicencio: Apiay, Caracara, Cubarral.
- ✓ Tolima: Ambrosía, Armero, Mana, Río Opía, Espinal.

El análisis se enfocó en establecer el desarrollo y cumplimiento de los siguientes procesos y actividades:

- Actividades, procesos y procedimientos elaborados y aplicados en los sistemas de medición estática y/o dinámica, procesos de recolección, separación, almacenamiento, transporte y fiscalización de los fluidos producidos, en los campos seleccionados en la muestra de auditoría.
- Calidad, oportunidad y confiabilidad de los reportes de producción suministrada por los operadores de los campos.
- Existencia y especificaciones de equipos de medición dinámica, estática y de laboratorio, como eje central del proceso de gestión volumétrica en los campos.
- Metodología de medición y las facilidades en los puntos de fiscalización teniendo en cuenta la normatividad vigente, y determinar el desempeño de los sistemas de medición para garantizar que la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos está correctamente registrada, con balances reales por pozo, campo y operador.
- Seguimiento a la validación que realiza la ANH del recaudo en especie que realizan los diferentes operadores de la cantidad de crudo producido para la muestra de campo seleccionada, y transportado por medios diferentes a oleoductos y poliductos.
- Seguimiento realizado por los ingenieros de Zona de la ANH los recursos girados vía subsidio para pago de compromisos de activos No Aportados (Aplicación de los procedimientos del MME).

- Recolección y análisis de documentación respecto a la verificación de la calidad, oportunidad y confiabilidad de los reportes de producción suministrada por los operadores de los campos. Seleccionados

Como resultado de la evaluación se evidenció en forma general deficiencias en el cumplimiento de las normas marco tanto de la función de fiscalización, como lo son la oportuna expedición de la Resoluciones de Inicio de Explotación - RIE, incertidumbre en el aseguramiento de la calidad de los datos de medición en cuanto a volúmenes, diferencias en situación real encontrada de las facilidades que no concuerdan con la configuración registrada en AVM, incumplimiento en los Planes Metrológicos, falta de controles volumétricos en algunos campos, deficiencias en la supervisión del recaudo de regalías en especie. insuficiente información sobre el estado de los pozos inactivos.

Por otra parte, se realizó seguimiento a la validación y supervisión que realiza la ANH respecto a las obligaciones contractuales de los operadores de los campos y del crudo realmente medido, reportado y comercializado como regalía en especie.

En lo referente al Proceso Administrativo Sancionatorio de investigación e imposición de sanción que hace parte de la función de fiscalización se efectuó la revisión, análisis y se estableció el número de procesos por año según su estado, sanciones en firme, sanciones pagadas y recaudadas por la ANH. Del análisis realizado para el periodo 2015 a 2018 se evidenció el inicio de 44 procesos administrativos sancionatorios -PAS, de los cuales, 30 culminaron con recaudo en cuantía de \$381,06 millones por imposición de sanción pecuniaria debido a infracciones varias a las disposiciones contenidas en la Resolución 18 1495 de sept 2 de 2009, 9 PAS concluyeron con auto de archivo y los restantes 5 PAS no han concluido, encontrándose en trámite.

Del análisis anterior se presentan los siguientes hallazgos:

Hallazgo No. 12: Resoluciones de inicio de explotación para PMO

Corresponde a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, expedir las Resoluciones de Inicio de Explotación de que trata el Artículo 37 de la Resolución 18 1495 de 2009, previo cumplimiento de los requisitos señalados: *“Diseño de Facilidades de Producción aprobado, análisis de riesgo operacional, licencia global ambiental, aforo de tanques, calibración equipos de medición”*, en virtud de la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía. Se expidió la Resolución 394 del 12 de Julio de 2017, *“Por la cual se asignan funciones y se reorganiza un procedimiento”* en donde se establece un nuevo procedimiento para la definición de las Áreas Comerciales para tramitar las solicitudes de Resolución de Inicio de Explotación – RIE, a aquellas que hayan sido radicadas después del 12 de Julio de 2017. Así mismo la ANH expidió la Resolución 483 del 31 de agosto de 2017, *“Por la cual se modifica la Resolución 394 del 12 de Julio de 2017”*, mediante la cual establece un nuevo plazo para la entrega de los compromisos adquiridos en la Resolución 394 de 2017.

Los puntos de medición oficial denominados PMO, se encuentran incluidos dentro de los campos de producción del país; el Ministerio de Minas y Energía junto a la ANH, definieron en utilizar el número de campos con Resolución de Inicio de Explotación RIE para el indicador de Puntos de Medición Oficial. Se identificó que a diciembre de 2018 existen más de 175 campos de producción en el país sin Resolución de Inicio de Explotación - RIE en donde se oficializan puntos de medición, de entrega y proceso de medición, y 43 RIEs en trámite, de un total de 463 campos activos a esa fecha, equivalente a aproximadamente un 40% de todos los campos, es decir, la ANH no cuenta con igual número de actos administrativos consolidados mediante los cuales se han autorizado los puntos de fiscalización y de oficializaciones de Puntos de Medición Oficial – PMO, para dichas áreas en explotación en Colombia.

Lo anterior fue evidenciado en visitas realizadas por la CGR en los campos Rumba, Mantis, Yenac, Campo Rico, Centauro Sur, Vigía, Vigía Sur, Bastidas, Carrizales, Saimiri, Río Opia, Ambrosia, Totare, Flami, Cañada Norte, La Hocha, Torcaz, Andalucía Sur, Loma Larga, Arrayan, Balcón, Purificación, Castilla, Castilla Norte, Castilla Este, Chichimene, Chichimene SW, Acacías, Suria, Suria Sur, Apiay, Apiay Este, Gavan, Guatiquía, Austral, Guayuriba, Pompeya, Saurio, Tanane, Libertad, Libertad Norte, Reforma, CPO9, Colorado, entre los verificados en campo. Para el caso del campo Cusiana, se tiene la Resolución expedida en el año 1993, en la que se menciona que el CPF del campo es el punto de medición oficial; no registra un tanque específico. En el año 2017, bajo la aprobación de la ANH se asigna el tanque TK-4101B para liquidación en conjunto con unidad LACT.

Es de anotar, que la ANH ha venido avalando los Puntos de Medición en algunos campos a través de actas de oficialización de PMO, sin embargo, de acuerdo a lo mencionado en el Artículo 37 de la Resolución 181495 de 2009 dichos requerimientos “...son de estricto cumplimiento con el fin de proceder con el inicio de explotación respectivo”.

Lo anterior debido a que no se está aplicando en debida forma el instructivo para el otorgamiento de inicios de explotación Código ANH-COV-IN-01, con el fin de determinar las actividades necesarias dentro del trámite interno previo tendiente a la expedición de las Resoluciones de Inicio de Explotación de que trata el Artículo 37 de la Resolución MME 181495 de 2009, con el fin de garantizar que el trámite se desarrolla de forma objetiva y uniforme para cada solicitud, aunado a las demoras en trámites internos en la ANH, para la aprobación de las RIE, ya que se requiere contar con conceptos técnicos del Área de Fiscalización, Gerencia de Reservas y Operaciones y la Vicepresidencia Técnica, teniendo en cuenta los nuevos plazos para la entrega de los compromisos adquiridos en la Resolución 394 de 2017, dados mediante la Resolución 483 del 31 de agosto de 2017, “Por la cual se modifica la Resolución 394 del 12 de Julio de 2017”. Además, algunas RIE se encuentran suspendidas por parte de la ANH, por no cumplir con los requisitos técnicos de las Facilidades de Producción.

Lo anterior genera incertidumbre con respecto a la correcta medición de los volúmenes de producción en estos campos, ya que los procedimientos de medición no se realizan a

partir de los puntos definidos en los respectivos actos administrativos de RIE, previamente emitidos por la autoridad, limitando el ejercicio que al 100% de los respectivos puntos de fiscalización debe efectuar la ANH.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Que se están realizando a la fecha, modificaciones a las Resoluciones de Inicio de Explotación expedidas por el Ministerio de Minas, ya que, en algunas de estas, no se especificaban los tanques definidos como Puntos de Medición Oficial, que en su momento se denominaban “Puntos de Fiscalización”. También establece que la ANH se encuentra en evaluación sobre el cumplimiento pleno a la normatividad vigente (Resolución MinMinas 41251 de 2016), verificando si se deben formalizar otros aspectos como unificaciones operacionales, para poder proceder con la actualización de la misma.

Análisis de la Repuesta

Por lo anterior, si bien la Agencia Nacional de Hidrocarburos anuncia que va a tomar las medidas pertinentes para la expedición de las Resoluciones de Explotación, como lo indica y le compete en la función delegada de fiscalización, según resolución MinMinas 41251 de 2016, no se han logrado resultados, por lo que se valida como hallazgo administrativo, en tanto se formalizan las modificaciones anunciadas.

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 14. Bitácora de actividades diarias de medición

La Resolución No. 41251 del 23 de diciembre de 2016 en el Título 6, artículo 27. Sistemas de gestión de calidad de medición. Establece que:

“El operador deberá implementar un sistema de gestión de calidad de medición de conformidad con la Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 10012 – Sistemas de Gestión para la Medición. El sistema de gestión que cobijará los insumos, equipos, procedimientos, personal y gestión metrológica, específicamente en el siguiente proceso:

2. Trazabilidad volumétrica, que incluye el manejo de la igualdad e integridad de los datos a lo largo de todo el proceso de origen, desarrollo y uso final de la información volumétrica.

El artículo 28. Bitácora de actividades diarias de medición, indica que “los Operadores deben implementar una bitácora digital y/o física de control de ejecución y seguimiento a las actividades diarias de control, relacionadas con la medición oficial de fiscalización y de producción...”

La lectura y registro de las medidas indica que la medición manual requiere ya sea dos medidas consecutivas idénticas o tres lecturas consecutivas dentro de un rango absoluto de 3 milímetros (1/8”). Si las primeras dos lecturas son idénticas, estas lecturas deben ser

reportadas al milímetro más cercano, si se utiliza una cinta métrica 1/8" si se utilizan cintas graduadas en el sistema inglés. Si se toman tres lecturas y están dentro de los 3 mm (1/8"), estas lecturas deben ser reportadas con el promedio de las mismas al milímetro más cercano si se utiliza una cinta métrica 1/8" si se utilizan cintas graduadas en el sistema inglés. En el caso que las tres lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, se sugiere revisar que las válvulas del tanque estén cerradas y que efectivamente el líquido haya estado en reposo mínimo una hora.

En visitas realizadas por el órgano de control CGR, a la muestra seleccionada de 84 campos de producción de crudo, que hacen parte de los diferentes contratos E&P, Convenios de Explotación, Contratos de Asociación, entre otros, se evidenció que respecto al proceso de toma de la información primaria de las mediciones estáticas en los tanques de los Puntos de Medición Oficial – PMO registrados por cada uno de los operadores ante la ANH, aproximadamente un 90% presenta una situación de incertidumbre en el aseguramiento de la calidad de los datos de medición en cuanto a volúmenes, ya que entre otras inconsistencias se identificó que no se diligencia adecuadamente los documentos del registro de información (tally's - la bitácora de medición), en aspectos como:

- Las bitácoras no conservan la trazabilidad de las actividades de medición.
- Las mediciones de altura según normatividad presentan repetición constante de la primera medida tomada en tanque.
- No se encuentran altura de referencia, altura observada por el operador, fechas y horas de medición, temperaturas tomadas.

Variables necesarias para que la confiabilidad de la información tomada cumpla con lo indicado por la norma.

De la muestra de campos visitados e identificados con estas inconsistencias se encuentran: Jazmín, Girasol, Loa Hocha, Cañada Norte, Gigante, Andalucía Sur, Lomalarga, La Jagua, Rio Ceibas Norte, Tello, Balcón, Arrayan, San Francisco (Monal y Satélite), Tempranillo, Tempranillo Norte, Palermo, Akira, Kitaro, Bacano, Tigana, Campo Rico, Centauro Sur, Vigía, Vigía Sur, Cusiana, Rumba, Piscingo, Yenac, Mantis, Flami, Mana, Rio Opia, Ambrosia, Totare, Matachín Norte, Purificación, Akacias, entre los más representativos.

Lo anterior, se debe a que no se están aplicando adecuadamente y como lo establece la normativa y las buenas prácticas de la industria del petróleo en lo que se refiere al proceso de medición y API – MPMS Capítulos 2, 3, 7, 8, 9, 10, 11 y 12, para garantizar la confiabilidad y fidelidad de los datos desde el momento mismo de la toma de las mediciones y el registro en los formatos diseñados por las diferentes empresas – operadores, para llevar el control de dicha información.

Adicionalmente, se debe a la falta de control por parte de la ANH – grupo de fiscalización en cuanto al seguimiento realizado por los ingenieros de zona, con el fin de estandarizar la

ejecución de todas las actividades de medición de la cantidad y la calidad de hidrocarburos, definiendo las prácticas para el aseguramiento metrológico de todos los equipos y procesos. La capacitación y formación del personal contratado por las operadoras para realizar el proceso de medición en campo, es fundamental en los resultados de medición manuales.

Esta deficiencia contribuye al error y a la desviación estándar de los datos obtenidos, incrementado el grado de incertidumbre en el registro primario de la información de medición en los puntos de fiscalización, al no asegurar que el desempeño de los sistemas de medición garantice que la cantidad de los hidrocarburos producidos está correctamente registrada, con balances reales por pozo, campo y operador. La satisfacción del interés de la ANH, en materia de medición y fiscalización, se alcanza mediante la adopción por parte de los operadores, de los requerimientos establecidos en la regulación nacional, de los estándares internacionales y de las buenas prácticas de la industria para la medición de cantidad y calidad de los hidrocarburos que se producen, fiscalizan y transfieren en dichas facilidades.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

El equipo de medición de la ANH está elaborando una Lista de Verificación para confirmar en campo, el cumplimiento de la Resolución 41251 de 2016, la cual se aplicará en campo a partir del 15 de noviembre de 2019. Adicionalmente, se han realizado talleres con diferentes operadoras con el objeto de que se muestren los avances en el cumplimiento de la Resolución. Actualmente se encuentra en proceso de elaboración el proyecto de Auditorías de Medición, el cual tiene como objeto "Contratar auditorías externas para la determinación del desempeño de los sistemas de medición de cantidad y calidad de hidrocarburos y la verificación de las buenas prácticas de medición aplicadas en las facilidades de producción del país".

Este proceso se encuentra actualmente en revisión por el equipo jurídico de la ANH y se estima que sea asignado y empiece su ejecución en el 1Q del año 2020. Con este proyecto se estima cubrir una población estimada de 140 campos de producción en todo el país, que se encuentran pendientes por auditar bajo la reglamentación técnica de Medición de Hidrocarburos

Análisis de la Respuesta

Por lo anterior, para la Contraloría General, la ANH tomará las medidas para mejorar las acciones de visitas de los ingenieros de zona y tener en cuenta la confiabilidad de la toma de la información de medición estática en cada uno de los campos de producción del País. Por lo que se valida como hallazgo administrativo, mientras la entidad implementa efectivamente las medidas anunciadas en la respuesta.

