

INFORME AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO

**AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH
AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO - FISCALIZACIÓN**

Vigencias 2021 - 2022

**CGR-CDME No. 32
NOVIEMBRE 2023**

AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO
AGENCIA NACIONAL DE MINERÍA - ANM

Contralor General de la República (en funciones)

Carlos Mario Zuluaga Pardo

Contralor Delegado para el Sector Minas y Energía

Germán Castro Ferreira

Director de Vigilancia Fiscal

Fulton Ronny Vargas Caicedo

Coordinador de Gestión

Alba Yolanda Castillo Cruz

Líder de Auditoría

Luis Fernando Monge Pachón

Equipo auditor

Francy del Pilar Bahamón Buendía
Luis Ignacio Sierra Pinedo
Alejandro Castañeda Aponte
Jaime Alejandro Mesa Garzón
Julián David Charris Simanca

TABLA DE CONTENIDO

+

1. CARTA DE CONCLUSIONES	5
2.1. OBJETIVO DE LA AUDITORÍA	6
2.1.1. Objetivo General.....	6
2.2. FUENTES DE CRITERIO	6
2.3. ALCANCE DE LA AUDITORÍA	7
2.4. LIMITACIONES DEL PROCESO	9
2.5. RESULTADOS EVALUACIÓN CONTROL INTERNO	9
2.6. CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO DE LA EVALUACIÓN REALIZADA	10
2.7. RELACIÓN DE HALLAZGOS	11
2.8. PLAN DE MEJORAMIENTO	11
3. OBJETIVOS Y CRITERIOS	12
3.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	12
4. RESULTADOS DE LA AUDITORÍA	25
4.1. RESULTADOS GENERALES SOBRE EL ASUNTO O MATERIA AUDITADA	25
4.1.1. Resultados de seguimiento a resultados de auditorías anteriores.....	26
4.2. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 1	28
Hallazgo No. 1. Sobreestimación de compromisos pendientes de pagos.....	30
Hallazgo No. 2. Compromisos suscritos por parte de la Universidad Nacional dentro del Convenio No.602/2021.....	31
Hallazgo No. 3. Planes de acción auditorias medición	34
4.3. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 2	40
Hallazgo No. 4. Desmantelamiento asociado a pozo Chimuelo1	40
4.4. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 3	44
Hallazgo No. 5. Medidores PMO estación JOBO.....	45
Hallazgo No. 6. Medidor PMO Termotesorito con autorización vencida	47
Hallazgo No. 7. Medición consumos y balance estación Betania	49
Hallazgo No. 8. Medidor PMO Termomechero.....	51
Hallazgo No. 9. Densitómetro fiscalización unidad LACT Cusiana	52

Hallazgo No. 10. Menor valor recaudado por concepto de pago de regalías en especie vigencia 2021-2022.....	56
4.5. RESULTADOS EN RELACIÓN CON PLAN DE MEJORAMIENTO.....	63
4.6. DENUNCIAS ATENDIDAS.....	66
5. ANEXOS.....	67
5.1. RESPUESTA DE LA ANH A LA OBSERVACIÓN No.1 (HALLAZGO 10).....	67

Doctor
ORLANDO VELANDIA SEPÚLVEDA
Presidente
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH
Avenida Calle 26 # 59 - 65 Piso 2
Bogotá, D.C.
Correo: correspondenciaanh@anh.gov.co

Respetada doctor Orlando:

Con fundamento en las facultades otorgadas por el Artículo 267 de la Constitución Política y de conformidad con lo estipulado en la Resolución Orgánica 022 del 31 de agosto de 2018, la Contraloría General de la República realizó auditoría de cumplimiento a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (Fiscalización) – ANH en las vigencias 2021 y 2022.

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 a la ANH en ejercicio de la función de fiscalización, conclusión que debe estar fundamentada en los resultados obtenidos en la auditoría realizada.

Este trabajo se ajustó a lo dispuesto en los principios fundamentales de auditoría y las directrices impartidas para la auditoría de cumplimiento, conforme a lo establecido en la Resolución Orgánica 022 del 31 de agosto de 2018, proferida por la Contraloría General de la República, en concordancia con las Normas Internacionales de las Entidades Fiscalizadoras Superiores (ISSAI¹), desarrolladas por la Organización Internacional de las Entidades Fiscalizadoras Superiores (INTOSAI²) para las Entidades Fiscalizadoras Superiores.

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

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

¹ ISSAI: The International Standards of Supreme Audit Institutions.

² INTOSAI: International Organization of Supreme Audit Institutions.

especialmente la Ley 2056 de 2020, el Decreto 1056 de 1953, las Resoluciones 40236 de 2022, 40048 de 2015 y 40009 de 2021 expedidas por el Ministerio de Minas y Energía.

Los análisis y conclusiones se encuentran debidamente documentados en papeles de trabajo, los cuales reposan en el sistema de información de auditorías establecido para tal efecto y los archivos de la Dirección de Vigilancia Fiscal de la Contraloría Delegada para el sector de Minas y Energía.

De acuerdo con lo analizado en el marco de la auditoría se encontraron debilidades y falencias relacionadas con el seguimiento a los Puntos de Medición Oficial, toda vez que la mayoría de los hallazgos presentes en este informe, son relativos al seguimiento de los mencionados puntos. De otro lado se presentan debilidades relacionadas con la supervisión y seguimiento a los contratos suscritos con los recursos de fiscalización, así como en el contrato de recaudo de regalías por parte de Ecopetrol.

La auditoría se adelantó en la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH el período auditado comprendió las vigencias 2021 y 2022.

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

2.1. OBJETIVO DE LA AUDITORÍA

El Objetivo de la auditoría fue:

2.1.1. Objetivo General

Evaluar el cumplimiento de la función de fiscalización de la producción de hidrocarburos en el país.

2.2. FUENTES DE CRITERIO

De acuerdo con el objeto de la evaluación, el marco legal sujeto a verificación fue:

1. Ley 2056 de 2020, por la cual se regula la organización y el funcionamiento del sistema general de regalías
2. Decreto 1056 de 1953, Código de Petróleos
3. Decreto 1821 de 2020, Por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sistema General de Regalías

4. Resolución 40236 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el territorio nacional.
5. Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.
6. Resolución 40048 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía, Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera, y se modifica la Resolución 181495 de 2009.
7. Resolución 40009 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía, se establecen lineamientos en materia de fiscalización.
8. Contrato de compraventa de Regalías y crudo proveniente de los derechos Económicos de la ANH con ECP.
9. Caracterización control de operaciones y gestión volumétrica.
10. Procedimiento auditorías de medición.
11. Procedimiento para la solicitud y aprobación de volúmenes de quema de gas.
12. Procedimiento para trámite de la resolución de inicio de explotación.
13. Procedimiento administrativo sancionatorio VORP – fiscalización.
14. Procedimiento para la validación y aseguramiento de la producción de hidrocarburos.
15. Procedimiento para el desarrollo de visitas técnicas en medición de calidad de hidrocarburos.

2.3. ALCANCE DE LA AUDITORÍA

Dentro de alcance de la presente auditoria de cumplimiento se evaluaron los procesos relacionados con la verificación de la medición, monitoreo y determinación efectiva de los volúmenes de producción de hidrocarburos, el recaudo de regalías a través del contrato de compraventa de crudo, el seguimiento y control ejercido por la ANH al cumplimiento de las obligaciones derivadas de los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos, incluidas las etapas de desmantelamiento, taponamiento, abandono y seguridad, para las vigencias 2021 y 2022.

De igual forma se evaluó la gestión fiscal en la ejecución de los recursos destinados para la fiscalización de la exploración y explotación de hidrocarburos de acuerdo a una muestra contractual.

Frente al alcance de la auditoría se desarrollaron pruebas combinadas por cada uno de los objetivos específicos establecidos.

Se realizó verificación sobre la ejecución de recursos en proyectos y contratos seleccionados.

En cuanto a la ejecución presupuestal, se revisó lo correspondiente a la ejecución de los recursos asignados para el bienio 2021-2022 y la planeación y ejecución de éstos, de acuerdo con los quince (15) proyectos planeados y 7 ejecutados. De dichos recursos y proyectos se revisó la ejecución a través de los registros para su ejecución y los contratos ejecutados dentro del desarrollo de los proyectos del bienio.

De igual manera se evaluó que los rubros o cuentas presupuestales afectadas en la ejecución presupuestal guardaran coherencia con los objetos contractuales y proyectos asociados y ejecutados en el bienio 2021- 2022 y 2019 -2020 compromisos no ejecutados.

Se hizo un análisis de los objetivos o hitos planteados a través una muestra seleccionada de contratos ejecutados para el proceso de fiscalización, en su gran mayoría con recursos del Sistema General de Regalías. Se seleccionaron la totalidad de contratos suscritos con personas jurídicas, corresponden a 9 en total, de ellos 3 ejecutados en 2021 y 6 en 2022.

Se revisó el cumplimiento en los planes de abandono de pozos y la aplicación de la normatividad aplicable en materia de pozos inactivos, suspendidos y abandonados reportados por los operadores y aprobados por la ANH. Se incluyó la gestión de la ANH en la recepción, tramite aprobación y seguimiento a las disposiciones sobre perforación, informes, terminación y trabajos posteriores hasta el abandono de pozos y lo referente a las formas ministeriales relacionadas.

Asimismo, para el seguimiento al cumplimiento en asuntos de seguridad se verificó el seguimiento a las obligaciones de la seguridad y salud en el trabajo de las operadoras, así como la verificación de la implementación de las acciones correctivas planteadas por la agencia en sus visitas de seguridad y salud en el trabajo.

La revisión igualmente comprendió las actividades de fiscalización relacionada con la revisión de los volúmenes fiscalizados y registrados en el SOLAR como informe actividades de producción reportada en los formatos diarios y mensuales, dentro de una muestra selectiva se confrontó el cumplimiento de puntos de medición oficial, puntos de fiscalización y otros aspectos técnicos registrados en las Resoluciones de inicio de Explotación (RIE) y en el SOLAR y los cuales hacen parte de los insumos que determinan la efectiva medición de volúmenes producidos.

En cuanto al recaudo de regalías se verificó el cumplimiento contractual del contrato de compraventa de regalías y crudo proveniente de los derechos económicos firmado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH con ECP, se revisó la monetización de los barriles comercializados por medio de este contrato derivado de pagos en especie de regalías y derechos económicos por parte de los operadores a través de la verificación del recaudo, el comprobante de pago/reconocimiento de ingresos y facturación emitido por la Gerencia de Regalías y Derechos Económicos evaluando que dichas retribuciones en dinero producto de la venta se encontraran acordes con las obligaciones estipuladas en el contrato en mención.

Se verificó el cumplimiento de las actividades en cuanto a la aplicación de procedimientos y mecanismos para el recaudo a través de la comercialización de crudo de regalías y derechos económicos que realiza la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH mediante contrato de compraventa, evaluando que dichas retribuciones en dinero o especie se encontraran acordes con las obligaciones estipuladas en los en los respectivos Contratos y Convenios de Exploración y Producción E&P, E&E.

Finalmente, en el marco del desarrollo de la auditoría se realizó el seguimiento al cumplimiento del avance reportado por la ANH para las acciones de mejora planteadas para subsanar las deficiencias detectadas por las CGR en procesos auditores anteriores, referidas a los temas de recursos destinados a la Fiscalización para las vigencias auditadas, plasmadas en el plan de mejoramiento cargados por la entidad en el aplicativo SIRECI de la CGR con corte a 31 de diciembre de 2023 y se atendieron dos denuncias relacionadas con el objeto o materia auditar asignada.

2.4. LIMITACIONES DEL PROCESO

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

2.5. RESULTADOS EVALUACIÓN CONTROL INTERNO

En la evaluación del Control Interno por componentes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, efectuada en la fase de planeación, la calificación obtenida fue de 0,159 "**Adecuado**".

Como resultado de la evaluación al diseño de controles, en la fase de ejecución, se obtuvo una calificación ponderada de 0,200 y la efectividad de dichos controles la calificación ponderada fue de 1,575, para una calificación total de diseño y efectividad de controles implementados en la ANH, de 1,775 puntos, que corresponde al concepto de "**Parcialmente Adecuado**".

Tabla No. 1 Resultados de la evaluación de Control Interno

I. Evaluación del control interno institucional por componentes				Ítems evaluados	Puntaje		
A. Ambiente de control				8	1,5		
B. Evaluación del riesgo				4	1,5		
C. Sistemas de información y comunicación				7	1,571428571		
D. Procedimientos y actividades de control				5	1,4		
E. Supervisión y monitoreo				4	2		
Puntaje total por componentes				2			
Ponderación				10%			
Calificación total del control interno institucional por componentes				0,159			
				Adecuado			
Riesgo combinado promedio				BAJO			
Riesgo de fraude promedio				BAJO			
II. Evaluación del diseño y efectividad de controles			Ítems evaluados	Puntos	Calificación	Ponderación	Calificación Ponderada
A. Evaluación del diseño			8,000	8,000	1,000	20%	0,200
B. Evaluación de la efectividad			8,000	18,000	2,250	70%	1,575
Calificación total del diseño y efectividad						1,775	
						Parcialmente adecuado	
Calificación final del control interno						1,934	
						Con deficiencias	

Fuente: Construcción CGR

En consecuencia, de acuerdo con la metodología vigente para la evaluación final del Control Interno, el puntaje obtenido fue de 1,934 puntos, valor que permite a la Contraloría General de la República conceptuar como **“Con deficiencias”**. Se observa que, en términos generales que, si bien los controles existen, no mitigan la totalidad de los riesgos. Por tanto, es necesario se desarrollen algunas acciones de mejora.

2.6. CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO DE LA EVALUACIÓN REALIZADA

Como resultado de la auditoría realizada, la Contraloría General de la República, de acuerdo con la materialidad cualitativa de la fase de planeación, considera que el cumplimiento de la normatividad relacionada con el asunto o materia auditada es **SIN RESERVAS**.

Sobre la base del trabajo de auditoría efectuado, consideramos que, salvo en lo referente a lo descrito a continuación, la información acerca de la materia controlada en la entidad resulta conforme en todos los aspectos significativos, con los criterios de auditoría evaluados para las vigencias auditadas, sin embargo, deben tomarse en consideración los siguientes aspectos:

Debilidades en las autorizaciones de medidores de los sistemas de medición gas y Puntos de Medición Oficial (PMO), relacionados en Resoluciones de Inicio de Explotación (RIE) observados en los hallazgos reportados por la CGR en el presente informe, campos fiscalizados por la ANH.

Debilidades en la supervisión de contratos suscritos con recursos de regalías para el rubro de fiscalización, según los hallazgos reportados en el presente informe.

Debilidades en la aplicación de cláusulas contractuales que afectaron el recaudo por diferencias en el reconocimiento de deducciones por transporte del trayecto Vasconia-Coveñas, a través del contrato de compraventa de crudo para el recaudo de regalías en especie suscrito con Ecopetrol.

2.7. RELACIÓN DE HALLAZGOS

Como resultado de la auditoría adelantada por la Contraloría General de la República Se constituyeron diez (10) hallazgos administrativos los cuales fueron comunicados oportunamente a la entidad. A todos los hallazgos la entidad emitió respuesta y la CGR realizó el análisis respectivo.

2.8. 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 de este, 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.,



GERMÁN CASTRO FERREIRA
Contralor Delegado para el sector Minas y Energía

Aprobó: Fulton Ronny Vargas Caicedo / DVF
Revisó: Alba Yolanda Castillo Cruz / Coordinador de Gestión
Elaboró: Grupo Auditor

3. OBJETIVOS Y CRITERIOS

Los objetivos específicos y los criterios de auditoría aplicados en la evaluación del cumplimiento por parte de la Agencia nacional de Hidrocarburos – ANH de la normatividad establecida en ejercicio de la función de fiscalización por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, fueron:

3.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 3.1.1. Determinar que la gestión fiscal en la ejecución de los recursos destinados para la fiscalización de la exploración y explotación de hidrocarburos se cumpla con eficiencia y eficacia según las funciones asignadas a la ANH mediante la Ley 2056 de 2020.
- 3.1.2. Verificar que el seguimiento y control ejercido por la ANH al cumplimiento de las obligaciones derivadas de los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos, incluidas las etapas de desmantelamiento, taponamiento, abandono y seguridad, cumplan con lo establecido en las normas y las disposiciones sobre la materia.
- 3.1.3. Establecer el nivel de cumplimiento en la verificación de la medición, monitoreo y determinación efectiva de los volúmenes de producción de hidrocarburos, para el recaudo de regalías y compensaciones de acuerdo con los lineamientos y normatividad que rige los procedimientos que ejecuta la ANH para la fiscalización en los mismos.

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

A. Normas Generales

- Acto Legislativo 5 de 2011. Por el cual se constituye el sistema general de Regalías, se Modifican los Artículos 360 y 361 de la Constitución política y se dictan otras disposiciones sobre el régimen de regalías y compensaciones
*Artículo 1°. El artículo 360 de la Constitución Política quedará así:
Artículo 360. La explotación de un recurso natural no renovable causará, a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte. La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables.
Mediante otra ley, a iniciativa del Gobierno, la ley determinará la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios. Este conjunto de ingresos, asignaciones, órganos, procedimientos y regulaciones constituye el Sistema General de Regalías.*

Artículo 2°. El artículo 361 de la Constitución Política quedará así:

Artículo 361. Los ingresos del Sistema General de Regalías se destinarán al financiamiento de proyectos para el desarrollo social, económico y ambiental de las entidades territoriales; al ahorro para su pasivo pensional; para inversiones físicas en educación, para inversiones en ciencia, tecnología e innovación; para la generación de ahorro público; para la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos y conocimiento y cartografía geológica del subsuelo; y para aumentar la competitividad general de la economía buscando mejorar las condiciones sociales de la población.”

- Decreto 1056 de 1953. Por el cual se expide el Código de Petróleos.
ARTÍCULO 158. El Ministerio de Minas y Petróleos ejercerá de manera constante la vigilancia sobre la forma como se efectúe la explotación de los yacimientos de petróleo de propiedad nacional, con el objeto de impedir el agotamiento prematuro de los campos, el desperdicio de aceite o gas o, en general, una explotación contraria a la técnica o a la economía.
- Ley 10 de 1961. por el cual se dictan disposiciones en el ramo de petróleos
Artículo 14. Todo explotador de Petróleos de propiedad privada o nacional está en la obligación de evitar el desperdicio del gas producido, bien aprovechándolo industrialmente, o confinándolo a los yacimientos para su utilización futura, o como fuente de energía para la máxima recuperación final de las reservas de petróleo.
- Decreto Ley 4137 de 2011, “Por el cual se cambia la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.”
Artículo 4. Funciones Generales: 7. Convenir, en los contratos de exploración y explotación, los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratista adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos. 8. Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarbúferos. 9. Fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de regalías. 10. Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, de los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos o suscriba la Agencia, incluyendo las regalías, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza. 11. Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos.
- Ley 2056 de 2020 “Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del sistema general de regalías”
Artículo 1o. Objeto. Conforme con lo dispuesto por el artículo 360 y 361 de la Constitución Política, la presente ley tiene por objeto determinar la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de

los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios. Este conjunto de ingresos, asignaciones, órganos, procedimientos, y regulaciones constituye el Sistema General de Regalías.

Artículo 2o. objetivos y fines. Conforme con lo dispuesto por los artículos 360 y 361 de la Constitución Política, son objetivos y fines del Sistema General de Regalías los siguientes:

Propender por la generación de conocimiento del subsuelo colombiano, así como que la exploración y explotación de recursos naturales no renovables promuevan los procesos de la transición energética, la protección ambiental y los derechos humanos, en el marco de la normativa vigente y los estándares internacionales reconocidos por el Estado colombiano.

Artículo 3o. Órganos. Son órganos del Sistema General de Regalías, la Comisión Rectora, el Departamento Nacional de Planeación, el Ministerio de Minas y Energía, así como sus entidades adscritas y vinculadas que cumplan funciones en el ciclo de las regalías, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y los Órganos Colegiados de Administración y Decisión Paz, de Inversión Regional y de Ciencia, Tecnología e Innovación, los cuales ejercerán sus atribuciones y competencias conforme con lo dispuesto por la presente ley y demás lineamientos que expida la Comisión Rectora para el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

Artículo 7o. Funciones del Ministerio de Minas y Energía y de sus entidades adscritas y vinculadas. Son funciones del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas y vinculadas que participan en el ciclo de las regalías, las siguientes:

B. Funciones de las entidades adscritas y vinculadas del Ministerio de Minas y Energía que participan en el ciclo de las regalías.

2. La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, además de las funciones establecidas en la ley, ejercerá las siguientes funciones relacionadas con la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos hidrocarburíferos: Ejercerá el seguimiento y control de los contratos y convenios; verificará la medición y monitoreo a los volúmenes de producción y verificará el correcto desmantelamiento, taponamiento y abandono de pozos y facilidades.

5. La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería, o quienes hagan sus veces, desarrollarán las actividades de liquidación, recaudo y transferencia en el ciclo de las regalías.

Parágrafo 1o. Las entidades adscritas y vinculadas del Ministerio de Minas y Energía que cumplan funciones en el ciclo de las regalías ejecutarán los recursos que les sean asignados para para tal fin, de acuerdo con los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía. Así mismo, podrán desarrollar las funciones con recursos propios que posean, adquieran o reciban a cualquier título cuando así lo requiera.

Parágrafo 3o. Tratándose de Asignaciones Directas, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería, o quienes hagan sus veces, podrán aceptar como pago de regalías el valor de las obras de infraestructura o los proyectos acordados directamente por las entidades territoriales con las personas jurídicas que realicen actividades de explotación de recursos naturales no renovables. Para tales efectos, los representantes legales de las entidades territoriales certificarán el valor de las obras o proyectos que podrán ser aceptados como pagos de regalías. Lo anterior, conforme a la reglamentación que expida el Ministerio de Minas y Energía, en un periodo no superior a seis (6) meses a la entrada en vigencia de la presente ley. Solo se podrán aceptar como pago de regalías una vez se entregue a satisfacción debidamente terminada.

Artículo 12. Administración del sistema general de regalías. En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 361 de la Constitución Política, asígnese a través de la Ley de Presupuesto Bienal del Sistema General de Regalías el 2% de los ingresos corrientes en los siguientes conceptos de gasto:

Funcionamiento, operatividad y administración del Sistema y evaluación y monitoreo del licenciamiento ambiental a los proyectos de exploración y explotación. Esta distribución estará a cargo de la Comisión Rectora.

Fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos; conocimiento y cartografía geológica del subsuelo; e incentivo a la exploración y a la producción. Esta distribución estará a cargo del Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 4o. Con cargo a los conceptos de gastos a que se refiere el numeral 1 del presente artículo, se asignarán recursos a los órganos del Sistema General de Regalías, así como a las demás entidades del orden nacional que emitan conceptos técnicos, con el fin de dar cumplimiento a las atribuciones y competencias asignadas, conforme con lo dispuesto en la presente ley.

Artículo 13. Plantas de personal de carácter temporal para los órganos del sistema general de regalías. Los Órganos del Sistema General de Regalías, así como las entidades adscritas y vinculadas que cumplan funciones en el ciclo de las regalías, podrán crear plantas de personal con empleos temporales de libre nombramiento y remoción para el cumplimiento de las funciones definidas en la Constitución y la ley, con cargo a los recursos del Sistema General de Regalías.

Artículo 14. ciclo de regalías y compensaciones. Para los efectos previstos en el inciso segundo del artículo 360 de la Constitución Política, el ciclo de regalías y compensaciones comprende las actividades de conocimiento y cartografía geológica del subsuelo colombiano; exploración y explotación de recursos naturales no renovables; fiscalización de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables; liquidación; recaudo; transferencia; distribución, ejecución y giro de estos recursos.

Parágrafo. Para efectos del cumplimiento de las funciones asociadas al ciclo de las regalías de que trata la presente ley, el Ministerio de Minas y Energía, así como sus entidades adscritas y vinculadas, podrán requerir la información que consideren necesaria a los actores involucrados en los procesos de producción, almacenamiento, transporte, transformación y comercialización de recursos naturales no renovables, y demás actividades asociadas con la industria minero-

energética, la cual debe ser entregada por dichos actores en las condiciones y términos requeridos por estas entidades.

Artículo 16. Exploración y explotación. El ejercicio de la exploración y explotación será realizado por quienes sean beneficiarios de derechos para explorar y explotar recursos naturales no renovables, en cumplimiento de la normativa aplicable vigente, velando por el cumplimiento especial de disposiciones ambientales.

El pago de regalías deberá acreditarse de acuerdo con los volúmenes de producción, que serán medidos y reportados por el explotador, sin perjuicio de los requerimientos que se realicen en desarrollo de la actividad de fiscalización.

Artículo 17. Fiscalización de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables. La fiscalización de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables deberá estar orientada al cumplimiento de las normas y de las obligaciones derivadas de los contratos y convenios, títulos mineros y demás figuras que por mandato legal permiten la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, incluidas las etapas de desmantelamiento, taponamientos, abandono y en general de cierres de operaciones tanto mineras como de hidrocarburos, según corresponda; igualmente incluye la determinación y verificación efectiva de los volúmenes de producción, la aplicación de buenas prácticas de exploración, explotación y producción, el cumplimiento de las normas de seguridad en labores mineras y de hidrocarburos, la verificación y el recaudo de regalías y compensaciones, como base fundamental para el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

Parágrafo 1o. Para el ejercicio de las actividades de fiscalización, las autoridades correspondientes podrán exigir la implementación de herramientas tecnológicas que evidencien los datos reales de los volúmenes de producción.

