

**INFORME DE AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO**

**ECOPETROL S.A  
AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO  
PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO**

**VIGENCIAS 2020-2022**

**CGR-CDME No. 47  
Diciembre 2022**

**AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO**  
**Ecopetrol S.A Perforación y Completamiento**

Contralor General de la República	Carlos Hernán Rodríguez Becerra
Vicecontralor General de la República	Carlos Mario Zuluaga Pardo
Contralor Delegado para el Sector Minas y Energía	German Castro Ferreira
Director de Vigilancia Fiscal para el Sector Minas y Energía	Fulton Ronny Vargas Caicedo
Supervisor de Auditoría	Edgar Vicente Gutiérrez Romero
Líder de Auditoría	Jaime Alejandro Mesa Garzón
Audidores	Amelia María Murcia Contreras
	Gloria Marcela Gaitán Chiriví
	María Clemencia Camacho Valero
	Marisol Roa Rodríguez
	Henry Alexander Rodríguez Barahona
	Ángel Mario Reales Moreno

## TABLA DE CONTENIDO

<b>HECHOS RELEVANTES</b> .....	<b>4</b>
<b>1. CARTA DE CONCLUSIONES</b> .....	<b>5</b>
1.1. OBJETIVO DE LA AUDITORÍA .....	6
1.2. FUENTES DE CRITERIO .....	6
1.3. ALCANCE DE LA AUDITORÍA .....	7
1.4. LIMITACIONES DEL PROCESO .....	8
1.5. RESULTADOS EVALUACIÓN CONTROL INTERNO .....	8
1.6. CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO EVALUACIÓN REALIZADA .....	9
1.7. RELACION DE HALLAZGOS .....	10
1.8. PLAN DE MEJORAMIENTO .....	10
<b>2. OBJETIVOS Y CRITERIOS</b> .....	<b>11</b>
2.1. Objetivo General .....	11
2.2. Objetivos Específicos.....	11
<b>2.3. CRITERIOS IDENTIFICADOS</b> .....	<b>11</b>
3. RESULTADOS DE LA AUDITORÍA .....	19
3.1. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 1 .....	19
HALLAZGO No. 01 (A) - Campaña de perforación desarrollo primario Garzas .....	20
HALLAZGO No. 02 (A) - Campaña de perforación Bonanza 10 pozos .....	27
3.2. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 2 .....	33
HALLAZGO No. 03 (A) - Pagos tarifa de almacenamiento Taladro H&P900.....	36
HALLAZGO No. 04 (A) - Orden de Servicio 3039914 – Sistema <i>Walking</i> - Taladro PW-147 .....	51

## HECHOS RELEVANTES

### **Terminación Contratos de Asociación - Suscripción Convenio de Exploración y Explotación (Producción)**

El marco normativo que rige en Colombia para los contratos de asociación y suscripción de convenios de exploración y producción, se encontró que, mediante el Decreto 2288 de 2004, artículo 2, se desarrolla el procedimiento que deberá cumplir Ecopetrol S.A. para la suscripción de convenios en los cuales se definan las condiciones de exploración y explotación de áreas de interés para ejercer los derechos sobre la producción de estas, en concordancia con lo anterior la Resolución 181495 de 2009 en su artículo 12 indica que, se debe tramitar permiso para perforar y para iniciar la perforación de un pozo, previamente se deberá solicitar y obtener permiso diligenciando el formulario 4 “permiso para perforar”

La suscripción del convenio, que trata la norma en cita y la suscripción de los convenios para las áreas de producción Recetor y Piedemonte, tuvieron tratamientos diferentes en cuanto al manejo y observancia del mandato legal; ya que, a la terminación de los contratos de asociación que derivaban en los convenios mencionados, pasados casi 36 meses en el caso de recetor y 16 meses en el caso Piedemonte, fueron suscritos los referidos acuerdos entre Ecopetrol y la ANH, tratos diferentes evidenciados en las aprobaciones de perforación de los pozos Lyria YW12 y Pauto Sur CP11, el primero sin convenio Recetor suscrito y el segundo con trámite similar, pero con restricción de aprobación hasta tanto se suscribiera el convenio Piedemonte.

Para la CGR, es relevante el hecho que, de la observación generada en la auditoria de cumplimiento y en las revisiones realizadas al cumplimiento normativo se hayan generado dos situaciones que a toda luz debieron ser tratadas bajo el precepto normativo, este es, el cumplimiento de lo preceptuado en el Decreto 2288 de 2004, cuya aplicación es obligatoria y de entendimiento para las partes, pues es claro que a la terminación de cualquier contrato de asociación, la suscripción es de efecto obligatorio para Ecopetrol por cuanto el derecho sobre la producción de los campos que recibe, por medio del Decreto Ley 1760 de 2003 deben estar legalizadas y establecidas las condiciones de exploración y explotación de las áreas bajo la suscripción junto con la ANH del referido convenio de exploración y producción.

## CARTA DE CONCLUSIONES

86111

Bogotá D.C.,

Doctor  
**FELIPE BAYON PARDO**  
Presidente  
Ecopetrol S.A  
Carrera 13 No.36-42  
Ciudad

**Asunto:** Informe Final Auditoría de Cumplimiento 2022

Respetado Doctor Bayón

Con fundamento en las facultades otorgadas por el Artículo 267 de la Constitución Política y de conformidad con lo estipulado en la Resolución Orgánica 022 del 31 de agosto de 2018, la Contraloría General de la República realizó la Auditoría de Cumplimiento de la normatividad aplicable en la ejecución de los proyectos realizados por la entidad.