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 14: Aseguramiento metrológico y proceso de Medición en los campos

La Resolución 4 1251 de 2016, Artículo 4, numerales 3 y 4, se establece como obligaciones generales de los operadores:

“3. Mantener los equipos e instrumentos requeridos para la medición del volumen de hidrocarburos y agua de producción y para la determinación de calidad de hidrocarburos en cumplimiento de un plan de aseguramiento metrológico a partir de patrones calibrados y trazables a entidades acreditadas”

“4. Elaborar y aplicar un manual de medición de volumen y determinación de calidad de hidrocarburos para los procesos y sistemas de medición que opere, que incluya procedimientos escritos y cronogramas de calibración, verificación y mantenimiento de los instrumentos y equipos que hacen parte del sistema, disponibles para verificación de la autoridad de fiscalización.”

Adicionalmente, el artículo 31 de la misma resolución indica:

“Artículo 31. Calibración de equipos de medición. Los equipos de medición deberán estar asegurados metrológicamente, para lo cual el operador establecerá un cronograma de mantenimiento, verificación, ajuste y/o calibración respecto a un patrón o probador adecuado, de acuerdo con las frecuencias mínimas que se establecen en la Tabla 2 de la presente resolución.”

Tabla 2. Frecuencias mínimas de calibración y verificación de equipos de medición

Aplicación	Tipo de medidor	Método de calibración							Frecuencia mínima de calibración/verificación
		Gravimétrico	Volumétrico						
			Probador de densidad	Probador de nivel	Probador de masa	Probador de volumen	Probador de temperatura	Probador de presión	
Presión	Transmisor / Transmisor / Transmisor	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	Otro no especificado Máximo semestral (12/12)	
	Transmisor de nivel y flujo	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A		
Temperatura	Transmisor de nivel y flujo	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	Ajuste De acuerdo con el estándar ISO 9001:2015	
	Transmisor de nivel y flujo	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A		
Cantidad de gas	Analizadores en línea	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	De acuerdo con el estándar ISO 9001:2015	
	Analizadores en línea	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A		
Compensación de flujo (verificación del algoritmo de cálculo)	Analizadores Líquidos	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A	De acuerdo con el estándar ISO 9001:2015	
	Analizadores Gaseosos	N/A	N/A	N/A	N/A	A	N/A		
Cantidad de Sólido	Analizadores de Sólido	N/A	N/A	A	N/A	A	N/A	De acuerdo con el estándar ISO 9001:2015	
	Masa	N/A	N/A	A	N/A	A	N/A		
	Densidad	N/A	N/A	A	N/A	A	N/A		
Cantidad de Agua	Analizadores de Agua	N/A	N/A	A	N/A	A	N/A	De acuerdo con el estándar ISO 9001:2015	
	Analizadores de Agua	N/A	N/A	A	N/A	A	N/A		

A = Método aceptable; N/A = No Aplica

Fuente: Resolución 41251 de 2016

Al realizar visitas a diferentes campos por parte de la CGR, se evidenció en algunos de ellos, incumplimiento en los planes metrológicos, particularmente en cuanto a inexistencia y/o vencimiento de los certificados de calibración de equipos, tablas de aforo vencidas, existencia de equipos con calibración vencida y que aun así son utilizados para la determinación de la calidad del crudo y del volumen de crudo, alturas de referencia inconsistentes con las tablas de aforo e incumplimiento en los procedimientos que estipula la norma técnica.

Dentro de los campos identificados con estas deficiencias se encuentran:

- En el Campo Rio Ceibas, se encuentran dos (2) Balanzas analíticas, la de respaldo tiene vencido el certificado de calibración.

- En batería satélite de campo San Francisco, el tanque TK-10000-3 de fiscalización (PMO), se encuentra con fecha de aforo vencida.
- En el Campo Palermo, en la batería Santa Clara no se encontró el certificado de calibración de la cinta de medición.
- En el Campo Akira se encontraron vencidos los certificados de calibración del Hidrómetro y la Bureta del Karl Fisher. En el Campo Kitaro no se encontró cinta de medición patrón y el certificado de calibración de la cinta de medición de trabajo se encontró vencido, al igual que los certificados de espectrofotómetro, hidrómetros de trabajo y respaldo, termohigrómetro, TL1 patrón y TP7 de trabajo.
- En el Campo Tigana se encontraron los certificados de calibración de la Balanza analítica y el termómetro TP7 vencidos, además, se encontró fuera de servicio el termómetro TP7.
- En los Campos Vigía y Vigía Sur, el tanque TK-50001 no contaba con placa de información de aforo y además no se encontró el Salinómetro en el Laboratorio pues se encontraba en reparación según informa el operador.
- En el Campo Rumba, se evidenció que el Karl Fisher contaba con el certificado de calibración vencido (30/08/2018) y la cinta de medición de trabajo no tenía certificado de calibración.
- En el campo Flami se identificaron los tanques TK-7, TK-8, TK-9 y TK-10 con calibración vencida. Además, se evidenciaron vencidos los certificados de la cinta de medición de trabajo, TP7, TL1 patrón, Karl Fisher, Balanza Analítica, Salinómetro e Hidrómetros. No se encontró cinta de medición patrón.
- En el Campo Torcaz no se encontraron equipos de medición (cintas, TP7, TP1 y equipos para análisis de laboratorio), según la operadora fueron hurtados por encontrarse el campo inactivo.
- En el Campo Matachín Norte, se encontró el termómetro TP7 (S/N 7C-21855) de trabajo con calibración vencida desde el 24 agosto 2018M; El termómetro TL1 se encuentra igualmente vencido desde el 01 de marzo de 2018; La cinta de medición (S/N 2591) cuenta con certificado de calibración vencido desde el 27 de abril de 2018, sin embargo, entra a servicio el 5 de junio de 2019.
- En el Campo Matachín Sur, el termómetro TP7 de trabajo (S/N 7C-21853) tiene certificado de calibración vencido desde el 24 agosto de 2018; el termómetro TL1 se encontró con certificado vencido desde el 01 de marzo de 2018; La cinta de medición (S/N 2591) se encontrón con certificado de calibración vencido desde el 27 de abril de 2018, sin embargo, entra a servicio el 05 de junio de 2019.
- En el Campo Purificación, el tanque TK-380A figura con el numero TK-500-10 y la tabla de aforo no corresponde a la del campo Purificación, aparece para el WPF de Tibú, Norte de Santander. No se encontró termómetro de trabajo TP7 y las tomas de temperatura no se están haciendo y se están registrando con promedios, lo cual es un procedimiento no avalado por la norma.
- En los laboratorios de los campos Chichimene y Acacias no se está cumpliendo con las fechas de calibración de algunos instrumentos, como se detalla a continuación:
Estación Chichimene: dos (02) Hidrómetros (S/N: 550806, 550860)

Estación Acacias: tres (03) cintas de medición (S/N: CS9920M, SYZ3759, CS3802M) y cuatro (04) Hidrómetros (S/N: 550809, 255713, 551927, 147573)

Lo anterior se debe a que la ANH no ejerce un control adecuado a los planes metrológicos, pues se evidenció que hay equipos con calibración vencida y que aun así son utilizados para la determinación de la calidad del crudo y del volumen de producción del mismo, lo que causa incertidumbre en la medición de los valores de las diferentes variables.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

La entidad indica que se hará un contra chequeo con los ingenieros de zona asignados a cada uno de los campos mencionados por la CGR para verificar los hallazgos mencionados por la CGR. Como resultado de esta actividad se elaborará un Plan de Choque con carácter inmediato para cerrar lo encontrado, en donde aplique.

Análisis de la Repuesta

Por lo anterior, si bien la ANH anuncia que establecerá medidas para mejorar el aseguramiento metrológico en la determinación de la calidad de los hidrocarburos medidos y reportados en los campos de producción del país, ratificando así lo observado por la CGR, no se han obtenido resultados específicos en el control metrológico, razón por la cual se valida como hallazgo administrativo.

Hallazgo administrativo.

Hallazgo No. 15: Medición de Volúmenes Campo Colorado

La Resolución 41251 de 2016 sólo regula los sistemas de medición estática y dinámica tal y como lo menciona el Artículo 5:

“La medición oficial del volumen de los hidrocarburos que se recupere en todo pozo o campo productor podrá ser estática o dinámica dependiendo del tipo y características del fluido a medir y los volúmenes a manejar”.

La CGR observa en la inspección realizada en Campo Colorado del contrato Magdalena Medio, que se realiza la medición de fluido (agua y petróleo) en los tanques con un flexómetro teniendo en cuenta la marca de la manguera externa del tanque que funciona bajo el principio de vasos comunicantes, sin embargo, este principio es válido si el fluido es homogéneo, por lo que se puede presumir que la marca que se utiliza para medir el nivel de fluido en el tanque probablemente no corresponda al nivel real al interior del tanque, causando así una probable medición errónea de volumen. Si bien el sistema de medición con el flexómetro es el implementado por el operador del campo, de acuerdo a lo mencionado anteriormente, la ANH debe tener conocimiento de los volúmenes reales

medidos a través de un sistema de medición avalado por la norma técnica, sin embargo, no se han adelantado actividades para verificar que el crudo producido y transportado hacia la estación de Campo Colorado corresponda a un valor confiable.

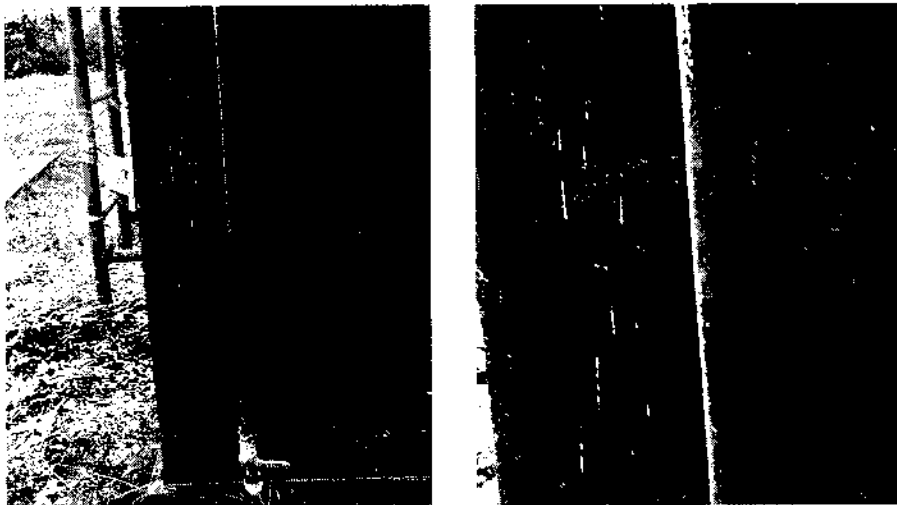
Adicional a lo anterior, el “*informe de Gestión de las funciones delegadas en la Resolución MME 4 1250 de 2016 y el Convenio interadministrativo No. 146 de 2017. Primer y Segundo Bimestre 2017*” en su numeral 5.7.2 menciona:

- Convenio de Explotación Magdalena Medio. Campo Colorado. Verificación de Volúmenes en tanques. el volumen almacenado en los tanques medidos y encontrados en la locación correspondía a un volumen mayor que el que se encuentra reportado en las formas de producción que se presentan mensualmente.

Como un punto adicional de lo observado en el campo, ningún tanque periférico cuenta con medidores de gas en cada uno de los pozos, lo que va en contravía del “*Artículo 17. Modelos de medición para hidrocarburos gaseosos*” de la Resolución 4 1251 de 2016 que reza así:

“(...) todo el gas producido deberá ser medido en forma continua y deberá llevarse un registro diario físico y/o electrónico de conformidad con lo establecido en la norma API MPMS 21.1”.

Lo referido denota una baja efectividad en el ejercicio de la función de fiscalización en cuanto al seguimiento de las obligaciones que debe cumplir el operador en lo que se refiere a la implementación de controles volumétricos fiables avalados por la norma, la no observancia de esto puede generar pérdidas de recursos públicos al no tener un control adecuado de la producción real.



Manguera externa de los tanques periféricos de Campo Colorado

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Indica que la medición oficial de los volúmenes de fluido producidos por los pozos del campo Colorado es medida en los tanques K-01 y K-02, los cuales cuentan con sus respectivas tablas de aforo; así mismo, y se puntualiza que de acuerdo con acta de visita realizada el 16 de Julio de 2019, entregada a la Contraloría General de la República, como consta en acta de visita adjunta (OBSERVACIÓN No. 17 - ACTA VISITA CAMPO COLORADO_FIRMAS) se evidencia que la Agencia Nacional de Hidrocarburos hace seguimiento y control al proceso de producción y medición de crudo; como consta en la misma, se habían generado compromisos por parte de la Compañía Operadora respecto a planes de acción para cumplir con la normatividad vigente de acuerdo con las conclusiones de la misma:

- (...) “El proceso empleado para realizar las pruebas de pozo y la medición diaria de producción, no cumple con lo establecido en la Resolución 4 1251 de 2016, artículo 21 “Modelo de cuantificación de la producción en boca de pozo” y artículo 14 “Tanques para almacenamiento para medición oficial” ítem 14. De igual manera, no se garantiza la medición de gas durante las pruebas incumpliendo lo establecido en la Resolución 41251 de 2016 artículo 17 “Modelos de medición para hidrocarburos gaseosos”. Así mismo, los procedimientos empleados (cerrar los pozos para poder probar un pozo), hacen ineficiente la producción del campo.
- El Operador asume que los pozos (6) cuyo fluido es transportado en carrotanque no producen gas; lo anterior, no cuenta con ninguna justificación técnica” (...).
- Así las cosas, como las adecuaciones requeridas para cumplir con lo establecido en la Resolución 41251 de 2016 requieren de inversiones económicas, el operador tiene como fecha límite de cumplimiento el 15 de diciembre de 2019 para llevar a cabo el respectivo plan de acción, en caso contrario, se iniciarán los procesos de incumplimiento a que haya lugar.

Análisis de la Respuesta

En la respuesta entregada por la ANH, argumenta que se han adelantado algunas actividades para el control adecuado de la función delegada de fiscalización, lo cual efectivamente se evidencia en actas.

Sin embargo, de acuerdo a lo evidenciado en campo, sí se realiza la medición de volúmenes en los Frac tanks mediante una cinta métrica a través de una manguera externa al tanque. Esta forma de medir el crudo no corresponde a lo avalado por la norma, pues existe un alto grado de incertidumbre debido a que el fluido dentro del tanque no es homogéneo y aunado a lo anterior, la dificultad en la observancia de la marca exterior de la manguera donde se realiza la medición.

Lo anterior puede ser respaldado con lo mencionado en el *“informe de Gestión de las funciones delegadas en la Resolución MME 4 1250 de 2016 y el Convenio interadministrativo No. 146 de 2017. Primer y Segundo Bimestre 2017”* en su numeral

5.7.2, donde se evidenció que el volumen almacenado en los tanques correspondía a un volumen mayor que el reportado en las formas de producción.

Es importante implementar un sistema de medición confiable y avalado, que, si bien los Frac Tanks no son Puntos de medición oficial, si requieren ser medidos pues el fluido será transportado y posteriormente entregado a la Estación, por lo que deben coincidir los volúmenes producidos con lo recibido por la estación y tal conciliación debe ser realizada.

En consecuencia de lo anterior, la respuesta y los soportes entregados por la Entidad, no desvirtúan lo observado por la CGR, respecto al sistema de medición utilizado por la Compañía Operadora del Campo en los pozos periféricos y con la generación de incertidumbre en la cifra de los volúmenes de producción del campo. Por lo anterior el hallazgo se mantiene

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 16: Transporte Interno Campo Colorado

La Resolución 4 1251 de 2016, Artículo 4, numeral 4, establece como obligación general de los operadores:

“4. Elaborar y aplicar un manual de medición de volumen y determinación de calidad de hidrocarburos para los procesos y sistemas de medición que opere, que incluya procedimientos escritos y cronogramas de calibración, verificación y mantenimiento de los instrumentos y equipos que hacen parte del sistema, disponibles para verificación de la autoridad de fiscalización.”