Parágrafo 2o. A través de la actividad de fiscalización se podrá cotejar datos con la información comercial, financiera, tributaria, aduanera y contable relativos a la licenciataria y a terceros contratistas de la misma y demás sujetos pasivos de la fiscalización.

Artículo 20. Recaudo. Se entiende por recaudo la recepción de las regalías y compensaciones liquidadas y pagadas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería, o quienes hagan sus veces, en dinero, en especie, o mediante obras de infraestructura o proyectos acordados directamente entre las entidades territoriales y quienes exploten los recursos naturales no renovables.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería establecerán mediante acto motivado de carácter general, el pago en dinero o en especie de las regalías y el Ministerio de Minas y Energía reglamentará el pago en obras de infraestructura o proyectos de inversión.

El Ministerio de Minas y Energía reglamentará la metodología, condiciones y términos que garanticen el adecuado flujo de recursos al Sistema General de Regalías, y establecerá los criterios de distribución en el evento de generarse recursos entre la determinación de los precios base de liquidación y la comercialización de las regalías cuando estas se paguen en especie.

Parágrafo 1o. Se entiende como pago de regalías en especie, la entrega material de una cantidad de producto bruto explotado, por quien explota los recursos naturales no renovables, de la cantidad de producto liquidado de regalías.

Parágrafo 2o. Para el pago de regalías mediante obras de infraestructura o proyectos, deberá ser acordado directamente entre las entidades territoriales beneficiarias de asignaciones directas y las personas jurídicas que exploten recursos naturales no renovables. El Ministerio de Minas y Energía reglamentará la metodología, condiciones y términos para esta modalidad de pago, promoviendo para ello la participación de las entidades territoriales que reciban dichas asignaciones.

B. LINEAMIENTOS FISCALIZACIÓN

- Resolución 40009 del 14 de enero de 2021 “Por la cual se establecen los lineamientos para el desarrollo de fiscalización de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia y se dictan otras disposiciones”.

Artículo 3o. Fiscalización. La ANH en materia de fiscalización de la Exploración y Explotación de recursos naturales no renovables, en particular de los hidrocarburos, deberá atender los siguientes lineamientos:

- 1. Velar por que se dé cumplimiento de las normas en materia de Exploración y Explotación de hidrocarburos y la aplicación de las mejores o de Buenas Prácticas en la Exploración y Explotación de hidrocarburos, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos, ambientales y de seguridad de procesos.*
- 2. Vigilar que la Exploración y Explotación de hidrocarburos sea responsable y sostenible.*
- 3. Realizar bajo el criterio de planeación y de atención oportuna, acciones de identificación, mitigación y gestión de los riesgos potenciales o materializados que resulten del desarrollo de las actividades de Exploración y Explotación de hidrocarburos.*

Artículo 4o. Lineamientos técnicos en materia de fiscalización. Los lineamientos técnicos propios de cada una de las actividades y procedimientos relacionados con la función de fiscalización en cabeza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos serán los siguientes:

- 1. Velar por la presencia administrativa y técnica permanente y el seguimiento continuo en todas las zonas del país en donde se adelanten actividades de Exploración y Explotación de hidrocarburos, obteniendo un cubrimiento operativo completo y suficiente en materia de control y seguimiento a las operaciones, incluso en etapas posteriores de taponamiento y abandono de pozos, con acciones preventivas y de monitoreo.*
- 2. Orientar la gestión administrativa en actividades que estén sistematizadas, a través de herramientas informáticas que permitan complementar el desarrollo del modelo de fiscalización que se efectúa en las áreas donde se realizan actividades de Exploración y Explotación de hidrocarburos. Dicha información deberá poder ser accesible por el Ministerio de Minas y Energía, en todo momento, garantizando la seguridad, calidad, oportunidad y reserva de la información.*

3. Para que el Ministerio de Minas y Energía cuente con la información necesaria que le permita desarrollar correctamente la política sectorial, la Agencia Nacional de Hidrocarburos deberá: i) facilitar las visitas de campo que el Ministerio de Minas y Energía en su calidad de órgano rector de la política sectorial de minas y energía y en coordinación con dicha agencia, considere oportuno realizar; ii) presentar un (1) informe trimestral detallado al Ministerio de Minas y Energía en relación con los niveles de avance y desarrollo de las siguientes actividades: sísmica, perforación, pruebas iniciales y extensas de producción, proyectos de producción incremental y recobro mejorado, producción de hidrocarburos país, reservas de hidrocarburos país, contratos de hidrocarburos, desarrollo de yacimientos no convencionales, seguimiento de pozos suspendidos, inactivos y/o abandonados, y desarrollo de proyectos de investigación relacionados con la Exploración y producción a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos; iii) garantizar el acceso permanente del Ministerio de Minas y Energía a los sistemas de información de la Agencia.

4. Velar porque la administración, manejo y custodia de los documentos físicos y digitales, así como de los sistemas de información que estén relacionados con el ejercicio de la función de fiscalización, se efectúe conforme lo disponen las normas aplicables de archivo y conservación de la información.

5. Buscar que la infraestructura, equipos, sistemas de información, perfiles del personal y adquisición de servicios, para el control y seguimiento de los requisitos y obligaciones de todas las disposiciones vigentes en materia de Exploración y Explotación de hidrocarburos sean idóneas para el ejercicio de la función de fiscalización, en procura del principio de eficiencia y economía en el gasto.

6. Velar porque los trámites presentados por las Operadoras, Contratistas o Titulares se gestionen y tramiten en los términos de ley, conforme a las disposiciones vigentes en materia de Exploración y Explotación de hidrocarburos.

7. Garantizar que la información referente a los Puntos de Medición Oficial de hidrocarburos se mantenga actualizada, disponible y goce de completitud y de trazabilidad de todo cambio o ajuste que requieran los registros de la misma.

8. Orientar las actividades que sean necesarias con el fin de que el Ministerio de Minas y Energía pueda conocer de los nuevos descubrimientos que se presenten en el territorio nacional, y los eventos operacionales que se presenten en las zonas donde se desarrollan actividades de Exploración y Explotación de hidrocarburos, que conlleven a afectaciones de tipo volumétrico, ambiental y de seguridad.

Artículo 5o. Ejecución de los recursos del SGR. La Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2 meses antes de empezar cada bienio presupuestal del Sistema General de Regalías, deberá solicitar al Ministerio de Minas y Energía los recursos necesarios para cada una de las líneas requeridas para ejercer la función de Fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos en el siguiente bienio.

La Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía analizará y emitirá concepto respecto de la solicitud de recursos necesarios para ejercer la función de Fiscalización por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, y el Ministerio de Minas y Energía expedirá el acto administrativo distribuyendo los mencionados recursos.

Así mismo, acorde con lo establecido en el artículo 7o de la Ley 2056 de 2020, el Ministerio de Minas y Energía podrá proponer y priorizar proyectos para la Fiscalización de la exploración y explotación de hidrocarburos.

La distribución de recursos para la Agencia Nacional de Hidrocarburos se hará de forma bienal de acuerdo con la periodicidad del recurso establecida en las sucesivas leyes de presupuesto del Sistema General de Regalías. En todo caso, el Ministerio podrá redistribuir tales recursos a lo largo del bienio, teniendo en cuenta criterios tales como las necesidades en materia de Fiscalización y los objetivos de política pública del sector, así como el nivel de desempeño en la ejecución de los recursos distribuidos.

Parágrafo 1o. Transitorio. Para efectos de la distribución de recursos para el bienio 2021-2022, la Agencia Nacional de Hidrocarburos deberá allegar la solicitud de recursos necesarios para cada una de las líneas requeridas para ejercer la función de Fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos durante el primer trimestre de 2021 y, en todo caso, le aplicarán las demás disposiciones del presente artículo.

Parágrafo 2o. La Agencia Nacional de Hidrocarburos garantizará que los recursos provenientes del Sistema General de Regalías distribuidos para el ejercicio de la Fiscalización sean ejecutados exclusivamente para el desarrollo de dicha función y adelantará las gestiones y contrataciones respectivas cumpliendo con los procedimientos establecidos en las normas legales vigentes.

Parágrafo 3o. La Agencia Nacional de Hidrocarburos deberá remitir a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía un informe anual del estado de ejecución presupuestal, donde se describa la ejecución de los recursos distribuidos por concepto de Fiscalización, desagregada por las líneas contenidas en el acto administrativo que distribuyó los mencionados recursos y, en todo caso, dicha dirección podrá solicitar información respecto de estos asuntos, cuando lo considere necesario.

- El Decreto 1821 de 2020, se establece en su Artículo 2.1.1.3.6.: “Incorporación en los Presupuestos de las Entidades Ejecutoras de Recursos del Sistema General de Regalías. Mediante acto administrativo del jefe de las entidades a que se refiere el artículo 141 de la Ley 2056 de 2020 o la entidad designada como ejecutora del proyecto se incorporará al respectivo capítulo presupuestal independiente con cargo a los recursos del Sistema General de Regalías”.
- Así mismo, en Decreto 1821 de 2020, se establece en su Artículo 2.1.1.3.6.: “Incorporación en los Presupuestos de las Entidades Ejecutoras de Recursos del Sistema General de Regalías. Mediante acto administrativo del jefe de las entidades a que se refiere el artículo 141 de la Ley 2056 de 2020 o la entidad designada como ejecutora del proyecto se incorporará al respectivo capítulo presupuestal independiente con cargo a los recursos del Sistema General de Regalías”.
- Ley 2056 de 2020 ARTÍCULO 22. Fiscalización de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables.

- Resolución No. 40133 de 2021 del 27 de abril de 2021, por la cual el Ministerio de Minas, distribuyeron y asignan parcialmente los recursos destinados para la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos para el bienio 2021-2022.
- Resolución No. 0009 del 06-01-2021 De igual manera la ANH expidió la resolución 0009 de 2021 Por la cual se incorporan los saldos no ejecutados y los compromisos no pagados al 31 de diciembre de 2020 del Sistema General de Regalías por concepto de fiscalización, al presupuesto de la Agencia Nacional de Hidrocarburos como disponibilidad inicial de la vigencia 2021 – 2022”
- Resolución No. 0016 DEL 10-01-2023 “Por la cual se incorporan los saldos no ejecutados y los compromisos no pagados al 31 de diciembre de 2022 del Sistema General de Regalías por concepto de fiscalización, al presupuesto de la Agencia Nacional de Hidrocarburos como disponibilidad inicial de la vigencia 2023 – 2024”
- Actos administrativos mediante los cuales se aprueban y/o aplazan los proyectos y contratos mediante los cuales se ejecutan los recursos de fiscalización para las vigencias 2021- 2022

C. REGULACIÓN TÉCNICA APLICABLE

- Resolución 181517 del 19/12/2002 MME- Por la cual se clasifican y definen los pozos exploratorios y de desarrollo de hidrocarburos.
- Resolución 181495 del 02/09/2009 MME - por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Resolución 40048 del 16/01/2015 MME - por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera y modifica la Resolución 181495.
- Resolución 40185 del 07/07/2020 MME - por la cual se establecen lineamientos técnicos para el desarrollo de los proyectos piloto de investigación integral - PPII en yacimientos no convencionales - YNC de hidrocarburos a través de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal - FH-PH.
- Resolución 40011 del 15/01/2021 MME - por la cual se modifica la resolución 40185 de 2020.
- Resolución 40066 del 11/02/2022 MME - por la cual se establecen requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Resolución 40230 del del 07/07/2022 MME - por la cual se establecen los requisitos técnicos mínimos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal o definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la resolución 181495 de 2009.
- Resolución 40236 del 07/07/2022 MME - por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el territorio nacional.

- Resolución 877 de 2013 MME - “por la cual se establece el recaudo en dinero de las regalías y compensaciones causadas por la explotación de gas”
- Resolución 164 de 2015 MME - “por medio de la cual se establecen los procedimientos y plazos de liquidación, el precio base de liquidación de regalías generadas por la explotación de crudo y el manejo de anticipo de liquidación de regalías y se dictan otras disposiciones”
- Resolución 165 de 2015 MME - “por la cual se establece los procedimientos y plazos de liquidación, el precio base de liquidación de regalías generadas por la explotación de gas y el manejo de anticipo de liquidación de regalías y se dictan otras disposiciones “por medio de la cual se establecen los procedimientos y plazos de liquidación, el precio base de liquidación de regalías generadas por la explotación de crudo y el manejo de anticipo de liquidación de regalías y se dictan otras disposiciones”
- Resolución 82104 de 1994 MME “Por la cual se desarrolla parcialmente la Ley 141 de 1994 en materia de hidrocarburos
Artículo 5. Medición del volumen de los hidrocarburos;
Artículo 13. Normas Técnicas de obligatorio cumplimiento para medición estática.
Artículo 35. Verificaciones, Inspecciones periódicas a los sistemas de medición parte de la autoridad de fiscalización.

D. PROCESOS SANCIONATORIOS

- Resolución 40061 del 03/03/2021 MME – por la cual se otorga la función establecida en el artículo 67 del decreto 1056 de 1953 y se dictan otras disposiciones.
- Resolución 107 del 10/03/2021 MME - por la cual se toma una medida transitoria de suspensión de los términos procesales en las actuaciones administrativas sancionatorias.
- Convenio interadministrativo GGC 441 del 13 de abril de 2021 suscrito entre el MME y la ANH.
- Resolución 40134 del 12/04/2022 MME - por la cual se prorroga la resolución 40061 del 3 de marzo de 2021, por medio de la cual se delega la función establecida en el artículo 67 del decreto 1056 de 1953.

E. DELEGACIÓN INTERNA FISCALIZACIÓN

- Resolución 161 del 15/04/2021 MME - por la cual se asignan unas funciones al vicepresidente de operaciones, regalías y participaciones.
- Resolución 137 del 17/02/2023 MME - por la cual se delegan las funciones de los numerales 2, 4 y 6 del literal b del artículo 7 de la ley 2056 de 2020 en materia de fiscalización y sistema general de regalías y se derogan las resoluciones no. 767 y no. 1116 de 2022 de la agencia nacional de hidrocarburos

F. CIRCULARES INTERNAS ANH

- Circular ANH 22 de 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.

Sistema de Información AVM Avocet Volumes Manager, 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.

- Circular 04 del 31/01/2020 - Nuevas funcionalidades – Sistema Oficial de Liquidación y Administración de Regalías (SOLAR).
- Circular 07 del 28/02/2020 - Cumplimiento del artículo 28 de la Resolución 4 1251 del 23 de diciembre de 2016 (Bitácoras).
- Circular 12 del 06-04-2020 - Cumplimiento literal a) del artículo 60 de la Resolución 181495 de 2009 (IDP).
- Circular 24 del 23/10/2020 - Funcionalidad administración de usuarios en SOLAR.
- Circular 07 del 19/02/2021 - Presentación del Informe Técnico Anual – ITA establecido en la Resolución 181495 de 2009.
- Circular 12 del 30/03/2021 - Sistema de Gestión de Operación en Pozos.
- Circular 07 del 03/02/2022 - Requerimiento de información en términos del Decreto 1142 del 23 de septiembre de 2021
- Circular 34 del 23/12/2022 - Declaración de Conformidad Primera Parte - Resolución MME 40236 de 2022
- Circular 35 del 27/12/2022 - Actualización de la información relacionada con pozos inactivos y pozos en estado de suspensión temporal
- Circular 09 del 28/04/2023 - Implementación Fase 2 - Sistema de Gestión de Operación en Pozos (GOP)

G. PROCESO Y PROCEDIMIENTOS

- Caracterización control de operaciones y gestión volumétrica
- Procedimiento auditorías de medición
- Procedimiento para la solicitud y aprobación de volúmenes de quema de gas
- Procedimiento para trámite de la resolución de inicio de explotación
- Procedimiento administrativo sancionatorio VORP – fiscalización.
- Procedimiento para la validación y aseguramiento de la producción de hidrocarburos
- Procedimiento interno para tramitar la solicitud de permiso para perforar
- Procedimiento para el seguimiento a las actividades de perforación
- Procedimiento para realizar seguimiento a las operaciones de terminación de pozos
- Procedimiento para el desarrollo de visitas técnicas en medición de calidad de hidrocarburos.

H. MINUTAS CONTRACTUALES, CAPÍTULO VI, CAPÍTULO VII ANEXOS B Y D DERECHOS CONTRACTUALES CONTRATOS Y CONVENIOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

- Contrato de compraventa de Regalías y crudo proveniente de los derechos Económicos de la ANH con ECP y OTROS SI firmados. “Objeto: Es la venta por parte de la ANH a ECOPETROL de la totalidad del CRUDO PROPIEDAD DEL ESTADO y de PROPIEDAD DE LA ANH que se produzca en los CAMPOS PRODUCTORES.”

3.01 Objeto. Es la venta por parte de la ANH a ECOPETROL de la totalidad del CRUDO PROPIEDAD DEL ESTADO y de PROPIEDAD DE LA ANH que se produzca en los CAMPOS PRODUCTORES. ECOPETROL por su parte se obliga a comprar el CRUDO PROPIEDAD DEL ESTADO y de PROPIEDAD DE LA ANH en los términos y condiciones señalados en el presente Contrato, con excepción de los CRUDOS NO RECAUDABLES. Lo anterior, a partir del inicio del plazo de ejecución del presente Contrato y durante la vigencia de este.

5.01 Criterios para la determinación del PRECIO DE VENTA. Independientemente del destino que le dé el COMPRADOR al CRUDO, sea para exportación o para refinación nacional, el PRECIO DE VENTA reflejará el precio FOB (Free On Board) en puerto de exportación nacional, teniendo en cuenta la calidad del CRUDO y de los CRUDOS DE REFERENCIA. Adicionalmente, el cálculo del PRECIO DE VENTA deberá tener en cuenta las deducciones que correspondan, según la ruta de evacuación utilizada por el COMPRADOR más eficiente en términos de costos durante el MES de entregas del CRUDO, entre el PUNTO DE ENTREGA del CRUDO del CAMPO PRODUCTOR y lugar de destino, entendiendo por tal el puerto de exportación o la refinería nacionales, según corresponda, así como la tarifa de comercialización pactada...

5.02 Metodología de cálculo y aplicación de precio de venta ...

5.03 Cálculo para las deducciones....

6.01 Envío de información y reportes. El COMPRADOR deberá entregar a la ANH mensualmente el reporte de información establecido en el Anexo 2, el cual debe incluir la totalidad del volumen de CRUDO recogido en el MES objeto de reporte...

6.02 Facturación. La ANH generará mensualmente y pondrá a disposición del COMPRADOR la factura electrónica...

6.03 Pago del COMPRADOR. EL COMPRADOR pagará el valor de factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente en la moneda indicada por la ANH (pesos o dólares) dentro de los seis (6) DÍAS hábiles siguientes a la fecha de radicación de la factura electrónica...

6.05 Objeción a la factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente. Si el COMPRADOR considera que alguna factura electrónica...

8.01 Obligaciones del COMPRADOR. Además de las obligaciones indicadas de manera expresa o de las que se desprendan de la naturaleza del presente Contrato...

Los demás criterios asociados a la materia a auditar en la ejecución del contrato en mención..."

"Capítulo II- ARTICULO QUINTO. RECAUDO DE REGALIAS PAGADAS EN ESPECIE Y EN DINERO. La ANH enviara mensualmente a la Empresa Comercializadora la factura o documento equivalente por la venta del crudo de regalías pagas en especie del mes m, y la cuenta de cobro o documento equivalente a los Operadores de los campos cuyas regalías se recaudan en dinero.

La empresa Comercializadora o el Operador del campo productor, según corresponda, pagaran el valor facturado por la ANH, dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la fecha de radicación del documento respectivo. Se considera efectuado el pago a la ANH cuando la totalidad del monto liquidado haya sido transferido a la cuenta bancaria por la ANH.

ARTICULO SEXTO. MANEJO DE SALDOS POR DIFERENCIAS EN LA INFORMACION ENTREGADA DE REGALIAS PAGADAS EN ESPECIE Y EN DINERO. Si como resultado del a comparación entre los valores de las cuentas mensuales de cobro o documentos equivalentes generados por la ANH a la Empresa Comercializadora y a los Operadores, para los pagos mensuales de las regalías...

Los demás criterios aplicables al recaudo asociados a la ejecución del contrato de compraventa de Regalías y crudo proveniente de los derechos Económicos de la ANH con ECP y OTROS SI ..."

4. RESULTADOS DE LA AUDITORÍA

4.1. RESULTADOS GENERALES SOBRE EL ASUNTO O MATERIA AUDITADA

De acuerdo con la revisión tanto documental, como en campo del alcance de la auditoría, se tienen los siguientes resultados:

Revisado el procedimiento de taponamiento, abandono y desmantelamiento se evidenció que la mayoría de los pozos inactivos se acogieron a la Circular 035 de 2022 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, con el fin de adoptar medidas de reactivación o abandono de estos. No obstante, se constituyó un hallazgo administrativo por el no desmantelamiento de un pozo abandonado dos años atrás.

Se evidenció una inadecuada clasificación en la Resolución 016 de 2023, expedida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, referentes a los compromisos pendientes de pagos de contratos pactados en dólares que fueron pagados en su totalidad.

Se presentó una baja ejecución presupuestal de los recursos de fiscalización -SGR, debido a que algunos proyectos fueron suspendidos, y en otros casos se sobre dimensionó en la planeación el presupuesto propuesto para cada uno de proyectos a desarrollar en el bienio 2021-2022, adicionalmente existen unos recursos de compromisos pendientes de pago que vienen del bienio 2017 – 2018 y que están asociados al contrato 479 de 2017 por \$8.497,1 millones, que afectan la ejecución presupuestal de los recursos de regalías asignados para de fiscalización en el Bienio 2021-2022.

En materia de seguimiento a la gestión de seguridad que realiza la ANH a los operadores no se identificaron desviaciones susceptibles de ser observadas por parte de CGR, según la revisión al seguimiento de los planes de acción producto de los hallazgos encontrados por la ANH en las visitas de seguridad y salud en el trabajo SST en las actividades de seguimiento a contratos de hidrocarburos, según las disposiciones establecidas en la ley 2056 de 2020.

En temas referentes a seguridad de procesos, es pertinente señalar que existe margen para el fortalecimiento de la implementación que se requiere según los lineamientos de la Resolución 40009 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía.

En lo correspondiente al cumplimiento de las autorizaciones de medidores en los sistemas de medición para crudo y gas, relacionados en las Resoluciones de Inicio de Explotación (RIE) emitidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se evidenciaron inconsistencias frente a los Puntos de Medición Oficial autorizados (PMO) autorizados por la ANH. Las deficiencias en certificaciones de medidores de gas, falta de actualización de Resoluciones de Inicio de Explotación (RIE) que no incluyen medidores encontrados en puntos de medición y medidores de balance en los campos visitados, denotaron debilidades

en las gestiones frente a la actualización de dichos actos administrativos, e inobservancias de la normatividad aplicable.

Finalizadas las pruebas de auditoría frente a la monetización de los ingresos por pagos en especie de la vigencia 2020-2021 comercializados a través del contrato de compraventa firmado entre ANH-ECP, se evidenció que existe un proceso estructurado donde el operador recibe la nominación por parte de Ecopetrol que detalla la cantidad de crudo que será retirado, fecha y hora en la modalidad de despacho por carrotanque, Ecopetrol realiza la contratación del servicio de transporte valor que es reconocido como deducción en la liquidación de regalías del contrato por parte de la ANH, el operador debe asegurar la disponibilidad de crudo para esta operación en las especificaciones que se encuentran previamente acordadas.

Se realizó comparación de los valores facturados mensualmente por la ANH y los pagos realizados por Ecopetrol, evidenciando que cumplen con lo pactado contractualmente, no obstante, se presenta una diferencia de \$83.628.665.170 respecto al deducible de transporte por valores tarifarios para el trayecto por oleoducto Vasconia – Coveñas, derivado de la interpretación de lo pactado contractualmente frente a la ruta más eficiente en termino de costos, Ecopetrol contrata un consultor experto previa aprobación de la ANH para resolver la controversia donde se calculó una tarifa ponderada la cual no coincide con el valor estipulado ni por el vendedor ni el comprador, cuya diferencia fue cuantificada por valor de \$ 11.247.018.291, la cual es cancelada por parte de Ecopetrol el 20 de octubre de 2023, recaudándose un menor valor producto de la aplicación del otrosí No.3, situación que es observada por parte del equipo auditor.

Es de indicarse que, frente a los resultados obtenidos de la verificación realizada a los convenios suscritos por la ANH, se evidenció respecto al convenio tripartito No.602/2021 un incumplimiento de una obligación de carácter específico por parte de la Universidad Nacional, observación que se mantuvo por el riesgo que puede generar un pago sobre una obligación que no se realizó, situación que fue comunicada a la entidad y la cual fue validada como hallazgo.