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

Es obligación de la CGR expresar con independencia una conclusión sobre el cumplimiento de las diferentes metas propuestas por la entidad, así como, el cumplimiento de las obligaciones tanto contractuales como normativas, conclusión que debe estar fundamentada en los resultados obtenidos en la auditoría realizada.

Este trabajo se ajustó a lo dispuesto en los principios fundamentales de auditoría y las directrices impartidas para la auditoría de cumplimiento, conforme a lo establecido en la Resolución Orgánica 022 del 31 de agosto de 2018, proferida por la Contraloría General de la República, en concordancia con las Normas Internacionales de las Entidades Fiscalizadoras Superiores (ISSAI<sup>1</sup>), desarrolladas

---

<sup>1</sup> ISSAI: The International Standards of Supreme Audit Institutions.

por la Organización Internacional de las Entidades Fiscalizadoras Superiores (INTOSAI<sup>1</sup>) 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 las entidades consultadas.

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

La auditoría adelantada por funcionarios de la Dirección de Vigilancia Fiscal de la Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía se enmarcó en los periodos 2020 a 2022 de acuerdo con la ejecución de la materia auditada.

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

## **1.1. OBJETIVO DE LA AUDITORÍA**

Evaluar el cumplimiento de la normatividad aplicable en la ejecución los contratos de perforación y completamiento realizados por la entidad.

## **1.2. FUENTES DE CRITERIO**

De acuerdo con el objeto de la evaluación el marco legal aplicable fue:

- Constitución Política de 1991, en sus Artículos 209 y 267 habla sobre la vigilancia de la gestión fiscal del Estado.
- Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006.

---

<sup>1</sup> INTOSAI: International Organization of Supreme Audit Institutions.

- Decreto 1760 de 2003, por medio del cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A.
- Estatutos Sociales de Ecopetrol aprobados en el procedimiento GOC-ES-001, V.1 del 29 de marzo de 2019.
- Código de Petróleos Decreto 1053 de 1956
- Decreto 2288 de 2004
- Resoluciones MME 181495 de 2009
- Resoluciones MME 40048 de 2015
- Resolución MME 181517 de 2002
- Resolución MME 90341 de 2014
- Decreto 3004 de 2013
- Decreto Único Reglamentario Sector Minas y Energía 1073 de 2015.
- Estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-Icontec, Retie, ISO.
- Planes de inversión, Planes operativos, Planes y programas de explotación, en los procesos de producción en activos, de operación directa y asociada.
- Plan de Abastecimiento Integral aprobado – PAI
- Planes de mantenimiento y de integridad de pozos.
- Planes de abandono y de desincorporación de activos.
- PAI – Plan de Abastecimiento Integral aprobado
- Guía para el manejo de gastos reembolsables - GAB-G-006
- Contratos de Asociación, E&P y Convenios de Explotación suscritos por Ecopetrol S.A.
- GAB-G- 001 Guía de Lineamientos Generales para la Gestión de Contratos Versión Modelo Operativo del Proceso - Gestión de Abastecimiento V5-07/06/2019
- GAB-M-001 Manual de contratación de Ecopetrol S.A Versión 1 y 2
- Modelo Operativo del Proceso Gestión de abastecimiento versión 5 y 6
- GAB-G-012 Guía de Requisitos HSE para la Planeación y Ejecución de Contratos en Ecopetrol S.A.
- Guía de Pagos de Ecopetrol versiones 2.0 y 3.0 GFI-G-001
- Libro de Procesos Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP Versión 2.0 y 3.0
- Matriz de decisiones y atribuciones

### **1.3. ALCANCE DE LA AUDITORÍA**

El alcance está dirigido a la evaluación de contratos asociados a las actividades de perforación y completamiento ejecutados a través de los proyectos y campañas de perforación y completamiento del portafolio y plan de inversiones de Ecopetrol S.A.

Los contratos seleccionados son aquellos que tuvieron ejecución y cierre entre el 1 de enero de 2021 a lo ejecutado durante 2022.

Los procesos y áreas involucradas que integran el alcance de las verificaciones son:

Proceso de Abastecimiento (GAB) - Vicepresidencia de Abastecimiento (VAB)  
Proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos (EPP)  
Proceso Perforación y Completamiento (WDP)  
Vicepresidencia de Desarrollo, Proyectos y Perforación (VPP)  
Vicepresidencia Andina Orienta (VAO) y Hub Oriente  
Vicepresidencia Piedemonte (VPI) y Hub Piedemonte  
Vicepresidencia Regional Orinoquía (VRO) y Hub Llanos  
Vicepresidencia Regional Central (VRC) y Hub Central  
Proceso de Exploración OnShore (EXP) – Vicepresidencia de Exploración (VEX)

Se definió en el alcance de la auditoría los proyectos ejecutados específicamente aquellos que incluyen actividades de perforación y completamiento y a través de la muestra se evaluó a partir de revisión de las inversiones ejecutadas en CAPEX asociados a las campañas y proyectos de perforación y completamiento.

También incluyó análisis de ejecución contractual y documental a las obligaciones contraídas por las partes, así como a los soportes y diferentes transacciones asociadas con la ejecución de los contratos, así como de las ordenes de pedido, actas de recibo de cantidades, actas de liquidación parcial, y/o actas de balance y cierre.

#### **1.4. LIMITACIONES DEL PROCESO**

En el trabajo de auditoría no se presentaron limitaciones, provenientes del sujeto de control que afectaran el alcance o el desarrollo de la auditoría.