Cumpliendo a cabalidad lo que se estipula en el numeral 4 mencionado anteriormente, Ecopetrol construyó el *“Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos”*, el cual en su Capítulo 15 establece:

“Capítulo 15. — Medición de hidrocarburos en carrotanques. Establece los criterios y mejores prácticas para la adecuada medición del cargue y descargue de cisternas de camiones (carrotanques); al igual que los diferentes procedimientos para la calibración, medición y liquidación de cantidades aplicables al transporte en camiones cisterna de crudos, combustibles líquidos derivados del petróleo, petroquímicos, gases licuados tales como el GLP, PGR, OGR y otros, y biocombustibles”

La CGR observa que el fluido producido y almacenado en los tanques periféricos es recolectado sin periodicidad definida por un carrotanque; el control de fluido transportado se lleva a cabo mediante un formato que suministra el operador del campo contratado por Ecopetrol sin número de consecutivo y firmado por el recorredor de turno encargado de la verificación del transporte y el transportador, encontrándose en algunos casos sólo una de las dos firmas. En la documentación archivada sólo reposa una copia de esos

movimientos que se almacenan en la oficina de coordinación de producción del campo Colorado.

El fluido (compuesto por agua y crudo) debe transportarse hacia la Estación de Campo Colorado de acuerdo la normatividad vigente y siguiendo los procedimientos estipulados en el capítulo 15 del manual de Ecopetrol.

La anterior situación evidencia debilidades en el control por parte de la ANH para el desarrollo de la función delegada de fiscalización, que implica velar por el cumplimiento, en este caso, de la Resolución 41251 de 2016; lo que genera un riesgo de pérdida de crudo.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Teniendo en cuenta que los pozos Colorado 75, Colorado 37, Colorado 52, Colorado 31, Colorado 25 y Colorado 49 no cuentan con línea de transporte hasta la Estación Colorado (solamente los pozos (3) Colorado 36, Colorado 74 y Colorado 67 llegan por medio de una troncal hasta la Estación Colorado), el fluido (agua y crudo) producido por los pozos, se transporta por medio de carrotanque con una frecuencia de dos veces por semana (debido al deteriorado estado del puente vehicular que limita el acceso al área). Por este motivo, como el transporte es interno, no se llevan guías de transporte sino que se lleva un formato de registro diario, en el que se diligencia fecha, placa del carrotanque, nombre del pozo, hora de cargue, nivel inicial y final (cm), volumen bruto, con la firma respectiva del conductor del camión y del recorredor de turno por parte del Operador, lo anterior como control al movimiento de fluido (agua y crudo), mientras se realizan las adecuaciones necesarias de acuerdo con lo estipulado en la Resolución 41251 de 2016 y los compromisos realizados durante visita de julio de 2019.

Análisis de la Repuesta

La CGR determina en respuesta entregada por la ANH, si bien el transporte es interno, debe llevarse un control en la medición y transporte de hidrocarburos para garantizar que la cifra de producción del campo este soportada, tal y como se detalla en el manual de Ecopetrol. Sin embargo, se evidenció la falta de control por parte del Operador en el manejo de las guías internas de medición y transporte (llamadas por OMIA como "Control de medición de tanques periféricos Campo Colorado"), que efectivamente no cuentan con consecutivos y no son firmadas en todas las ocasiones por el transportador y el representante de la compañía operadora.

En consecuencia de lo anterior, la respuesta entregada por la Entidad no desvirtúa lo observado por la CGR, respecto al control de transporte de fluido desde los pozos periféricos hasta la Estación Colorado

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 17: Requerimientos necesarios para la producción en Facilidades

La Resolución 18 1495 de 2009, Capítulo II, artículo 38, indica:

“Los equipos de control, las facilidades de producción, el tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos, las condiciones de los separadores, el aforo de los tanques, las distancias mínimas para la instalación de tanques, los diques para la contención de derrames, las características de las teas, las instalaciones eléctricas y todos los demás requerimientos necesarios para la producción, serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía...”

El artículo 7 de la Resolución 40048 de 2017, que modifica el artículo 41 de la Resolución 18 1495 de 2009, indica:

“Requerimientos para la Medición. Los equipos de medición de hidrocarburos, la obligación de preservar su integridad, la periodicidad con la cual éstos deban calibrarse, las certificaciones con las cuales éstos deban contar y los demás requerimientos que sean necesarios para desarrollar esta actividad, serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía. En el evento en que no se haya expedido tal reglamentación, se tomarán como base las normas internacionales aplicables en la materia”.

Resolución 41251 de 2016 Artículo 4. Obligaciones generales de los operadores. Son obligaciones generales de los operadores las siguientes:

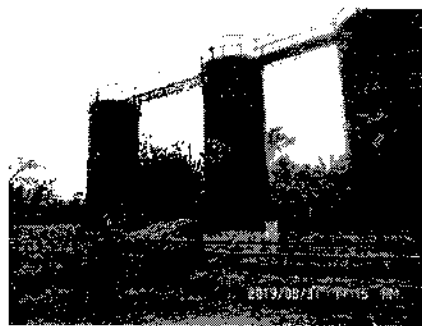
- 1. Adoptar las mejores prácticas y estándares internacionales en materia de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos de conformidad con lo establecido en la presente resolución.*
- 5. Diseñar e implementar un plan de mantenimiento para equipos e instrumentos de medición de volumen de puntos de medición oficial y separadores de prueba y general (no incluye tanques), que incluya como mínimo un mantenimiento intrusivo anual (limpieza de medidores, tubos de medición, accesorios).*

En visitas realizadas por la CGR a las facilidades de los campos de producción en diferentes zonas del país según la muestra seleccionada, se identificaron debilidades en cuanto al cumplimiento de la norma en lo que respecta al diseño de las facilidades para la producción.

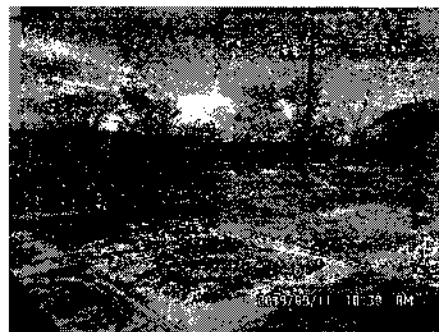
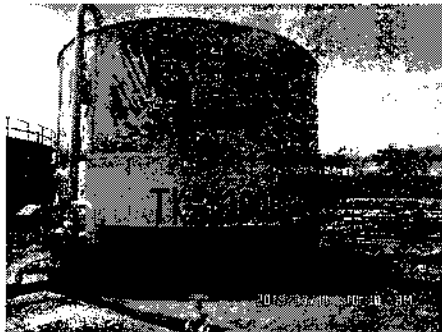
La CGR evidenció que algunas facilidades no cumplen con las especificaciones técnicas de operación respecto a la normativa y a las buenas prácticas de la industria del Petróleo y además, no responden al desempeño óptimo de los procesos y por ende, de los sistemas de medición, para permitir garantizar que la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos sean las correctamente registradas, con balances reales por pozo, campo y operador.

Se encontró en el campo Torcaz, del contrato Bocachico, facilidades totalmente inactivas, sin operación alguna, en malas condiciones y que, según el operador, fueron objeto de robo. Se encontró un crudo remanente en los tanques con capacidad de 101.68 Bbl. Es de

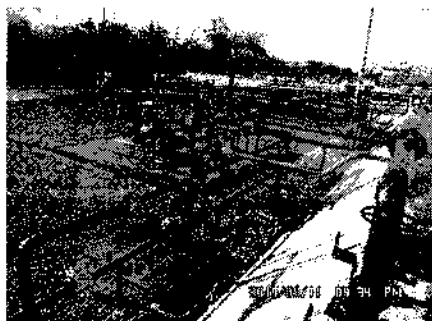
anotar que el operador actual, Cinco Ranch Petroleum Colombia Inc., solicitó desde el 20 de septiembre de 2017 la suspensión del campo, reiterado el 14 de noviembre de 2018; solicitud que, a la fecha, la ANH no ha respondido.



Para el campo Andalucía, del operador Hocol, se identificaron deficiencias en el tanque TK-1000-1, el cual se encuentra inoperativo y en malas condiciones, no cumple con especificaciones técnicas operativas para fiscalización, la altura de referencia varía más de 3 mm a la altura observada por el operador y el PMO TK – 3000-1 no cumple con la resolución 41251 de 2016. Además, se identificó un deterioro importante de los diques perimetrales en el área de los tanques de almacenamiento de crudo.

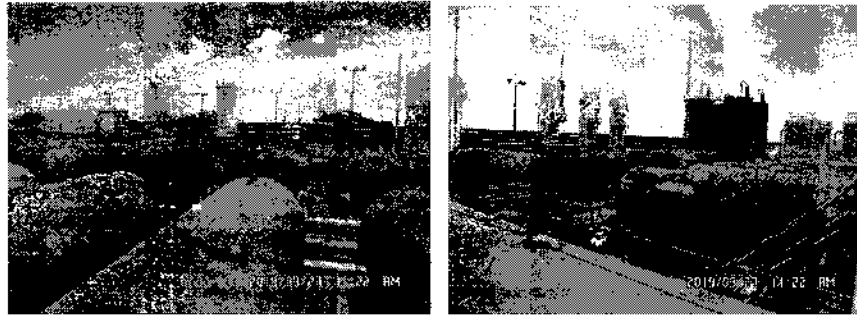


En el Campo Lomalarga, Se encontró un bypass antes del sistema de cargue (platina de orificio) que no cuenta con bloqueo. El crudo se fiscaliza sin cumplir con las especificaciones de calidad, según lo establece la resolución 41251 de 2016.

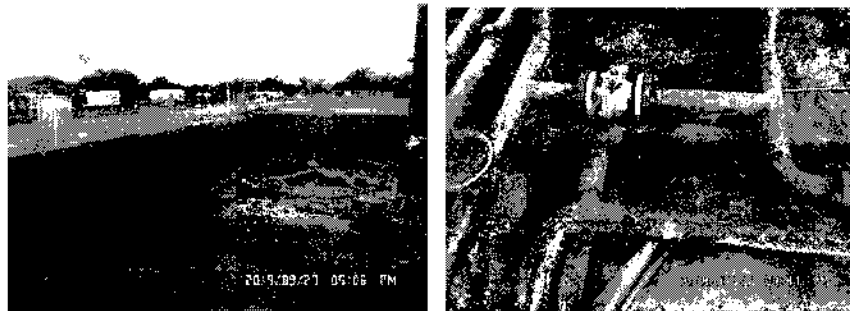


Para el campo Palermo, el crudo fiscalizado no cumple con especificaciones de calidad, de acuerdo a lo establecido en la resolución 41251 de 2016.

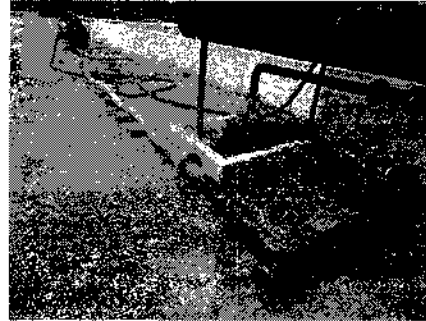
En los campos Yenac y Mantis se verificó la falta de mantenimiento de los tanques de almacenamiento de crudo de los trenes No. 1, No. 2 y No. 3 que se utilizan como Puntos de Medición Oficial, de Blending y de transferencia de custodia.



En el campo Flami del contrato Llanos 27, se evidencia un incumplimiento total de las características de las facilidades, estas no cumplen con las especificaciones técnicas de operación y a las buenas prácticas de la industria del Petróleo. Además, no responden al desempeño óptimo de los procesos y por ende de los sistemas de medición para garantizar valores correctos de la cantidad y calidad del crudo producido. Las condiciones de operación presentan riesgo (diques perimetrales y piso de geomembrana en mal estado, tanque y tuberías en mal estado, derrames de crudo al interior de la facilidad, no tiene sistema de evacuación de aguas lluvias, entre otras deficiencias).



En el campo Ambrosía se encontraron separadores en mantenimiento. Se evidenció un sistema de cargue de crudo no autorizado por la ANH y sin cumplir especificaciones técnicas de la norma. El sistema de cargue para despacho de crudo autorizado no se encuentra aún operativo.



En el campo Totare se evidenció que, a los tanques, incluyendo los utilizados como PMO, no se les ha realizado mantenimientos mayores en cinco años, además se encontraron tuberías en la entrada del Manifold y a la salida de tanques para cargue, sin ninguna funcionalidad y operatividad.



Lo anterior se debe a la falta de administración adecuada de las facilidades de producción por parte de las empresas operadoras de los campos, aplicación de planes de mantenimiento con base en el riesgo, mantenimiento de los equipos, especificación de los mismos, entre otras variables, además de la falta de presencia institucional por parte de la ANH directamente en cada una de las áreas, en la función delegada de fiscalización que le compete, en desarrollo de labores de control de las condiciones de operación y medición de la explotación de hidrocarburos.

Se genera riesgo de incumplimiento asociado a las condiciones normativas, institucionales y operacionales en que actúan los operadores de estos campos de producción, en relación con el control de la medición de la producción de petróleo y al control del cálculo y del pago de las regalías y participaciones correspondientes.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Para Campo Torcaz los PMO son por medida estática, cuando entre el campo en operación se realizará el reaforo correspondiente a cada uno de los tanques verticales de 500 bls de las facilidades donde se realizará a las 24:00 la respectiva medida. El laboratorio, cuenta con instructivos de medición, plan de metrología y los equipos de fiscalización; se realizó la verificación de equipos utilizados en la medición de

hidrocarburos y sus certificados de calibración, así como seguimientos diarios de inspección de este. (ver Acta anexa) Puntos de Fiscalización (PMO) y Entrega

Los hidrocarburos producidos en los campos Nare y UnderRiver son fiscalizados en el Módulo Nare de manera independiente, y estática. Posterior al proceso de determinación de cantidad, y calidad de hidrocarburos, se entrega por medio de los mismos tanques hacia la estación de Bombeo Teca, donde Mansarovar tiene un tanque exclusivo para recibo de crudo Nare y UnderRiver; es desde allí desde donde se hace la transferencia al oleoducto Velásquez -Galán, y no desde el campo UnderRiver. La resolución 4 1251, y las normas internacionales vigentes, avalan la medición estática como medida oficial, por lo cual la observación de medidor no aplicaría para este caso en particular.

Actualmente en el Campo Andalucía el tanque TK-1000-1, conforme a la muestra de información entregada y establecida en el acta de visita, la altura de referencia no varía más de 3 mm a la altura observada, tal como quedo establecido en los archivos entregados y denominados Verificación de altura de referencia diciembre 2018 y Libreta de Medición diciembre 2018. En cuanto al tanque TK-3000-1, este tanque no es PMO, y está configurado como tanque Gun Barrel, separando el crudo del agua de producción.

El Bypass observado en la visita se encuentra fuera de línea, Ecopetrol implementará un sistema de seguridad y etiquetado sobre este accesorio. Por otro lado, en el campo Lomalarga se encuentran en operaciones de construcción y acondicionamiento de la facilidad (Construcción Gun Barrel, mantenimiento tanques y reaforo TK-07), debido a que el sistema actual no permite obtener crudo en especificaciones, por tanto, el proceso es completado enviándolo a la Estación Tello, a la fecha dentro de las actas de visita se le solicito a Ecopetrol presentar la solicitud de sistema de medición compartida para los campos Tello, La Jagua y Lomalarga.