Asimismo, frente al contrato 350 de 2022, se revisó la ejecución del cronograma de visitas de auditorías de medición, y los resultados registrados en cada una de las actas e informes presentados por los auditores del consorcio contratados. Como resultado se evidenciaron situaciones susceptibles de ser atendidas por la ANH como las declaraciones de volúmenes muertos aprobados por ANH en actas y en cuadro 4. Igualmente se establecieron algunas debilidades en la oportunidad de la suscripción de planes de acción derivados de las auditorías de medición.

4.1.1. Resultados de seguimiento a resultados de auditorías anteriores

Informe actuación especial de fiscalización de proyectos de inversión de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH - Vigencias 2019-2020:

Como resultado de la Actuación Especial de Fiscalización la Contraloría General de la República se constituyeron ocho (8) hallazgos administrativos de los cuales tres (3) son Alertas de Control Interno.

La Contraloría General de la República como resultado de la Actuación Especial de Fiscalización adelantada, en la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH para las vigencias 2019 - 2020, evidenció en los hallazgos que se indican en el informe, el incumplimiento de algunos criterios de contratos y/o convenios en la ejecución de proyectos de inversión, tales como: actas finales de entrega y recibo a satisfacción de productos y/o servicios pactados en convenios interadministrativos, aportes en especies, cumplimiento de entregables, cláusula de liquidación de contratos, avance de ejecución, extemporaneidad acta de recibo a satisfacción, vigencias futuras, liquidación de convenios interadministrativos.

Informe actuación especial - actuación especial fiscalización de hidrocarburos (crudo) - Agencia Nacional de Hidrocarburos – Vigencias 2019-2020

Como resultado de la Actuación Especial de Fiscalización la Contraloría General de la República se constituyeron trece (13) hallazgos administrativos de los cuales uno (1) presenta incidencia disciplinaria y otro (1) con otras incidencias.

En la evaluación realizada por la Contraloría, se evidencian debilidades en materia de oportunidad en la gestión para adelantar actuaciones en el procedimiento sancionatorio y en la formalización de procesos de terminación y la liquidación del Convenio Interadministrativo No. 146 de 2017, no contar con actos administrativos actualizados que autorizan los puntos de fiscalización y de oficializaciones de Puntos de Medición Oficial — PMO, que corresponden a la realidad operativa, cubrimiento en visitas de fiscalización en materia de control y seguimiento del modelo de fiscalización a las operaciones, autorización de la suspensión temporal, abandono definitivo y taponamiento de pozos inactivos, inconsistencias en registros documentales y/o software que reportan los volúmenes de producción ya sea diarios o mensuales, falta de tratamiento de crudo en trenes independientes como lo indica la Resolución 4 1251 de 2016, deficiencia con el aseguramiento de la calidad de los datos de medición en cuanto a volúmenes, incumplimiento en los planes metrológicos y puesta en funcionamiento de módulos de automatización de trámites de fiscalización denominados Gestión Operaciones de Pozo — GOP y Gestión Operaciones de Campo - GOC.

No obstante, la Contraloría General de la República como resultado de la Actuación Especial de Fiscalización adelantada, en la ANH para las vigencias 2019 - 2020, establece que el desempeño de la Agencia para el proceso de delegación de la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos es adecuado.

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

OBJETIVO ESPECÍFICO 1
Determinar que la gestión fiscal en la ejecución de los recursos destinados para la fiscalización de la exploración y explotación de hidrocarburos cumpla con eficiencia y eficacia según las funciones asignadas a la ANH mediante la Ley 2056 de 2020.

Presupuesto de Fiscalización

Ley 2056 de 2020, artículo 22. Conceptos de distribución. Los recursos del Sistema General de Regalías se administrarán a través de un sistema de manejo de cuentas, el cual estará conformado por las siguientes asignaciones, beneficiarios y conceptos de gasto de acuerdo con lo definido por los artículos 331 y 361 de la Constitución Política y la presente Ley, así:

Dos por ciento (2%) para el funcionamiento, la operatividad y administración del sistema, para la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos, conocimiento y cartografía geológica del subsuelo, la evaluación y el monitoreo del licenciamiento ambiental a los proyectos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables y para el incentivo a la exploración y a la producción.

Mediante resolución No. 40133 del 27 de abril de 2021, por la cual el Ministerio de Minas y energía, hace una distribución y asignación parcial los recursos destinados para la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos para el bienio 2021-2022 por \$37.999.995.257,06 y las resoluciones emitidas por la ANH No. 0593 de 2021, No. 0009 de 2021, No. 0338 de 2021, No. 472 de 2022 y No. 1413 de 2022 se asignaron y distribuyeron recursos por \$85.883.584.168,42 para las vigencias 2021- 2022 y se incorporan al presupuesto de la ANH para ser ejecutados en el proceso de Fiscalización conforme con lo dispuesto en la ley 2056 de 2020 y los lineamientos establecidos en la resolución 40009 de 2021 expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

Tabla No. 2 Presupuesto de Fiscalización Bienio 2021-2022

Resolución	Valor
40133 de 2021 - 0338 de 2021	\$ 31.205.075.287,57
0593 de 2021	\$ 550.714.768,90
472 de 2022	\$ 3.397.459.984,74
1413 de 2022	\$ 3.397.459.985,49
0009 de 2021	\$ 47.332.874.142,96
TOTAL	\$85.883. 584.169.66

Fuentes: Resoluciones MME y ANH

Dentro de los recursos asignados en la resolución 0009 de 2021 para fiscalización por valor de \$47.332.874.142,96 vigencias 2021-2022 se encuentran recursos comprometidos y no pagados del bienio 2019-2020 por valor de \$11.406.475.600,09

Los recursos del presupuesto de fiscalización -SGR, para el bienio 2021-2022 se distribuyeron y ejecutaron de la siguiente manera:

Tabla No. 3 Distribución y ejecución de recursos del presupuesto de fiscalización 2021-2022

DESCRIPCION	RUBRO	VIGENTE	COMPROMETIDA	OBLIGADA	PAGADA
PERSONAL SUPERNUMERARIO Y PLANTA TEMPORAL	A-01- 02	\$ 2.008.715.426,00	\$ 400.300,00	\$ 400.300,00	\$ 400.300,00
ADQUISICIÓN DE ACTIVOS NO FINANCIEROS	A-02-01	\$ 5.998.942.261,00	\$ 340.578.000,00	\$ 68.115.600,00	\$ 68.115.600,00
ADQUISICIONES DIFERENTES DE ACTIVOS	A-02-02	\$ 77.875.926.481,42	\$ 48.464.539.111,07	\$ 30.570.898.137,95	\$ 29.819.069.857,56
TOTAL		\$ 85.883.584.168,42	\$ 48.805.517.411,07	\$ 30.639.414.037,95	\$ 29.887.585.757,56

Fuente: Ejecución presupuestal ANH.

Los recursos del presupuesto - SGR bienio 2021 -2022 puestos a disposición de la ANH para adelantar la fiscalización ascendieron a \$85.883,5 millones de los cuales se comprometieron \$48.805,5 millones equivalentes al 56,8% del presupuesto, de los compromisos se obligaron \$30.639,4 millones y se pagaron \$29.887,5 millones que representa una ejecución del 61% de lo comprometido.

Se presenta una baja ejecución presupuestal de los recursos de fiscalización - SGR, originado en gran medida en la no ejecución de algunos proyectos que fueron suspendidos, y en otros casos se sobre dimensiono en la planeación el presupuesto propuesto para cada uno de proyectos a desarrollar en el bienio 2021-2022, adicionalmente existen unos recursos de compromisos pendientes de pago que vienen del bienio 2017 – 2018 y que están asociados al contrato 479 de 2017 por \$8.497,1 millones, que afectan la ejecución presupuestal de los recursos de regalías asignados para de fiscalización en el Bienio 2021-2022.

El Rubro: Adquisiciones diferentes Activos, se asignaron \$77.875,9 millones, que equivalen al 91% del total de recursos asignados al presupuesto del Bienio 2021-2022, de ellos se comprometieron \$48.464,5 millones que representan el 62% de los recursos asignados de estos se obligaron \$30.570,9 millones y pagaron \$29.819,0 millones equivalentes al 63% y 61% respectivamente de los recursos comprometidos.

Concordante con lo identificado en la Tabla No. 3, la ANH emitió la Resolución No. 0016 del 10-01-2023: “Por la cual se incorporan los saldos no ejecutados y los compromisos no pagados al 31 de diciembre de 2022 del Sistema General de Regalías por concepto de fiscalización, al presupuesto de la Agencia Nacional de Hidrocarburos como disponibilidad inicial de la vigencia 2023 – 2024” por valor de \$55.995.998.411,34. Desagregados conforme el artículo 1. Incorporar al presupuesto de la Agencia Nacional de Hidrocarburos los saldos por comprometer correspondiente a la diferencia entre la apropiación y los

compromisos al cierre de la vigencia 2021 – 2022, los cuales ascienden a \$37.078.066.757,83 y el artículo 2. Incorporar al presupuesto de la Agencia Nacional de Hidrocarburos los compromisos pendientes de pago, correspondiente al monto de los contratos vigentes durante la bienalidad 2021 – 2022 pendientes por pagar al 31 de diciembre de 2022 los cuales ascienden a \$18.917.931.653,51.

Como resultado de la auditoría se detectaron las siguientes situaciones de incumplimiento que fueron validadas como hallazgos de auditoría.

Hallazgo No. 1. Sobreestimación de compromisos pendientes de pagos

El Decreto 1821 de 2020, se establece en su artículo 2.1.1.7.3.: *“Cierre presupuestal. Al cierre de cada presupuesto bienal, cada órgano o entidad ejecutora diferente a las entidades territoriales adelantará el cierre de su capítulo presupuestal del Sistema General de Regalías y mediante acto administrativo del jefe de la entidad, incorporará, dentro de los diez (10) primeros días de la vigencia inmediatamente siguiente, los saldos no ejecutados que corresponderán a la disponibilidad inicial de dicho presupuesto, así como los compromisos pendientes de pago”*.(Subrayado y cursiva fuera de texto)

En el proceso auditor, se identificó que en la Resolución 016 de 2023 artículo 4, se desagregan los compromisos pendientes de pago los cuales se registran en el artículo 2, lo que sucede con el rubro: A-02-02-02-008-004-03 SERVICIOS DE CONTENIDOS EN LÍNEA (ON-LINE) por valor de \$236.722.281,37 que corresponden entre otros, a saldos no ejecutados de los Registros Presupuestales de los contratos No. 612 de 2021 y No. 275 de 2022, como se detallan en la tabla los compromisos presupuestales pactados, pagos en dólares y su equivalente en pesos. Al cruzar la información se evidencia que los contratos se pagaron en su totalidad, por tal motivo el referenciado rubro no debería reflejar saldo pendiente de pago.

Tabla No. 4 Ejecución recursos contratos No. 612/21 y No. 275/22

No. RP	Valor RP	Contrato	Valor contrato en USD\$	Factura de Cobro	Pago en USD\$	Pago en \$	Saldo RP libre de Afectación
50421	2.222.960.000	612 de 2021	511.500	1000144533	261.931	1.049.033.655	
				1000143579	249.569	999.523.845	
				TOTAL	511.500	2.048.556.500	
8022	300.000.000	275 de 2022	63.129,27	4608	63.129,27	237.934.268,63	62.065.781,37
				TOTAL			236.468.281,37

Fuente: documentos soporte ANH – Elaboró equipo auditor CGR

Con lo descrito, se sobreestima los compromisos pendientes de pago por \$236.468.281,37 debido a una inadecuada clasificación de conceptos entre saldos no ejecutados y compromisos pendientes de pago, con el correspondiente riesgo que se usen los recursos identificados para pagar compromisos y obligaciones inexistentes.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad

Particularmente, el contrato suscrito entre la ANH y S&P GLOBAL PLATT'S se encuentra indicado con el No. 612 de 2021. Al respecto, nos permitimos resaltar que dicho contrato se encuentra actualmente vigente; una vez finalizado el plazo de ejecución contractual, se procederá a dar inicio a la etapa de liquidación a efecto de lograr el cierre definitivo a dicho vínculo.

En ese sentido, se resalta que el desembolso efectuado en su momento fue realizado conforme a las condiciones pactadas, es decir, considerando la TRM en el momento del pago. En ese sentido, la diferencia de recursos pendientes por liberar se realizará posterior a la fecha de terminación del contrato que es del 8 de noviembre de 2023.

En lo que respecta al Contrato 275 de 2022, cuyo objeto fue el de “Contratar la suscripción de normas técnicas del sector de Hidrocarburos”, es preciso señalar que, en concordancia con lo señalado por la CGR, existen recursos por valor de \$62.065.781,37, RP 8223 del 13 de enero de 2023, correspondientes a un saldo no ejecutado.

Teniendo en consideración que el Contrato señala en su cláusula VIGÉSIMA OCTAVA que éste no será objeto de liquidación, la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones – VORP, en coordinación con la Vicepresidencia Administrativa y Financiera – VAF, avanza en el proceso de liberación de recursos no ejecutados al no existir compromisos u obligaciones pendientes y posteriormente, se procederá a la incorporación de los mismos en el presupuesto de fiscalización para la vigencia 2023-2024.

Análisis de respuesta

Analizada la respuesta de la entidad por parte del equipo auditor, a pesar de que el contrato 612 de 2021 se encontrara vigente hasta el 8 de noviembre de 2023, ello no incide en el hecho de que los pagos fueran efectuados en dólares de acuerdo con lo pactado, lo que generó que se mantuvieran los excedentes de los RP por la diferencia en la TRM vigente al momento de la expedición de estos. Por tal motivo una vez pagado el valor total de los contratos, se han debido liberar los saldos de apropiación. Por tanto, la entidad no desvirtúa lo observado y se valida el hallazgo en los términos en que fue comunicado.

Hallazgo No. 2. Compromisos suscritos por parte de la Universidad Nacional dentro del Convenio No.602/2021

La cláusula séptima en el numeral 7.4 del Convenio Interadministrativo No.602/2021 consagra los compromisos de carácter específico de la Universidad Nacional de Colombia, entre los cuales se enmarcan el No. 21:

“Disponer de un centro de experiencia en el casco urbano del municipio de puerto Wilches, Santander, y de los demás medios físicos y o estrategias, donde se facilite y promueva acceso a la herramienta tecnológica y a su vez sirva para difundir contenido con respecto a los yacimientos no convencionales y a los PPII”.

Revisado el Informe Final consolidado a corte 30 de junio de 2023, donde en página 369 se señala *“que en relación de actividades desplegadas arriba mencionadas, con el fin de concretar la suscripción de un contrato de arrendamiento para el funcionamiento del CdE, es preciso mencionar que no fue posible la consecución de dicho inmueble en razón a la no voluntad de los propietarios de suscribir un contrato con entidad del estado, especialmente por todos y cada uno de los documentos requisitos que se exigen para la suscripción del mismo, no siendo este aspecto un impedimento para desarrollar la estrategia del CdE, por lo que a lo largo del presente informe se deja evidencia de las diferentes actividades para el despliegue de la misma”*.

Sin embargo, en la página 398 del citado informe final se indica que *“no fue posible llevar a cabo ese otro sí modificadorio dentro del convenio, por lo que se analizó y se propone que dentro del acta de liquidación se justifique la no ejecución del punto físico del centro de experiencia en el municipio de puerto Wilches y así se genere el cierre del compromiso 21, decisión aprobada por unanimidad por parte de los integrantes del mencionado comité. En atención a lo expuesto, en el acta de liquidación del convenio se dejará constancia de las circunstancias ajenas a la UNAL que no permitieron la ejecución del compromiso No. 21 en relación con el espacio físico para funcionamiento del CdE en el municipio de puerto Wilches”*

En alcance del Oficio No. CDTPPII 180 – 2023 del 1 de septiembre de 2023 cuyo asunto es “Aclaraciones sobre la Ejecución Presupuestal - cierre del proyecto Centro de Transparencia”, se indica que mediante Acta No 9 del 28 de abril del 2022 en Comité Coordinador y de Seguimiento del Convenio Tripartito, se aprobó la distribución de los Costos Directos por valor de \$801.416.625, de los cuales \$560.000.000 estaban destinados para el Centro de Experiencia – CdT y \$241.416.625, reservados para cubrir los demás gastos necesarios para avanzar en la implementación y divulgación del Centro de Experiencia. De lo anterior se resalta que no existe ningún otrosí que modifique las obligaciones ya suscritas por parte de la Universidad Nacional y tampoco que se destine o se distribuya los recursos económicos asignados para el Centro de Transparencia en Puerto Wilches el cual no se realizó. Es de indicarse que no se ha efectuado el ultimo pago correspondiente al desembolso No.9 equivalente al 15% establecido en el literal i) de la cláusula sexta “Desembolsos” por la suma de \$909.746.775 contra entrega del informe final consolidado, pero que según la ANH mediante oficio Id: 1531247 del 08/11/2023 ordenará dicho pago en el acta de liquidación por valor de \$822.813.101.

Lo expuesto refleja un incumplimiento del compromiso No.21 de la cláusula séptima en el numeral 7.4 del Convenio Interadministrativo No.602/2021, a cargo de la Universidad Nacional, a causa de las deficiencias por parte de la supervisión sobre las obligaciones pactadas, generando un riesgo de que se paguen recursos sobre una obligación incumplida.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad

“tal como se expuso en el Informe Final presentado por la Universidad Nacional de Colombia – UNAL, y bajo el entendido de que en el ACTA DE LIQUIDACIÓN las partes pueden celebrar transacciones que les permitan solucionar y finiquitar satisfactoriamente las diferencias que subsistan entre ellas, como es el caso, será en sede de liquidación que se justifique la suspensión de cumplimiento de la obligación 21 correspondiente al Centro de Experiencia – CdE.

Ahora bien, se reitera lo expuesto en la respuesta dada al requerimiento 6 y confirma que, una vez finalizado el plazo de ejecución, avalado el informe y aclarado el valor a girar como último desembolso el valor de dicho desembolso asciende a la suma de OCHOCIENTOS VEINTIDÓS MILLONES OCHOCIENTOS TRECE MIL CIENTO UN PESOS (\$822.813.101), el cual se ordenará pagar en el Acta de Liquidación

Lo anterior se encuentra claramente detallado en el oficio de respuesta por parte de la UNAL bajo radicado CDTPII-180-2023, del 1 de septiembre de 2023 y enviado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos a través del correo electrónico del 2 de septiembre de 2023 y ya referido en su observación.

Y finalmente se controvierte la observación hecha respecto a la falta de aprobación del informe final, pues el mismo fue debidamente aprobado conforme al Acta N° 50 del 26 de julio de 2023, la cual se adjunta”.

Análisis de respuesta

De conformidad con la respuesta allegada por la entidad respecto a la observación No.14 “Compromisos suscritos por parte de la Universidad Nacional dentro del Convenio No.602/2021” comunicada mediante oficio No.8 es de resaltarse lo siguiente:

1. Señala la ANH que “será en sede de liquidación que se justifique la suspensión de cumplimiento de la obligación 21 correspondiente al Centro de Experiencia – CdE”; al respecto y como se indicó en lo observado por el Ente de Control Fiscal dentro del Convenio Interadministrativo No.602/2021 suscrito entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, el Ministerio de Minas y Energía MME y la Universidad Nacional de Colombia, no existió durante su término de ejecución (30/06/2023) algún otro sí que modificara explícitamente la obligación contractual No.21 consagrada en el numeral 7.4 de la cláusula séptima que señalaba que como compromiso a cargo de la Universidad Nacional era la de “Disponer de un centro de experiencia en el casco urbano del municipio de puerto Wilches, Santander, y de los demás medios físicos y o estrategias, donde se facilite y promueva acceso a la herramienta tecnológica y a su vez sirva para difundir contenido con respecto a los yacimientos no convencionales y a los PPII”. Por lo anterior expuesto, es claro para la Contraloría General de la República que se generó un incumplimiento de la obligación No.21 respecto a la construcción del Centro de Experiencia tal y como quedó pactado en el cuerpo del Convenio aquí auditado.
2. Indica la ANH que se ordenará pagar en el Acta de Liquidación la suma de \$822.813.101 correspondiente al último desembolso y que al tenor de lo establecido en el literal i) de la cláusula sexta “Desembolsos” del Convenio No.602/2021

corresponde al desembolso No.9 equivalente al 15% que es la suma de \$909.746.775 al cual descontará un valor de un recurso no ejecutado de \$86.933.674 conforme al oficio No. CDTPPII 180 – 2023 del 1 de septiembre de 2023 presentado por la Universidad Nacional cuyo asunto es sobre “*Aclaraciones sobre la Ejecución Presupuestal - cierre del proyecto Centro de Transparencia*”, exhorto que hasta la fecha no ha tenido pronunciación por parte de la supervisión de la ANH. Frente a lo observado por el Órgano Fiscal, es de resaltarse que conforme a la ejecución presupuestal aprobada durante la ejecución del convenio se había destinado el valor de \$801,416,625 para el Centro de Experiencia – CdT, el cual no se realizó.

3. Finalmente arguye la ANH que mediante Acta N° 50 del 26 de julio de 2023 se aprobó el informe final, por lo que se retira de la observación la última frase correspondiente a “debidamente aprobado por los supervisores y el comité técnico, informe que hasta la fecha no se ha aprobado.”, quedando incólume todo lo anterior expuesto en lo observado por la CGR.

Por lo anterior expuesto, es de indicarse que no son de recibo los argumentos expuestos por la ANH, toda vez que es claro para el Órgano Fiscal el incumplimiento del compromiso 21 correspondiente al Centro de Experiencia – CdE, situación que si bien es cierta es aceptada por la entidad auditada, informa en su respuesta que “*será en sede de liquidación que se justifique la suspensión de cumplimiento de la obligación 21*” y que ordenará el respectivo pago por la suma de \$822.813.101, lo cual genera un riesgo de que se efectúe dicho pago respecto a una obligación incumplida, por lo que la observación se valida como hallazgo con los ajustes de redacción respectivos.

Hallazgo No. 3. Planes de acción auditorias medición

Resolución 40236 de 2022, artículo 39. verificaciones.

“El Ente de Fiscalización podrá, de forma directa o mediante un tercero especializado, realizar inspecciones periódicas a los sistemas de medición para verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta resolución. Los hallazgos o no conformidades encontradas en las inspecciones serán notificados por parte del Ente de Fiscalización, en donde se informará el plazo en el cual el Operador deberá presentar un plan de acción con implementación en un término que en ninguno de los casos supere los 6 meses. El seguimiento, monitoreo y Verificación del cumplimiento del plan de acción estará a cargo del Ente de Fiscalización”.

De acuerdo con lo anterior la ANH suscribió el contrato 350 de 2022 cuyo objeto es: “AUDITORIAS DE MEDICIÓN CANTIDAD Y CALIDAD DE HIDROCARBUROS asignado al CONSORCIO MCC 22.

En informe final de las auditorias desarrolladas en la ejecución del contrato 350 de 2022 se evidencian hallazgos y situaciones recurrentes en las cuales incurren los operadores en la

mayoría de las áreas de explotación y en sus facilidades donde se aplican las obligaciones contenidas en la Resolución 40236 de 2022.

Dentro de la recurrencia de situaciones, que llaman la atención a la CGR y que fueron verificadas en los informes de visita de auditoría realizadas por Consorcio y confrontadas por la CGR durante visitas a diferentes áreas, se encuentran:

- Falta de aprobación por parte de la ANH a las conciliaciones y determinación de los volúmenes muertos de que trata el artículo 26 de la resolución 40236 de 2022. *“No se tienen actas firmadas por el ente de fiscalización con respecto al volumen muerto calculado de los campos, por otro lado, las bases de datos de los volúmenes muertos no coinciden con lo reportado en la forma No. 4 de producción”.*

Se evidencia inexistencia de actas de volúmenes muertos aprobada por ANH para los campos Akacias, Boranda, La Cira, Rancho hermoso.

Inexistencia de declaración de volúmenes muertos en el cuadro 4, para los campos Castilla, Nueva Esperanza (Akacias), Acordionero, Boranda, Cusiana, Cupiagüa, Ramiriquí, Rancho hermoso.

- Que algunos operadores han incumplido en la suscripción de los planes de acción determinados en el artículo 39 de la Resolución 40236 de 2022 a partir de los hallazgos detectados por los auditores de medición.

Se precisa particularmente para el área Rancho Hermoso, se han vencido los plazos para la entrega del plan de trabajo y plan de acción producto de la auditoría de medición del consorcio MCC22.

La CGR, observa que las conciliaciones y determinación de volúmenes muertos que obliga la nueva norma y que fueron informados en los reportes de auditoría de medición, de acuerdo con el detalle expuesto por la CGR, ocasionan incertidumbre de volúmenes a liquidar para el recaudo de regalías por volúmenes muertos, desplazados a los Puntos de Medición Oficial que deben estar autorizados por la ANH y reportados por los operadores en el cuadro 4.