#### **1.5. RESULTADOS EVALUACIÓN CONTROL INTERNO**



**Resultados de la evaluación - Guía de auditoría de cumplimiento**

ATENCIÓN: Este archivo debe ser utilizado en versiones Excel 2007 o superiores.

I. Evaluación del control interno institucional por componentes				Ítems evaluados	Puntaje		
A. Ambiente de control				7	1		
B. Evaluación del riesgo				3	1		
C. Sistemas de información y comunicación				6	1		
D. Procedimientos y actividades de control				5	1		
E. Supervisión y monitoreo				4	1		
Puntaje total por componentes				1			
Ponderación				10%			
Calificación total del control interno institucional por componentes				0,100			
				Adecuado			
Riesgo combinado promedio				MEDIO			
Riesgo de fraude promedio				BAJO			
II. Evaluación del diseño y efectividad de controles			Ítems evaluados	Puntos	Calificación	Ponderación	Calificación Ponderada
A. Evaluación del diseño			8,000	12,000	1,500	20%	0,300
B. Evaluación de la efectividad			8,000	12,000	1,500	70%	1,050
Calificación total del diseño y efectividad				1,350			
				Adecuado			
Calificación final del control interno				1,450			
				Eficiente			

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

Como resultado de la evaluación al diseño y efectividad de controles implementados en Ecopetrol, la calificación obtenida fue "Adecuado" con un puntaje de 1,350:

En consecuencia, de acuerdo con la metodología vigente para la evaluación del Control Interno, el puntaje final obtenido es de 1,450; valor de referencia que permite a la Contraloría General de la República establecer que el rango de calificación en el cual se encuentra el control interno es "Eficiente".

## 1.6. CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO EVALUACIÓN REALIZADA

### Concepto sin reservas

Como resultado de la auditoría realizada, la Contraloría General de la República considera que la normatividad aplicable a la ejecución de las actividades de perforación y completamiento, proyectos, campañas y contratos, resulta conforme en todos los aspectos significativos, frente a los criterios aplicados de la materia controlada.

Sin embargo, el equipo de auditoría identificó situaciones que derivaron en los hallazgos reportados en referencia con:

En la campaña de perforación del proyecto de desarrollo garzas, la campaña de perforación del proyecto bonanza 10 pozos, en los cuales no se ha cumplido el objetivo en incorporación de producción incremental; así mismo, se encontraron desviaciones en las aprobaciones de perforación de pozo pauto sur CP11 y en la instalación y puesta en operación oportuna del sistema walking del taladro PW-147.

## **1.7. RELACION DE HALLAZGOS**

Como resultado de la auditoría, la Contraloría General de la República comunicaron a la entidad un total de cinco (5) observaciones, las cuales, una vez analizadas las explicaciones emitidas en respuesta a cada una de ellas, se configuraron un total de cuatro (4) hallazgos administrativos, como se detallan en el contenido del presente informe.

## **1.8. PLAN DE MEJORAMIENTO**

En esta auditoria no se contempló la evaluación de la efectividad producto de actividades suscritas derivada de hallazgos de las auditorias financieras y de cumplimiento de vigencias anteriores.

Sin embargo, la entidad deberá incorporar al plan de mejoramiento vigente, las acciones y metas de tipo correctivo y/o preventivo, dirigidas a subsanar las causas de los hallazgos presentados en el presente informe.

Cordialmente,



**GERMAN CASTRO FERREIRA**  
Contralor Delegado Sector Minas y Energía

Aprobó: Fulton Ronny Vargas C - Director de Vigilancia Fiscal  
Revisó: Edgar Vicente Gutiérrez R – Supervisor  
Proyectó: Equipo Auditor

TRD 86112-011- Auditoría

## OBJETIVOS Y CRITERIOS

### 2.1. Objetivo General

Evaluar el cumplimiento de la normatividad aplicable en la ejecución los contratos de perforación y completamiento realizados por la entidad.

### 2.2. Objetivos Específicos

- Evaluar el cumplimiento de los principios de gestión fiscal por parte de Ecopetrol S.A., en la ejecución de los recursos asignados a los contratos de perforación y completamiento, y los resultados alcanzados en las campañas y proyectos seleccionados.
- Evaluar el cumplimiento por parte de Ecopetrol de la normatividad aplicable en los procesos de contratación de perforación y completamiento, con base en su manual de contratación, procedimientos contractuales internos y principios de la función administrativa y la gestión fiscal.

### 2.3. CRITERIOS IDENTIFICADOS

Para la presente auditoria de cumplimiento además de las fuentes enunciadas con anterioridad, se enmarca y se tendrán en cuenta las siguientes normas:

- ❖ **Constitución Política de 1991**, en su Artículo 267 modificado por el Acto Legislativo 04 de 2019 donde señala: La vigilancia y el control fiscal son una función pública que ejercerá la Contraloría General de la República, la cual vigila la gestión fiscal de la administración y de los particulares o entidades que manejen fondos o bienes públicos, en todos los niveles administrativos y respecto de todo tipo de recursos públicos. (...) El control fiscal se ejercerá en forma posterior y selectiva y además podrá ser preventivo y concomitante, según sea necesario para garantizar la defensa y protección del patrimonio público. (...) La vigilancia de la gestión fiscal del Estado incluye el seguimiento permanente al recurso público, sin oponibilidad de reserva legal para el acceso a la información por parte de los órganos de control fiscal y el control financiero, de gestión y de resultado, fundado en la eficiencia, la economía, la equidad. El desarrollo sostenible y el cumplimiento de valoración de costos ambientales.
- ❖ **Artículo 3. Ley 489 de 1998: Principios de la función administrativa.** La función administrativa se desarrollará conforme a los principios constitucionales, en particular los atinentes a la buena fe, igualdad, moralidad, celeridad, economía, imparcialidad, eficacia, eficiencia, participación, publicidad, responsabilidad y transparencia. Los principios anteriores se aplicarán,

igualmente, en la prestación de servicios públicos, en cuanto fueren compatibles con su naturaleza y régimen.