El Campo Palermo, el sistema actual de facilidades no permite obtener crudo en especificaciones, por tanto, el proceso es completado realizando el envío a la Estación Dina Cretáceos, a la fecha Ecopetrol presento Plan de Trabajo Para los Campos de los convenios Pijao Potrerillo, Palermo y Santa Clara, dentro del cual se realizará la Unificación Operacional de los campos en mención. Dando cumplimiento a la resolución 41251 de 2016, Artículos 10. Sistemas de medición compartidos y artículos 31. Medición por asignación. El campo Rumba cuenta con tablas de aforo vigentes, las cuales cumplen con la normatividad vigente para medición de hidrocarburos, esta exige calibrar los tanques cada 5 años como mínimo, este tema no puede ser confundido con las pruebas de integridad y mantenimiento de tanques ya que este proceso y su periodicidad no está reglamentado para tanques de crudo.

Frontera como operadora de los Campos Mantis y Yenac del Contrato E&P Casimena solicitó el 4 de enero de 2019 mediante Id 358590 aprobación del cronograma de actividades y esquema de medición para definir la Unificación operacional de dichos campos, en reunión del día 27 de mayo de 2019 en las oficinas de la ANH se revisó el esquema de medición actual y el propuesto en la comunicación inicial para las facilidades

de los Campos Mantis y Yenac. De acuerdo al requerimiento de la CGR en el punto 23 en cuanto a la medición de hidrocarburos del Campo Flami, para la fecha de la visita el Operador se encontraba fiscalizando en los tanques TK-5 y TK-6 los cuales si cuentan con tablas de aforo calibradas, asegurando de esta manera la adecuada medición de la producción

De acuerdo con lo anterior, cabe indicar que los hallazgos generados por la CGR para el campo Ambrosia se identificaron previamente según las actas de visita en ejercicio de la función de Fiscalización de la ANH; generándose compromisos por parte de la Compañía Operadora respecto a la puesta en servicio del cargadero y separadores. Se adjuntan las actas de visita. Los tanques del campo Totare no se han realizado mantenimiento mayor considerando que las tablas de aforo se encuentran vigentes. Con respecto a las tuberías en la entrada del Manifold y a la salida de tanques para cargue no han sido retiradas considerando que la operadora manifiesta que serán utilizadas para futuras ampliaciones.

Análisis de la Repuesta

Teniendo en cuenta las explicaciones y soportes enviados por la ANH, se acepta parcialmente lo indicado para los campos Nare y Underriver y para el campo Rumba. Para los otros campos identificados con la deficiencia de que no cumplen con las especificaciones técnicas de operación respecto a la normativa y a las buenas prácticas de la industria del Petróleo y además, no responden al desempeño óptimo de los procesos y por ende, de los sistemas de medición, para permitir garantizar que la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos sean las correctamente registradas, con balances reales por pozo, campo y operador, se VALIDA el hallazgo administrativo, ya que los soportes y explicaciones no desvirtúan lo encontrado por la CGR en las visitas.

Hallazgo administrativo

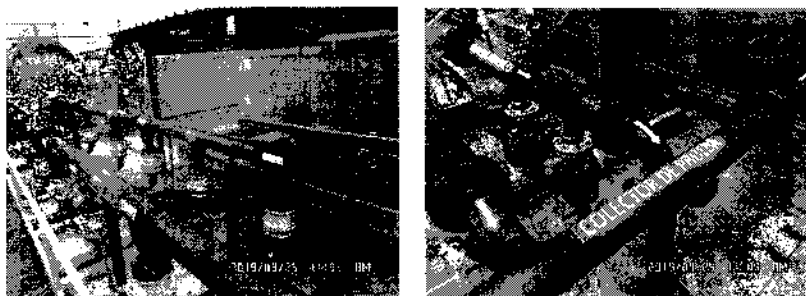
Hallazgo No. 18: Utilización de facilidades compartidas para el tratamiento de hidrocarburos

La Resolución 4 1251 de 2016, Artículo 10, establece, que para los sistemas de medición compartidos:

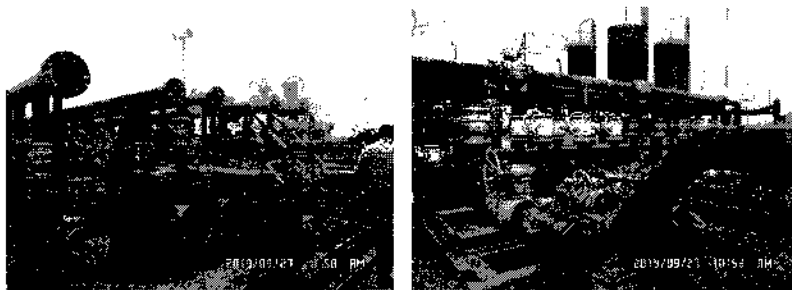
“Un mismo operador de dos o más campos, incluso de diferentes contratos y/o convenios de explotación, o dos o más operadores, podrán hacer uso de un mismo sistema para medir el volumen y determinar la calidad de hidrocarburos productores siempre y cuando se garantice la existencia de equipos y procedimientos que permitan identificar el volumen y calidad que corresponde a cada campo, lo cual será validado y aprobado previamente por la autoridad de fiscalización. En los casos donde se utilicen facilidades compartidas para el tratamiento de hidrocarburos, cada corriente proveniente de cada campo deberá ser medida antes de entrar a la facilidad”.

Respecto al cumplimiento del criterio establecido por la Resolución 4 1251 de 2016, en su Artículo 10, referido al uso de un mismo sistema para medir el volumen y determinar la calidad de hidrocarburos productores siempre y cuando se garantice la existencia de equipos y procedimientos que permitan identificar el volumen y calidad que corresponde a cada campo, la CGR verificó las facilidades de los campos de la muestra seleccionada en todo el país, que no se trata el crudo en trenes independientes como lo indica la Resolución 4 1251 de 2016, pues se evidencia la utilización de facilidades compartidas para su tratamiento. Las corrientes provenientes de cada campo no se miden al entrar a la facilidad y no cumplen con las especificaciones técnicas de operación respecto a la normatividad y a las buenas prácticas de la industria del petróleo. Lo anterior se evidenció en los siguientes campos:

En los campos Centauro Sur y Campo Rico se utilizan facilidades compartidas para el tratamiento de hidrocarburos, no se trata el crudo en trenes independientes como lo indica la Resolución 4 1251 de 2016 y las corrientes provenientes de cada campo no se miden al entrar a la facilidad.



En los campos Yenac y Mantis se identificó que la producción entra a la facilidad en un solo tren de tratamiento. No se trata el crudo en trenes independientes como lo indica la Resolución 4 1251 de 2016y se utilizan facilidades compartidas para su tratamiento.



En el contrato Cravoviejo, (Campos Saimirí y Bastidas), las corrientes se unen en la estación Bastidas y entran al proceso de tratamiento y medición en un tren de producción unificado en CPF Carrizales, es decir que no se trata el crudo en trenes independientes como lo indica la Resolución 4 1251 de 2016. Se utilizan facilidades compartidas para su tratamiento.

El mismo caso ocurre en los campos Mana y Rio Opia. La producción de los pozos del campo Rio Opia entra por el Manifold de Mana Sur a la Batería Mana en un solo tren de producción. No se trata el crudo en trenes independientes como lo indica la Resolución 4 1251 de 2016 y se utilizan facilidades compartidas para su tratamiento.



Lo anterior se debe a la falta de unificación de criterios operativos por parte de la ANH respecto a la aprobación y otorgamiento de las Resoluciones de inicio de Explotación para campos nuevos o modificaciones de procesos. Adicionalmente, se debe también a la falta de exigencia de la ANH de presentar por parte de los operadores, un plan para los sistemas de medición compartido de acuerdo con lo establecido en la Resolución 41251 de 2016 y poder así determinar las actividades operativas necesarias que garanticen un desempeño óptimo de los procesos y por ende de los sistemas de medición, con el objetivo de asegurar la medición de cantidad y calidad correcta de los hidrocarburos producidos.

Se genera riesgo de incumplimiento de las especificaciones técnicas de operación respecto de los requerimientos establecidos en la regulación nacional, de los estándares internacionales y de las buenas prácticas de la industria en materia de medición y fiscalización por parte de los operadores. Lo anterior puede incidir en un probable error en la cifra de producción de hidrocarburos que se reporta.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

La operadora Interoil ha presentado a la ANH una solicitud de unificación operacional, la cual se encuentra en proceso de aprobación. La última comunicación sobre el tema tiene ID 408919 en la ANH. Además, existen comunicaciones anteriores de seguimiento sobre el mismo asunto que comprueban la diligencia de la ANH en cuanto tiene que ver con el cumplimiento de la Resolución 41251 para estos campos.

En el caso de los campos del Contrato Apiay, y específicamente la estación Suria donde llegan y se prueban según programa los fluidos del pozo Libertad Norte 3. es importante aclarar que este pozo se encuentra y produce fluidos desde el campo Reforma-Libertad, sin embargo, dado que la estación homónima se encuentra fuera de línea desde el año 2016, se alinean estos fluidos por una antigua línea de 8" que se usaba para transportar agua de una estación a otra y de esta manera se puede producir el pozo sin necesidad de activar la estación. El pozo Libertad Norte 3 se prueba de acuerdo a lo establecido en la

Resolución 41251 de 2016 en su Título 5, Artículo 21, numeral 1, Determinación del volumen teórico de hidrocarburos producido por cada pozo. Por lo anterior se evidencia, contrariamente a lo expuesto por la CGR en su comunicación, que la ANH sí ha realizado labores de seguimiento y control asociadas a las RIE's del convenio Apiay, asegurando que se minimicen los errores de medición que pudiesen afectar el reporte de la producción

A través del área de Fiscalización de la ANH se le ha exigido a la operadora ajustarse paulatinamente al cumplimiento de la Resolución 41251 del 2016 en su artículo 10 y realizar la unificación operacional para garantizar procedimientos que permitan identificar el volumen y calidad que corresponda a cada campo, y ahora se está haciendo el estudio para unificación operacional campo Carrizales para los campos Saimiri, Matemarrano, Bastidas, Zopilote.

Frontera como operadora de los Campos Mantis y Yenac del Contrato E&P Casimena solicitó el 4 de enero de 2019 mediante comunicación a la ANH con ID 358590 aprobación del cronograma de actividades y esquema de medición para definir la unificación operacional de dichos campos. En reunión de trabajo llevada a cabo el día 27 de mayo de 2019 en las oficinas de la ANH se revisó el esquema de medición actual y el propuesto en la comunicación inicial para las facilidades de los campos Mantis y Yenac.

La compañía Emerald, operadora de los campos Centauro Sur y Campo Rico, ha solicitado la aprobación de la Facilidad Compartida para estos campos, es de aclarar que la propuesta no es de unificación de campos, es de tener trenes independientes para los dos campos, por lo que realizaron modificaciones en el clúster para cumplir con esto, actualmente y debido a que es un contrato de asociación (requiere aprobación de Ecopetrol) están en trámite de calibrar dos tanques de almacenamiento que harían parte del PMO, lo que es requisito para aprobar la modificación de la RIE solicitada.

Análisis de la Repuesta

Se acepta como satisfactoria por parte de la CGR la explicación y soportes indicados para el caso de los campos del Contrato Apiay, y específicamente la estación Suria donde llegan y se prueban según programa los fluidos del pozo Libertad Norte 3, es importante aclarar que este pozo se encuentra y produce fluidos desde el campo Reforma-Libertad, sin embargo, dado que la estación homónima se encuentra fuera de línea desde el año 2016, se alinean estos fluidos por una antigua línea de 8" que se usaba para transportar agua de una estación a otra y de esta manera se puede producir el pozo sin necesidad de activar la estación.

Se valida la observación como hallazgo para los demás campos identificados con la deficiencia, campos Centauro Sur y Campo Rico, campos Yenac y Mantis, Campos Saimirí y Bastidas, campos Mana y Rio Opia, donde no se trata el crudo en trenes independientes como lo indica la Resolución 4 1251 de 2016, pues se evidenció la utilización de facilidades compartidas para su tratamiento. Las corrientes provenientes de

cada campo no se miden al entrar a la facilidad y no cumplen con las especificaciones técnicas de operación respecto a la normatividad y a las buenas prácticas de la industria del petróleo, algunas de estas facilidades se encuentran en de trámite de aprobación por parte de la ANH, pero aún no tienen dicha aprobación.

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 19: Supervisión del recaudo de regalías en especie.

El Contrato de compraventa de crudo de regalías y participaciones de la ANH celebrado entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos como “Vendedor” y Ecopetrol S.A. como “comprador”, de 28 de diciembre de 2012, indicaba:

8.02. Obligaciones de la ANH:

ii. Hacer las gestiones frente a los OPERADORES para efectos de que el CRUDO sea entregado al COMPRADOR en la oportunidad y en la forma acordada entre el COMPRADOR y el OPERADOR.

Mediante Contrato de compraventa de crudo de regalías y participaciones de la ANH celebrado entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos como “Vendedor” y Ecopetrol S.A. como “comprador”, de 28 de diciembre de 2012, la ANH acordó con Ecopetrol la venta y entrega de la totalidad del CRUDO que se produzca en los CAMPOS PRODUCTORES, para lo cual Ecopetrol y el Operador debían programar el recibo del crudo a través del mecanismo de nominación, y en caso de incumplimiento de alguna de las partes, debían informar inmediatamente a la ANH para ejecutar las cláusulas aplicables en los contratos con los Operadores.

En el proceso de liquidación del contrato, mediante acta de balance económico del 26/12/2018, Ecopetrol realiza la reclamación a la ANH por la falta de recaudo de crudo en los campos Nashira, Alepe, Alva Sur, Flami, Morichito y Río Zulia, y por lo cual solicita la compensación de dichas regalías. Debido a esta situación Ecopetrol S.A., solicitó Audiencia de Conciliación con la ANH a los Procuradores Judiciales ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, radicado el 28 de diciembre de 2018.

Frente a la obligación señalada en el literal ii del numeral 8.02. Obligaciones de la ANH, del contrato de compraventa, la CGR evidencia debilidad en las gestiones que realizó la ANH frente a los OPERADORES para efectos de que el CRUDO sea entregado al COMPRADOR en la oportunidad y en la forma acordada entre el COMPRADOR y el OPERADOR, hecho materializado en los procesos de entrega de hidrocarburos a Ecopetrol S.A., para los campos Nashira, Alepe, Alva Sur, Flami, Morichito y Río Zulia.

Teniendo en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía, como supervisor del convenio de fiscalización ha señalado la importancia de que cada campo sea visitado al menos una vez en el año (Oficio del Ministerio Radicado 2016034692). Se observa que la ANH no ha

logrado asegurar una supervisión constante a los operadores. De acuerdo con la información presentada por la ANH, los contratos Llanos 27, Morichito, Nashira y Rio Zulia, no recibieron visitas entre los años 2015 a 2018, que permitieran verificar si los operadores cumplieron con la entrega real de hidrocarburos que les correspondía, como se ilustra en la siguiente tabla:

Información de visitas de fiscalización por campo.