Las demoras en la suscripción y puesta en marcha de planes de acción, generada por inobservancia de lo contenido en los informes de auditoría de medición, suscitan que el ente de fiscalización no inicie las actividades de verificación del plan de acción oportunamente, conforme lo establecido en el artículo 39 de la Resolución 40236 de 2022.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad

“Respecto a esta observación, cabe realizar las siguientes aclaraciones:

- *El contrato 350 de 2022 suscrito con el Consorcio MCC-22 el día 6 de septiembre de 2022 con fecha de acta de inicio del 13 de octubre de 2022, para la ejecución de las Auditorías de Medición Cantidad y Calidad de Hidrocarburos. La ejecución de este y los informes finales de cada auditoría fueron entregados inicialmente el día 13 de marzo de 2023, siendo objeto de revisión y observaciones por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. Finalmente, el día 14 de junio de 2023 se reciben a satisfacción los informes finales de auditorías, fecha a partir de la cual se inician las gestiones por parte de la ANH para iniciar el seguimiento a lo dispuesto en la Resolución 40236 de 2022.*
- *El inciso 2, del artículo 41, del Capítulo 11, de la Resolución 40236 del 7 de julio de 2022, Transición para la implementación y adopción del reglamento, establece que: (...)“Aquellos operadores que a la fecha de entrada en vigencia del presente acto administrativo no cumplan con la totalidad de los requerimientos aquí establecidos, con el propósito de implementar y adoptar el presente reglamento, dentro de los 6 meses posteriores a la entrada en vigencia de la presente resolución deberán presentar ante el ente de Fiscalización un plan detallado de trabajo, con hitos definidos, que contemplen las actividades a desarrollar en cada uno de sus sistemas de medición, para adecuarse al presente reglamento.”(...)*

Teniendo en cuenta lo anterior y según lo establecido en la Circular 34 de diciembre de 2022, emitida por la ANH, las compañías operadoras, el día 7 de enero de 2023, entregaron las Declaraciones de Conformidad y los diferentes planes de acción o planes detallados de trabajo, para atender las observaciones identificadas en el sistema de medición.

En conclusión, tanto el cumplimiento por parte de los operadores de la Resolución 40236 de 2022, así como la gestión realizada por la ANH en relación con los resultados obtenidos por las auditorías de medición, se inician en la vigencia 2023.

En lo referente a los volúmenes muertos que trata el artículo 26 de la Resolución 40236 de 2022, se identifica que en el Parágrafo 1 del mencionado acto administrativo, indica que la obligación del reporte del volumen muerto debe realizarse en el Cuadro 4 de las Formas Mensuales de Producción, o en los formatos que para tal propósito destine el Ente de Fiscalización. De lo anterior se entiende que la ANH aprueba los volúmenes muertos con la firma de los representantes de las partes, en los Cuadro-4 de las Formas Mensuales de Producción o con las diferentes actas de liquidación destinadas para tal fin.

Respecto a las posibles diferencias entre los volúmenes muertos reportados en el Cuadro-4 y las bases de datos, se da claridad que estos volúmenes pueden presentar variaciones diariamente de acuerdo con las condiciones operativas de los tanques de proceso (nivel de interfaz), por lo que el parágrafo 4 de la mencionada resolución refiere el proceso de liquidación de los volúmenes muertos una vez estos son fiscalizados en el Punto de Medición Oficial o a la fecha de terminación del contrato.

Cabe resaltar que el no contar con el reporte en el Cuadro-4 o actas aprobadas de volúmenes muertos, no evita que estos sean objeto de pago de regalías, toda vez que estos serán cuantificados en el Punto de Medición Oficial una vez sean desplazados.

A continuación, se reporta el avance en la gestión de la cuantificación de volúmenes muertos en los campos mencionados en las observaciones realizadas por la Contraloría General de la República:

- *Quifa: El operador radica ante la ANH con comunicación ID 1513365 las actas de volumen muerto del campo para el mes de septiembre de 2023. De igual manera, se adjunta Cuadro-4 aprobado por la ANH, en donde, también reportan el volumen muerto para el mes de julio de 2023.*
- *Rubiales: Se cuenta con acta de liquidación de volúmenes muertos aprobada por la ANH al inicio del Convenio de Explotación. De igual manera, el operador mensualmente reporta un acta de volumen muerto del conexionado de los nuevos pozos y en el Cuadro-4 de Formas de Producción presenta el volumen muerto acumulado a la fecha, el cual, es aprobado por la ANH.*
- *Caño Sur Este: Se cuenta con acta de liquidación de volúmenes muertos aprobada por la ANH. De igual manera, el operador mensualmente reporta en el Cuadro-4 de Formas de Producción el volumen muerto, el cual, es aprobado por la ANH.*
- *Castilla: Se cuenta con acta de volumen muerto de la estación Catilla 3 aprobada por la ANH.*
- *Akacias: El operador mensualmente reporta en el Cuadro-4 de Formas de Producción el volumen muerto, el cual, es aprobado por la ANH.*
- *Nueva Esperanza: Se cuenta con acta de liquidación de volúmenes muertos aprobada por la ANH para el Cluster Nueva Esperanza, perteneciente al Campo Akacias.*
- *Jobo: No se cuenta con acta de volúmenes muertos firmada por ANH. En seguimiento del Ingeniero de Producción.*
- *Betania: No aplica el acta de volúmenes muertos, toda vez que esta subestación en donde se realiza separación fluidos (agua y gas), cuyo proceso no genera hidrocarburos líquidos.*
- *Arrecife: No se cuenta con acta de volúmenes muertos firmada por ANH. En seguimiento del Ingeniero de Producción.*
- *Acordionero: Se cuenta con acta de volumen muerto del campo.*
- *Boranda: No se cuenta con acta de volúmenes muertos firmada por ANH. En seguimiento del Ingeniero de Producción.*
- *La Cira: El operador mensualmente reporta en el Cuadro-4 de Formas de Producción el volumen muerto, el cual, es aprobado por la ANH.*

- *Llanito: En el informe de auditoría, el Consorcio MCC- indica que este fue aportado por el operador, por ende, se cuenta con acta de liquidación de volúmenes muertos aprobada por la ANH y Cuadro-4 del mes de agosto de 2018. Adicionalmente, el operador mensualmente reporta en el Cuadro-4 de Formas de Producción el volumen muerto actualizado, el cual, es aprobado por la ANH.*
- *Cusiana: El operador radica ante la ANH con comunicación ID 1529605 las actas de volumen muerto del campo para el mes de noviembre de 2023*
- *Cupiagüa: El operador radica ante la ANH con comunicación ID 1529851 las actas de volumen muerto del campo para el mes de noviembre de 2023*
- *Ramiriquí: Se adjunta acta de volumen muerto para el campo aprobada por el representante de la ANH.*
- *Rancho Hermoso: No se cuenta con acta de volúmenes muertos firmada por ANH. En seguimiento del Ingeniero de Producción.*

Por consiguiente, es importante señalar que todos los ingenieros que se encuentran realizando la revisión y cierre de las observaciones generadas por las auditorías de medición para el año 2023, se encuentran actualizando los volúmenes muertos de cada facilidad y campo en estado activo.

(...) Que algunos operadores han incumplido en la suscripción de los planes de acción determinados en el artículo 39 de la Resolución 40236 de 2022 a partir de los hallazgos detectados por los auditores de medición (...)

Respecto de esta observación, se reitera que los Informes de Auditoría realizados por el Consorcio MCC-22 fueron recibidos por la ANH hasta el día 14 de junio de 2023 y socializado con las compañías operadoras mediante comunicaciones oficiales hasta el mes de agosto de 2023.

A la fecha se ha iniciado un proceso de revisión de cada informe de auditoría sumado a las respuestas entregadas por los operadores, posteriores al mes de agosto de 2023, y de las Declaraciones de Conformidad remitidas por la compañía, de conformidad con lo establecido en el Artículo 41 de la Resolución 40236 de 2022, con el objetivo de considerar y aprobar por parte de la ANH cada uno de los planes detallados de trabajo.

La revisión de la documentación de que trata el párrafo anterior se realiza sin perjuicio de las obligaciones legales y contractuales, actos administrativos y normas vigentes que debe cumplir cada compañía operadora.”

Análisis de respuesta

La respuesta de la entidad basada sobre el proceso de auditoría de medición, la ejecución del contrato con el Consorcio MCC-22 y la entrega de informes finales. La entidad destaca que, según la normativa, los operadores tenían un plazo de 6 meses a partir de la entrada en vigencia de la Resolución 40236 de 2022 para presentar planes detallados de trabajo en caso de incumplimiento. Asimismo, argumenta que, debido a la fecha de entrada en vigor de la resolución, la gestión tanto por parte de los operadores como por parte de la ANH se inició en el año 2023. Se menciona que, de acuerdo con la Circular 34 de diciembre de 2022 emitida por la ANH, las compañías operadoras presentaron las Declaraciones de Conformidad y los planes de acción el 7 de enero de 2023. La entidad igualmente afirma que, se está llevando a cabo una revisión de los informes de auditoría, las respuestas de los operadores, incluso después del mes de agosto de 2023, con el objetivo de considerar y aprobar cada uno de los planes detallados de trabajo.

Es de recibo por parte de la CGR que la aplicación de la normatividad y de los informes de auditoría se otorgaron plazos para cumplir con la entrega de los planes; sin embargo, a pesar de la respuesta proporcionada por la entidad, persisten hallazgos registrados en los informes de auditoría de medición por parte del contratista que evidencian la falta de oportunidad en la entrega para el seguimiento de los mismo, especialmente en campos cuyo plazo se superó los 6 meses establecidos por la ANH en el informe de auditoría de medición de MCC22, tal es el caso de Rancho Hermoso.

En relación con los volúmenes muertos, se explica el proceso de aprobación por parte de la ANH y se aborda la posible variabilidad diaria de estos volúmenes según las condiciones operativas de los tanques de proceso. Es claro para la CGR, que lo mencionado por la ANH sobre que la falta de reporte en el Cuadro-4 o actas aprobadas de volúmenes muertos no impide el pago de regalías, ya que estos se cuantificarán en el Punto de Medición Oficial una vez sean desplazados. De acuerdo con lo mencionado por la Entidad, la CGR encuentra

que la ausencia de actas de volúmenes muertos o la declaración de los mismos en el Cuadro 4 para los campos de Cusiana, Quifa y Rancho Hermoso, es un indicador de incumplimiento por parte de los operadores.

De acuerdo con las precisiones realizadas por la Entidad y la confrontación que sobre la documentación se aporta, se retiraron de la observación inicial aquellas áreas que cumplían con las declaraciones y con los informes aprobados por ANH, por lo que se validó la observación parcialmente, realizando ajuste en el hallazgo particularizando los campos mencionados, donde se logra confirmar:

Inexistencia de actas de volúmenes muertos aprobada por ANH para los campos Akacias, Boranda, La Cira, Rancho hermoso.

Inexistencia de declaración de volúmenes muertos en el cuadro 4, para los campos Castilla, Nueva Esperanza (Akacias), Acordionero, Boranda, Cusiana, Cupiagüa, Ramiriquí, Rancho hermoso.

Es por el anterior análisis que el hallazgo presentado en el informe cuenta con las situaciones evidenciadas por la CGR, validándolas como hallazgo, las demás que fueron desvirtuadas por la Entidad se retiraron del hallazgo mencionado.

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

OBJETIVO ESPECÍFICO 2

Verificar que el seguimiento y control ejercido por la ANH al cumplimiento de las obligaciones derivadas de los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos, incluidas las etapas de desmantelamiento, taponamiento, abandono y seguridad, cumplan con lo establecido en las normas y las disposiciones sobre la materia.

Se evaluaron las obligaciones de los contratos y convenios de exploración y explotación en el marco de las obligaciones relacionadas con la fiscalización, y el cumplimiento en los planes de abandono de pozos y la aplicación de la normatividad aplicable en materia de pozos inactivos, suspendidos y abandonados reportados por los operadores y aprobados por la ANH. Como resultado se evidenció el correcto seguimiento efectuado por la Agencia en formas ministeriales y visitas de campo, se concluye que en términos generales la entidad cumple con los criterios normativos analizados.

Durante la revisión de las actividades de seguimiento al cumplimiento de las obligaciones de seguridad industrial y procesos por parte de las operadoras, así como la implementación de acciones correctivas en los contratos de hidrocarburos, no se identificaron desviaciones significativas ni irregularidades que requieran atención específica por parte de la entidad. Las operadoras y la agencia han mantenido el cumplimiento de las normativas de seguridad, lo cual refuerza la gestión integral del sector en estos aspectos.

Como resultado de la auditoría se detectaron las siguientes situaciones de incumplimiento que fueron validadas como hallazgo de auditoría.

Hallazgo No. 4. Desmantelamiento asociado a pozo Chimuelo1

La Resolución 181495 de 2009, modificada por la resolución 40048 de 2015, establece: *“Artículo 30: Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse definitivamente, será taponado y desmantelado inmediatamente, en cuyo caso, previa la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, del nuevo programa de abandono. Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación. Parágrafo 2 (...) Si al finalizar este tiempo, el contratista no ha reactivado el pozo, todas las facilidades y equipos deberán ser retirados, y deberá procederse con la limpieza y restauración ambiental de la zona y el abandono definitivo del pozo.”*

En desarrollo del proceso auditor, se evidenció que el pozo Chimuelo 1, fue abandonado el 17 de septiembre de 2021, sin embargo, a la fecha de la visita se observó que no se han efectuado las actividades de desmantelamiento exigidas por la norma tal y como se corroboró en visita de campo al Convenio Tisquirama. Parte de la infraestructura se entregará al dueño del predio, sin embargo, hay distintas facilidades a desmantelar que no

han sido retiradas a pesar de que han pasado dos años desde el taponamiento y abandono del pozo y del área y la Agencia en su labor de fiscalización no se ha pronunciado.



Ubicación de monumento y placa



Facilidades sin dismantelar

Lo anterior a causa de la no aplicación de la norma técnica asociada al desmantelamiento, lo que implica impactos en el proceso de restauración del área, así como los costos asociados.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad

“En cuanto a lo manifestado por la CGR en la "Primera comunicación de observaciones, auditoría de cumplimiento Fiscalización Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH Vigencias 2021 -2022", (...) "Observación No. 4. Desmantelamiento asociado a pozo Chimuelo1", tenemos las siguientes observaciones:

- *En correo enviado el día 19 de octubre de 2023 al Ingeniero Luis Fernando Monge se adjuntó el "ACTA DE ACUERDO PERMANENCIA INFRAESTRUCTURA POZO EXPLORATORIO CHIMUELO-1"*
- *En esta acta se establece la infraestructura construida para la locación del pozo exploratorio Chimuelo-1*
- *De igual forma el propietario del predio solicitó de acuerdo al Acta en mención lo siguiente: (Pag 3 de 10)*
- *"LA PROPIETARIA, mediante comunicación de fecha 08 de noviembre de 2022 con radicado interno número OPC No. 03144455 del 23 de diciembre de 2022, suscrita por el representante legal, en consideración a la explotación económica que realiza sobre el citado inmueble ha solicitado a Ecopetrol la no demolición ni el desmantelamiento las siguientes estructuras:*

a. Cerramiento, que incluye el portón de acceso de 6 metros con puerta peatonal adicional de 1 metro, y una puerta de evacuación;

- b. Placa de concreto que cumplía función para ubicar el taladro;*
 - c. Terraplén en relleno con material de cantera;*
 - d. Sistema de aguas lluvias que entrega al desarenador;*
 - e. Desarenador;*
 - f. Placa de concreto que cumplía la función de patio de tubería, con dique perimetral en mampostería;*
 - g. Área que cumplía la función de helipuerto, en relleno con material de cantera; y,*
 - h. Sendero peatonal de acceso al helipuerto.*
- *Adicionalmente y teniendo en cuenta el uso de la infraestructura requerida por parte de LA PROPIETARIA y de común acuerdo entre las dos partes no se desmantelará tampoco la rampa de acceso dado que es la única forma de ingresar a las áreas de interés.*
 - *Es de manifestar que la ANLA, Autoridad Ambiental, mediante comunicación con radicado número 2022162716-2-000 del 2 de agosto de 2022 otorgó respuesta señalando que: "...considera viable la permanencia y la no demolición y desmantelamiento de las estructuras relacionadas en la comunicación con radicación ANLA 2022054498-1-000 del 24 de marzo de 2022..."*
 - *LA PROPIETARIA estimó como necesaria la permanencia de estructuras adicionales a las ya autorizadas por la ANLA, por lo que solicitó a Ecopetrol que se efectuase la suscripción de un Acuerdo que las integre conforme a la relación que se realizó en la Tabla.*
 - *La resolución No. 0855 del 5 de agosto de 2022, emitida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, regula lo relativo a los cambios menores o de ajuste normal dentro del giro ordinario de los proyectos del sector hidrocarburos; y, en el numeral 6.13 del artículo 4º contempla que, en relación a las instalaciones petroleras, durante la fase de desmantelamiento o abandono procede realizar la entrega de infraestructura construida durante la operación a autoridades locales, comunidad y/o propietario o poseedor para el uso adecuado de las instalaciones, Siempre y cuando, se cuente con un acuerdo o compromiso y acta de entrega para la recepción y mantenimiento de la infraestructura que se entrega se suministren las fichas de manejo asociadas a su funcionamiento, y se cumpla con las condiciones ambientales y de salud pública de los elementos y materiales para su uso.*
 - *LA PROPIETARIA, por intermedio del representante legal, manifiesta que conoce y acepta la obligación de realizar el mantenimiento de las áreas objeto de entrega ya descritas en la mencionada acta y conforme a las fichas de manejo asociadas al funcionamiento, debiendo garantizar su funcionalidad, así como prevenir cualquier afectación al medio ambiente o las personas. Lo anterior, a partir de la fecha de su entrega formal a LA PROPIETARIA.*

En conclusión, de acuerdo al documento "ACTA DE ACUERDO PERMANENCIA INFRAESTRUCTURA POZO EXPLORATORIO CHIMUELO-1" firmado por las partes y el ACTA DE ENTREGA FISICA, LA PROPIETARIA está completamente de acuerdo con lo recibido y la aceptación y/o cumplimiento del manejo ambiental del mismo."

Análisis de respuesta

Analizada la respuesta de la entidad, el equipo auditor considera, que si bien existe un

acuerdo de permanencia de infraestructura suscrito con la propietaria del predio, en el que se incluye: el cerramiento, placa de concreto, terraplén, canaletas de aguas lluvias, desarenador, placa de patio de tubería con dique perimetral, área de helipuerto, sendero peatonal y rampa de acceso, en dicho acuerdo no se incluye infraestructura como la piscina para mezcla, la piscina para contingencia, ni el área de la TEA. Por tanto, dicha infraestructura debe ser desmantelada, tal y como Ecopetrol lo manifestó en visita de campo efectuada el 04 de octubre del presente año.

De otra parte, si bien el acuerdo de permanencia suscrito fue avalado por la ANLA, y la propietaria manifestó la inclusión de infraestructura adicional, la infraestructura que no fue incluida en el acuerdo, no podrá mantenerse al no estar validada por la autoridad ambiental.

Finalmente, la autorización de la permanencia de la infraestructura corresponde a una autorización de índole ambiental, sin embargo, no debe desconocerse la normativa técnica expedida por el Ministerio de Minas y Energía que establece plazos específicos (6 meses), sumado a que el acuerdo fue suscrito más de dos años después de realizado el abandono del pozo. Por tanto, se valida el hallazgo con ajustes de redacción, en lo correspondiente a las funciones de la Agencia.

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

OBJETIVO ESPECÍFICO 3

Establecer el nivel de cumplimiento en la verificación de la medición, monitoreo y determinación efectiva de los volúmenes de producción de hidrocarburos, para el recaudo de regalías y compensaciones de acuerdo con los lineamientos y normatividad que rige los procedimientos que ejecuta la ANH para la fiscalización en los mismos.

A. Control Volumétrico - Medición

La evaluación se encaminó a asegurar que los volúmenes de producción que reportan las compañías operadoras correspondan realmente a la producción del campo es una tarea que se adelanta a través de la revisión y análisis de los Informes Diarios de Producción - IDP, de los Informes Mensuales (formas) de Producción y de la conciliación de los resultados que arrojan estos dos ejercicios, que se complementan con visitas enfocadas a la evaluación de los procedimientos y prácticas empleadas para determinar la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos.

Para asegurar la determinación efectiva de la producción, la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones realiza la captura y análisis de información a través del Informe Diario de Producción – *Avocet Volumes Manager* (IDP-AVM) como herramienta para el aseguramiento detallado del dato de producción. Las compañías operadoras remiten diariamente a la ANH, el IDP a través de la página Web <https://solarvorp.anh.gov.co/app2/#/login>.

Los balances diarios de producción obtenidos del IDP-AVM son la base de validación de los informes (formas) mensuales que se cargan al aplicativo SOLAR-VORP, software oficial para liquidación de regalías. Una vez se cuenta con la información validada y aprobada en los dos (2) aplicativos, se procede a generar el reporte consolidado mensual de cada sistema: IDP-AVM (Reporte Maestro) y SOLAR VORP (Reportes Producción de petróleo y gas) y realizar los informes pertinentes. Durante el año 2022, se configuraron 15 nuevos campos dentro del sistema volumétrico AVM. Esta operación en la gestión de la información, incluyendo la validación y consolidación de datos, ha sido considerada por la Contraloría General de la República para las verificaciones de los sistemas de medición en la muestra como parte integral de la auditoría.

De acuerdo con los informes de ANH, la producción promedio de crudo durante el 2022 fue de 754 KBPD (Miles de barriles por día), 18 KBPD más de los registrados durante el 2021 que fueron (736 KBPD) en la dinámica de operación de los campos. La producción más alta durante este periodo se registró durante los meses de noviembre y diciembre de 2022, donde se produjeron 771 KBPD y 784 KBPD respectivamente.

En materia de gas natural, la producción comercializada promedio alcanzó los 1.064 MPCD (Millones de pies cúbicos por día), 65 MPCD menos de los reportados durante el año 2021

que fueron 1.129 MPCD. La producción más alta durante este periodo se registró durante el mes de julio, donde se alcanzó los 1.123 MPCD.

Para garantizar que los volúmenes fiscalizados tuviesen integridad y muestren confiabilidad, se tomó una muestra representativa de campos, los cuales corresponden a aquellos cuya producción de crudo y gas, reflejan los mayores valores en aporte de regalías para el País.

De los mismos se confrontó las autorizaciones en materia de sistemas de medición, reflejados en los métodos de medición estática y dinámica para crudo, y de medición dinámica para gas, autorizados por la ANH en las respectivas Resoluciones de inicio de Explotación (RIE) donde se referencian cada uno de los puntos de medición oficial, tanques y unidades LACT para crudo y puntos de entrega para el caso de gas ventas.

Las visitas realizadas por CGR se concentraron en los Puntos de Medición Oficial (PMO) en las áreas de explotación de los campos Quifa, Rubiales, Caño Sur, Pachaquiario, Valdivia-Almagro, Akacias, Nueva Esperanza (Akacias), Estación Castilla 3, Esperanza, VIM-5, VIM-21, Estación JOBO, VIM-8, Estación Arrecife (Coralino), Fortuna, Acordionero, Tisquirama C (Chimuelo), Boranda, La Cira, Llanito Unificado, Llanos 34 (Tigana-Tilo-Chiricoca), Cusiana, Cupigüa, Floreña, Ramiriquí y Rancho Hermoso.

Las verificaciones y confrontaciones realizadas durante la ejecución de auditoría arrojaron los siguientes hallazgos:

Hallazgo No. 5. Medidores PMO estación JOBO.

Mediante la Resolución 40236 de 2022 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, *“Por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el territorio nacional”*, se establecen lineamientos en materia de fiscalización, indicando: Artículo 4. LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE FISCALIZACIÓN. Los lineamientos técnicos propios de cada una de las actividades y procedimientos relacionados con la función de fiscalización en cabeza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos serán los siguientes:

Artículo 34. PROGRAMAS DE ADMINISTRACIÓN METROLÓGICA, numeral 8. CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE GAS.

“La Calibración de medidores de gas de los Puntos de Medición Oficial que no entreguen al SNT deberá ser realizada por un laboratorio acreditado según ISO/IEC 17025 por el ONAC o por un organismo de acreditación que haga parte de los acuerdos de reconocimiento multilateral suscritos por este. Para aquellos que entreguen al SNT la Calibración será regulada por lo dispuesto en el RUT. El Ente de Fiscalización será informado por lo menos con 7 días calendario de antelación a la fecha de ejecución de los trabajos”.

Durante el proceso de verificación de los Puntos de Medición Oficial PMO, en los cuales se miden la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos para determinar los volúmenes de gas base para el cálculo de las regalías de cada una de las áreas de producción de los campos vinculados a los Contratos E&P Esperanza, VIM-21, VIM-5, cuyos medidores identificados en las respectivas Resoluciones de Inicio de Explotación (RIE) que se ubican en la estación Jobo y relacionados en el siguiente cuadro no presentan los certificados de calibración:

Tabla No.5 Medidores sin certificado de calibración y sus respectivas RIE

MEDIDOR	NUMERO SERIAL	Resoluciones de inicio de explotación donde se incluye cada medidor
Turbina PMO Petromil	T000054684	962 del 16 de agosto de 2022 964 del 16 de agosto de 2022 1193 del 26 de septiembre de 2022 966 del 16 de agosto de 2022
Platina de orificio	8854317	971 del 18 de agosto de 2022 968 del 18 de agosto de 2022 965 del 16 de agosto de 2022 1281 del 21 de octubre de 2022 1296 del 25 de octubre de 2022
Platina de orificio	94160328	972 del 19 de agosto de 2022 390 del 04 de mayo de 2023 1019 del 25 de agosto de 2022 1213 del 03 de octubre de 2022

Fuente: RIE y elaboró Equipo auditor

La inexistencia en la certificación de calibración de los medidores para los Puntos de Medición de Gas (PMO) Petromil y Cerromatoso, genera incertidumbre en el desempeño y confiabilidad de las mediciones de gas de ventas, volúmenes fiscalizados que determinan la liquidación de regalías, causado por el incumplimiento de los requisitos normativos y reglamentarios establecidos.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad

" Se adjuntan certificados de calibración de cada uno de los medidores establecidos como PMO ubicados en la Estación Jobo."