- ❖ **Artículo 6. Ley 1118 de 2006: Régimen aplicable a Ecopetrol S. A.** Todos los actos jurídicos, contratos y actuaciones necesarias para administrar y desarrollar el objeto social de Ecopetrol S. A., una vez constituida como sociedad de economía mixta, se regirán exclusivamente por las reglas del derecho privado, sin atender el porcentaje del aporte estatal dentro del capital social de la empresa.
- ❖ **Decreto 1760 de 2003, modificado por el art.43 del Decreto 409 de 2006** por medio del cual se “escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A.
- ❖ **Artículo 13. Ley 1150 de 2007. Principios generales de la actividad contractual para entidades no sometidas al estatuto general de contratación de la administración pública.** Las entidades estatales que por disposición legal cuenten con un régimen contractual excepcional al del Estatuto General de Contratación de la Administración Pública, aplicarán en desarrollo de su actividad contractual, acorde con su régimen legal especial, los principios de la función administrativa y de la gestión fiscal de que tratan los artículos 209 y 267 de la Constitución Política, respectivamente según sea el caso y estarán sometidas al régimen de inhabilidades e incompatibilidades previsto legalmente para la contratación estatal.
- ❖ **Artículo 14. Ley 1150 de 2007 Del régimen contractual de las empresas industriales y comerciales del estado, las sociedades de economía mixta, sus filiales y empresas con participación mayoritaria del estado. Artículo modificado por el artículo 93 de la Ley 1474 de 2011.** El nuevo texto es el siguiente: Las Empresas Industriales y Comerciales del Estado, las Sociedades de Economía Mixta en las que el Estado tenga participación superior al cincuenta por ciento (50%), sus filiales y las Sociedades entre Entidades Públicas con participación mayoritaria del Estado superior al cincuenta por ciento (50%), estarán sometidas al Estatuto General de Contratación de la Administración Pública, con excepción de aquellas que desarrollen actividades comerciales en competencia con el sector privado y/o público, nacional o internacional o en mercados regulados, caso en el cual se regirán por las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a sus actividades económicas y comerciales, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 13 de la presente ley. Se exceptúan los contratos de ciencia y tecnología, que se regirán por la Ley 29 de 1990 y las disposiciones normativas existentes.

- ❖ Guía para la contratación de bienes y servicios locales en la cadena de abastecimiento - GAB-G-002 - versión 2 del 28 de diciembre de 2017, en todo su contenido.
- ❖ Guía lineamientos generales para la gestión de contratos - GAB-G-001 - versión 1 a la 16 01/10/2021; en todo su contenido.

El objeto de esta guía es la de establecer lineamientos generales para la gestión (supervisión y control) de los contratos celebrados en desarrollo del proceso de abastecimiento de Ecopetrol S.A., en su condición de contratante, por parte de quienes ejerzan los roles de administrador, interventor y de aquellos que realicen actividades de recibo de cantidades, en complemento de lo desarrollado en el libro modelo operativo de abastecimiento y en la matriz de delegaciones y atribuciones. Por lo que, es menester para ésta auditoria tener como criterio de evaluación la integralidad de la misma, de todas las versiones 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16 atendiendo que las mismas se adicionan y complementan entre sí.

- ❖ Guía para el manejo de gastos reembolsables - GAB-G-006 - versión 3 del 1/11/2018, Se requiere como criterio de evaluación en cuanto a que en ella se establecen las actividades que deben realizar los responsables del trámite, gestión, administración y pago de los gastos reembolsables, en contratos celebrados por ECOPETROL S.A., para el cumplimiento de su objeto social, con ocasión del Proceso Gestión de abastecimiento, de manera tal que dicho proceso cumpla con los requisitos tributarios exigidos por la normatividad legal vigente.
- ❖ Guía de atribuciones de los funcionarios, roles y responsabilidades. En todo su contenido
- ❖ Matriz integral riesgos y controles de procesos de Ecopetrol. Procesos EDP-WDP-ABA-EXP
- ❖ Manual de Contratación de Ecopetrol S.A - GSJ- M001 (2012) Versión 1. Gestión de Servicios Jurídicos Vicepresidencia Jurídica. *Este Manual contiene los principios, normas y procedimientos, con fundamento en los cuales se tramitan los procesos de selección de contratistas y se celebrarán los contratos que ECOPETROL requiera para el desarrollo de su objeto social, y para cumplir su condición de Operador o Mandatario o cualquier figura similar a éstas en contratos de Colaboración, Asociación o Mandato.*  
*Numeral 4.3. Perfeccionamiento, ejecución y liquidación del contrato, en toda su extensión.*

- ❖ Manual de Contratación de Ecopetrol S.A. Gestión de abastecimiento, vicepresidencia Jurídica GAB-M-001 20 de diciembre de 2016. *Este Manual de contratación se define como el marco normativo que orienta las actividades de abastecimiento de bienes y servicios, que adelanta Ecopetrol S.A. directamente, en su nombre y cuenta, y, cuando así se disponga en el acuerdo, acto o contrato, en nombre y por cuenta de terceros.*

- 4.6.1 Gestión de contratos.
- 4.6.2. Variaciones en las condiciones de los contratos.
- 4.6.3. Clausula Penal y multas.
- 4.6.4. Terminación del vínculo contractual.
- 4.6.5 Cierre y balance de Contratos.
- 4.7.1. Formalidades de los actos contractuales.
- 4.7.2. Utilización de medios electrónicos.
- 4.7.3. Normas y procedimientos adicionales.