CONTRATO	TIPO CONTRATO	OPERADOR	CAMPO	No. VISITAS FISCALIZACIÓN EN 2015	No. VISITAS FISCALIZACIÓN EN 2016	No. VISITAS FISCALIZACIÓN EN 2017	No. VISITAS FISCALIZACIÓN EN 2018
LLA 27	E&P	OMNIA ENERGY INC SUCURSAL COLOMBIA - EN REORGANIZACION	FLAMI	1	0	1	2
MORICHITO	E&E	DCX S.A.S.	MORICHITO	0	0	2	1
NASHIRA	E&P	OIRU CORPORATION	ALEPE	0	2	1	1
			ALVA SUR	0	0	0	0
			NASHIRA NORTE	1	1	0	1
RIO ZULIA	CE	IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ EXPLORACION Y PRODUCCION SAS	RIO ZULIA	1	0	0	3

Fuente: Respuesta a Solicitud de información AC-ANH-016

En visita de inspección realizada por la CGR el día 27 de septiembre de 2019, al campo Flami del contrato Llanos 27, se evidenció mediante información entregada por el operador actual Well Done Energy – Omnia Energy Inc, que para el periodo de los años 2013 a 2015, siendo la empresa Santa María Petroleum el OPERADOR de dicho campo, fueron entregados y comercializados aproximadamente 13.000 barriles de crudo de regalías, pero no a Ecopetrol S.A. quien era el responsable de recoger dicho crudo en las instalaciones del campo Flami, según el contrato de compra venta de crudo de regalías. Se desconoce el destino de dicha cantidad de crudo, ya que durante la visita fueron solicitados los soportes de guías de entregas del crudo al transportador y no fueron allegados para verificación por parte de la CGR, y a la fecha de este informe, no fueron entregadas al grupo auditor.

Es de aclarar que la empresa Omnia Energy Inc adquirió el Contrato Llanos 27 en abril del año 2018, al cual pertenece el campo Flami.

La ANH recibió reportes de Ecopetrol S.A., de recolección de crudo de los campos indicados, sin embargo, no se evidencia que la ANH haya constatado que Ecopetrol estuviera dando cumplimiento a lo estipulado en el contrato, definiendo oportunamente los acuerdos de nivel de servicio con dichos operadores. Se pone en evidencia las debilidades en el seguimiento al proceso de recaudo de regalías en especie, dado que ANH no corroboró la información que recibía de Ecopetrol S.A., respecto al volumen de crudo recaudado, y tampoco hizo un adecuado seguimiento de fiscalización en los campos que presentaron las inconsistencias.

Lo anterior, genera riesgo de incumplimiento a las obligaciones contractuales de los operadores de los campos y del crudo realmente medido, reportado y comercializado como regalía en especie, como el caso evidenciado en el campo Flami.

En respuesta a la observación la Entidad aclara:

El campo Río Zulia, no generó incumplimiento de entrega del crudo, en razón a que ECOPETROL era el operador de dicho campo. La ANH describe el contenido de la contestación del proceso con referencia 25000233600020190021300, demanda de Ecopetrol a la ANH, aclarando que lo que no se logró fue la transferencia material del crudo, por circunstancias imputables de forma exclusiva a ECOPETROL, y no por la indebida supervisión por parte de la ANH en el recaudo de regalías en especie, según lo estipulado en las cláusulas 4.1 Transferencia de la Propiedad del CRUDO. (...); 6.01 Envío de información y reportes; 8.1 Obligaciones del COMPRADOR. En particular, la ANH precisa que Ecopetrol no llegó a acuerdos definitivos con todos los operadores para la transferencia del crudo, e informar a la ANH inmediatamente al evento de cualquier incumplimiento por los operadores.

La ANH recalca que ECOPETROL no realizó un control eficiente de la ejecución del Contrato e incumplió sus obligaciones contractuales, en particular la de informar de forma inmediata y oportuna a la ANH las situaciones de incumplimiento de entrega de crudo, y por ende del programa acordado entre el comprador y los operadores de los campos. La ANH también precisa que la supervisión del recaudo de regalías en especie está en el marco de la relación contractual existente con ECOPETROL y dicha obligación contractual difiere de la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, delgada por el Ministerio de Minas y Energía a la ANH.

La ANH reitera que todos los documentos respecto a los inconvenientes presentados para el recaudo en especie de las regalías de los mencionados campos ya fueron entregados, y argumenta que el proceso de compraventa del crudo de regalías desborda el alcance de la Auditoría de cumplimiento la CGR.

Conforme a la respuesta de la Agencia con Id: 454382 del 15-11-2019, la CGR no desconoce el proceso con referencia 25000233600020190021300, y dentro de la respuesta la ANH describe las acciones e incumplimientos de Ecopetrol. De acuerdo con lo expresado por la ANH uno de los elementos necesarios para la transferencia material del crudo a Ecopetrol eran los Acuerdos de Nivel de Servicio que debía suscribir el Comprador con los Operadores, sobre los cuales se establecen los incumplimientos indicados en el literal ii del numeral 8.01 Obligaciones del comprador del Contrato de Compraventa. Considerando que la creación de los Acuerdos de Nivel de Servicio era una de las obligaciones de Ecopetrol, la ANH deja en evidencia la debilidad en la supervisión del contrato de compraventa, puesto que no realizó un adecuado seguimiento a las obligaciones de Ecopetrol, al no verificar la existencia de los Acuerdos de Nivel de Servicio. Así la ANH no verificó que Ecopetrol cumpliera con el contrato, no corroboró la información que recibía de Ecopetrol S.A., y no tenía conocimiento de los Acuerdos de

Nivel de Servicio ni solicitó información sobre los programas acordados. Esta debilidad en la supervisión realizada por la ANH generó un riesgo de no evidenciar oportunamente las omisiones del comprador y de posibles pérdidas de hidrocarburos

Análisis de la Repuesta

Dentro de la respuesta y de los documentos entregados a la CGR, no se hacen aclaraciones en relación a los 13.000 barriles de crudo que, de acuerdo con lo informado por empleados en la zona durante la visita de auditoría al Campo Flami, fueron entregados a transportadores y de los cuales no existen soportes. En este sentido la respuesta de la entidad no desvirtúa la observación. Por último, es de aclarar que este tema fue definido como parte de los objetivos, procedimientos y criterios de auditoría planteados durante la Fase de planeación de la auditoría a la ANH, como lo estipula la Guía de Auditoría de Cumplimiento, numeral 3.1. Por lo anterior, se mantiene la observación y se configura como hallazgo de auditoría.

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 20: Gestión fiscalizadora de la ANH en pozos inactivos.

2.4 RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 3

OBJETIVO ESPECÍFICO 3
Evaluar la integridad y confiabilidad de los datos de fiscalización, teniendo como alcance los componentes de verificación y autorización previa a la información presentada por las empresas petroleras

La evaluación de este objetivo se dirigió a los recursos Sistema General de Regalías asignados mediante el Convenio 146 de 2017 en su Artículo 3, para el ejercicio de las funciones delegadas, en cuanto a equipos y sistemas de información, necesarios para el control y seguimiento de los requisitos y obligaciones señaladas en las Resoluciones 18 1495 de 2009, 9 0341 de 2014, 4 0048 de 2015 y 4 1251 de 2016. Para lo anterior se analizó información contenida en los aplicativos SOLAR, AVM y los reportes en los IDP, Cuadros 4, Modulo de Gestión Operaciones de Pozo – módulo GOP, Gestión de Operación de Campos – GOC.

Producto de las diferencias establecidas en estos Sistema de Información SOLAR y AVM, se establecieron debilidades en procesos de captura, almacenamiento y gestión de la información que soportan los reportes de producción, generando incertidumbre sobre la información real de producción de crudo de cada uno de los campos y, en consecuencia, en el dato de producción de crudo que es presentada por la Agencia.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, a través de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones - VORP, desarrolla el objetivo de hacer más eficientes los procesos de evaluación y respuesta a las diferentes solicitudes que presentan las compañías operadoras, para lo cual fueron contratados los módulos GOP Y GOC, para apoyar el ejercicio de las funciones delegadas. Estos proyectos de Automatización de Trámites fueron planteados por la ANH, en línea con la Política de Gobierno Digital y la Iniciativa de Cero Papel, con el fin de avanzar en la configuración de herramientas tecnológicas que permitieran la presentación, recepción y aprobación en línea, de los diferentes permisos e informes que, en el marco de la normatividad vigente, todo operador debe obtener para desarrollar la exploración y explotación de hidrocarburos.

Hallazgo No. 21: Implementación módulos GOC – GOP, Fiscalización.

El Convenio 146 de 2017 en su Art3, Obligaciones de la Agencia Numeral 8, establece que: *“Con cargo a los recursos asignados del Sistema General de Regalías para el ejercicio de las funciones delegadas, disponer, entre otros, de la infraestructura, equipos, sistemas de información, personal y servicios idóneos para el control y seguimiento de los requisitos y obligaciones señaladas en las Resoluciones 18 1495 de 2009, 9 0341 de 2014, 4 0048 de 2015 y 4 1251 de 2016 o las normas que las modifiquen o sustituyan, así como para adelantar los procesos de investigación e imposición de sanciones previstos en la normativa aplicable”.*

SISTEMAS DE INFORMACION	DESCRIPCIÓN	ESTADO	NO. CONTRATO
GOP	Gestión de operaciones en pozos	Producción	486 de 2017. Seisconsulting
GOC	Gestión de operaciones en campo	Desarrollo	

Gestión Operaciones de Pozo – módulo GOP. La plataforma GOP, fue concebida por la ANH para facilitar el registro de las formas ministeriales operacionales y reducir los tiempos de aprobación de las mismas. La plataforma está operando desde diciembre de 2017, cuyo Objetivo era generar las Formas Operacionales de pozos (Formas Ministeriales F4CR, Informes Diarios de Perforación, F5CR, 6CR, 7CR, 8CR, 10CR, 10ACR, 11CR y 12CR) vía WEB e integrar modularmente el Sistema SOLAR VORP, facilitando los procesos de carga, transmisión, revisión y aprobación de las Formas en mención correspondientes a la Resolución 18 1495 de septiembre de 2009.

Gestión de Operación de Campos - GOC. Es un sistema que busca complementar el “GOP – Gestión de Operación de Pozo”, para tener sistematizadas las formas ministeriales. El GOC aprovecha la plataforma digital de SOLAR, para una implementación integral.

En análisis de dichos aplicativos en cuanto a su funcionalidad y aplicabilidad en la necesidad requerida por el área de fiscalización de la VORP de la ANH para los módulos

GOP y GOC, la CGR evidenció factores que han influido para que a la fecha no se haya alcanzado el desarrollo completo de estos sistemas, el porcentaje de avance en la implementación de dichos módulos es mínimo, los resultados no fueron los esperados, afectando la utilización de los módulos por parte de usuarios internos y externos de la ANH

En el caso de GOP se presentaron deficiencias como el registro de las formas operacionales, sin permitir la finalización del proceso de radicación. Para el módulo GOC que se encuentra instalado desde enero de 2018, no se realizaron pruebas piloto ni tampoco capacitaciones a las compañías operadoras.

Lo anterior, se debe a la debilidad en el proceso de planeación y articulación entre la OTI y el área de fiscalización para el desarrollo del proyecto, en cuanto al conocimiento inicial de los alcances, objetivos, bases para el desarrollo del proyecto por parte de la empresa contratista, no se establecieron claramente las responsabilidades del área de fiscalización durante el desarrollo de la herramienta, desinterés y desmotivación de las compañías operadoras en la utilización del módulo, basado en las inconsistencias que se han presentado en el uso de estas herramientas.

Se genera el no cumplimiento de uno de los objetivos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, a través de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones - VORP, que es el de hacer más eficientes los procesos de evaluación y respuesta a las diferentes solicitudes que presentan las compañías operadoras, para lo cual fueron contratados estos dos (2) sistemas para apoyar el ejercicio de las funciones delegadas. Estos proyectos de Automatización de Trámites fueron planteados por la ANH, en línea con la Política de Gobierno Digital y la Iniciativa de Cero Papel, con el fin de avanzar en la configuración de herramientas tecnológicas que permitieran la presentación, recepción y aprobación en línea, de los diferentes permisos e informes que, en el marco de la normatividad vigente, todo operador debe obtener para desarrollar la exploración y explotación de hidrocarburos.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Teniendo en cuenta lo anterior y consientes de la importancia del trabajo colaborativo entre las diferentes áreas de la ANH para este año, en virtud el Convenio 238 de 2019, se realizó la contratación de personal especializado para atender los requerimientos tecnológicos de la Vicepresidencia, estas contrataciones han fortalecido el proceso de planeación, la comunicación y la articulación al interior de la misma y han permitido fijar un alcance claro con objetivos específicos, que permitieron durante el primer semestre de este año tener claramente establecido lo que se espera de los módulos GOP y GOC.

En el segundo semestre se firmó el contrato 639 de 2019, con el objeto de "Contratar el Mantenimiento y Soporte de los actuales Módulos del Sistema SOLAR-VORP", en virtud del cual se ha venido realizando el mantenimiento evolutivo de los módulos GOP y GOC con las nuevas definiciones, lo que permitirá a la ANH, a través de Vicepresidencia de

Operaciones, Regalías y Participaciones optimizarlos procesos de presentación, recepción, evaluación y aprobación en línea, de los diferentes trámites relacionados con la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, alineándose con la Política de Gobierno Digital y la Iniciativa de Cero Papel.

Análisis de la Respuesta

La ANH indica en la respuesta, que el módulo Gestión de Operaciones de Pozo (GOP), como resultado del piloto realizado, surgieron varias inquietudes y propuestas interesantes por parte de las empresas participantes, que después de ser analizadas por esta Agencia derivaron en nuevos requerimientos en materia de integración entre las formas ministeriales, interoperabilidad con las empresas operadoras, firma digital y procesos de radicación, que llevaron a esta Vicepresidencia a reconsiderar la puesta en producción del módulo. Para el Módulo de Gestión de Operación en Campo (GOC) por su parte no pasó de la etapa de pruebas y vale la pena mencionar que, los algunos de los ajustes solicitados para el GOP sugirieron también mejoras a los desarrollos realizados para el GOC.

Además establece que para el año 2019 en virtud el Convenio 238 de 2019, se realizó la contratación de personal especializado para atender los requerimientos tecnológicos de la Vicepresidencia y que en el segundo semestre se firmó el contrato 639 de 2019, con el objeto de "Contratar el Mantenimiento y Soporte de los actuales Módulos del Sistema SOLAR-VORP", para poder realizar el mantenimiento evolutivo de los módulos GOP y GOC con las nuevas definiciones, lo que permitirá a la ANH, a través de Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones optimizarlos procesos de presentación, recepción, evaluación y aprobación en línea, de los diferentes trámites relacionados con la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, alineándose con la Política de Gobierno Digital y la Iniciativa de Cero Papel. Por lo anterior, si bien la ANH ha iniciado en 2019, la implementación de medidas para optimizar y mejorar el funcionamiento de los módulos GOP y GOC, a la fecha de cierre de la auditoria no se presentan resultados en ese sentido por lo que se valida como hallazgo.

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 22: Configuración red AVM vs. Situación real en facilidades campos

El "Instructivo Para El Otorgamiento De Inicios De Explotación De Los Campos Productores De Hidrocarburos" numeral 5.3 Conceptos Técnicos Internos, literal e:

Registro de los Puntos de Fiscalización en AVM. Para efectos de validación por parte de los Ingenieros de la Zona respectiva, y con el fin de incluirlos en la resolución de inicio de explotación, se requiere un listado de los puntos de fiscalización registrados en el software AVM. El listado es solicitado y recibido vía correo electrónico.