Análisis de respuesta

La respuesta de la entidad consiste en la afirmación de que se adjuntan los certificados de calibración de cada medidor. Sin embargo, tras revisar la documentación remitida, la Contraloría General de la República, constata que, si bien se adjuntaron certificados para los Punto de Medición Oficial de Gas (PMO): Majagua, Termotesorito, Despacho NGL, Ariana, Bremen, persiste la ausencia de documentación para los demás Punto de Medición

Oficial de gas (PMO) Petromil y Cerromatoso, mencionados en las Resolución de Inicio de Explotación (RIE), por tanto se retiran del hallazgo aquellos certificados que fueron remitidos y se mantiene para aquellos campos que no enviaron.

Hallazgo No. 6. Medidor PMO Termotesorito con autorización vencida

Mediante la Resolución 40009 de 2021 del MME, se establecen lineamientos en materia de fiscalización, indicando en su artículo 4. LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE FISCALIZACIÓN. Los lineamientos técnicos propios de cada una de las actividades y procedimientos relacionados con la función de fiscalización en cabeza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos serán los siguientes:

7. Garantizar que la información referente a los Puntos de Medición Oficial de hidrocarburos se mantenga actualizada, disponible y goce de completitud y de trazabilidad de todo cambio o ajuste que requieran los registros de la misma.

Durante visita de la Contraloría General de la República a la Estación Jobo, se identificó un cambio en el medidor de flujo tipo turbina, que opera como el punto de medición oficial para el cliente Termotesorito. El medidor original con el número de serie 00421070242001 fue reemplazado por el medidor de flujo tipo turbina con el número de serie 1710260007, debido a labores de mantenimiento ocasionadas por una fuga.

Según autorización de cambio de medidor en Punto de Medición Oficial Termotesorito, Radicado No. 20235010013112 del 13 de enero de 2023, se permitió temporalmente el uso del nuevo medidor con el número de serie 1710260007 “(...) el tiempo otorgado es de seis (6) meses; periodo durante el cual se realizarán las adecuaciones necesarias para la reparación e instalación del medidor definitivo. De igual forma, el operador deberá informar dicho cambio temporal al equipo volumétrico de la ANH. Con respecto a la modificación de las Resoluciones de Inicio de Explotación, esta Entidad considera pertinente mantener los actos administrativos aprobados dado el carácter temporal de la medida; sin embargo, si al cabo del término aprobado en la presente autorización no ha sido posible restablecer a su funcionamiento el equipo aprobado originalmente, se deberá solicitar actualización de las Resoluciones de Inicio de Explotación, según lo dispuesto en el artículo 37 de la Resolución MME 181495 de 2009 (...)”

Sin embargo, a la fecha de la visita (8 meses y 12 días después de la aprobación del cambio), se observó que aún se utiliza el medidor de flujo de turbina con el serial 1710260007 en el punto de medición oficial, indicando que se ha excedido el plazo autorizado para operar con este medidor sin actualizar las Resoluciones de Inicio de Explotación, tal como se había indicado en la aprobación efectuada por la ANH.

La CGR observa, incumplimiento frente a las condiciones emitidas por la ANH, ocasionado por la falta de oportunidad en los ajustes de los registros para la actualización del Punto de Medición Oficial de Gas (PMO) y en la Resolución de inicio de Explotación (RIE), generando

incertidumbre en los volúmenes fiscalizados en el medidor del gas ventas al cliente Termotesorito.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad

“La operadora realizó la solicitud de cambio de medidor tipo turbina S/N: 00421070242001 para instalar temporalmente del medidor tipo turbina S/N: 1710260007 mediante comunicación No. 20235010013112 id: 1386209 del 13 de enero, a la cual se dio respuesta el día 27 de enero de 2023 mediante comunicación Radicado 20235110015681 Id: 1389318, en la cual se otorgó un plazo de 6 meses para la adecuación e instalación del medidor establecido como PMO mencionado en las Resoluciones de Inicio de Explotación.

Al respecto es importante indicar que la operadora realizó la instalación y puesta en funcionamiento del medidor con S/N: 00421070242001 el día 23 de mayo de 2023, se adjunta informe de instalación proporcionado por CNE en el cual se observan imágenes del equipo desmontado, su identificación y el medidor instalado con su correspondiente identificación, tal como se advierte en el documento denominado “Cambio de Turbina Termotesorito” (...)

De igual manera se solicitó evidencia del sistema “MÁXIMO” utilizado por CNE para cargue de los servicios realizados, el cual fue proporcionado mediante imagen de la orden de servicio ejecutado. Adicionalmente la operadora proporcionó cadena de correos de la trazabilidad respecto con el envío del medidor al CDT del gas para su respectiva revisión, mantenimiento y devolución para instalación y puesta en marcha.

En visita realizada el 31 de agosto de 2023 al campo Toronja se realizó la verificación de los medidores establecidos como PMO en las RIE y se evidenció que el medidor ya estaba instalado y en funcionamiento, se adjunta acta de visita realizada.

Análisis de respuesta

Con base en la respuesta proporcionada por la entidad, la documentación de la CGR relativa al Punto de Medición Oficial (PMO) Termotesorito evidencia que, en la fecha de la visita (27 de septiembre de 2023), aún se hacía uso del medidor con el número de serie 1710260007. La mención de una inspección de la ANH en el campo Toronja resulta inconsistente, ya que el foco de la observación se centra en el medidor de flujo tipo turbina operativo en la estación Jobo.

Asimismo, no resulta preciso indicar que el medidor estaba en funcionamiento en la estación correspondiente, dado que tanto el operador como la ANH afirmaron que el medidor con el serial 00421070242001 no estaba en operación en el momento de la visita practicada por este ente de control. Por ende, al encontrarse vencida la autorización para el uso del medidor con el serial 1710260007 en ese instante, no se encontró actualizada la Resolución de Inicio de Explotación como lo indicó la ANH. Dada la persistencia de esta situación, y que los argumentos esgrimidos por la entidad no desvirtúan el hecho evidenciado se confirma la observación como hallazgo.

Hallazgo No. 7. Medición consumos y balance estación Betania

Los artículos 3 y 4 de la Resolución 40236 de 2022 emitida por el MME, establecen, que el punto de medición oficial es aquel aprobado por el Ente de Fiscalización, en los cuales se miden la cantidad y calidad de los hidrocarburos para efectos de determinar los volúmenes de gas base para el cálculo de las regalías, y la identificación de medidores de balance y/o consumos internos, así como las obligaciones del operador para mantener los medidores debidamente autorizados.

Durante la revisión de los puntos de medición de totalización y consumo en la subestación Betania, donde se recolecta el gas producido de los campos Nelson, Palmer, Arandala, Brevia y Toronja, se identificó un medidor de flujo tipo Coriolis con número de serie D1XA01298, que se usa para medir el consumo de gas de autogeneración eléctrica en esta estación. Al constatar la autorización del medidor en las Resoluciones de Inicio de Explotación (RIE) de los campos mencionados (cuadro adjunto) de los campos referidos, se evidenció que este medidor de flujo no se encuentra relacionado ni en la RIE ni autorizado en documento alguno emitido por la ANH que autorice su uso en la estación Betania para el balance de gas de consumo como lo exige la normatividad.

Tabla No. 6 RIE de Campos conectados subestación Betania

RIE	CAMPO
965 del 16 de agosto de 2022	Palmer
971 del 18 de agosto de 2022	Nelson
972 del 19 de agosto de 2022	Toronja
1281 del 21 de octubre de 2022	Arandala
1296 del 25 de octubre de 2022	Brevia

Fuente: Construcción CGR

La falta de autorización en las respectivas RIE del medidor de gas en la estación Betania, que mide los consumos del mismo, es ocasionado por inobservancia de la norma que obliga a mantener los medidores de consumo autorizados por el Ente de Fiscalización, generando un incumplimiento en lo estipulado en la Resolución 40236 en cuanto al medidor de consumo interno.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad

" Durante la visita realizada fue evidenciada la instalación de medidores para cuantificación de los consumos tanto en generación eléctrica como para el funcionamiento de los equipos de compresión, esta situación se presentó teniendo en cuenta los trabajos de ampliación y modificación de los diferentes equipos para permitir la producción y flujo del gas desde los pozos hacia la Estación Betania y posteriormente hacia la estación Jobo.

Es bien sabido que la dinámica que se da en la industria depende de la necesidad para lograr producir los campos, buscando alargar la vida productiva de los mismos y por esto se implementan cambios según lo amerite la operación.

En visita realizada en el año 2022 fueron verificados los equipos relacionados en las RIE, sin embargo, en ese momento CNE estaba adelantando la implementación de sistema de compresión el cual le permitiría alargar la vida productiva de los pozos; por lo tanto, el gas que tenían como consumo solo alimentaba un generador y este era cuantificado mediante platina de orificio con registrador Barton. En el acta radicada con Id 1299658 del 29 de julio de 2022 se estableció como compromiso: “Aseguras la medición directa de cada uno de los consumos generados en la subestación Betania, una vez sean puestos en operación los compresores que se encuentran en etapa de construcción y pruebas. Así mismo se deberán asegurar la medición de todos los consumos y quemas generados durante el proceso de producción y tratamiento de los fluidos.” (Sic)

En la implementación de la compresión fue necesario para CNE tomar otra corriente de consumo e instalar un skid de fuel gas, desde allí construyeron 2 líneas que alimentan: 1. Sistema de generación el cual es cuantificado por medio de Medidor Coriolis. 2- Sistema de compresión el cual es medido mediante platina de orificio con computador de flujo. Lo anterior, dando cumplimiento al compromiso establecido en el acta con Id 1299658 y transcrito en el párrafo anterior.

Adicionalmente en visita al campo Nelson y Breva en agosto de 2023, se establecieron los siguientes compromisos:

“Instalación de sistemas de medición para la totalidad de las corrientes de consumos en la Subestación Betania”.

“Solicitar modificación de Resolución de Inicio de Explotación en el cual se incluya el cambio de medidor quemas de la Subestación Betania”.

Sin embargo, la operadora manifestó que aún se encuentran realizando adecuaciones de equipos nuevos de compresión y que una vez se culminen las actividades se relacionarán la totalidad de los equipos implementados para proceder a solicitar la modificación de las Resoluciones de Inicio de Explotación.

Se adjuntan actas mencionadas. (Ver Carpeta Observación 07)”

Análisis de respuesta

La respuesta de la entidad menciona compromisos asumidos en actas, como el registrado en el acta identificada ID 1299658 del 29 de julio de 2022. Este compromiso establece la aseguración de la medición directa de cada uno de los consumos generados en la subestación Betania una vez que los compresores estén en operación. Sin embargo, la entidad no ha demostrado que este compromiso se haya cumplido en su totalidad, ya que el medidor de flujo tipo Coriolis en cuestión no ha sido autorizado ni documentado como parte de la medición de los consumos.

Adicionalmente, la entidad expone compromisos futuros relacionados con la instalación de sistemas de medición para la totalidad de las corrientes de consumos en la Subestación Betania y la solicitud de modificación de Resoluciones de Inicio de Explotación. Estos compromisos indican que, hasta la fecha de la respuesta, la entidad aún no ha completado las acciones necesarias para regularizar la situación del medidor en cuestión.

A pesar de que la entidad justifica la carencia de autorización para el medidor de flujo tipo Coriolis en la estación Betania, argumentando la necesidad de implementar cambios operativos para extender la vida productiva de los campos, la respuesta no aborda de la obligación establecida en la Resolución 40236 de 2022. Esta normativa es precisa al indicar que cualquier punto de medición oficial debe contar con la aprobación del Ente de Fiscalización, y dicha aprobación debe quedar registrada en la Resolución de Inicio de Explotación (RIE).

Aunque se comprende el argumento de la entidad respecto a la dinámica de la industria y la necesidad de realizar ajustes para optimizar la operación de los campos, esto no exime a la entidad de cumplir con lo normado, en especial en lo que respecta a la autorización y documentación de cambios en los puntos de medición, incluidos los medidores de balance.

La omisión del medidor en la Resolución de Inicio de Explotación (RIE), a pesar de las justificaciones operativas, persiste. Las explicaciones dadas por la entidad no desvirtúan la condición, por lo que se valida como hallazgo.

Hallazgo No. 8. Medidor PMO Termomechero

Mediante la Resolución 40009 de 2021 se establecen lineamientos en materia de fiscalización, indicando en su artículo 4. LINEAMIENTOS TÉCNICOS EN MATERIA DE FISCALIZACIÓN. Los lineamientos técnicos propios de cada una de las actividades y procedimientos relacionados con la función de fiscalización en cabeza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos serán los siguientes:

7. Garantizar que la información referente a los Puntos de Medición Oficial de hidrocarburos se mantenga actualizada, disponible y goce de completitud y de trazabilidad de todo cambio o ajuste que requieran los registros de la misma.

En confrontación realizada por la CGR a la documentación y consistencia en los datos de los sistemas de medición y medidores del CPF Floreña, relacionados en la Resolución de Inicio de Explotación (RIE) No. 1393 del 5 de diciembre de 2022, se observó que el punto de medición oficial utilizado para la comercialización de gas al cliente Termomechero, se ha identificado como medidor de flujo tipo Coriolis con el número de identificación (TAG) FIT-24161, sin embargo, este medidor no se encuentra autorizado según lo establecido en la Resolución de inicio de explotación, en su lugar, se autoriza el uso del medidor de flujo tipo Coriolis con el número de identificación (TAG) FIT-24501.

Este incumplimiento de las regulaciones y disposiciones normadas en cuanto a la trazabilidad y ajuste requeridos en materia de responsabilidades del Ente de fiscalización, generan afectación en los registros de medidores identificados en la RIE.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad

“Para atender el requerimiento realizado en el punto anterior, el punto de medición oficial utilizado para la comercialización de gas al cliente Termomechero es el medidor de flujo tipo Coriolis con el número de identificación (TAG) FIT-24161. Es preciso aclarar que, en la confrontación realizada por la CGR a la documentación y consistencia en los datos de los sistemas de medición y medidores del CPF Floreña la marcación del TAG (FIT-24501) evidenciado en el CPF Floreña obedece a la nomenclatura interna de inventario de Ecopetrol S.A una vez le recibió el campo a Equión Energía. Sin embargo, este medidor referente corresponde al mismo equipo y serial (foto adjunta) donde se corrobora la información correspondiente a la identificación de equipo aprobada en la actualización de la RIE, Resolución 1393 del 5 de diciembre de 2022. (FIT-24161). (...)

Análisis de respuesta

La entidad, en su respuesta, sostiene que el medidor de flujo tipo Coriolis con el número de identificación (TAG) FIT-24161 es el punto de medición oficial utilizado para la comercialización de gas al cliente Termomechero, a pesar de la observación de la Contraloría General de la República que indica que este medidor no está autorizado según lo establecido en la Resolución de Inicio de Explotación (RIE) No. 1393 de diciembre de 2022. La entidad argumenta que la discrepancia en el TAG (FIT-24501), evidenciada en la confrontación con la CGR, se debe a la nomenclatura interna de inventario de Ecopetrol S.A una vez le recibió el campo a Equion Energía.

La CGR no acoge lo manifestado frente al TAG referido en la Resolución de inicio de Explotación (RIE) ya que de acuerdo con lo evidenciado por CGR para el punto de medición oficial (PMO) Termomechero es contrario a la respuesta que refiere un serial y un TAG los cuales no están relacionados en la Resolución de Inicio de Explotación (RIE) No. 1393 de 2022, validándose la situación encontrada como hallazgo.

Hallazgo No. 9. Densitómetro fiscalización unidad LACT Cusiana

Resolución 40236 de 2022 del MME *“Por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el territorio nacional”,* describe en su artículo 32.

MANUALES DE MEDICIÓN Y DETERMINACIÓN DE CALIDAD. El Operador deberá implementar un manual de medición y determinación de calidad con base en el cual realizará sus operaciones de medición del volumen y determinación de la calidad de los

hidrocarburos de acuerdo con una serie de procedimientos, instructivos y formatos que deberán estar claramente establecidos, documentados y consignados en el manual, redactado en idioma castellano, el cual desarrollará el siguiente contenido mínimo:

3. Procedimientos para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos a partir de las normas técnicas exigidas, determinación efectiva de los volúmenes recuperados y diligenciamiento de los formularios, cuadros y formas exigidas por el Ente de Fiscalización.

4. Criterios, procedimientos y manejo de resultados, para la determinación de las Incertidumbres de los sistemas de medición disponibles.

Dentro de los procedimientos para determinación de calidad de crudo producido y fiscalizado en campo Cusiana, se encuentra la determinación de gravedad API (Densidad), mediante el uso de un instrumento denominado densitómetro. Lo anterior se realiza en sinergia entre el operador del Campo Cusiana y el Transportador de crudo, este último quien realiza dichos procedimientos.

La determinación de gravedad API del crudo se realiza en laboratorio, asimismo los reportes mediante Informe Diario de Producción (IDP) a la ANH estipulan que la densidad o gravedad API es determinada en prueba de laboratorio; sin embargo, en un procedimiento adicional en el CPF Cusiana se mide la densidad con el equipo densitómetro en la unidad de medición LACT.

En confrontación realizada por la CGR en los registros en la determinación de la calidad del crudo de despacho en Cusiana, se tomó como referencia el documento 6889 del 03 de octubre de 2023 se estableció que la calidad de crudo en relación a su gravedad API es reportada en referencia a un comparativo entre la medición en laboratorio mediante hidrómetro y la tomada por el densitómetro (instrumento que no se encuentra identificado en la Resolución de inicio de explotación - RIE del campo), donde lo expuesto por el operador la decisión está basada en un intervalo de tolerancia, frente a un límite superior o inferior, lo que determina por incertidumbre cuál de las dos mediciones de calidad de crudo es la reportada para efectos de fiscalización.

La CGR observa, que el manejo de resultados para la determinación entre las dos densidades no se encuentra documentado bajo un procedimiento autorizado por la ANH quien desconoce que se realiza una comparación de los resultados, que independiente es reportado como el oficial del laboratorio.

Lo anterior se genera por la inexistencia de un procedimiento documentado para la comparación de resultados en la determinación de la calidad de crudo, ocasionando incertidumbre en los datos de determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos sin procedimiento para su comparación no documentada frente a lo exigido en la normatividad.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad

“Para atender el requerimiento realizado en el punto anterior, cabe resaltar que dentro de los seguimientos realizados por la ANH al cumplimiento normativo se constata el cumplimiento de los procedimientos autorizados para la determinación y oficialización de la calidad de hidrocarburos, correspondiendo estos a la determinación de la densidad en laboratorio con ambiente controlado de muestra obtenida en el tanque PMO TK-4101B y TK-4104B que es el oficial mediante (RIE 10617 DEL 11-07-2023) establecido según estándar API MPMS 8.3.

Los controles adicionales o sistemas de seguimiento que implementa el operador o el dueño del sistema no están orientados a oficialización de la densidad por el contrario se utiliza de referencia y corresponden a su seguimiento de proceso u operaciones interno.

Pese a que el densitómetro es de referencia se observa el aseguramiento metrológico de este y se realiza la comparación de este medidor de densidad Vs la densidad de laboratorio. Para lo anterior, se tiene como guía el estándar API MPMS capítulo 9 sección 4 - Continuous Density Measurement Under Dynamic (Flowing) Conditions. Dentro de esta sección, en el numeral 11 se describe el aseguramiento metrológico de la medición continua del producto, donde se aclara que la medición de densidad continua es de referencia. Adicionalmente, en el anexo H de la norma estándar citada se muestran las frecuencias de verificación del equipo. Ocesa realiza verificaciones de bache y comparación entre medidor de densidad continuo Vs laboratorio y la medición oficial de densidad es la hallada por laboratorio.

El dato oficial para efectos de certificación de calidad corresponde al obtenido como resultado de los ensayos de laboratorio y el obtenido en densitómetro es utilizado solo como un parámetro de referencia”

Análisis de respuesta

La respuesta de la entidad argumenta que se sigue un proceso normativo para la determinación y oficialización de la calidad de hidrocarburos. Se subraya que se cumplen los procedimientos autorizados, específicamente en la determinación de la densidad en laboratorio bajo condiciones controladas. Se hace referencia al tanque del punto de medición oficial (PMO) TK-4101B y TK-4104B, oficializado mediante la Resolución de inicio de Explotación (RIE) 10617 de 2023, basado en el estándar API MPMS 8.3.

Para la CGR no es de recibo la respuesta, por cuanto el procedimiento no documentado, aplicado sin la autorización de la ANH evidenció inconsistencias en el registro, en el documento 6889 del 03 de octubre de 2023, del cual no se hace mención en la respuesta, cuestionamiento que, sobre la medición de calidad de crudo entre el laboratorio y la medición continua de densidad, se emplea para la liquidación de calidad, presentando este último como si fuera el obtenido en el laboratorio.

La CGR concluye que la observación se valida como hallazgo, respaldada por las razones expuestas.

B. Recaudo por monetización de crudo de regalías bajo contrato ANH-ECP

Finalizadas las pruebas de auditoría tendientes a verificar la monetización de los ingresos por pagos en especie de la vigencia 2021-2022 comercializados a través del contrato de compraventa firmado por la ANH-Ecopetrol, se evidenció que existe un proceso estructurado donde el operador recibe la nominación por parte de Ecopetrol que detalla la cantidad de crudo que será retirado, fecha y hora en la modalidad de despacho por carrotanque, Ecopetrol realiza la contratación del servicio de transporte valor que es reconocido como deducción en la liquidación de regalías del contrato por parte de la ANH, el operador debe asegurar la disponibilidad de crudo para esta operación en las especificaciones que se encuentran previamente acordadas, en el caso de presentar novedad alguna se informa para ajustar la nominación inicialmente presentada.

Se constató que la ANH y Ecopetrol realizan la conciliación de los volúmenes recibidos, realizando la comparación de la liquidación de regalías en el aplicativo solar y *Avocet Volumes Manager* AVM frente a lo entregado por parte del operador (Compañía que entrega el crudo en pago por regalías) a Ecopetrol, cuando se presentan entregas de volúmenes mayores a lo liquidado en regalías se trasladan para el siguiente mes como anticipos, en el caso contrario, se comunica al operador para que en el siguiente mes realice las entregas correspondientes y de esta manera dar cumplimiento a lo establecido contractualmente, en el caso de persistir las diferencias la ANH es la encargada de solucionar la situación.

En cuanto a los operadores que realizan la entrega a través de oleoducto, el transportador remite las correspondientes nominaciones y en el balance volumétrico se liquidan las regalías que le corresponden a la ANH, la entrega de crudo se realiza por baches por lo cual no existe diferenciación de crudo para la venta y del crudo para pago en especie por regalías.

Frente a las visitas realizadas, se concluye que los operadores que entregan crudo de regalías en especie a Ecopetrol quien lo retira por carrotanque, se cuenta con controles frente a las nominaciones de Ecopetrol contra las guías de transporte de entrega de crudo para pago de regalías en especie, en cuanto a este contrato de compraventa de crudo de regalías, la ANH realiza conciliaciones con Ecopetrol frente a los volúmenes entregados por los operadores y la liquidación definitiva de regalías de estos.

Se realizó comparación de los valores facturados mensualmente por la ANH y los pagos realizados por Ecopetrol, evidenciando que cumplen con lo pactado contractualmente, no obstante, se presenta una diferencia de \$ 83.628.665.170 frente al deducible de transporte por valores tarifarios para el trayecto por oleoducto Vasconia – Coveñas derivado de la interpretación de lo pactado contractualmente frente a la ruta más eficiente en termino de costos, Ecopetrol contrata un consultor experto previa aprobación de la ANH para resolver la controversia donde se calculó una tarifa ponderada la cual no coincide con el valor estipulado ni por el vendedor ni el comprador, cuya diferencia fue cuantificada por valor de \$ 11.247.018.291, la cual es cancelada por parte de Ecopetrol el 20 de octubre de 2023, recaudándose un menor valor producto de la aplicación del otrosí No.3, situación que es observada por parte del equipo auditor.

Del análisis para las vigencias auditadas, se configuraron los siguientes hallazgos.

Hallazgo No. 10. Menor valor recaudado por concepto de pago de regalías en especie vigencia 2021-2022

Ley 2056 de 2020 Artículo 20. RECAUDO. “Se entiende por recaudo la recepción de las regalías y compensaciones liquidadas y pagadas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería, o quienes hagan sus veces, en dinero, en especie, o mediante obras de infraestructura o proyectos acordados directamente entre las entidades territoriales y quienes exploten los recursos naturales no renovables. La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería establecerán mediante acto motivado de carácter general, el pago en dinero o en especie de las regalías (...)