- ❖ GAB-G-002 -Guía para la contratación de bienes y servicios locales en la cadena de abastecimiento, del 28-12-2017 versión 1 y 2.

2.4. Monitoreo. Los Administradores de contratos que demanden Bienes y Servicios Locales, deben realizar seguimiento a las relaciones comerciales que establezcan los Contratistas con proveedores locales, para mitigar riesgos de incumplimiento con éstos.

- ❖ Guía Lineamientos Generales de Gestión de Contratos - GAB-G-001 del 08/09/2017 Versiones 10 a 16 actualizada a 01/10/2021 (funciones administrador contratos).

2.1.1. Administrador del contrato. El Administrador debe ser trabajador de Ecopetrol y es el responsable del aseguramiento y control integral de la ejecución del contrato, en cuanto a objeto, plazo, valor y obligaciones pactadas en el mismo. Deberá gestionar integralmente los riesgos y oportunidades de mejora, que se presenten en la ejecución del contrato, buscando el cumplimiento de su objeto y la satisfacción de las necesidades e intereses de Ecopetrol.

2.1.2. Interventor del contrato. El Interventor hará el control y seguimiento a la ejecución del objeto contractual en aspectos técnicos y HSE; verificará los servicios o trabajos y cantidades ejecutadas por el Contratista, certificando las cantidades realmente recibidas a satisfacción por parte de Ecopetrol, y que las obligaciones técnicas a cargo del Contratista se cumplan de conformidad con las normas aplicables (HSE, Técnicas, entre otras); cuando los interventores son funcionarios de Ecopetrol, se entiende que dicha función equivale a la supervisión técnica señalada en el Estatuto Anticorrupción.

Los conceptos técnicos de los Interventores son vinculantes en las decisiones que deba tomar el Administrador del contrato.

2.2. Alcance de la gestión.

2.2.2. Interventoría.

- ❖ Guía para el manejo de gastos reembolsables - GAB-G-006 - versión 2 del 27/06/2013.

3.1. Aspectos relevantes para establecer gastos reembolsables

3.1.a inclusión de gastos reembolsables

3.1.b Rol del Interventor y del Administrador del contrato, respecto a los Gastos Reembolsables

3.2 Procedimiento Operativo

3.2.a Gestión Administrativa de los Gastos Reembolsables

- ❖ Guía de Pagos GFI-G-001 V2 – 25/07/2014

Numeral 3.1 Condición de pago

Numeral 3.2 Moneda de pago

Numeral 3.3 Aprobación para la ejecución de pagos

Numeral 3.4 Periodicidad de la ejecución de pagos

Numeral 3.5 Forma de pago

Numeral 3.6 Excepciones

Numeral 3.7 Pago antes del vencimiento con descuento financiero por pronto Pago.

- ❖ Guía de Pagos GFI-G-001 V3 – 23/02/2021

Numeral 2.1 Lineamientos para la ejecución de pagos

Numeral 2.2 Lineamientos para la ejecución de anticipos

Numeral 2.3 Lineamientos para pactar pagos anticipados

Numeral 2.4 Excepciones de pagos, anticipos y pagos anticipados.

- ❖ Modelo Operativo del Proceso - Gestión de Abastecimiento V5- 07/06/2019

Numeral 3.3 Gobernabilidad: compuertas y entes de gobierno

Numeral 4.4 Gestión de Contratos

Numeral 4.6 Entregables –Gestión de Contratos

- ❖ Modelo Operativo del Proceso - Gestión de Abastecimiento V6 – 10/12/2021

Numeral 3.3 Roles y responsabilidades

Numeral 3.4 Gobernabilidad

Numeral 4.4 Gestión de Contratos

- ❖ Libro de Procesos Ecopetrol Desarrollo de Proyectos EDP Versión 3.0

Capítulo 4 Gobernabilidad

Capítulo 5 Interdependencias - Perforación y Completamiento –WDP-

Capítulo 6 Guía detallada del proceso – 6.4 Ejecución del Proyecto - 6.4.3 Insumos.

Capítulo 6 Guía detallada del proceso – 6.5 Cierre del proyecto – 6.5.4 Cerrar contratos y órdenes.

- ❖ Modelo Operativo de Gestión de Abastecimiento. 4.4, 4.5, 4.6 Abastecimiento Estratégico
- ❖ Procedimiento para la Gestión y Administración de Materiales - GAB-P-027 en todo su contenido.
- ❖ Procedimiento para la Operación de las Bodegas de Materiales GAB-P-026

Numeral 3.10 Traslado entre bodegas de Gastos y Proyectos

Los traslados entre gastos y proyectos solo podrán efectuarse siempre y cuando exista una necesidad del área receptora, que cuente con un plan de consumo definido.

- El recibo de un material producto de un traslado, solo podrá efectuarse a nivel de sistema, una vez el material llegue físicamente y haya sido inspeccionado satisfactoriamente.
- Para los casos en que el traslado requiera actualización de precio, se deberá actuar conforme a lo definido en el procedimiento contable para el manejo de materiales de operación y proyectos GFIP- 004 o el que haga sus veces.
- El operador de la bodega debe asegurar la confirmación de las órdenes de transporte en cada paso del traslado realizado...”