Es de aclarar que el Avocet Volúmenes Manager-AVM, es un software que administra las configuraciones operativas de producción de hidrocarburos y sus balances volumétricos, con los cuales calcula la distribución de producción de crudo, gas y agua a nivel de pozo. El AVM registra el histórico de producción de los campos a nivel país. Incluye la Administración de las facilidades de medición hace referencia a manejo y mantenimiento de los equipos de medición, especialmente las redes de producción, almacenamiento de líquidos y gas, la calibración, la planeación de esta, los planes de mantenimiento con base en el riesgo y la especificación de los equipos vs las condiciones de operación actuales.

La CGR, en visitas realizadas a diferentes facilidades de campos de producción del País, identificó inconsistencias en cuanto a que la situación real encontrada en los campos no coincide con lo reportado en el aplicativo que maneja la ANH denominado AVM, específicamente en la configuración de las redes de tanques en las facilidades de producción, no concuerdan con la configuración registrada en AVM, es decir existen tanques de almacenamiento en diferentes campos que están registrados en AVM como puntos oficiales de medición, pero en la facilidad no lo son. Se mencionan los siguientes campos:

- Campos Área Huila

En el campo Andalucía Sur no existen los tanques TK-5000-1 y el TK-10.000-2. El TK-1000-1 se encuentra inoperativo.

El campo Lomalarga no cuenta con PMO. El crudo no cumple con especificaciones y no aparece en AVM. Los tanques 1, 2 y 3 no cumplen con las especificaciones técnicas operativas relacionadas con la altura de referencia.

El campo La Jagua no cumple con la normativa de medición estática en el tanque TK-500 de 500 Bbls, el cual no aparece en la configuración de AVM. El crudo sale sin especificaciones y es llevado a campo Tello para ponerlo en condiciones de venta.

En campo Tello se evidenció que el tanque TK-ABM-102, no está operativo para fiscalización, sin embargo, en AVM aparece.

En campo Balcón se debe revisar la configuración de AVM, ya que se encuentra desactualizado respecto a la situación real encontrada en visita de inspección a la facilidad donde se encuentran los PMO.

En vista realizada a los campos Tempranillo y Tempranillo Norte (unificado), se evidenció que el tanque TK-10.000-1, ya no es operativo para el proceso de medición, sin embargo, en la configuración de AVM aparece como operativo.

El campo Palermo presenta en la configuración tres (3) Tanques, el TK-4210B, TK-750-5 y TK-750-3, en la visita se verificaron PMO dos (2) tanques el TK-4210B y el TK-4210A, lo anterior no coincide con lo estipulado en el AVM.

- Campos Área Casanare

Para los campos Akira, Kitaro y Bacano del contrato Cabrestero, la configuración de AVM difiere de lo encontrado en la realidad operativa. Adicionalmente los tanques TKV-14 y TKV-15 no se están utilizando como Puntos de medición Oficial – PMO.

En la configuración de AVM de los campos Centauro Sur y Campo Rico se evidencian dos (2) tanques más de los que se encontraron en inspección realizada por la CGR, los tanques CAMR TK-5000-2 y el CAMR TK-500-1.

Para los campos Vigía y Vigía Sur, no se evidenciaron en configuración de AVM los tanques TK-500-1, TK-5000-1 y TK-6000.

El campo Cusiana también presenta inconsistencia en cuanto a lo visualizado en la configuración de AVM y lo evidenciado en visita de inspección, ya que actualmente solo se está utilizando el tanque TK-4101B y la unidad LACT para fiscalización de crudo del campo, y en AVM aparecen otros tanques que actualmente no son operativos ni PMO.

El campo Flami en la configuración de AVM presenta doce (12) tanques de crudo (FLAM TK-1 a FLAM TK-12) y en visita de inspección solo se identificaron los tanques TK-5, TK-6, TK-7, TK-8, TK-9 y TK-10 como puntos de medición.

- Campos Área Tolima

En la configuración de AVM del campo Purificación aparecen los tanques TK-451A, TK-451B, TK-451C, TK-451D, TK-451E, que en situación real encontrada en el campo no son PMO.

Las situaciones antes expuestas, se originan por la falta de control por parte de la ANH – Grupo de Fiscalización en cuanto al seguimiento realizado por los ingenieros de zona, con el fin de estandarizar la ejecución de todas las actividades de fiscalización, especialmente las de medición volumétrica, de tal forma que la información obtenida en las visitas reporten todas las desviaciones encontradas con respecto a la configuración de la facilidad en el sistema de información de la ANH, la cual se refleja en el Informe Diario de Producción (IDP).

Lo anterior genera inconsistencias en cuanto a la información reportada y analizada bajo el software AVM, pues no se refleja la situación real encontrada en los campos analizados y visitados; lo anterior teniendo en cuenta que Avm es el software que usa la Agencia Nacional de Hidrocarburos para el seguimiento volumétrico y que sirve como referencia para verificar el IDP (informe Diario de Producción).

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Para los Campos del Área Cocorná, Jazmín, Los dos (2) tanques a los que se hace referencia en el informe, son tanques relacionados a los volúmenes muertos en las facilidades del campo, por ello, para no reportar la gran cantidad de Tanques (Vasijas) de

almacenamiento. - "Campo Abarco, El recurso WT-115-01 hace referencia a un tanque de lavado (por sus iniciales Wash Tank), por lo que no se hace necesario tenerlo configurado en los recursos de AVM y entonces, no tendría injerencia en los procesos de fiscalización. El tanque TK-5000-1CJ se encuentra en campo Teca Cocorná en la estación Eboteca, está en mantenimiento; El tanque TK 10.000-11, se encuentra ubicado en la Batería 1 del campo Palagua y cumple la función de un Gun Barrel (tanque de lavado). Teniendo en cuenta que es un tanque de proceso y no un PMO, no se encuentra configurado en la red de AVM.

En los Campos del Área Huila, los tanques TK-5000-1 Y TK-1000-2 del campo Andalucía Sur, fueron retirados de la red de AVM, a solicitud de la operadora el día 25/09/2019. Se informa que hasta que no se tenga una solicitud de la operadora mediante el formato establecido por la ANH, no es posible retirar los recursos de las redes de AVM. Para el campo Lomalarga se encuentra con proceso de actualización a la Resolución de Inicio de Explotación. Adicional el PMO se actualizará al momento en que finalicen las operaciones de construcción y acondicionamiento de la facilidad (Construcción Gun Barrel, mantenimiento tanques y reaforo TK-07). El crudo no cumple con especificaciones y es enviado a la Estación Tello para su posterior tratamiento, a la fecha dentro de las actas de visita se le solicito a Ecopetrol presentar la solicitud de sistema de medición compartida para los campos Tello, La Jagua y Lomalarga.

El tanque TK-500 del campo La Jagua no cumple con las especificaciones de medición estática debido a que es un tanque de proceso que no se encuentra configurado en AVM. Por otra parte, en actas de visita se le solicito a Ecopetrol presentar la solicitud de sistema de medición compartida para los campos Tello, La Jagua y Lomalarga. Efectivamente el tanque TK-ABM-102 del campo Tello no se encuentra operativo, no le están reportando movimientos en el IDP. Unificación Operacional en superficie para los Campos Balcón y Arrayan (facilidad compartida dentro de la locación de Balcón), es por esto que actualmente solo está operativo el tanque BALC_TK_102-4 (GB-02) como Gun Barrel para el Campo Balcón, el otro tanque BALC_TK_7000-1 (GB-01), está fuera de línea debido a las obras civiles y de adecuaciones que se le están realizando.

El campo Arrayán se encuentra configurado en AVM; por otra parte, se confirma que el tanque TK-502 no presenta movimientos desde el 1 de septiembre de 2019. Y el tanque TK-504, inicio actividad desde el 03/10/2019, ya que venía inactivo. La Batería Satélite cuenta con los tanques, SFRA_TK_TK_10000-1_3 y SFRA_TK_TK_10000-2_3, estos tanques están configurados como Gun Barrel y se encuentran en campo. Los tanques SFRA_TK_TK_3000-1 (Prueba) y SFRA_TK_TK_10000-3 (PMO), estos se encuentran operativos y en concordancia en función del campo San Francisco - Batería Satélite. La Batería Monal cuenta con los tanques, SFRA_TK_TK_20000-2 (GB-2) y SFRA_TK_TK_20000-3 (GB-1), estos tanques están configurados como Gun Barrel y se encuentran en campo. Los tanques SFRA_TK_TK_20000-1 (PMO) y SFRA_TK_TK_3000-1 (Prueba), estos se encuentran operativos y en concordancia en función del campo San Francisco – Batería Monal.

El tanque TK-10000-1 del campo Tempranillo, se encuentra inoperativo desde el día 1 de mayo 2019. En la visita realizada del 28 al 30 de octubre de 2019 se detectó lo mencionado por la contraloría, y se acordó con la compañía- ECOPETROL realizar la respectiva corrección, nos encontramos a la espera del formato creación y/o modificación de ITEM. Para el campo Palermo, el tanque PALE_TK_TK_ 4210B_PROD y HUILA_PAL_TK_750-5 son el mismo tanque con diferente nombre debido a solicitud del operador, dicha novedad se encuentra en validación para ser unificado siendo esta la misma configuración en el software del operador-Ecopetrol. En cuanto al tanque TK-750-03 es el mismo TK-42510A, sin embargo, estamos a la espera de la solicitud del operador con el fin de modificar el nombre del tanque a la realidad operativa, ya que como se ha comentado en varias ocasiones, el área volumétrica no realiza modificaciones o creación sin el soporte y solicitud del operador

Campos Área Casanare. De acuerdo con la configuración de AVM de la facilidad compartida Kitaro-Akira donde se fiscalizan los fluidos de los Campos Akira, Bacano y Kitaro, se encuentra acorde con lo estipulado en las RIE respectivas y vigentes para cada caso, además es importante aclarar que, de no estar todos los tanques configurados, el balance volumétrico no cerraría y para estos campos no es el caso. En referencia a los Tanques TKV-14 y TKV-15, debido que la facilidad de Akira es suficiente para tratar el crudo producido, los tanques mencionados son usados para el tratamiento del agua, sin embargo, se solicitó a la compañía la modificación de la RIE para ajustar. Según la configuración de los campos Centauro Sur y Campo Rico, el tanque CAMR TK- 5000-2, se encuentra habilitado en campo, lo cual es confirmado por el operador, pero con el nombre GB-5000-2. Se está pendiente de la solicitud por parte de la operadora, para realizar el cambio de nombre. Adicionalmente, la compañía solicito la eliminación del tanque CAMR TK-500-1 el día 20/09/2019

Respecto a los campos Vigía y Vigía Sur, en el diagrama operativo se encuentran configurados los tanques TK-5000-1 y TK-6000. Por otra parte, el tanque TK-500-1 es el mismo tanque VIGI-TK-PRUEBA que está configurado en AVM. Adicionalmente, la operadora solicito la eliminación del tanque TK-5000-1 y el cambio de nombre del tanque TK-6000 a GB-6000 desde el 21/09/2019. Para el campo CUSIANA NORTE se tiene configurado el balance Volumétrico operativo del cual se obtiene balance de la facilidad general, por tal motivo se tienen creados los tanques adicionales de balance, así como también el tanque mencionado. Es de anotar que el balance incluye los puntos de Medición oficial (PMO). Actualmente en el campo Flami, se encuentran configurados en AVM los 12 tanques, de los cuales los tanques TK-5 TK-6 TK-7 TK-8 TK-9 y TK-10 efectivamente hacen parte de los puntos de medición. Ya que los tanques TK-1, TK-2, TK-3 y TK-4 están configurados como tanques de petróleo pero en la actualidad la operadora los está usando como tanques de agua y así los están reportando. (ver siguiente imagen). Adicionalmente, los tanques TK-11 y TK-12 son tanques de prueba.

Campos Área Tolima. Una vez validada la información en el sistema, efectivamente los tanques mencionados del campo Purificación se encuentran inactivos desde el

01/10/2016, por lo cual no hacen parte de la red operativa del campo, y por ello no aparecen en los reportes de IDP.

Análisis de la Repuesta

Teniendo en cuenta lo explicado y sustentado por la entidad respecto a la situación encontrada por la CGR vs la configuración de AVM utilizada por la ANH, se acepta lo indicado para los siguientes campos:

Campos Área Cocorná: - "Jazmín, en el Layout de AVM, presenta dos (2) tanques más de fiscalización que lo encontrado en la realidad operativa de estos campos", - "Campo Abarco, WT-115-01, no aparece en AVM", "No se encontró en campo Teca, el tanque de fiscalización identificado como TK-5000- 1CJ, como aparece en AVM"; "Palagua, tanque TK 10.000-1 no aparece en el Layout AVM"; - "Para el campo Arrayán, los tanques identificados como K-501, K-502, K-503, K-504, K-505 y K-506, no se encontraron en la configuración de AVM; "En AVM se encuentran configurados 4 tanques para la batería Monal del campo San Francisco, de los cuales dos son Gun Barrel y los otros dos corresponden a los tanques TK-20000-1 y TK-3000-1. En la visita se encontraron solo dos (2) tanques, de los cuales el TK-20000-1 es el PMO. Igual sucede en la batería satélite del campo San Francisco donde se verifico la existencia de dos (2) tanques, el TK-10000-3 y el TK - 3000-1, sin embargo, en la configuración de VM aparecen cuatro (4) tanques."

Para las deficiencias encontradas en los demás campos respecto a la configuración operativa AVM, se mantiene el hallazgo administrativo

Hallazgo administrativo

Hallazgo No. 23: Gestión de la información de producción de crudo a través de los sistemas de información de la ANH.

Convenio 146 de 2017.

Artículo segundo. ALCANCE. Para el efecto, le corresponde a la ANH:

2. Implementar los controles y acciones necesarios para garantizar la determinación efectiva de los volúmenes de producción de hidrocarburos en los campos y pozos productores del país.

(...)

Artículo Tercero. OBLIGACIONES DE LA AGENCIA. En desarrollo del PRESENTE Convenio Interadministrativo la ANH adquiere las siguientes obligaciones:

"8. Con cargo a los recursos asignados del Sistema General de Regalías para el ejercicio de las funciones delegadas, disponer, entre otros, de la infraestructura, equipos, sistemas de información, personal y servicios idóneos para el control y seguimiento de los requisitos y

obligaciones señaladas en las Resoluciones 18 1495 de 2009, 9 0341 de 2014, 4 0048 de 2015 y 4 1251 de 2016, o en las normas que las modifiquen o sustituyan...

Mediante Solicitudes de información radicadas en la ANH, ID 423021 AC-ANH-04, ID 423931 AC-ANH-05, AC-ANH-07, ID 441541 AC-ANH-15, en los numerales 2, 3 y 4, se requirió copia de los CUADRO 4, “Informe Diario de Producción” - IDP y Conciliación de información entre sistemas de información de la ANH. Esta información fue entregada por la Agencia, mediante carpetas compartidas. De la muestra seleccionada, se realizó la revisión y validación de los reportes generados por los sistemas de información de la ANH, con los soportes entregados (Cuadro 4 e IDP). Sin embargo, en el proceso se evidenciaron debilidades en la información, como los siguientes:

- Se evidenció que en el contrato La Cira, en el Campo Infantas, para los meses de enero a julio de 2018, las formas oficiales de producción Cuadro 4, no corresponden con los reportes generados en el sistema. De acuerdo con los soportes entregados por ANH, solo se aclara el caso de agosto 2018.