PARÁGRAFO PRIMERO. Se entiende como pago de regalías en especie, la entrega material de una cantidad de producto bruto explotado, por quien explota los recursos naturales no renovables, de la cantidad de producto liquidado de regalías”.

Para la monetización del pago de regalías en especie, se suscribió a partir 01 de noviembre de 2020 el contrato de compraventa de crudo de regalías y derechos económicos entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y Ecopetrol S.A con el siguiente objeto:

“3.01 Objeto. Es la venta por parte de la ANH a ECOPETROL de la totalidad del CRUDO PROPIEDAD DEL ESTADO y de PROPIEDAD DE LA ANH que se produzca en los CAMPOS PRODUCTORES. ECOPETROL por su parte se obliga a comprar el CRUDO PROPIEDAD DEL ESTADO y de PROPIEDAD DE LA ANH en los términos y condiciones señalados en el presente Contrato, con excepción de los CRUDOS NO RECAUDABLES. Lo anterior, a partir del inicio del plazo de ejecución del presente Contrato y durante la vigencia del mismo...”

En revisión de los valores facturados y los pagos realizados en la ejecución del contrato, se evidenciaron diferencias por valor de \$ 83.628.665.170 distribuidas así:

Tabla No.7 valores facturados y los pagos realizados en la ejecución del contrato

No de Factura	Fecha de Factura (DD/MM/AAAA)	Valor Facturado	Valor pagado	Concepto	Mes de Facturación	Diferencia
ANH1015	23/06/2021	439.440.823.215	428.461.270.216	Liquidación provisional abril 2021 y ajuste 1 trimestre	jun-21	10.979.552.999
SGRNC4	19/07/2022	- 75.449.523		Nota credito volumen campo Totumal enero de 2021 factura ANH 1015	jul-22	- 75.449.523
ANH1018	20/09/2021	515.052.824.115	505.513.300.908	Liquidación provisional julio 2021 y ajuste 2 trimestre	sep-21	9.539.523.207
ANH1021	17/12/2021	562.506.581.795	551.204.899.007	Liquidación provisional octubre 2021 y ajuste 3 trimestre	dic-21	11.301.682.788
SGR1024	22/03/2022	614.857.429.351	603.605.049.032	Liquidación provisional enero 2022 y ajuste 4 trimestre	mar-22	11.252.380.319
SGRNC5	23/09/2022	- 9.158.626		Nota credito volumen campo Querubín noviembre 2021 Factura SGR1024		- 9.158.626
SGR1029	21/06/2021	734.807.626.261	722.881.814.229	Liquidación provisional abril 2022 y ajuste 1 trimestre	jun-22	11.925.812.032
SGR1032	14/09/2022	891.353.560.136	879.073.097.710	Liquidación provisional julio 2022 y ajuste 2 trimestre	sep-22	12.280.462.426
SGR1039	19/12/2023	712.366.167.269	697.673.523.431	Liquidación provisional octubre 2022 y ajuste 3 trimestre (COP)	dic-22	14.692.643.838
SGR1042	20/12/2023	107.780.124.494	106.038.908.784	Liquidación campo Nare	dic-22	1.741.215.710
						83.628.665.170

Información suministrada por la ANH, análisis CGR.

La diferencia presentada corresponde a los valores tarifarios establecidos por concepto de

transporte por oleoducto para el trayecto Vasconia – Coveñas, ruta por la cual se evacuan los crudos a puerto de exportación, incluidos el crudo de regalías en especie pagados por parte de los operadores a la ANH y entregados a Ecopetrol para su monetización, este valor es deducible del monto reconocido por parte de la ANH como vendedor a Ecopetrol como comprador de dichos crudos, en la liquidación total del recaudo por el crudo de regalías a pagar.

Para el trayecto Vasconia - Coveñas, existen dos infraestructuras, que llevan los crudos desde la estación Vasconia hasta el puerto de Coveñas, cada una con sus respectivas tarifas que a continuación se relacionan:

Tabla No. 8 Tarifas por oleoducto

Desde	Hasta	OCENSA	ODC	Diferencia
		Segmento 3	Tarifa	
Vigencias		(US\$BI)	(US\$BI)	(US\$BI)
1-jul-22	30-jun-23	3,7850	1,9828	1,8022
1-jul-21	30-jun-22	3,4799	1,8495	1,6304
1-jul-20	30-jun-21	3,3947	1,8053	1,5894

Fuente: Elaboración propia información Min Minas

En el Contrato de Compraventa de Crudo de Regalías y derechos económicos de la ANH, en el capítulo V - PRECIO DE VENTA numeral 5.01 se indica lo siguiente para el cálculo del precio de venta:

*“...5.01 Criterios para la determinación del PRECIO DE VENTA. Independientemente del destino que le dé el COMPRADOR al CRUDO, sea para exportación o para refinación nacional, el PRECIO DE VENTA reflejará el precio FOB (Free On Board) en puerto de exportación nacional, teniendo en cuenta la calidad del CRUDO y de los CRUDOS DE REFERENCIA. Adicionalmente, **el cálculo del PRECIO DE VENTA deberá tener en cuenta las deducciones que correspondan, según la ruta de evacuación utilizada por el COMPRADOR más eficiente en términos de costos durante el MES de entregas del CRUDO**, entre el PUNTO DE ENTREGA del CRUDO del CAMPO PRODUCTOR y lugar de destino, entendiendo por tal el puerto de exportación nacional o la refinería nacional, según corresponda, así como la tarifa de comercialización pactada (...).”*

Conforme con lo pactado contractualmente, la liquidación del precio de venta por parte de la ANH en calidad de vendedor hacia Ecopetrol como comprador, se debe realizar conforme a la ruta de evacuación más eficiente en términos de costos, la tarifa a tener en cuenta como deducción para el transporte de crudo en el segmento Vasconia – Coveñas más eficiente en términos de costos, es la de Oleoducto de Colombia. Frente a la situación presentada, Ecopetrol manifiesta en diferentes comunicaciones su desacuerdo con la metodología de liquidación de la facturación por cuanto no tiene en cuenta aspectos operacionales, entre su propia decisión de cobrar deducción por transporte por el oleoducto central Ocesa, motivo

por el cual se encuentran pendientes de recaudo y pago a la terminación del contrato al 30 de junio de 2023 el valor de \$83.628.665.170 por concepto de las facturas según la relación anteriormente referida.

Ecopetrol presenta un informe técnico con argumentos sobre los cuales se basa para los ajustes de las facturas ya generadas, como son:

(...) el mayor suministro de crudo en este nodo está dado por el segmento 2 de Ocesa que tiene una capacidad mayor a la del segmento 3. La capacidad del segmento 3 es el 73% de la capacidad del segmento 2, generando un desbalance entre los dos que se debe compensar con los alivios a los tanques de Vasconia para suministro de crudos a la Refinería de Barrancabermeja o despachos a Coveñas por el Oleoducto de Colombia.

- En segundo lugar, los valores de capacidad de diseño de ODC reportados incluyen la inyección de DRA permanente y una proporción de 50% de crudo pesado y del 50% de mezcla en la línea y 0% de crudos extrapesados.

- En tercer lugar, ODC es un oleoducto de uso privado y debe dar prioridad en asignación de capacidad, después del derecho de preferencia, a los socios del oleoducto con sus crudos de mezcla intermedia, provenientes del sur del país, seguidamente a los contratos existentes y finalmente a la capacidad sobrante (...)

Respecto del informe técnico la CGR realiza las siguientes precisiones:

- Desconoce que el código de petróleos decreto 1056 de 1953 en su artículo 45 indica que **“...Todos los oleoductos de uso público serán considerados como empresas públicas de transporte. El Gobierno tendrá sobre ellos un derecho de preferencia para el acarreo de todos sus petróleos. En los oleoductos de uso privado tal preferencia está limitada a los petróleos procedentes de las regalías correspondientes a la producción servida por el oleoducto de que se trata (...)**”
- Se usó una tarifa por transporte que no está establecida en contratos de transporte, tarifa ponderada que fue calculada bajo argumentos de costos operacionales incluidos en las tarifas ofrecidas por los oleoductos en sus diferentes contratos y reguladas por el Ministerio de Minas y Energía. Es por lo anterior que la tarifa más eficiente en términos de costos para el contrato en pro de la maximización del recaudo de regalías para el País es la estipulada por el oleoducto de Colombia y no la del Oleoducto Central.

La ANH posterior a la recepción de dicho informe realiza la modificación contractual a través del Otro sí #3 el 2 de enero de 2023 así:

CLÁUSULA PRIMERA “...5.01 Criterios para la determinación del PRECIO DE VENTA. Independientemente del destino que le dé el COMPRADOR al CRUDO, sea

*para exportación o para refinación nacional, el PRECIO DE VENTA reflejará el precio FOB (Free On Board) en puerto de exportación nacional, teniendo en cuenta la calidad del CRUDO y de los CRUDOS DE REFERENCIA. Adicionalmente, **el cálculo del PRECIO DE VENTA deberá tener en cuenta las deducciones que correspondan, según las rutas de evacuación realmente utilizadas por el COMPRADOR durante el MES de entregas del CRUDO (...)***

En la cláusula segunda de esta modificación, establece la aplicación de la metodología desde el inicio de la vigencia del contrato. Por lo que la metodología para el precio ponderado se aplica de manera retroactiva al inicio de la vigencia del contrato, siendo los derechos de regalías innegociables y una prioridad en la determinación del costo eficiente del contrato, previamente facturados.

Si bien es cierto que se realizó la modificación de la metodología del precio de venta calculado, condicionando la cuantificación de la deducción de transporte segmento Vasconia – Coveñas a la operación de Ecopetrol, se calculó una tarifa ponderada propuesta por el experto técnico y la cual no coincide con lo estipulado ni por el vendedor ni el comprador, cuya diferencia fue cuantificada por valor de \$11.247.018.291, la cual es cancelada por parte de Ecopetrol el 20 de octubre de 2023, recaudándose un menor valor producto de la aplicación del otrosí No.3.

La CGR encuentra que la deducción de transporte para el reconocimiento del valor monetizado del crudo de regalías, debe reconocerse por la ruta más eficiente en términos de costos como se encontraba inicialmente pactado en el contrato con Ecopetrol en calidad de comprador teniendo en cuenta condiciones operacionales y derechos de preferencia, dicha situación conlleva a un menor recaudo de regalías pagadas en especie a la Agencia Nacional de Hidrocarburos por valor de \$72.381.646.879 a causa de modificaciones contractuales en el Otro Si Nro. 3 en la interpretación del costo eficiente para la ruta Vasconia - Coveñas que contravienen lo establecido al inicio del contrato cuando se generaron las facturas y lo descrito en el código de petróleos Decreto 1056 de 1953 en su artículo 45 frente a las preferencias de uso de oleoductos públicos y privados.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad

La respuesta completa se presenta en el numeral 5 Anexos.

Análisis de respuesta

Se presenta el análisis a cada uno de los puntos expuestos por parte de la ANH:

- **Sobre lo pactado bajo el contrato de compraventa de crudo de regalías**

Se expone el objeto del contrato y una serie de elementos que serían deducidos en favor

de ECOPETROL, tales como los costos de diluyente, de transporte, de manejo y tarifa de comercialización en el cálculo del precio de venta. Cita la cláusula 6.01 que incluye el Anexo 02 que reporta conceptos como: el nombre del campo productor, el volumen total de regalías recibido, el precio de venta, los ajustes por calidad, por acidez, los costos de transporte, de almacenamiento, de descargue, de trasiego, de dilución, los costos de comercialización, etc. Información fuente para la expedición de la factura por parte de la ANH.

La CGR determinó que desde noviembre de 2020 a septiembre de 2022 la ANH generó la facturación para las liquidaciones definitivas conforme con la interpretación del numeral 5.01 del contrato en cuestión, no se precisa que el valor de las deducciones en dicha facturación sea temporales o indicativas como lo afirma la ANH, por tanto, no es de recibo dicho argumento.

- **Sobre la interpretación de la ANH de la Cláusula 5.01**

La ANH confirma que su posición inicial coincide con lo observado por parte de la CGR y denota las diferentes comunicaciones realizadas a Ecopetrol frente a la tarifa más eficiente en términos de costos, la responsabilidad de recaudar y maximizar los ingresos del estado, insumo con el cual se ajustó el precio de liquidación presentando diferencia con el anexo 2 presentado por Ecopetrol.

Para la CGR la definición de costo más eficiente pactada en el contrato inicial no daba lugar a interpretaciones frente a la realidad operativa del Oleoducto De Colombia ODC y del Oleoducto Central OCENSA y su análisis se realiza en la ejecución del contrato por parte de Ecopetrol en su calidad de comprador.

Sobre la disputa entre ECOPETROL y la ANH en torno a la Cláusula 5.01

Cita el numeral 6.05 frente a la objeción de la factura, define el comprador puede objetar la factura dentro de los 3 días hábiles siguientes a la radicación de la factura electrónica por parte del vendedor en el evento de no existir acuerdo, se debe aplicar el numeral 15.16 Solución de controversias, donde se dispone de 10 días hábiles para notificar el desacuerdo a la otra parte y posteriormente a los 10 días siguientes se reúnen para resolver el desacuerdo por vía directa.

La CGR evidenció una secuencia de comunicaciones en los años 2021 y 2022 entre Ecopetrol y la ANH objetando la facturación por el concepto de deducción de transporte para el tramo Vasconia – Coveñas, posteriormente como mecanismo de solución de controversias se contrata una firma experta por parte de Ecopetrol para realizar un estudio técnico que analice la situación expuesta buscando alternativas de solución, se precisa que la facturación se generó con liquidaciones definitivas y las diferencias presentadas no fueron pagadas por parte de Ecopetrol por un término mayor a 2 años.

- **Sobre el concepto técnico proferido por el consultor**

Se expone la experiencia y servicios prestados por parte del consultor que emite el concepto técnico Selpetrol Consultores, en el informe se expone las condiciones operativas del Oleoducto de Colombia y Ocesa para el recorrido Vasconia – Coveñas y su impacto frente al costo eficiente a reconocer vía deducción por parte del vendedor, se plantea el escenario de tarifas ponderadas y concluye que es coherente conforme lo aplica Ecopetrol como descuento logístico a la compra de volúmenes de regalías, entre Vasconia y Coveñas, con lugar a ajustes a los crudos comprados provenientes de los campos de producción de los departamentos del Meta y Casanare y transportados por el segmento 2 de Ocesa y que no es totalmente aceptable en términos operativos aplicar la tarifa del Oleoducto de Colombia.

La metodología presentada por parte del tercero y analizada por cada una de las partes genera aceptación lo que conlleva a la firma del el Otrosí No. 3 al Contrato del 2 de enero de 2023 donde Ecopetrol no reconoce los \$ 83.628.665.170, y genera un pago por \$ 11.247.018.291 el 20 de octubre de 2023.

La CGR precisa que no se dio cumplimiento de las condiciones iniciales en términos de costos eficientes por parte del comprador, situación que demandaba un estudio minucioso frente a la deducción a aplicar, como resultado se observa incertidumbre frente a lo inicialmente pactado y es confirmado por parte del consultor externo donde la posición de vendedor y comprador no cumplían con lo expuesto en el numeral 5.01 del contrato firmado.

- **Respuesta a las precisiones de la CGR frente al Concepto Técnico**

Se expone las condiciones de preferencia en el uso de los oleoductos privados y públicos por parte del estado para el transporte de todos sus petróleos, la ANH cita la cláusula 4.01 frente a la transferencia del crudo en el punto de entrega dado que al momento de iniciar el transporte de crudo por los respectivos oleoductos el crudo no es de la ANH sino de ECOPETROL por lo cual no aplica el derecho de preferencia.

Frente a lo expuesto, en cuanto a que el crudo es propiedad de Ecopetrol conforme a lo pactado contractualmente, citando la norma *decreto 1056 de 1953 en su artículo 45 El Gobierno tendrá sobre ellos un derecho de preferencia para el acarreo de todos sus petróleos. En los oleoductos de uso privado tal preferencia está limitada a los petróleos procedentes de las regalías correspondientes a la producción servida por el oleoducto de que se trata (...)*”. De la norma transcrita y teniendo en cuenta que el 88.49% de las acciones de Ecopetrol son de propiedad del estado como accionista mayoritario, se colige que todos sus petróleos son de su propiedad manteniendo el derecho de propiedad al hacer parte del estado esta empresa. En la misma línea, tenemos que el Oleoducto de Colombia es una sociedad anónima, de nacionalidad colombiana, de economía mixta indirecta, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, situación que lo clasifica como Oleoducto de uso público.

Se concluye que el derecho de preferencia frente al crudo de regalías vendido por la ANH a Ecopetrol se mantiene, conforme con lo expuesto anteriormente, situación que conlleva a

evaluar la situación jurídica junto al cálculo de deducción de costo de transporte por oleoducto, para que la tarifa más económica aplicando derechos de preferencia sea el costo eficiente para el trayecto Vasconia – Coveñas.

Conforme a los argumentos anteriormente expuestos se valida la observación como hallazgo, retirándose la incidencia fiscal inicialmente comunicada a la Entidad.

4.5. RESULTADOS EN RELACIÓN CON PLAN DE MEJORAMIENTO

Evaluado el plan de mejoramiento se evidenció que éste contiene 15 hallazgos a analizar en la presente Auditoría de cumplimiento:

1. Gestión de la información de producción de crudo a través de los sistemas de información de la ANH. Diferencias en la conciliación volumétrica entre el cuadro 4 físico, SOLAR y *Avocet Volumes Manager* (AVM) que consolida los reportes del Informe Diario de Producción (IDP).
2. Acta terminación Convenio 146 de 2017. Se evidenció que no se ha formalizado el acta de terminación y la liquidación del Convenio Interadministrativo No 146 de 2017 para el ejercicio de la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y otras funciones delegadas, pese a que su plazo de ejecución culminó hace más de dos (2) años, 15 de febrero de 2019, como lo determinan las cláusulas de liquidación de convenios interadministrativos y teniendo en cuenta lo indicado en el ordenamiento jurídico establecido.
3. Resoluciones de inicio de explotación, campos de explotación. Se estableció por parte de CGR que con corte a 31 de diciembre de 2020 de un total de 458 campos, 92 campos de producción en el país no cuentan con la Resolución de Inicio de Explotación (RIE), para proceso de inicio de explotación y modificaciones de inicio de explotación (desactualizadas), cifra que equivale al 20% de todos los campos, este procedimiento es requerido para la oficialización de los puntos de medición denominados PMO, es decir, los 92 campos no cuentan con los actos administrativos que autorizan los puntos de fiscalización y de oficializaciones de Puntos de Medición Oficial (PMO), que corresponden a la realidad operativa.
4. Gestión de la información de producción de crudo a través de los sistemas de información de la ANH. Del análisis realizado por la CGR a la información de Cuadros 4, SOLAR, AVM e IDP, Cuadros 1A de las compañías operadoras suministrados en visita de campo, se evidenciaron inconsistencias en cada uno de estos registros documentales y/o software que reportan los volúmenes de producción ya sean diarios o mensuales.
5. Consistencia en informes IDP campo Cayena, Contrato Fortuna. La CGR en la revisión a la información de informes Diarios de Producción - IDP's encontró que para el pozo CAYENA-1ST existe inconsistencia en los volúmenes reportados por valor de 2420, 64 bbl en el mes de diciembre del año 2020.
6. Integridad de datos de toma de medición estática. En visitas realizadas por la CGR a la muestra seleccionada de 65 campos de producción de crudo 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 95% presenta deficiencia relacionada con el aseguramiento de la calidad de los datos de medición en cuanto a volúmenes ya que no se está llevando a cabo a la norma API MPMS.
7. Facilidades compartidas para tratamiento de crudo La CGR verificó la utilización de facilidades de los campos de la muestra seleccionada, 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 lo reglado y a las buenas prácticas de la industria del petróleo.

8. Integridad de equipos e infraestructura en facilidades para tratamiento y almacenamiento de crudo. En visitas de inspección realizadas por la CGR a las facilidades de los campos de producción del país según la muestra seleccionada se identificaron debilidades en cuanto al aseguramiento de integridad de equipos e insumos necesarios para la fiscalización dentro de las especificaciones técnicas de operación respecto a la normativa 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 que la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos sean las correctamente registradas con balances reales por pozo, campo y operador.
9. Implementación módulos GOC - GOP, Fiscalización. En la funcionalidad y aplicabilidad de 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 es mínimo, los resultados no fueron los esperados.
10. Proceso sancionatorio fiscalización. La CGR verificó mediante Resolución No 0752 de 3 de noviembre de 2020 la ANH declaró la caducidad de la acción sancionatoria y ordenó el archivo del expediente administrativo sancionatorio No 001 de 2019, pues la entidad contaba con el término hasta el 9 de septiembre de 2020 para proferir resolución mediante la cual debía resolver de fondo la presunta infracción en la que hubiera podido incurrir el operador, dado que no se pronunció dentro del término establecido tuvo que emitir la providencia de contentiva de la caducidad.
11. Bitácora de actividades diarias de medición. En una muestra seleccionada de 84 campos se evidenció que aproximadamente un 90% presenta una situación de incertidumbre en los datos de volúmenes ya que no se diligenció adecuadamente los documentos de registro de información (tally's-bitácora de medición).
12. Aseguramiento metrológico y proceso de Medición en los campos. Se evidencio en algunos de los campos el incumplimiento en los planes metrológicos particularmente en la inexistencia y/o vencimiento de los certificados de calibración de los equipos de medición y tablas de aforo.
13. INCUMPLIMIENTO DE LA FUNCIÓN DE FISCALIZACIÓN BIENIOS 2017-2018 Y 2019-2020. Su proceso de fiscalización se limita a compilar la información reportada por el operador sin que se evidencie contraste y una verificación efectiva de los volúmenes de hidrocarburos producidos y su calidad, omitiendo su deber legal de asegurar el dato de producción
14. Visitas de Fiscalización año 2019. La ejecución de visitas de fiscalización por campo presentada en el 2019 denota deficiencias en el seguimiento y cumplimiento del plan de trabajo aprobado y planeado por las partes del Convenio Interadministrativo GGC No 238 de 2019, contando con el presupuesto y recurso humano disponible para dar cobertura al 100% de todos los campos e instalaciones de exploración,

producción y de procesamiento y medición de hidrocarburos, tanto activos como inactivos del país."

15. Reportes SIRECI Recursos de Regalías. 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 se encontraron diferencias en la vigencia 2020 por valor de \$-277.682.701,98 y en la vigencia 2019 por valor de \$-344.347.958.216,08."

Las acciones de mejora propuestas para los hallazgos de los numerales 1, 3, 4 y 5 se dan por cumplidas.

La acción definida para el hallazgo del numeral 2, no ataca la causa de este, por tanto, se mantiene en el Plan de mejoramiento.

Las acciones de mejora para los hallazgos 6, 7, 8 y 12 se cumplieron, sin embargo, las acciones no fueron efectivas dado que las situaciones evidenciadas, se presentan nuevamente en los hallazgos comunicados en el presente informe de auditoría.

En desarrollo de las acciones propuestas para el hallazgo 9, el desarrollo del módulo GOP se cumplió, no obstante, no sucede igual para el módulo GOC, por tanto, el hallazgo se mantiene en el Plan de Mejoramiento.

En relación al Hallazgo 10 es de indicarse que la ANH como acción de mejora dispuso "*asegurar la completitud del expediente digital PAS*" y como actividad realizar un seguimiento mensual a la actualización del expediente virtual, evidenciándose que la Agencia durante la vigencia 2022 realizó los respectivos seguimientos y el cargue de la información así como los registros de cada una de las actuaciones de dichos procesos administrativos sancionatorios, lo cual puede ser validado en la carpeta digital (sancionatorios\\servicios.anh.gov.co\\sservicios)(Z:)

Para las acciones desarrolladas en los hallazgos de los numerales 11 y 13 se cumplieron. a través de la suscripción del contrato de auditorías de medición. La acción está cumplida, sin embargo, producto del mencionado contrato se generó el hallazgo de la no aplicación de Planes de Acción por parte de las operadoras, que está incluido en el presente informe.

Para el hallazgo 14, las acciones planteadas fueron encaminadas a reportar las Visitas técnicas presenciales y virtuales realizadas en el marco del proceso de fiscalización, se hicieron los respectivos ajustes en la metodología, se da por cumplida.

Finalmente, en el hallazgo 15, se plateó conciliar información entre las áreas del reporte F23.1. para incluir la información de rendimientos financieros, la cual fue cumplida.

4.6. DENUNCIAS ATENDIDAS

En el marco de la auditoría se atendieron las siguientes denuncias:

- **2023-272137-82111-SE- CONTROL INTERNO:** El ciudadano solicitó indagar si en el último cuatrienio en la ANH se ha establecido un Comité Institucional de Coordinación de Control Interno, si este viene sesionando con los integrantes y la periodicidad definidos en el artículo 2.2.21.1.5 del Decreto 1083 de 2015, si ese comité aprobó el Estatuto de Auditoría Interna y el Código de Ética del auditor, si han solicitado a la Oficina de Control Interno auditorías especiales en temas prioritarios para la entidad y si se puede soportar el cumplimiento de las funciones asignadas a su secretario en las actas suscritas por sus miembros

Para dar respuesta a esta solicitud se requirió información pertinente a la entidad, se analizó lo que hace referencia a la competencia de la CGR y se da respuesta al denunciante aclarando que la petición no se circunscribe a efectos fiscales.