- ❖ Guía de gestión de riesgos en proyectos - EDP-G-001 - versión 1 del 23/01/2017.

3.2.4 Tratamiento.

3.3. Criterios para Evaluación de Riesgos en proyectos.

- ❖ Procedimiento para entrega técnica de un activo o proyecto a Operaciones en la VRP - ECP-GRP-P-001. En todo su contenido
- ❖ Instructivo para la Compuerta Técnica EDP – I-001. En todo su contenido
- ❖ Procedimiento Para La Realización De Revisiones Integrales De Aseguramiento De Proyectos Del Grupo Empresarial Ecopetrol – *Assurance Reviews* Procedimiento EDP-P-003
- ❖ Procedimiento de Cierre de Proyectos EDP-P-010 Versión 4 del 28/02/2019



3.2.1 Entrega del proyecto al activo y/o operaciones. Este paso debe formalizar la aceptación del dueño del activo por medio del EDP-F-057 “FORMATO DE ENTREGA AL LÍDER DEL ACTIVO Y OPERACIONES”.

❖ GUIA DE PLANEACION FINANCIERA Y PRESUPUESTO

El proceso de Gestión de Presupuesto y Costos ("GPC") provee un marco general para la gestión del presupuesto y costos del Grupo Empresarial. Este libro describe la GPC diseñada para el Grupo Empresarial y busca asegurar que todos los negocios y las unidades corporativas tengan un claro entendimiento de: Cómo se estructura el plan financiero plurianual que apunte a cumplir las expectativas corporativas. Cómo se gestiona el presupuesto y los costos con criterios de rentabilidad y análisis costo-beneficio que permitan cumplir las metas propuestas, realizar sensibilidades y proyecciones macro ante variaciones de tasa, precios, volúmenes y otros.

❖ Guía para el seguimiento de la ejecución del presupuesto anual y de la expectativa de valor de las inversiones GIP-G-011

2.2. Seguimiento a la Expectativa de Valor de las Inversiones

2.2.2. Alcance. Analizar el desempeño de las variables críticas del proyecto frente a su expectativa de valor (FID – Final Investment Decisión), con el fin tomar acciones que permitan el cierre de brechas e identificar las mejores prácticas y lecciones aprendidas.

❖ Decreto Único Reglamentario Sector Minas y Energía 1073 de 2015

Artículo 2.1.1.2. *Ámbito de Aplicación.* El presente decreto aplica a las entidades del sector Minero Energético y rige en todo el territorio nacional.

Artículo 2.2.1.1.1.5. *Estándares y normas para la Exploración y Explotación de los Yacimientos convencionales continentales y costa afuera.* Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera deberán observar los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTCICONTEC, RETIE o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

❖ Decreto 1053 de 1956 Código de Petróleos de Colombia. Por el cual se expide el Código de Petróleos. En su totalidad, especialmente lo conveniente a Exploración y Explotación como los artículos 13, 16, 39, 114, 120 y el Capítulo III.

- ❖ Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía. Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, especialmente los artículos 4, 6, 12, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 31, 32, 33,35, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 68.
- ❖ Resolución 40048 de 2015. Artículo 10. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y modifica los artículos 6°, 13, 26, 27, 30, 32, 41, 43 y 60 de la Resolución 18 1495 de 2009.
- ❖ Decreto 3004 de 2013. Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
- ❖ Resolución 90341 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales artículos 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90.
- ❖ Resolución 181517 de 2002 del Ministerio de Minas y Energía. Por la cual se clasifican y definen los pozos exploratorios y de desarrollo de hidrocarburos artículos 1 y 2.
- ❖ Libro de proceso ECOPETROL GESTIÓN DE PRODUCCIÓN. Por el cual se describe el desarrollo del proceso EGP, el cual se encarga de progresar las reservas desarrolladas a producción, mediante la gestión y operación de las facilidades y pozos, así como la administración de los convenios y contratos de explotación, en campos donde Ecopetrol es Operador, bajo los criterios de Excelencia Operacional, para asegurar el logro de los objetivos establecidos para los activos.
- ❖ Contratos y Convenios de Explotación de Hidrocarburos y Contratos E&P.
- ❖ Guía de Apoyo a la Planeación de Ingeniería Fases de Evaluación, Selección y Detalle del Proceso Well Delivery Process - WDPG-015 – Versión 1 del 17/11/2017.
- ❖ Guía Para Diligenciar permisos para operaciones de Perforación y Completamiento- Formas Ministeriales MME - WDP-G-001 - Versión 2 del 27/11/2018
- ❖ Guía para el Aseguramiento de la Información WDP (WDP-G-020 – Versión 3 del 20/09/2019).