Comparación reporte SOLAR y soporte Cuadro 4. Campo Infantas 2018

Meses	Observación	Soportes entregados por ANH		
	Diferencias identificadas entre reporte SOLAR y Cuadro 4Bls	CUADRO 4 INFANTAS Bls	CUADRO 4 INFANTAS ORIENTE Bls	Archivos de Respuesta ANH
Enero	4,803.43	420,290.07		2018-01 INFANTAS.pdf
Febrero	2,656.11	368,829.66		2018-02 INFANTAS.pdf
Marzo	6,367.07	400,653.38		2018-03 INFANTAS.pdf
Abril	5,761.99	382,805.00		2018-04 INFANTAS.pdf
Mayo	5,555.08	429,525.99		2018-05 INFANTAS.pdf
Junio	4,924.28	417,693.48		2018-06 INFANTAS.pdf
Julio	4,976.63	401,414.22		2018-07 INFANTAS.pdf

Fuente: Reportes de SOLAR y Cuadro 4 entregados por ANH

- De la repuesta entregada por la entidad, la CGR no evidenció forma Cuadro 4 para el campo Velásquez del Contrato Guatiquia -Terán de los meses junio a diciembre 2018. Como resultado de las formas cuadro cuatro entregados por la entidad, en el campo Lisama, se encontró una diferencia entre lo reportado en SOLAR y el cuadro 4 para el mes de abril de 2018, de 342,75 barriles (mayor en la forma oficial que en el reporte del sistema).

Comparación reporte SOLAR y soporte Cuadro 4. Campo Lisama 2018

CAMPO	MES 2018	REPORTE PRODUCCIÓN SOLAR BLS	PRODUCCIÓN CUADRO 4 BLS	DIFERENCIA
Lisama	Abril	19,784.41	20,127.16	-342.75

Fuente: Cuadro 4 entregados por ANH y reporte SOLAR.

- Mediante muestreo de los Informes Diarios de Producción – IDP, se identificaron situaciones que generan diferencias entre los reportes evidenciados en el Sistema AVM y Solar (el cual consolida los reportes de IDP), y que evidencian debilidades

en los procesos de medición, seguridad de la información almacenada en los archivos IDP (Excel) como se describe a continuación:

- Campo La Hocha: en el mes de abril de 2017. Se presenta diferencia entre IDP y Solar de 31,80 barriles. En el mes de julio de 2017, se presenta diferencia entre IDP y Solar de 1,87 barriles. En el mes de julio de 2018, se presenta diferencia entre IDP y Solar de 3.33 barriles. En agosto de 2018, se presenta diferencia entre IDP y Solar de 1.10 barriles
- Campo Lomalarga: Para mes de mayo de 2017, existe diferencia entre IDP y Solar de 446 barriles. Para mes de enero de 2017, existe diferencia entre IDP y Solar de 503 barriles.
- Campo Akira: Para mes de febrero de 2018, existe diferencia entre IDP y Solar de 69.6 barriles
- Campo Vigía: para el mes de mayo de 2017, existe diferencia de IDP y AVM de 26,3 barriles.
- Campo Vigía Sur: Para el mes de marzo de 2017, existe diferencia entre IDP y AVM de 50,82 barriles.
- Campo Mana: Para mes de noviembre 2018, hay diferencia entre IDP y AVM de 21,19 barriles.
- Campo Rio Opía: Para Mes de julio de 2017, hay diferencia entre IDP y AVM, de 20,58 barriles. Para mes de noviembre 2018, hay diferencia entre IDP y AVM de 20,71 barriles.
- Campo Ambrosia: Para Mes de junio de 2018. hay diferencia entre IDP y Solar de 9,59 barriles, el operador de la batería Mana indica que para el día 5 de junio de ese año, se cometió un error en la carga de información y realizaron la carga del IDP del día 3 de junio de 2017.
- Campo Totare: Para el día 4 de marzo de 2017, se realiza las comparaciones entre lo reportado por el AVM, Solar, IDP y se encuentran diferencias de aproximadamente 23,09 Barriles.
- Campo Matachín Norte: se realizó la revisión de los IDP, AVM Solar de los meses de enero de 2017, octubre de 2018, encontrándose diferencias en el IDP, en cuanto la asignación por pozo considerando que el pozo Venganza 9H se encuentra registrado en campo Matachín Sur desde enero de 2017, hasta Julio de 2017.

De igual forma se observaron las siguientes diferencias:

Revisión de IDP y reportes AVM

AÑO	MES	CAMPO	DIFERENCIA (BLS)
2018	Enero	Infantas	-5.055,81
2018	Febrero	La Cira	5.315,08
2018	Marzo	Infantas	-4.711,14
2018	Abril	La Cira	5.036,40
2018	Mayo	Infantas	-1.871,50

Fuente: IDP y reportes de AVM entregados por ANH.

Estos casos no permiten identificar adecuadamente la situación real de los campos, hecho que refleja un incumplimiento de la ANH al numeral 2 del Artículo segundo del Convenio 146 de 2017, por cuanto no existen los suficientes controles a los flujos de información, que permitan garantizar la determinación efectiva de los volúmenes de producción de hidrocarburos en los campos y pozos productores del país.

Situación ocasionada por debilidades en el proceso de captura, almacenamiento, archivo y gestión de los archivos que soportan los reportes de producción. Por lo anterior, se generan incertidumbres sobre la información real de producción de crudo de cada uno de los campos y, en consecuencia, en el dato de producción de crudo que es presentada por la Agencia.

En respuesta a la observación la Entidad manifiesta:

Con relación a cada una de las diferencias evidenciadas por la CGR, aclara que la diferencia de los Cuadro 4 y el sistema SOLAR, de enero - agosto del 2018, se debe al pozo Infantas Oriente-1, y la producción en la Plataforma SOLAR se adiciono al campo Infantas; se adjuntan en medio digital Concepto de Geología y los Cuadro 4 aprobados.

Se adjunta y se hace allegar en medio digital los Cuadros 4 del Convenio de Explotación de Hidrocarburos Magdalena Medio, Campos Gala, Galán y Llanito, Convenio de Explotación de Hidrocarburos Lisama - Nutria, Campos Lisama, Nutria y Tesoro.

Respecto a las diferencias entre IDP, AVM, Cuadro 4 y SOLAR, la ANH informa que el reporte de producción del campo Velásquez para junio de 2018, la producción del campo Underriver para diciembre de 2017, y la producción del campo Flami para diciembre de 2018, se encuentra consistente en los diferentes sistemas de la ANH, y de acuerdo a la información compartida. La ANH informa que las diferencias presentadas en el campo La Hocha para los meses anteriormente mencionados se debe, a que la operadora Hocol no estaba teniendo en cuenta el factor de hidrómetro en su algoritmo de cálculo de volumen total en tanques, razón por la cual se presentaban estas diferencias en el cierre de mes, sin embargo, estas inconsistencias se encuentran solventadas por el operador a la fecha. Respecto a los Campos Lomalarga, Akira, Vigía, Vigía Sur, Maná y Rio Opia, indican que la complejidad de la red y la mezcla de producción de crudo en las facilidades, originan diferencias en distribución de producción por campo. Sin embargo, es importante aclarar que la producción por contrato es asegurada.

Respecto a la producción del campo Ambrosia en AVM es igual a la registrada en Solar, por lo cual la producción del campo para el mes de junio es asegurada. Por otra parte, como lo menciona el operador se realizó un recargue del IDP en la plataforma IDP 2.0, pero al parecer no se actualizó el informe diario de producción, teniendo en cuenta que para dicha los IDP se encontraban migrando de la plataforma IDP 1.0 a IDP 2.0. La producción del campo Totare en AVM es igual a la registrada en Solar, por lo cual la producción del campo para el mes de junio es asegurada. Por otra parte, para dicha fecha se presentó inconvenientes en el repositorio de los IDPs (IDP_DATA (\\ohsm.anh.gov.co) (S), conllevando a pérdida de los mismos, igualmente se presentó el mismo inconveniente con el repositorio de los IDPs. en el pozo Venganza 9H que pertenece al campo Matachín Norte y no al campo Matachín sur como aparece en enero de 2017. Para solventar el inconveniente en estos campos se restauró una copia de seguridad, sin embargo parte de esta información no fue rescatada correctamente.

Análisis de la Repuesta

La CGR observa diferencias en el caso La Cira-Infantas. Según validación de la información la producción de los campos La Cira e Infantas, para los meses de enero a mayo de 2018, se encuentra consistente en los diferentes sistemas de la ANH, y de acuerdo a la información compartida. Debido a la complejidad de la red y debido a la mezcla de producción de crudo en las facilidades, se originan diferencias en distribución de producción por campo. Sin embargo, es importante aclarar que la producción por contrato es asegurada. Adicionalmente, las posibles diferencias encontradas entre IDP y AVM, se debe a que los archivos IDP se encontraban filtrados para las siguientes fechas: 18 enero, 6 marzo, 23 de marzo, 19 de abril, y 29 de abril de 2018.

La CGR evidencia dentro de la respuesta de la Entidad con Id: 454382 del 15-11-2019, que:

- La ANH informa que las diferencias entre las formas oficiales de producción Cuadro 4 y los reportes de SOLAR entre enero y agosto de 2018, “corresponde al pozo Infantas Oriente-1” y “se adjuntan en medio digital Concepto de Geología y los Cuadro 4 aprobados”, sin embargo, solo se evidencia uno cuadro 4 de Infantas Oriente.
- No se entrega soporte para el campo Velásquez del Contrato Guatiquia-Terán. Entre los Cuadros 4 allegados, se observa para el campo Lisama, una diferencia entre lo reportado en SOLAR y el cuadro para el mes de abril de 2018, con diferencia de 342,75 barriles (mayor en la forma oficial que en el reporte del sistema).
- Respecto a las diferencias identificadas en el Campo La Hocha, se evidencian debilidades en el control de los procesos de medición, en particular con la inclusión del factor Hidrómetro en los cálculos. Respecto a los casos de los Campos Ambrosia, Totare y Matachín se evidencian debilidades en la gestión de la información que realiza ANH, en particular relacionado con el aseguramiento

de los datos, puesto que no cuentan con un adecuado repositorio de respaldo, y se corre riesgo sobre la información reportada por los operadores.

- Respecto a las diferencias identificadas en los Campos Lomalarga, Akira, Vigía, Vigía Sur, Maná, Río Opia, La Cira e Infantas, la entidad indica que “se originan diferencias en distribución de producción por campo. Sin embargo, es importante aclarar que la producción por contrato es asegurada”. En este sentido la CGR encuentra que la información de los IDP, al ser una estimación no permite establecer adecuadamente la producción por campo, y no brinda información adecuada que permita evaluar la situación real de la producción en los campos.

De acuerdo con lo observado por la CGR, se mantiene el hallazgo y se ajustó según los soportes entregados por la ANH. Se elimina de la observación la diferencia de cuadro 4 en Infantas agosto de 2018, se incluye la diferencia del campo Lisama, se mantiene la observación en relación a los cuadros 4 no entregados del Campo Velázquez.

Hallazgo administrativo

2.5 RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 4

OBJETIVO ESPECÍFICO 4
<i>Evaluar el grado de cumplimiento de las metas propuestas en el último Plan de Mejoramiento diseñado por la entidad y presentado en el aplicativo SIRECI de la CGR para subsanar las deficiencias detectadas en anteriores procesos auditores, relacionadas con la función de fiscalización a cargo de la ANH.</i>

En desarrollo de la presente actuación se efectuó seguimiento al avance del Plan de Mejoramiento elaborado y cargado por la ANH en el aplicativo SIRECI de la Contraloría General de la República (corte a 31/12/2018), puntualmente en lo que hace alusión al grado de cumplimiento de las acciones de mejora propuestas por la ANH para subsanar las deficiencias detectadas por la CGR en auditorías y actuaciones especiales de control fiscal anteriores a la ANH, relacionadas con fiscalización.

Para los hallazgos relacionados con el tema de fiscalización, la ANH se plantearon 16 acciones de mejora, de las cuales, a la fecha (noviembre 20 de 2019), 14 de ellas (87,5%) ya registraban plazo de cumplimiento expirado (7 a 31 de diciembre de 2017, 1 a 28 de febrero de 2018 y 6 a enero 30 de septiembre de 2019), mientras que las restantes 2 aún cuentan con plazo para su ejecución (hasta el 31 de diciembre de 2019), según lo diseñado en el PM.

Las 14 acciones de mejoramiento con plazo de cumplimiento expirado se encontraban cumplidas de acuerdo con lo propuesto por la entidad.

De las dos (2) acciones de mejora que tienen plazo de finalización hasta el 31 de diciembre de 2019, a junio 30 de 2019 registran una de ellas un avance del 50% y la otra un avance del 67%.

Es importante señalar que las acciones de mejora propuestas por la ANH para los hallazgos 2016-H-05 y 2016-H-06, relacionados con la ejecución del contrato 249 de 2016, no fueron efectivas, por lo que fueron objeto de un nuevo hallazgo en el presente proceso auditor.

ANEXO 1

No. orden de compra	Aerolínea	No. tickete	Categoría del hecho	Estado del tickete reportado por la aerolínea	Vr. cobrado s/ls (entidad)	Nota crédito	Vr. cobrado después de aplicar notas crédito	Vr. Tiquetes presuntament e no utilizados y cobrados a la entidad	No. de factura emitida por la agencia de viajes
6290	EASYFLY	290646197	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	400.056		400.056	400.056	585868
6290	EASYFLY	290610747	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	623.964		623.964	623.964	666081
6290	EASYFLY	290706576	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	321.977		321.977	321.977	605334
6290	EASYFLY	290782603	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	464.644		464.644	464.644	640716
6290	EASYFLY	290680122	Parcialmente volado	PARCIALMENTE VOLADO	428.994		428.994	214.497	588383
6290	EASYFLY	290694291	Parcialmente volado	PARCIALMENTE VOLADO	464.844		464.644	242.322	598388
6290	EASYFLY	290763132	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	516.484		518.464	518.484	631070
6290	EASYFLY	290779566	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	529.164		529.164	529.164	639994
6290	EASYFLY	290859227	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	477.040		477.040	477.040	680463
6290	EASYFLY	290746534	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	518.464		518.484	516.484	623360
14926	EASYFLY	0330-086973	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	302.266	266.946	33.320	33.320	887020
14926	EASYFLY	0330-062430	Parcialmente volado	PARCIALMENTE VOLADO	676.413		676.413	336.207	889151
25113	EASYFLY	0330-291416	Parcialmente volado	PARCIALMENTE VOLADO	613.512		613.512	306.756	1006438
25113	EASYFLY	0330-341507	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	409.669	285.040	124.629	124.629	1043419
25113	EASYFLY	0330-341561	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	337.519		337.513	337.519	1045143
25113	EASYFLY	0330-357359	Tiquete no utilizado	NO VOLADO EN FECHAS PROGRAMADAS	807.662	654.830	152.832	152.832	1064058
6290	LATAM	1016352324	Tiquete no utilizado	1VENTA, 2VENTA	537.796		537.786	537.786	126743
6280	LATAM	1018352325	Tiquete no utilizado	1VENTA, 2VENTA	537.796		537.796	537.796	126743
6280	LATAM	1018352326	Tiquete no utilizado	1VENTA, 2VENTA	537.796		537.796	537.786	126743
6290	LATAM	1018382733	Tiquete no utilizado	1VENTA, 2REEMISIÓN, 2VENTA	415.365		415.365	415.365	126884