No obstante, en desarrollo de las actividades de control ejercido a través de la auditoría de cumplimiento para la vigencia 2022, este ente de control formuló un hallazgo administrativo, en el que se consignan las falencias existentes en el Control Interno de la Agencia. El cual quedó incluido dentro del informe de cumplimiento del primer semestre radicado el 5 de junio del presente año. Se respondió mediante radicado No. 2023EE0097812 del 15 de junio de 2023.

- **2023-285535-82111-SE- CONTRATACIÓN OTI:** El ciudadano puso en conocimiento de este ente de control, que actualmente la Agencia Nacional de Hidrocarburos viene adelantando el proceso contratación ANH_01_SI_2023, mediante el cual la entidad pretende adjudicar un proceso por lotes a una sola empresa SOLUCIONES TECNOLOGÍA Y SERVICIOS SAS - STS SAS, por lo cual solicita su revisión antes de su adjudicación.

Para responder a esta solicitud se requirió información pertinente a la entidad, se analizó lo que hace referencia a la competencia de la CGR y tomando en cuenta que los hechos denunciados están asociados a posibles faltas en el cumplimiento de los deberes funcionales de funcionarios públicos, lo que podría constituirse en una falta gravísima respecto a la Contratación Estatal, se hace traslado a la Procuraduría General de la Nación para lo de sus competencias mediante radicado 2023EE0192748. La respuesta de fondo se remitió mediante radicado No. 2023EE0190759 del 31 de octubre de 2023.

5. ANEXOS

5.1. RESPUESTA DE LA ANH A LA OBSERVACIÓN No.1 (HALLAZGO 10)

En la observación no. 1 la CGR plantea que la ANH recaudó en la vigencia 2021-2022 un menor valor por concepto de pago de regalías con ocasión de la aplicación del otrosí no. 3 suscrito entre ECOPETROL y la ANH.

En criterio de la CGR, la suscripción de dicho otrosí es lesivo para los intereses patrimoniales del Estado en cuanto (i) la decisión sobre el transporte del crudo proveniente de regalías no es absoluta de ECOPETROL, (ii) la tarifa más eficiente para maximizar el recaudo de regalías es la del Oleoducto de Colombia ("**ODC**") y (iii) la deducción de transporte debe ser aquella correspondiente a la ruta más eficiente en términos de costos como se encontraba inicialmente pactado antes de la suscripción del Otrosí No. 3.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se explicarán las razones que conllevaron a la ANH a la suscripción del Otrosí No. 3., cómo dicho Otrosí se basa en fundamentos técnicos y jurídicos razonables y cómo la actuación de la ANH en este caso no implica ningún detrimento patrimonial para el Estado.

1. Sobre lo pactado bajo el contrato de compraventa de crudo de regalías

El 31 de octubre de 2020 la ANH y ECOPETROL S.A. ("**ECOPETROL**") suscribieron el contrato de "COMRAVENTA DE CRUDO DE REGALIAS Y CRUDO PROVENIENTE DE LOS DERECHOS ECONOMICOS DE LA ANH" (el "**Contrato**") cuyo propósito consiste en la venta por parte de la ANH del crudo proveniente de las regalías a ECOPETROL. El objeto del Contrato es el siguiente:

"(...) 3.01 Objeto. Es la venta por parte de la ANH a ECOPETROL de la totalidad del CRUDO PROPIEDAD DEL ESTADO y de PROPIEDAD DE LA ANH que se produzca en los CAMPOS PRODUCTORES. ECOPETROL por su parte se obliga a comprar el CRUDO PROPIEDAD DEL ESTADO y de PROPIEDAD DE LA ANH en los términos y condiciones señalados en el presente Contrato, con excepción de los CRUDOS NO RECAUDABLES. Lo anterior, a partir del inicio del plazo de ejecución del presente Contrato y durante la vigencia del mismo."

Bajo el capítulo V del Contrato las Partes pactaron que el precio de venta del crudo reflejaría el precio FOB en puerto de exportación nacional, pero también contemplaría una serie de elementos que serían deducidos en favor de ECOPETROL, tales como los costos de diluyente, de transporte, de manejo y tarifa de comercialización.

Al respecto, la cláusula 5.01 del Contrato establece lo siguiente:

"5.01 Criterios para la determinación del PRECIO DE VENTA. Independientemente del destino que le dé el COMPRADOR al CRUDO, sea para exportación o para refinación nacional, el PRECIO DE VENTA reflejará el precio FOB (Free On Board) en puerto de exportación nacional, teniendo en cuenta la calidad del CRUDO y de los CRUDOS DE REFERENCIA. Adicionalmente, el cálculo del PRECIO DE VENTA deberá tener en cuenta las deducciones que correspondan, según la ruta de evacuación utilizada por el COMPRADOR más eficiente en términos de costos durante el MES de entregas del CRUDO, entre el PUNTO DE ENTREGA del CRUDO del CAMPO PRODUCTOR y lugar de destino, entendiéndose por tal el puerto de exportación nacional o la refinería nacional, según corresponda, así como la tarifa de comercialización pactada."

Los costos referenciados deberán corresponder a las tarifas en que el COMPRADOR efectivamente incurra y en ningún caso corresponderá a tarifas superiores a las establecidas por la AUTORIDAD COMPETENTE mediante acto administrativo."

El PRECIO DE VENTA se calculará conforme a la metodología que se establece en el numeral 5.02 del presente Contrato.”

Teniendo en cuenta que, de conformidad con la cláusula 6.01 del Contrato el precio de venta se calcularía considerando ciertas deducciones que serían reconocidas en favor de ECOPEPETROL, la facturación de la ANH tenía de basarse en la información reportada mensualmente por ECOPEPETROL teniendo en cuenta el Anexo no. 2 del Contrato:

“CAPÍTULO VI

FACTURACIÓN Y FORMA DE PAGO

6.01 Envío de información y reportes. El COMPRADOR deberá entregar a la ANH mensualmente el reporte de información establecido en el Anexo 2, el cual debe incluir la totalidad del volumen de CRUDO recogido en el MES objeto de reporte. Dicho Anexo deberá ser entregado por el COMPRADOR a la ANH dentro de los primeros quince (15) DÍAS hábiles siguientes a la terminación del PERIODO FACTURADO, mediante correo electrónico. En caso de la no entrega total o parcial de la información por parte del COMPRADOR, la ANH elaborará la factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente con la información disponible, sin perjuicio de lo establecido en el numeral 6.02 del presente Contrato. (...)”

De conformidad con el Anexo 2 del Contrato, ECOPEPETROL debía reportar: el nombre del campo productor, el volumen total de regalías recibido, el precio de venta, los ajustes por calidad, por acidez, los costos de transporte, de almacenamiento, de descargue, de trasiego, de dilución, los costos de comercialización, etc.

Textualmente, el Anexo 2 del Contrato requiere la siguiente información por parte de ECOPEPETROL:

ANEXO 2																						
Formato de reporte de información para elaboración de factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
NOMBRE DEL CAMPO PRODUCTOR	ERP (S/No)	VOLUMEN TOTAL RECIBIDO (Barriles)	CARROTANQUE (S/No)	PRECIO DE VENTA PE (USD/BI)	AJUSTE POR CALIDAD (API)	AJUSTE POR CALIDAD (%S)	COSTO DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO (USD/BL)	COSTO DE TRANSPORTE POR CARROTANQUES (USD/BL)	COSTO DE TRANSPORTE FLOTA FLUVIAL (USD/BL)	COSTO DE TRANSPORTE COMBUSTIBLE/PRODUCTO (USD/BL)	COSTO DE ALMACENAMIENTO (USD/BL)	COSTO DE DESCARGUE (USD/BL)	COSTO DE TRASIEGO (USD/BL)	COSTO DE DILUCIÓN (USD/BL)	TARIFA PORTUARIA (USD/BL)	AJUSTE POR ACIDEZ (%)	RECONCILIAMIENTO DIFERENCIAS VOLUMÉTRICAS (USD/BL)	TARIFA DE COMERCIALIZACIÓN (USD/BL)	PRECIO DE COMPRA (USD/BL)	VOLUMEN RECIBIDO CAUSADO EN EL MES (Barriles)	VOLUMEN RECIBIDO MESES ANTERIORES (Barriles)	DESTINO (EXPORTACIÓN/REFINERÍAS)

En este orden de ideas, la ANH expidió la facturación correspondiente a la venta de las regalías con base en la información suministrada por ECOPEPETROL bajo el Anexo 2.

Al proferir dicha facturación para las liquidaciones definitivas de noviembre de 2020 a septiembre de 2022, la ANH no reconoció la totalidad de los costos reportados por ECOPEPETROL para el tramo VASCONIA-COVENAS basados en la interpretación que en su momento sostenía la ANH respecto de la Cláusula 5.01. Esto generó diferencias entre las partes como explicaremos a continuación.

2. Sobre la interpretación de la ANH de la Cláusula 5.01

La posición e interpretación que la ANH inicialmente sostuvo frente a ECOPEPETROL es la misma que actualmente plantea la CGR en la observación no. 1, consistente en que la ruta de evacuación más eficiente en términos de costos supuestamente es la del Oleoducto de Colombia ODC. Así lo demuestran las diferentes comunicaciones que se adjuntan al presente escrito (Anexo 1.2). La posición e interpretación inicial de la ANH puede resumirse en los siguientes puntos:

- (i) La ANH consideraba que la Cláusula 5.01 no era objeto de interpretación en cuanto el espíritu de la expresión “según la ruta de evacuación utilizada por el COMPRADOR más eficiente en términos de costos” daba cuenta que la voluntad de ECOPETROL y de la ANH era maximizar los ingresos del Estado por la venta del crudo de regalías, ya que Ecopetrol, como comprador, únicamente podría transferir a la ANH la ruta de transporte utilizada más eficiente en términos de costos.
- (ii) Teniendo en cuenta lo anterior, para la ANH no era procedente la interpretación de ECOPETROL mediante la cual pretendía realizar algún tipo de promedio entre el transporte de crudo producto de regalías con el crudo producto de la operación propia de ECOPETROL como empresa productora y comercializadora de hidrocarburos.
- (iii) Desde la ejecución del Contrato de Compraventa de Crudo de Regalías y Crudo Proveniente de los Derechos Económicos suscrito el 1 de julio de 2016 y vigente hasta octubre de 2020, la ANH manifestó su posición en cuanto al traslado de costos que superan, para todos los efectos, los costos más eficientes en materia de transporte. Es por ello que, la ANH y ECOPETROL realizaron modificaciones en el Contrato con el fin de evitar cualquier interpretación extensiva que conllevara a la ANH a asumir costos adicionales.
- (iv) Finalmente, la ANH siempre fue enfática en que debía tenerse en cuenta que, de conformidad con la Ley 2056 de 2020 y el Decreto 714 de 2012, la ANH tiene la responsabilidad del recaudo de las regalías y de la administración de los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan al Estado. Por lo anterior, haría mal la ANH en dejar de percibir ingresos que contribuyen a las finanzas públicas y al desarrollo social, al permitir que se hagan deducciones adicionales y que resulten en descuentos de costos ineficientes para la ANH y para el Sistema General de Regalías.
- (v) En suma, la posición de la ANH consistió en que la tarifa a aplicar para todos los volúmenes a transportar por el corredor Vasconia – Coveñas, es la tarifa de ODC, independiente del punto de entrega del crudo y de la ruta de evacuación para llegar al Nodo Vasconia.

Teniendo en cuenta lo anterior, la ANH procedió a ajustar en la facturación el precio base de liquidación de regalías, asumiendo que todo el volumen de la mezcla Castilla se transportaba por ODC. Sin embargo, como se verá en este documento, luego de que surgieron diferencias entre la ANH y ECOPETROL, y de que un tercero independiente rindió un concepto técnico, la ANH pudo percatarse de que esta interpretación no es sostenible, ya que no se ajusta a la realidad operacional de los oleoductos ODC y Ocesa y, por tanto, era una posición carente de un sustento fáctico y operativo. Sobre este punto se hará referencia más adelante.

Es por lo anterior que, a partir de la interpretación inicial surgieron diferencias entre ECOPETROL y la ANH bajo el Contrato. En particular, ECOPETROL sistemáticamente objetó la facturación remitida por la ANH desde el 29 de junio de 2021 hasta el 26 de diciembre de 2022 tal y como lo demuestran los documentos contenidos en el Anexo 1.1. A su vez, ECOPETROL realizó el pago de estas facturas de acuerdo con la información remitida por esta compañía en el Anexo 2.

3. Sobre la disputa entre ECOPETROL y la ANH en torno a la Cláusula 5.01

Teniendo en cuenta las diferencias entre ECOPETROL y la ANH en relación con la interpretación de la cláusula 5.01, las partes acudieron a la solución de controversias prevista en el Contrato. La Cláusula 6.05 del Contrato establece:

*“6.05 **Objeción a la factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente.** Si el COMPRADOR considera que alguna factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente emitida por el VENDEDOR, no se ajusta a los términos del presente Contrato, deberá notificar al VENDEDOR sobre su objeción dentro de los tres (3) DÍAS hábiles siguientes a la radicación de la*

factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente, indicando el monto y/o las razones por las cuales considera no se ajusta al Contrato o a las leyes comerciales.

Si el COMPRADOR no notifica sobre la objeción a la factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente dentro del plazo, y conforme a las condiciones previstas, la factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente se entenderá aprobada y el COMPRADOR deberá proceder a pagarla en su integridad.

Si el COMPRADOR notifica al VENDEDOR sobre la objeción a la factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente dentro del plazo y conforme a las condiciones previstas, el COMPRADOR pagará el valor de la factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente descontando el monto glosado y el VENDEDOR deberá emitir la factura electrónica, cuenta de cobro o documento equivalente para saldar el valor descontado de dicho documento.

Si recibida la objeción del COMPRADOR a la factura, dentro del plazo y en cumplimiento de las condiciones previstas, el Vendedor no está de acuerdo con el reclamo del COMPRADOR, la diferencia se resolverá de conformidad con el **mecanismo de Solución de Controversias establecido en el presente Contrato.** (...)” (Subrayado y negrilla fuera del texto.)

Así mismo, la Cláusula 15.16 del Contrato establece lo siguiente en relación con la solución de controversias:

“15.16 Solución de Controversias: Toda diferencia o controversia que surja entre las Partes con ocasión de la celebración, ejecución, interpretación, terminación y/o liquidación del presente Contrato, la Parte que considere que existe un desacuerdo notificará de éste a la otra Parte, dentro de los diez (10) DÍAS siguientes a que tenga conocimiento de tal desacuerdo o de que considere que éste existe, con el fin que dentro de los diez (10) DÍAS siguientes al recibo de la notificación, las Partes se reúnan para resolver por vía directa el desacuerdo en cuestión.”

Las Partes podrán definir y acudir por mutuo acuerdo a los mecanismos alternativos de solución de conflictos establecidos en la ley.

Sin perjuicio de lo anterior, cualquier desacuerdo derivado de o relacionado con este Acuerdo será sometido a la decisión de los Jueces de la República de Colombia.” (Subrayado y negrilla fuera del texto.)

La ANH y Ecopetrol realizaron varias mesas de trabajo sin lograr ningún consenso. Por lo anterior, la problemática se elevó a la alta dirección de ambas Entidades quienes acordaron someterlo a un estudio técnico por parte de una firma experta e independiente que pudiera aportar criterios técnicos, no vinculantes, sobre la operación de evacuación de crudos en ese segmento.

Es necesario precisar que, aunque el concepto técnico fue contratado por ECOPETROL, esta contratación fue producto de mesas de trabajo donde se acordaron los términos de referencia y en donde se evaluaron múltiples consultores sugeridos por la ANH. Lo anterior se evidencia a partir de las comunicaciones cruzadas entre las partes, las especificaciones técnicas para la contratación y el plan de trabajo del contratista seleccionado que se adjuntan al presente escrito (Anexo 1.3).

4. Sobre el concepto técnico proferido por el consultor

A solicitud de la ANH y de Ecopetrol, el 26 de octubre de 2022 Selpetrol Consultores S.A.S. (“**Selpetrol**”) rindió el “Informe Concepto Técnico - VERSIÓN B -ESTUDIO PARA EMISIÓN DE CONCEPTO TÉCNICO RESPECTO DEL COSTO UNITARIO DE TRANSPORTE A DEDUCIR EN LA FÓRMULA DE PRECIO DE COMPRA DE CRUDOS DE REGALÍAS DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH)” (el “**Concepto Técnico**”) que terminó siendo el insumo con base en el cual ECOPETROL y ANH resolvieron las

diferencias ocasionadas por la facturación bajo el Contrato, y derivó en la celebración del Otrosí No. 3 de 2 de enero de 2023.

Seltpetrol Consultores es una compañía colombiana, que tiene como objetivo el acompañamiento a empresas de diferentes eslabones de la cadena de valor del petróleo en el desarrollo de proyectos y en la toma de decisiones estratégicas encaminadas a agregar valor a sus productos y servicios, así como a promover el crecimiento y desarrollo de la industria petrolera.

El equipo de Consultores de Seltpetrol ha implementado en los últimos 20 años, procesos de Innovación y Mejoramiento en Transporte y Logística de Hidrocarburos en Colombia, Perú y Ecuador también ha desarrollado servicios para empresas de la industria.

Servicios Relacionados

- Consultoría organizacional y técnica especializada en transporte y logística de hidrocarburos.
- Diseño e implementación de soluciones de transporte y logística de hidrocarburos.
- Estructuración de oportunidades de negocio y gerenciamiento de proyectos en Transporte y Logística de Hidrocarburos.
- Formación y desarrollo de personal en Transporte y Logística de hidrocarburos.
- Investigación y desarrollo en transporte y logística de hidrocarburos.
- Implementación de soluciones tecnológicas para el control de procesos que implican el manejo de hidrocarburos.

El objeto de la contratación fue *“Emitir un concepto técnico respecto del costo unitario de transporte a deducir en la fórmula de precio de compra de crudos de regalías de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), que refleje el valor de los costos logísticos entre Vasconia y Coveñas, considerando las condiciones particulares de Ecopetrol S.A. en cuanto a la capacidad contratada con cada una de las empresas transportadoras de los oleoductos, calidad de crudo, capacidad efectiva de los sistemas de transporte que conectan las estaciones Vasconia y Coveñas”.*

En cuanto a la metodología, (i) Seltpetrol recopiló la información requerida para el desarrollo del estudio; (ii) analizó los contratos de compra de crudos y transporte por los oleoductos ODC y Ocesa, así como la regulación aplicable; (iii) analizó los modelos, metodologías y argumentaciones presentadas por Ecopetrol y por la ANH; (iv) construyó el modelo propuesto para el costo unitario de transporte entre Vasconia y Coveñas; (v) presentó sus conclusiones y recomendaciones; y (vi) socializó el Concepto Técnico y sus resultados.

En el Concepto Técnico Seltpetrol explicó cómo para la evacuación de los crudos por el corredor Vasconia-Coveñas, se dispone de los oleoductos Ocesa y ODC, y describió el funcionamiento de ambos oleoductos.

Ocesa se divide en cuatro segmentos (0, 1, 2 y 3), pero para el transporte de crudos fiscalizado se divide en tres segmentos (1, 2, y 3). Las características de los diferentes segmentos de Ocesa fueron sintetizadas en la Tabla 1, que se reproduce a continuación:

Tabla 1. Características segmentos Oleoducto Central - Ocesa

ZONAS	SEGMENTOS	ESTACIONES	LONG. (EN KMS)	DIÁMETRO (EN PULGADAS)	CAPACIDAD DE TRANSPORTE
Zona Sur	Segmento 0	Cupiagua - Ouziana	39	16	198 kbpd
	Segmento I	Ouziana - El Porvenir	33	30	745 kbpd
	Segmento II	El Porvenir - Vasconia	287	30 - 36	745 kbpd
Zona Norte	Segmento III	Vasconia - Terminal Marítimo Coveñas	477	30	550 kbpd
	Terminal Marítimo Coveñas	Terminal Marítimo Coveñas	12	42	25 ventanas por mes

(OCENSA, 2022)

Con base en lo anterior, Seltpetrol explicó que la capacidad del segmento II es mayor a la del segmento III.

De hecho, la capacidad del segmento III es igual al 73% de la capacidad del segmento II. Por lo anterior, para no generar restricciones en la evacuación de los crudos transportados por el segmento II, se requiere maximizar el transporte por el segmento III, y asegurar las entregas de crudos en Vasconia para el ODC y/o Refinería de Barrancabermeja sin generar restricciones.

Por su parte, la operación de despacho por ODC se realiza con baches de crudos mezcla, Castilla Blend, Rubiales y Magdalena Blend. La operación inicia en los tanques de almacenamiento de Vasconia.

Seguido a ello, Seltperol se enfocó en el Nodo Vasconia y explicó:

“- En primer lugar, el mayor suministro de crudo en este nodo está dado por el segmento 2 de Ocesa que tiene una capacidad mayor a la del segmento 3. La capacidad del segmento 3 es el 73% de la capacidad del segmento 2, generando un desbalance entre los dos que se debe compensar con los alivios a los tanques de Vasconia para suministro de crudos a la Refinería de Barrancabermeja o despachos a Coveñas por el Oleoducto de Colombia

- En segundo lugar, los valores de capacidad de diseño de ODC reportados incluyen la inyección de DRA permanente y una proporción de 50% de crudo pesado y del 50% de mezcla en la línea y 0% de crudos extrapesados.

- En tercer lugar, ODC es un oleoducto de uso privado y debe dar prioridad en asignación de capacidad, después del derecho de preferencia, a los socios del oleoducto con sus crudos de mezcla intermedia, provenientes del sur del país, seguidamente a los contratos existentes y finalmente a la capacidad sobrante, dando prioridad en la asignación de ésta a los crudos con viscosidades inferiores a 300 cSt a 30 °C.

Con base en lo anterior, la eficiencia en el esquema de evacuación de los crudos en el corredor Vasconia - Coveñas se obtiene, por una parte, maximizando los volúmenes a transportar por el ODC, pero asegurando la continuidad de la operación en cumplimiento de los programas de transporte del segmento 2 y 3 de Ocesa.”

Así mismo, Seltperol explicó que otro aspecto importante para tener en cuenta en el análisis de este nodo son las tarifas de transporte fijadas por el Ministerio de Minas y Energía. Seltperol presentó la siguiente Tabla comparativa de las diferencias entre tarifas:

Tabla 10. Diferencias entre tarifas Segmento 3 Ocesa y ODC

Tarifas Ministerio de Minas		
Segmento 3 (US\$Bbl)	ODC	Diferencia
3,785	1,983	1,8022
3,4799	1,85	1,6304
3,3947	1,805	1,5894
3,3907	1,854	1,537
3,0117	1,862	1,1494
2,9533	1,816	1,1369
2,8838	1,754	1,1296
3,0056	1,754	1,2514

Dejando sentadas esas consideraciones, Seltperol analizó las cláusulas del Contrato y seguidamente procedió a evaluar los crudos comprados bajo el mismo tomando como referencia los volúmenes comprados en los meses de febrero y marzo de 2021 y 2022, respectivamente.

Hecho lo anterior, Seltperol se adentró en la metodología aplicada por Ecopetrol para la deducción de costo unitario de transporte para el tramo de oleoducto Vasconia Coveñas, y en las diferencias entre Ecopetrol y la ANH.

En cuanto a la metodología aplicada por Ecopetrol, Seltperol explicó:

“Teniendo en cuenta que los diferentes crudos propiedad del Estado y de la ANH, producidos en los campos de producción y adquiridos por Ecopetrol a la ANH, son entregados a esta última a la salida

de una facilidad de producción o a la entrada del Sistema Nacional de Transporte utilizado por quien explota los recursos naturales no renovables, y que dichos crudos son mezclados con las diferentes corrientes utilizadas para producir las mezclas que a su vez Ecopetrol refina o comercializa internacionalmente, la metodología de cálculo del costo unitario de transporte para el tramo de oleoducto Vasconia – Coveñas corresponde a una tarifa ponderada. Para el cálculo de dicha tarifa ponderada, en primer lugar, se consolidan los volúmenes por tipo de mezcla conforme al sistema de transporte utilizado. Paso seguido, del BTO de OCENSA y del de ODC, se toman las tarifas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía aplicables tanto para el segmento III de Ocenca como para el ODC.

A partir del volumen de cada tipo de mezcla evacuado por cada sistema y de las tarifas antes mencionadas, se realiza la ponderación de la tarifa del tramo Vasconia – Coveñas. Es decir, la ponderación de las tarifas se realiza con los porcentajes totales transportados por el segmento 3 de Ocenca y por el ODC, sin tener en cuenta el esquema de entrada al nodo de Vasconia. Con base en los cálculos anteriores se obtienen dos (2) tarifas ponderadas que se aplican como deducción en el precio de regalías:

- 1) Mezcla Castilla ECP
- 2) Mezcla Vasconia.”

Por otro lado, Selpetrol sintetizó la interpretación que por esa época sostenía la ANH, a la que se hizo referencia en párrafos precedentes.