- ❖ Guía de Gobernabilidad del Proceso Well Delivery Process – WDP (WDP-G-089 – Versión 1 del 23/12/2020)
- ❖ Procedimiento Gestión y control de cambios para perforación y completamiento de pozos - WDP-P-001 - Versión 2 del 28/12/2018.
- ❖ Libro de proceso exploratorio versión 4.2.
- ❖ Resolución No. 181517 de 2002. Clasificación y definición de los pozos exploratorios y de desarrollo de hidrocarburos.
- ❖ Normatividad corporativa relacionada con el manejo de Inventarios
- ❖ GAB-L-003 V5 Plan de Continuidad Operativa e Inventarios
- ❖ GAB-N-001-Libro del Modelo Operativo
- ❖ GAB-P-026 Procedimiento para la operación en bodegas de materiales
- ❖ GAB-P-027 Procedimiento para la operación de las Bodegas de Materiales
- ❖ GAB-P-03 Procedimiento para las tomas físicas de inventarios
- ❖ GAB-P-032- Gestión Logística de bienes de Importación

## RESULTADOS DE LA AUDITORÍA

### 3.1. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 1

OBJETIVO ESPECÍFICO 1
Evaluar el cumplimiento de los principios de gestión fiscal por parte de Ecopetrol S.A., en la ejecución de los recursos asignados a los contratos de perforación y completamiento, y los resultados alcanzados en las campañas y proyectos seleccionados.

Se ha definido como alcance del objetivo proyectos con actividades de perforación y completamiento, mediante el análisis de una muestra de proyectos seleccionada según metodología para la gestión de proyectos EDP, lo anterior a partir de la revisión de las inversiones ejecutadas en CAPEX asociados a las campañas y proyectos de perforación y completamiento ejecutados en el periodo 2020 a 2022.

Lo anterior, de acuerdo con la información aportada por la entidad sobre cada campaña o proyecto seleccionado, validando los resultados de los mismos, derivados de la ejecución de bienes y servicios, conforme con lo definido en términos técnicos, económicos y cronograma.

La verificación del cumplimiento y ajustes en las estrategias, cronogramas, metas para los hitos de perforación y completamiento se efectuó en relación con los siguientes proyectos.

- HUB CENTRAL: Desarrollo Primario Garzas, PYE Flamencos, Perforación 10 Pozos Bonanza y Desarrollo Oportunidad Llanito Módulo 1.
- HUB PIEDEMONTE: Pozo Cupiagua XD45, Perforación Pauto PSCPE, Perforación Pozo Pauto PTJPF y Perforación Pozo TTRD FRTP 12

Para el desarrollo del procedimiento de la muestra seleccionada se evaluó, el desempeño, resultados y avances en cuanto a su alcance, tiempo y costo, de acuerdo con las normas y procedimientos que rigen a los proyectos, en específico enfocado a los hitos de perforación y completamiento.

Se verificó que los recursos fiscales se destinaran a los fines previstos por las normas internas que rigen el procedimiento dentro de la entidad y/o recursos administrados por terceros o particulares, así como el adecuado control y seguimiento; para lo cual se identificaron los roles y responsabilidades de los actores encargados de cada negocio con el objetivo de evidenciar el acatamiento y/u omisión de sus funciones, teniendo en cuenta los riesgos previstos por la entidad y los controles definidos para mitigarlos.

La aplicación de pruebas de control estuvo definida a determinar la efectividad de estos en el manejo del sistema interno de Ecopetrol S.A.

De lo anterior, fueron comunicadas las observaciones oportunamente a la entidad con el fin que pudieran dar respuestas a las mismas, consecuentemente se realizó el análisis de las respuestas y se generaron los siguientes hallazgos:

#### **HALLAZGO No. 01 (A) - Campaña de perforación desarrollo primario Garzas**

En el documento del acta de constitución del proyecto (Project Charter) PPY-F-004 se describe como objetivo “*Desarrollar 3.74 MBLS de reservas apalancando las metas corporativas*”. En el documento en cita en el numeral 4 productos y/o entregables se describe que. La campaña de perforación es de 8 pozos productores (profundización del pozo GZ10 + perforación de 7 pozos).

Proyecto Desarrollo Primario Garzas. Objetivo: “*Desarrollar 3.74 MBLS de reservas 3P mediante la profundización de 1 pozo productor y la perforación de 7 pozos productores nuevos a partir de 2021 y alcanzar una producción incremental entre 1500 – 2100 BOPD en el campo Garzas.*”

El proyecto Desarrollo Primario Garzas, tiene como alcance una producción incremental entre 1500 – 2100 BOPD en el campo Garzas; para la vigencia 2019-2020 su alcance entre otros era la perforación de 8 pozos productores

(Profundización del pozo GZ-10 + Perforación de 7 Pozos GZ-11, GZ-12, GZ-13, GZ-14, GZ-15, GZ-16 y GZ-17).

En la verificación de los indicadores de desempeño en tiempo y costo del Proyecto de Desarrollo Primario Garzas, se evidenciaron desviaciones entre el -19.4% al -18.81% en los avances reales respecto a la planeación inicial del proyecto que, hechos que, frente a las actividades de perforación y completamiento, presentaron cambios como la no perforación de los pozos GZ-10R, GZ-11 y GZ-13, por cuanto los pozos perforados de la campaña presentaron baja producción.

Las variaciones en tiempo entre lo planeado y la ejecución real del proyecto, evidencian retrasos frente a lo proyectado inicialmente, como la incorporación de reservas y alcanzar una producción incremental en el proyecto. Con la anterior situación se generaron limitaciones en el cumplimiento del objetivo del proyecto en cita, ya que los resultados de los pozos perforados afectaron la promesa de valor de al no alcanzar las proyecciones de producción incremental de entre 1500-2100 BOPD, como se referencia en los Informes Técnicos Anuales, donde se relaciona la baja producción para el campo Garzas.

Frente a lo anterior, se advierte un incumplimiento de la promesa del proyecto en referencia a la incorporación de una producción incremental entre 1500 – 2100 BOPD en el campo Garzas, como resultado de la campaña de perforación, lo que genera incertidumbre del retorno de inversión de los 32.4 MUSD ejecutados en las actividades de perforación y completamiento de los 7 pozos, ya que después de perforados solo se alcanzaron 307 BOPD, resultado que no genera el valor esperado para la compañía.