No. orden de compra	Aerolínea	No. tickete	Categoría del hecho	Estado del tickete reportado por la aerolínea	Vr. cobrado a la (entidad)	Nota crédito	Vr. cobrado después de aplicar notas crédito	Vr. Ticketes presuntamente no utilizados y cobrados a la entidad	No. de factura emitida por la agencia de viajes
6290	LATAM	1018332759	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	415.365	262.532	152.833	152.833	638883
8290	LATAM	1016690823	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	291.062		291.062	291.062	134236
8290	LATAM	1018720983	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	485.268		485.268	485.263	657396
6290	LATAM	1018720984	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	485.268		485.266	485.288	657399
6290	LATAM	1018759086	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	496.839		486.839	496.839	141143
6290	LATAM	1018797091	Tickete no utilizado	1REEMISION;1VENTA;2REEMISION;2VENTA	471.516		471.516	471.516	141151
6290	LATAM	1018881642	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	422.852		422.852	422.852	665633
6290	LATAM	1018934587	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	377.601		377.601	377.601	141141
6290	LATAM	1018934588	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	377.601		377.601	377.601	141141
6290	LATAM	1018934569	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	377.601		377.601	377.601	141141
6290	LATAM	1018937510	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	395.107		395.107	395.107	141143
8290	LATAM	1018937533	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	401.052		401.052	401.052	141141
6290	LATAM	1018937534	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	401.052		401.052	401.052	141141
6290	LATAM	1018945668	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	395.107		395.107	395.107	141143
6290	LATAM	1018965961	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	377.601	92.565	285.016	285.018	141141
6290	LATAM	1018969737	Tickete no utilizado	1VENTA	200.611		200.811	200.611	141143
6290	LATAM	1019971578	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	543.866		543.866	543.666	141141
6290	LATAM	1019023034	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	377.601		377.601	377.601	147069
6290	LATAM	1019027558	Tickete no utilizado	1VENTA	200.611		200.811	200.811	147069
6290	LATAM	1019080284	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	419.549		419.549	419.549	147063
6290	LATAM	1019080285	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	438.048		438.046	438.046	147063
6290	LATAM	1019096914	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	464.900		464.900	464.900	147063
6290	LATAM	1019096915	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	464.900		464.900	464.900	147063
6290	LATAM	1019096976	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	529.758		528.758	528.758	147063
8290	LATAM	1019096977	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	528.758		528.758	528.758	147063
6290	LATAM	1019096978	Tickete no utilizado	1VENTA;2VENTA	529.758		528.759	528.758	147063

No. orden de compra	Aerolínea	No. tickete	Categoría del hache	Estado del tickete reportado por la aerolínea	Vr. cobrado a la (entidad)	Nota crédito	Vr. cobrado después de aplicar notas crédito	Ur. Ticketes presuntamente no utilizados y cobrados a la entidad	No. de factura emitida por la agencia de viejes
6290	LATAM	1019105029	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	485.719		485.719	485.719	147069
6290	LATAM	1019105859	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	395.107		395.107	395.107	147069
6290	LATAM	1019141652	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	389.041	266.524	122.517	122.517	149319
6290	LATAM	1153871825	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	422.852	101.404	321.448	321.448	681215
6290	LATAM	1153077921	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	417.127		417.127	417.127	682066
6290	LATAM	1153077943	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	455.221	162.119	293.102	293.182	150122
6290	LATAM	1153081936	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	395.107		395.107	395.107	149319
6290	LATAM	1153081947	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	601.799		601.799	601.799	682071
6290	LATAM	1153881957	Tiquete no utilizado	1REEMISION;1VENTA;2REEMISION;2VENTA	396.098		396.098	396.098	149286
6290	LATAM	1153098237	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	472.321		472.321	472.321	149310
6290	LATAM	1153129114	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	374.408		374.408	374.488	149319
6290	LATAM	1153136240	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	648.041	528.058	119.983	119.983	149319
6290	LATAM	1153136241	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	649.041	528.05a	119.083	119.963	149319
6290	LATAM	1153136242	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	648.041	528.058	119.983	119.983	149319
1496	LATAM	1328521137	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2DEVUELTO	461.201		461.201	461.201	747955
6290	LATAM	1649817751	Tiquete no utilizado	1CADUCO;1VENTA;2CADUCO;2VENTA	622.464		622.464	622.464	565128
6298	LATAM	2205369105	Tiquete no utilizado	1REEMISION;1VENTA;2REEMISION;2VENTA	400.171		408.171	400.171	36175
6290	LATAM	2205372429	Tiquete no utilizado	1REEMISION;1VENTA;2REEMISION;2VENTA	400.171		480.171	400.171	36299
6290	LATAM	2205379315	Tiquete no utilizado	1CADUCO;1VENTA;2CADUCO;2VENTA	16.515		16.515	16.515	36175
25113	LATAM	2522724938	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2DEVUELTO	432.477	299.658	132.827	132.827	931799
25113	LATAM	2543014376	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	216.561	96.962	119.629	119.629	945995
25113	LATAM	2543168583	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	210.150	90.521	119.629	119.629	958470
25113	LATAM	2543177840	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	258.792	149.163	119.629	119.629	959390
25113	LATAM	2543179051	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	256.792	149.163	119.629	119.629	959396
25113	LATAM	2543259137	Tiquete no utilizado	1VENTA	167.200		167.200	167.200	966331

No. orden de compra	Aerolínea	No. tickete	Categoría del hecho	Estado del tickete reportado por la aerolínea	Vr. cobrado a la (entidad)	Nota crédito	Vr. cobrado después de aplicar noies crédito	Vr. Ticketes presuntamente no utilizados y cobrados a la entidad	No. de factura emitida por la agencia de viajes
25113	LATAM	2543386466	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	353.340	233.71 1	119.629	119.629	977649
25113	LATAM	2543661757	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2 DEVUELTO	404.582		404.582	404.562	1003354
25113	LATAM	2673805225	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2 DEVUELTO	533.738		533.738	533.738	1013082
25113	LATAM	2673839259	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2 DEVUELTO	539.515		539.515	539.515	1016119
25113	LATAM	2673971786	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2 DEVUELTO	619.786	371.95 4	147.832	147.832	1025283
25113	LATAM	2674165068	Tiquete no utilizado	1VOLADO;2DE VUELTO	496.360		496.360	496.360	1099106
25113	LATAM	2674165070	Tiquete no utilizado	1VOLADO;2DE VUELTO	437.718		437.718	437.718	1099107
25113	LATAM	2674165076	Tiquete no utilizado	1VOLADO;2DE VUELTO	437.718		437.718	437.718	1099108
25113	LATAM	2674165078	Tiquete no utilizado	1VOLADO;2DE VUELTO	437.718		437.718	437.718	1099109
25113	LATAM	2798718763	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO					1056498
25113	LATAM	2798825778	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2 VOLADO	815.830		815.830	815.830	1068621
25113	LATAM	2798866818	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	304.103		304.108	304.108	1071539
25113	LATAM	2798987318	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2 DEVUELTO	459.627		459.627	459.627	1082192
25113	LATAM	2798992047	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	237.727		237.727	237.727	1082459
25113	LATAM	2799033979	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	224.320	104.67 0	119.650	119.650	1086099
25113	LATAM	2799096033	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2 DEVUELTO	888.206		888.206	888.206	1092480
25113	LATAM	2799099385	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2 DEVUELTO	669.763	721.91 0	147.853	147.853	1092487
25113	LATAM	2799174127	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	303.999	184.35 0	119.649	119.649	1093383
25113	LATAM	2799274843	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	445.663		445.663	445.663	1104100
25113	LATAM	2799275789	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	232.459	112.82 0	119.639	119.639	1104123
25113	LATAM	2799298818	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2 DEVUELTO	920.479	772.63 0	147.849	147.849	1105942
6290	LATAM	2614352258	Parcialmente volado	1MCO INGRESO;1VE NTA	47.050		47.050	23.525	36175
6290	LATAM	2614352271	Parcialmente volado	1MCO INGRESO;1VE NTA	47.050		47.050	23.525	36299
6290	LATAM	2915572910	Parcialmente volado	1MCO INGRESO;1VE NTA	50.000		50.000	25.000	104436
25113	LATAM	3120530707	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2 DEVUELTO	643.392	495.56 0	147.832	147.832	1113503
25113	LATAM	3120679875	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO	269.119		269.119	269.119	1122604
1496	LATAM	4987085060	Tiquete no utilizado	1DEVUELTO;2 DEVUELTO	409.275	279.94 2	130.333	130.333	774859

No. orden de compra	Aerolínea	No. ticket	Categoría del hecho	Estado del ticket reportado por la aerolínea	Vr. cobrado a la (entidad)	Nota crédito	Vr. cobrado después de aplicar notas crédito	Vr. Tickets presuntamente no utilizados y cobrados a la entidad	No. de factura emitida por la agencia de viajes
1496	LATAM	4987255622	Ticket no utilizado	1VOLADO;2DEVUELTO	455.998	190.880	265.318	265.318	784650
1496	LATAM	4987279857	Ticket no utilizado	1VOLADO;2DEVUELTO	612.855	206.061	406.794	406.794	786243
1498	LATAM	5740182051	Ticket no utilizado	1VOLADO;2DEVUELTO	671.893	229.771	442.122	442.122	815940
1496	LATAM	5740639188	Ticket no utilizado	1VOLADO;2DEVUELTO	686.935	165.750	521.185	521.185	350117
1498	LATAM	5740687830	Ticket no utilizado	1DEVUELTO;2DEVUELTO	804.899	674.566	130.333	130.333	853397
1496	LATAM	5740694192	Ticket no utilizado	1VENTA;2VENTA;3VENTA	370.384		370.384	370.384	854004
1496	LATAM	5740835771	Ticket no utilizado	1DEVUELTO	417.844	384.524	33.320	33.320	854013
1496	LATAM	5740868650	Ticket no utilizado	1VOLADO;2DEVUELTO	631.969		631.969	631.969	866993
1496	LATAM	5987572798	Ticket no utilizado	1DEVUELTO	160.654	57.334	103.320	103.320	673106
1496	LATAM	5987572803	Ticket no utilizado	1DEVUELTO;2DEVUELTO	964.596	834.263	130.333	130.333	873135
6290	LATAM	9569227865	Ticket no utilizado	1REEMISION;1VENTA;2REEMISION;2VENTA	433.201		433.201	433.201	50916
6290	LATAM	9569230766	Parcialmente volado	1VENTA;1VOLADO;2REEMISION;2VENTA	433.201		433.201	216.601	49772
6290	LATAM	9569435767	Ticket no utilizado	1REEMISION;1VENTA;2REEMISION;2VENTA	400.171		400.171	400.171	612558
6290	LATAM	9569454962	Ticket no utilizado	1VENTA;1VOLADO;2CADUCO;2VENTA	400.171	103.783	296.388	296.388	813138
6290	LATAM	9569586788	Ticket no utilizado	1VENTA;1VOLADO;2CADUCO;2VENTA	515.776	162.363	353.413	353.413	819678
6290	LATAM	9569810098	Ticket no utilizado	1REEMISION;1VENTA;2REEMISION;2VENTA	584.919		584.919	584.919	621025
6290	LATAM	9569639260	Ticket no utilizado	1VENTA;2VENTA	419.769		419.769	419.769	100249
6290	LATAM	9569738666	Ticket no utilizado	1CADUCO;1VENTA;2CADUCO;2VENTA	437.275		437.275	437.275	104436
6290	LATAM	9569738667	Ticket no utilizado	1REEMISION;1VENTA;2REEMISION;2VENTA	437.275		437.275	437.275	104436
6290	LATAM	9569772268	Ticket no utilizado	1CADUCO;1VENTA;2CADUCO;2VENTA	492.435		492.435	492.435	104436
6290	LATAM	9569823705	Ticket no utilizado	1VENTA;2VENTA	418.688	294.454	122.232	122.232	104436
6290	LATAM	9569823714	Ticket no utilizado	1VENTA;2VENTA	385.087	282.532	122.555	122.555	104436
6290	LATAM	9569836862	Ticket no utilizado	1VENTA;2VENTA	385.087		385.087	385.087	104435

No. orden de compra	Aerolínea	No. tickete	Categoría del hecho	Estado del tickete reportado por la aerolínea	Vr. cobrado a la (entidad)	Nota crédito	Vr. cobrado después de aplicar notas crédito	Vr. Tiquetes presuntamente no utilizados y cobrados a la entidad	No. de factura emitida por la agencia de viajes
6290	LATAM	9569636881	Tiquete no utilizado	1VENTA;2VENTA	515.776		515.776	515.776	104436
8290	SATENA	2460238025	Reembolsado	VOLADO/REEMBOLSADO	730.288		730.288	365.143	571522
6290	SATENA	2460265095	Reembolsado	VOLADO/REEMBOLSADO	738.328		738.328	369.164	587503
6290	SATENA	2460265098	Reembolsado	REEMBOLSO	837.741	748.772	88.969	44.485	587498
8290	SATENA	2460290184	Reembolsado	REEMBOLSO	738.206		738.206	368.103	597082
8290	SATENA	2460303237	Reembolsado	REEMBOLSO	549.192		549.192	274.596	611299
8290	SATENA	2460355790	Reembolsado	REEMBOLSO	383.291		383.291	191.646	646329
8290	SATENA	2460355791	Reembolsado	REEMBOLSO	379.607		379.607	189.603	646330
8290	SATENA	2460363722	Reembolsado	VOLADO/REEMBOLSADO	720.690		720.690	360.345	657575
6290	SATENA	2460377790	Reembolsado	REEMBOLSO	751.816		751.816	375.909	653732
6290	SATENA	2460426073	Reembolsado	VOLADO/REEMBOLSADO	459.904		459.904	229.952	681313
14926	SATENA	2460529776	Reembolsado	REEMBOLSO	706.901		706.901	353.451	727817
14926	SATENA	2460539044	Reembolsado	REEMBOLSO	869.775		869.775	434.868	734496
14926	SATENA	2460585870	Reembolsado	REEMBOLSO	737.829	847.492	90.337	45.169	765391
14926	SATENA	2460614334	Parcialmente volado	VOLADO/PARCIALMENTE VOLADO	815.022		815.022	407.511	784147
14926	SATENA	2460704200	Tiquete no utilizado	CERRADO	386.600		386.600	386.600	847276
14926	SATENA	2460780228	Reembolsado	VOLADO/REEMBOLSADO	319.953	296.830	23.123	11.562	886753
25113	SATENA	2463860856	Reembolsado	VOLADO/REEMBOLSADO	808.398	317.336	491.062	245.531	929423
25113	SATENA	246091108	Reembolsado	VOLADO/REEMBOLSADO	836.126	333.323	502.603	251.402	961979
25113	SATENA	2480972977	Reembolsado	VOLADO/REEMBOLSADO	390.414	325.785	64.629	32.315	1006660
25113	SATENA	2460972978	Reembolsado	VOLADO/REEMBOLSADO	390.414	325.785	64.629	32.315	1006624
25113	SATENA	2461086842	Tiquete no utilizado	OPEN FOR USE	663.303		663.303	663.303	1077541
25113	SATENA	2461093699	Tiquete no utilizado	OPEN FOR USE	328.839		328.839	328.839	1097801
25113	SATENA	2461098414	Tiquete no utilizado	OPEN FOR USE	784.855		784.855	784.855	1100115
VALOR TOTAL PRESUNTO DETRIMENTO								48.967.567	