Bajo las anteriores consideraciones, Selpetrol procedió a responder las preguntas que le fueron formuladas por ECOPETROL y la ANH. En primer lugar, Selpetrol respondió al interrogante: “Considerando la realidad del punto de compra de los crudos (transferencia de la propiedad), la capacidad contratada y la calidad de crudos de Ecopetrol para transporte por los oleoductos ODC y Segmento 3 de OCENSA, ¿se encuentra que la planeación del transporte nominada a los oleoductos corresponde a una estrategia basada en criterios técnicos razonables y buenas prácticas de una empresa que contrata los servicios de transporte de crudos por oleoductos en Colombia?”

Selpetrol concluyó que:

“De acuerdo con el análisis realizado de los volúmenes transportados por los segmentos 2, segmento 3 de Ocenca y el Oleoducto de Colombia, se identifica que el proceso de planeación y ejecución de transporte por los oleoductos por el segmento 3 y Oleoducto de Colombia se identifica con un proceso que tiene como criterio principal la optimización del proceso de evacuación de los crudos, siguiendo la regulación vigente, criterios técnicos razonables y buenas prácticas para el transporte de crudos, por la siguientes Razones:

1. Se maximiza el transporte de crudos extra pesados potencializando el valor de los crudos con la optimización de los costos de dilución.
2. Se aprovecha al máximo el transporte por el Oleoducto de Colombia, llegando al 98,8% de su capacidad efectiva con proporción de crudos extrapesados en el oleoducto entre el 65% y el 70%.
3. Se llevan al máximo posible los volúmenes de alivio de crudo en Vasconia, para suministro de crudos a la Refinería (sic) de Barrancabermeja y para el rebombeo por el Oleoducto de Colombia, optimizando los costos de transporte en el corredor Vasconia Coveñas, sin afectar la evacuación de los crudos producidos en el Departamento del Meta y Casanare por el segmento 2 del Oleoducto Central S.A.”

La segunda pregunta objeto de consulta a Selpetrol fue “A partir de las condiciones contractuales pactadas con la ANH en el contrato de compraventa objeto de consulta ¿la interpretación de la tarifa ponderada que viene Ecopetrol aplicando como descuento logístico a la compra de volúmenes de regalías, entre Vasconia Coveñas, es coherente con la realidad operativa de evacuación de los crudos?”. A lo anterior, Selpetrol respondió:

“La interpretación de la tarifa ponderada que Ecopetrol viene aplicando como descuento logístico a la

compra de volúmenes de regalías, entre Vasconia y Coveñas, es coherente con la realidad operativa de evacuación de los crudos, pero para el caso particular de este contrato, a fin de que refleje mejor lo pactado, puede aplicarse un ajuste, toda vez que la citada tarifa se aplica en forma general teniendo en cuenta todos los crudos que llegan al nodo de Vasconia, independiente del origen y el esquema de entrega a este nodo. La metodología de la tarifa ponderada solo debe aplicarse en proporción a los crudos comprados provenientes de los campos de producción de los departamentos del Meta y Casanare y transportados por el segmento 2 de Ocesa.”

En tercer lugar, Selpetrol se refirió a esta pregunta: “A partir de las condiciones contractuales pactadas con la ANH en el contrato de compraventa objeto de consulta, ¿la interpretación de aplicación de la tarifa más eficiente que sugiere ANH como descuento logístico a la compra de volúmenes de regalías, es coherente con la realidad de evacuación de los crudos?”, y la respondió de forma negativa:

“La interpretación de aplicación de la tarifa más eficiente que sugiere la ANH como descuento logístico a la compra de volúmenes de regalías, no es completamente aplicable de acuerdo con la realidad de evacuación de los crudos en el nodo Vasconia.

Lo anterior, porque desde el punto de vista de eficiencia de costos, el objetivo central de la optimización es maximizar los volúmenes a transportar por el Oleoducto de Colombia, siempre teniendo en cuenta las condiciones de capacidad del mismo, asegurando la evacuación de los crudos transportados por el segmento 2 de Ocesa sin generar incumplimiento en el retiro de los crudos nominados y no tener que recurrir al uso de sistemas alternos de transporte para evacuar los crudos de los departamentos de Casanare y el Meta.”

Finalmente, Selpetrol contestó este interrogante: “Si ninguna de las interpretaciones de los literales b y c es acertada, ¿cuál es la forma de cálculo que se debe aplicar como descuento logístico (cobro por la operación de evacuación de los crudos) al transporte de crudo de regalías comprado por Ecopetrol, cuando éste se transporta entre Vasconia y Coveñas?”, en estos términos:

“Teniendo en cuenta que las interpretaciones de los literales b y c no son completamente aplicables, la forma de cálculo que se debe aplicar como descuento logístico (cobro por la operación de evacuación de los crudos) al transporte de crudo de regalías comprado por Ecopetrol, cuando éste se transporta entre Vasconia y Coveñas, es el siguiente:

Para los crudos recibidos en el Nodo de Vasconia por los sistemas:

- Oleoducto del Alto Magdalena.*
- Oleoductos de campos aledaños como Jazmín – Vasconia, Palagua – Vasconia, Teca - Vasconia*
- Descargadero de carro tanques de Vasconia 1 (Cenit)*

Debe utilizarse como tarifa de transporte para aplicar como descuento logístico la correspondiente al Oleoducto de Colombia de acuerdo con el crudo de referencia aplicable. Para los crudos recibidos en Vasconia por el segmento 2 de Ocesa, debe aplicarse como descuento logístico la tarifa ponderada, de acuerdo con el crudo de referencia, entre las tarifas del segmento 3 de Ocesa y la del Oleoducto de Colombia de acuerdo al porcentaje recibido por el segmento 2 y por el Oleoducto de Colombia.”

De esta forma, Selpetrol rindió concepto técnico estableciendo que son “elementos fundamentales a tener en cuenta para la determinación del costo unitario de transporte a deducir en la fórmula de precio de compra de crudos de regalías de la [ANH]”:

- i) *“El proceso de optimización de costos de la evacuación de los crudos debe tener como objetivo central maximizar el valor de los crudos en el punto de entrega (...).”*
- ii) *“Desde el punto de vista de optimización de transporte de los crudos pesados en Colombia, el objetivo es maximizar su transporte como crudos extrapesados para disminuir los costos asociados a la dilución de los crudos, ya que los crudos extrapesados requieren menores volúmenes de inyección de diluyente y por lo tanto, implican menores costos de dilución”.*

- iii) La ruta de evacuación más eficiente en términos de costos entre el punto de entrega del crudo y el lugar de destino requiere considerar todos los elementos de optimización de costos en logística y transporte a lo largo de todo el recorrido, siendo claves (a) la calidad del crudo y crudo de referencia para su comercialización, (b) dependiendo de la ubicación geográfica del campo, definir la ruta óptima de evacuación, asegurando la disponibilidad de capacidad en cargadero de carro tanques, en oleoductos y la confiabilidad de la operación de los sistemas de transportes involucrados, (c) asegurar que las capacidades nominadas en cada sistema, permitan garantizar el cumplimiento del programa de entregas y retiros, y no impactar la evacuación en los sistemas aguas arriba de los puntos de retiro.
- iv) Para determinar, de los crudos producidos en los departamentos de Casanare y Meta que se exportan por Coveñas, cuánto debe transportarse por el Segmento III de Ocesa y cuánto por el Oleoducto de Colombia, deben tenerse en cuenta los siguientes parámetros: (a) Maximizar el volumen a transportar por ODC dentro de la capacidad efectiva disponible, de acuerdo a la proporción de crudo mezcla y crudo extrapesado nominados para su transporte a Coveñas, (b) asegurar la evacuación de los crudos por el segmento II, Porvenir – Vasconia, (c) Asegurar las entregas de crudo requerido para la refinería de Barrancabermeja de los crudos transportados por el segmento II, (d) Asegurar el cumplimiento diario de los retiros nominados del segmento II y las entregas nominadas en el ODC, (e) en el caso del Departamento de Antioquia se evacuan por el ODC los crudos de los campos que tienen conectividad y cercanía con la estación de Vasconia, tales como los del área Teca, Nare y Underriver.
- v) Finalmente:

“La forma de cálculo que debe aplicarse como descuento logístico (cobro por la operación de evacuación de los crudos) al transporte de crudo de regalías comprado por Ecopetrol, cuando éste se transporta entre Vasconia y Coveñas, es el siguiente:

Para los crudos recibidos en el Nodo de Vasconia por los sistemas:

- *Oleoducto del Alto Magdalena.*
- *Oleoductos de campos aledaños como Jazmín – Vasconia, Palagua – Vasconia, Teca - Vasconia*
- *Descargadero de carro tanques de Vasconia 1 (Cenit)*

Debe utilizarse como tarifa de transporte para aplicar como descuento logístico la correspondiente al Oleoducto de Colombia de acuerdo con el crudo de referencia aplicable. Para los crudos recibidos en Vasconia por el segmento 2 de Ocesa debe aplicarse como descuento logístico la tarifa ponderada de acuerdo con el crudo de referencia entre las tarifas del segmento 3 de Ocesa y la del Oleoducto de Colombia, de acuerdo al porcentaje recibido por el segmento 2 y por el Oleoducto de Colombia, incluyendo la condición monetaria cuando aplica, de acuerdo con el porcentaje de crudo extra pesado transportado, teniendo en cuenta lo planteado en el numeral 6.C.”

Las conclusiones del Concepto Técnico fueron debidamente fundamentadas y fruto de un análisis riguroso. Por lo anterior, el Concepto Técnico fue un insumo importante para que Ecopetrol y la ANH resolvieran sus diferencias.

El 15 de diciembre de 2022 Ecopetrol y la ANH levantaron el Acta No. 15122022 cuyo tema fue “*Aplicación Concepto Técnico al Contrato ANH – ECP 2020-2022*”. Como se puede apreciar en dicha Acta, luego de discutir la metodología propuesta por Selpetrol, se ilustró un cálculo económico con la fórmula de precios aplicando esa metodología vs. la metodología que se estaba aplicando en ese momento, y se adelantó un análisis económico del impacto de la nueva metodología para el primer trimestre de 2022:

Análisis Económico Vrs lo Liquidado 1Q 2022.
Liquidación Definitivas, Pagadas y Objetados Vrs metodología propuesta consultor.

Situación actual						
	Valor Def ANH	Valor PROY PRGADO	Valor Def ECP	Ajuste Def Liq ANH	Ajuste Def Liq ECP	Valor Objetado
ene-22	\$ 586.271.972.953	\$ 587.015.629.882	\$ 591.120.714.385	\$ 8.255.343.200	\$ 4.114.084.732	-\$ 4.142.258.556
feb-22	\$ 876.241.702.804	\$ 987.327.258.310	\$ 872.584.617.887	\$ 8.914.484.404	\$ 8.267.256.367	-\$ 6.657.185.137
mar-22	\$ 803.270.180.810	\$ 784.983.087.080	\$ 790.322.185.988	\$ 8.277.102.838	\$ 4.236.556.905	-\$ 4.040.525.933
TOTALES				\$ 20.447.930.328	\$ 15.600.442.605	-\$ 4.847.487.723

* Valor ajustado interpretación de la ANH

Situación Con la propuesta del concepto técnico				
	Valor Def ECP	Propuesta Consultor	Dif Valor Def ECP Vrs Prop Consultor	
ene-22	\$ 591.120.714.385	\$ 591.946.944.897	\$ 816.879.862	
feb-22	\$ 872.584.617.887	\$ 872.583.367.210	-\$ 8.679.544	
mar-22	\$ 790.322.185.988	\$ 790.089.074.400	-\$ 182.461.588	
TOTALES			\$ 323.307.930	A Favor de la ANH

Def. Definitiva
Liq. Liquidado
Dif. Diferencia



Con base en ese entendimiento, Ecopetrol y la ANH suscribieron el Otrosí No. 3 al Contrato del 2 de enero de 2023 mediante el cual solucionaron sus diferencias.

Como consecuencia de la implementación de la metodología prevista bajo el Otrosí No. 3, la ANH obtuvo que Ecopetrol reconociera en su favor ONCE MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y SIETE MILLONES DIECIOCHO MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y UN PESOS (\$11.247.018.291), que Ecopetrol pagó efectivamente en favor de la ANH el 20 de octubre de 2023. Debe resaltarse que esta fue una gestión eficiente por parte de la ANH, que evitó litigiosidad con otra entidad estatal y una resolución expedita de la controversia, así como un sustrato contractual sólido y claro que abarcó la ejecución del Contrato en su totalidad.

5. Respuesta a las precisiones de la CGR frente al Concepto Técnico

En la página 4 de la Comunicación, la CGR esgrime algunas “precisiones” frente al Concepto Técnico. A continuación, se hará referencia a cada una de ellas y se indicará, respetuosamente, por qué no son ajustadas a la ley, ni al contrato de compraventa de hidrocarburos:

5.1. Desconoce que el código de petróleos decreto 1056 de 1953 en su artículo 45 indica que “... Todos los oleoductos de uso público serán considerados como empresas públicas de transporte. El Gobierno tendrá sobre ellos un derecho de preferencia para el acarreo de todos sus petróleos. En los oleoductos de uso privado tal preferencia está limitada a los petróleos procedentes de las regalías correspondientes a la producción servida por el oleoducto de que se trata (...)”

Respuesta:

De acuerdo con el análisis interno de la ANH, el derecho de preferencia en el transporte de crudo por oleoductos dispuesto en el Código de Petróleos solo aplica en el caso que el crudo sea propiedad de la ANH, no obstante, acorde con lo dispuesto en la cláusula 4.01 del contrato de compraventa de hidrocarburos, la propiedad del crudo de regalías es transferida al comprador en el punto de entrega, por lo que no es aplicable al mismo el derecho de preferencia dispuesto en la citada norma.

Así las cosas, es claro que el derecho de preferencia no aplica en este caso, dado que al momento de iniciar el transporte de crudo por los respectivos oleoductos el crudo no es de la ANH sino de ECOPEPETROL. Es por esto por lo que, no es la ANH quien contrata el transporte del crudo de regalías, sino que en este caso las regalías son recaudadas en especie por la ANH de los operadores respectivos y vendidos a ECOPEPETROL en los puntos de entrega de los campos productores, por lo que es a partir de la transferencia de custodia de dichos volúmenes de crudo que los crudos pasan a ser propiedad de ECOPEPETROL. Por tanto, no son objeto del derecho de preferencia oponible a los respectivos oleoductos. Al respecto se puede consultar el Manual del Transportador del ODC que en el numeral 5.2.4. Nominación de la Capacidad del derecho de preferencia, realiza la siguiente precisión (Anexo 1.4):

“Si la Nominación de las regalías es superior a la Capacidad del Derecho de Preferencia, se aceptará la Nominación hasta el volumen correspondiente a dicha Capacidad del Derecho de Preferencia. Los volúmenes en exceso al Derecho de Preferencia podrán ser transportados sujetos a la existencia de Capacidad Sobrante. Se consideran crudos de regalías aquellos nominados directamente por la ANH en su calidad de Remitente o a quien ella designe, excepto cuando éstos sean vendidos a otro Remitente o a un Tercero, caso en el cual dichos volúmenes no gozarán de este Derecho de Preferencia.” Subrayado fuera del texto.

La ANH, en búsqueda de maximizar los ingresos de regalías, ha realizado estudios con el fin de dar aplicación al derecho de preferencia en oleoductos llegando a la siguiente conclusión *“La ventaja más importante del Contrato de Mandato es que se garantiza el derecho de preferencia para el transporte de crudo de regalías. Preocupa la desventaja relacionada con los riesgos asumidos por la ANH.”* Al realizar el análisis de riesgos se consideró como la mejor opción el Contrato de Compraventa. (Estudio ADL, 2014). El Contrato de compraventa adicionalmente garantiza a la ANH un flujo de dinero por concepto de la venta del crudo de regalías y derechos económicos de la ANH, acotando los riesgos de pérdida del crudo a los puntos de entrega de los operadores en los respectivos campos, es decir, las regalías se causan a favor del Estado por la producción del crudo, mientras el crudo es producido y tratado y hasta el momento de la entrega la responsabilidad es del operador del campo, si lo pierde igual debe pagar las regalías a la ANH por la producción del mismo, y a partir de la entrega el crudo, éste es enajenado por la ANH, por lo cual el riesgo de pérdida a partir del punto de entrega es del comprador; en este caso ECOPEPETROL; lo cual está expresamente establecido en el contrato de compraventa de crudo entre ECOPEPETROL y la ANH, por tanto, este esquema garantiza que no hay riesgos de pérdida de crudo de regalías para la Nación, y la ANH siempre contará con los recursos económicos necesarios para el giro de recursos de al Sistema General de Regalías.

5.2 “El porcentaje del volumen total de regalías que llega a la estación Vasconia para ser transportado hasta el puerto de Coveñas, es del 74.7%, tomando como base, 71.9 KBOPD promedio aproximado de crudos de regalías comprados por Ecopetrol entre 2021 a 2022, se tendría un promedio aproximado de 53.7 KBOPD a transportar por el segmento Vasconia – Coveñas por ODC, teniendo en cuenta que este volumen ocuparía una fracción menor del volumen disponible del Oleoducto de Colombia (Capacidad operacional 195 KOPD, 70% de la capacidad nominal) cuyas características operacionales brindan la mejor eficiencia en costo requerida para el contrato.”

Respuesta:

Respecto de esta apreciación, es importante tener en cuenta la realidad operativa de la corriente de crudos que se manejan en los oleoductos en la Estación Vasconia, la planificación de los contratos de transporte con los Oleoductos, la imposibilidad de segregar el crudo de regalías y el cumplimiento de los cupos nominados por cada Oleoducto. Todos estos factores, que fueron explicados en extenso en el Concepto Técnico, obligan a ECOPEPETROL a ejecutar la evacuación de crudos de acuerdo con la planificación y capacidades contratadas.

En ese sentido, como se sintetizó atrás, y como se explica en detalle en el Concepto Técnico que se aporta, la observación de la Contraloría en este punto no se compecede con la realidad operativa de los oleoductos relevantes para el caso.

5.3 “Se pretendió imponer una tarifa por transporte que no está establecida en contratos de transporte, tarifa ponderada que fue calculada bajo argumentos de costos operacionales incluidos en las tarifas ofrecidas por los oleoductos en sus diferentes contratos y reguladas por el Ministerio de Minas y Energía. Es por lo anterior que la tarifa más eficiente en términos de costos para el contrato en pro de la maximización del recaudo de regalías para el País es la estipulada por el oleoducto de Colombia y no la del Oleoducto Central.”

Respuesta:

Esta observación está estrechamente ligada con la anterior, y en ese sentido debe hacerse remisión nuevamente al Concepto Técnico sintetizado atrás y que se aporta. Por lo demás, ECOPETROL y ANH están obligados a aplicar las tarifas oficiales establecidas por el Ministerio de Minas y Energía, no puede utilizarse una tarifa distinta como base para calcular los costos en que se incurre en la realidad operativa. De ninguna manera la metodología definida a partir del Otrosí 3 desconoce la realidad operativa del transporte del crudo ni las tarifas oficiales.

Como se expresa en el Concepto Técnico y en los demás documentos que se aportan al respecto, con base en la realidad operativa de ambos oleoductos, la metodología refleja una ponderación volumétrica de los crudos evacuados por el segmento III de Ocensa y el ODC, para efectos de calcular el costo deducible de transporte incurrido por Ecopetrol. Por las razones allí establecidas, esta metodología es razonable y eficiente tanto económica como operacionalmente.

5.4 "La CGR, encuentra que el otrosí No.3 suscrito por las partes, es un documento lesivo para los intereses patrimoniales del estado, debido que, la tarifa más eficiente en términos de costos para el contrato en pro de la maximización del recaudo de regalías para el país es la estipulada por el oleoducto de Colombia y no por el Oleoducto Central, en cuya decisión de transporte no es absoluta por parte de Ecopetrol, ya que el mismo contrato hasta la fecha de entrada del otro sí No.3 obligaba al uso y aplicación del transporte de los volúmenes de regalías por el oleoducto que deparara la mayor eficiencia en costos para el contrato.

Concluyendo que la deducción de transporte se debe reconocer por la ruta más eficiente en términos de costos como se encuentra inicialmente pactado en el contrato con Ecopetrol en calidad de comprador, dicha situación conlleva a un menor recaudo de regalías pagadas en especie a la Agencia Nacional de Hidrocarburos por valor de \$ 72.381.646.879 a causa de modificaciones contractuales en el Otro Si Nro. 3 que contravienen lo establecido en el código de petróleos decreto 1056 de 1993 en su artículo 45 frente a las preferencias de uso de oleoductos públicos y privados.

Respuesta:

Una vez más, esta observación está estrechamente ligada con las anteriores. En honor a la brevedad, la ANH se remite a lo expuesto en precedencia y en particular al Concepto Técnico. Con todo, la ANH se opone a esta observación por lo siguiente:

- (i) No es cierto que el Otrosí 3 haya sido un contrato lesivo para los intereses patrimoniales del Estado. En primer lugar, no es cierto que la tarifa más eficiente en términos de costos para el contrato en pro de la maximización del recaudo de regalías fuese la estipulada por ODC y no por Ocensa. Como se sintetizó atrás, y se explica en extenso en el Concepto Técnico, esta consideración no es correcta y no sobretodo se compeadece con la realidad operativa de ambos oleoductos.
- (ii) En segundo lugar, el Otrosí 3 se suscribió fruto de un extenso y meticuloso proceso de negociación entre ECOPETROL y ANH, que implicó la realización de varias mesas de trabajo, así como la contratación del Concepto Técnico. Todos los análisis realizados juiciosamente por ambas entidades llevaron a la conclusión de que la metodología propuesta bajo el Concepto Técnico y eventualmente implementada se correspondía con la realidad operacional de los oleoductos y resultaba eficiente técnica y económicamente bajo el contrato. De aquí que, es operativamente imposible transportar todo el crudo de regalías por el oleoducto de ODC.
- (iii) En tercer lugar, el Otrosí 3 no solo no es lesivo para los intereses patrimoniales del Estado, sino que en realidad fue la materialización de una gestión económica eficiente. El Otrosí 3 y su ejecución acarrió que ECOPETROL pagara efectivamente en favor de la ANH la suma de ONCE MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y SIETE MILLONES DIECIOCHO MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y UN PESOS (\$11.247.018.291) que estaban en disputa. Sin esa gestión, la ANH no habría tenido otra alternativa que demandar a ECOPETROL, lo que hubiese implicado los costos naturales y correlativos

a un litigio, así como la incertidumbre durante varios años del derecho de la ANH sobre las prestaciones que le estaban siendo adeudadas.

- (iv) En cuarto lugar, no es cierto que lo pactado entre ECOPETROL y la ANH sea violatorio del Artículo 45 del Código de Petróleos. Como se explicó atrás, la norma en comento aplica cuando quiera que el crudo a transportarse es de propiedad de la ANH. En el caso del Contrato, el crudo es vendido por la ANH a ECOPETROL antes de que se transporte por los oleoductos. De esa forma, no es aplicable el derecho de preferencia establecido en el Código de Petróleos, por tanto, no puede exigirse, ni oponerse a los propietarios de los respectivos oleoductos, la utilización de la capacidad establecida en el derecho de preferencia cuando la ANH ya no es la propietaria de los respectivos crudos al momento del transporte de los mismos. En el mismo sentido el numeral 5.2.4. del Manual del Transportador de ODC citado atrás, que establece: “(...) *Se consideran crudos de regalías aquellos nominados directamente por la ANH en su calidad de Remitente o a quien ella designe, excepto cuando éstos sean vendidos a otro Remitente o a un Tercero, caso en el cual dichos volúmenes no gozarán de este Derecho de Preferencia.*”
- (v) En quinto lugar, y conforme con todo lo anterior, no es cierto que exista un daño patrimonial al Estado materializado en un *“menor recaudo de regalías pagadas en especie a la [ANH] por valor de \$72.381.646.879”*. Por el contrario, se insiste, en que se demostró que no todo el crudo podía transportarse por el ODC y la gestión económica y eficiente de la ANH llevó al pago expedito de más de once mil doscientos millones de pesos, evitó litigiosidad, y permitió una ejecución pacífica del Contrato sobre un clausulado claro y que se compadece con la realidad operativa de los oleoductos.

Es importante precisar que la suma indicada por el equipo auditor de la CGR, corresponde a un monto **indicativo** calculado por la ANH con la mejor información disponible y bajo el criterio de entendimiento que tenía inicialmente la ANH; en todo caso, necesario para dejar en firme el desacuerdo respecto a la metodología utilizada por ECOPETROL y que dio origen a la diferencia contractual. Todo esto, consientes que la tarifa a aplicar para todos los volúmenes a transportar por el tramo Vasconia – Coveñas *“...no es completamente aplicable teniendo en cuenta la realidad operativa de los sistemas de transporte que conforman dicho nodo y las condiciones de entrada del crudo al mismo por los sistemas aferentes”* tal como lo explicó en extenso el tercero experto en la materia. Conforme a lo anteriormente expuesto se reitera que el desacuerdo finalizó con el reconocimiento por parte de ECOPETROL de la suma ONCE MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y SIETE MILLONES DIECIOCHO MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y UN PESOS (**\$11.247.018.291**).