### ***Observación Administrativa***

#### **RESPUESTA DEL AUDITADO HALLAZGO No.1**

##### ***Respuesta Vicepresidencia Desarrollo Proyectos y Perforación***

*“Respecto a lo afirmado por la Contraloría cuando manifiesta que: “En la verificación de los indicadores de desempeño en tiempo y costo del Proyecto de Desarrollo Primario Garzas, se evidenciaron desviaciones entre el -19.4% al -18.81% en los avances reales respecto a la planeación inicial del proyecto que, hechos que, frente a las actividades de perforación y completamiento, presentaron cambios como la no perforación de los pozos GZ-10R, GZ-11 y GZ-13, por cuanto los pozos perforados de la campaña presentaron baja producción.”, nos permitimos aclarar;*

*El proyecto de Desarrollo Primario Garzas se encuentra en su fase 4 de ejecución y, en este momento se están realizando actividades complementarias dentro del alcance del mismo en los pozos GZ-15 y GZ-16 cuyos resultados serán considerados*

*en la definición de los pozos GZ-10R, GZ-11 y GZ-13, igualmente se están realizando trabajos para la actualización y mejoramiento de la facilidad de producción, adecuaciones internas en las vías y realizando un análisis fundamentado de los riesgos materializados, los estimados de volumetría bajo las probabilidades técnicas y operativas actuales y los análisis financieros que soportan las decisiones.*

*La desviación que se presenta en los porcentajes mostrados corresponde al impacto asociado a la materialización de riesgos propios del negocio, situación que genera la necesidad de realizar el análisis técnico y financiero que se viene adelantando y que tiene como entregable el Plan que propende por maximizar la expectativa de valor de la inversión.*

*Manifiesta la Contraloría en su informe que: “Las variaciones en tiempo entre lo planeado y la ejecución real del proyecto, evidencian retrasos frente a lo proyectado inicialmente, como la incorporación de reservas y alcanzar una producción incremental en el proyecto. Con la anterior situación se generaron limitaciones en el cumplimiento del objetivo del proyecto en cita, ya que los resultados de los pozos perforados afectaron la promesa de valor de al no alcanzar las proyecciones de producción incremental de entre 1500-2100 BOPD, como se referencia en los Informes Técnicos Anuales, donde se relaciona la baja producción para el campo Garzas.”*

*Frente a lo anterior, se advierte un incumplimiento de la promesa del proyecto en referencia a la incorporación de una producción incremental entre 1500 – 2100 BOPD en el campo Garzas, como resultado de la campaña de perforación, lo que genera incertidumbre del retorno de inversión de los 32.4 MUSD ejecutados en las actividades de perforación y completamiento de los 7 pozos, ya que después de perforados solo se alcanzaron 307 BOPD, resultado que no genera el valor esperado para la compañía.”*

*Al respecto, y, con referencia a la siguiente afirmación: “Las variaciones en tiempo entre lo planeado y la ejecución real del proyecto, evidencian retrasos frente a lo proyectado inicialmente, como la incorporación de reservas y alcanzar una producción incremental en el proyecto”, informamos que durante la fase de ejecución del proyecto se han materializado riesgos previsibles e identificados durante su fase de planeación (Ver anexo denominado “Informe de gestión de riesgos del Proyecto Garzas), que superaron la clasificación y valoración inicial, respecto de los cuales, en el marco de la debida diligencia, se han realizado acciones de mitigación, planes de mejora y acciones correctivas, tanto a nivel de subsuelo como a nivel del proyecto y seguimiento a través de las instancias respectivas, entre otras, sesiones multidisciplinarias del equipo del proyecto, el Subcomité Inversiones VDP, Comité de Proyectos VRC, Sistemática semanal GRI.*

*La incorporación de una producción incremental entre 1,500 (escenario P50 o 50% de probabilidad de ocurrencia) y 2,100 (escenario P90 o 10% de probabilidad de*

ocurrencia) BOPD de producción pico, fue estimada bajo escenarios probabilísticos P10, P50 y P90 basados en la incertidumbre propia de los pronósticos y el comportamiento histórico de producción del mismo campo; perfiles estimados con base en una metodología estándar de industria y que corresponden a la naturaleza del negocio y de la organización bajo la guía interna para presentación de pronósticos de producción GOD-G-025.

Se aclara entonces que los perfiles no corresponden a estimaciones determinísticas de promesa de valor y, por otra parte, se reitera que a la fecha el alcance del proyecto aún no está finalizado al 100% (no todos los pozos se encuentran perforados y completados o en su óptimo régimen de extracción), por tanto, a raíz de la materialización de riesgos y el desplazamiento en tiempo, el volumen de producción no es concluyente a la fecha, es decir, aún no se puede valorar si se cumplió o no la promesa de valor pues el proyecto no ha finalizado.

En cuanto a, las reservas asociadas en un proyecto responden a dos variables (i) caudal inicial y, (ii) la declinación natural de los pozos, están reflejadas en este rango de proyección probabilístico.

Así mismo, se aclara que, las variables macroeconómicas post pandemia, los riesgos asociados a la incertidumbre del subsuelo y los riesgos operativos materializados hacen parte de la naturaleza intrínseca del negocio de la extracción y explotación de petróleo que han requerido, en la debida diligencia, un tiempo para realizar los análisis y recomendar las acciones más favorables y beneficiosas para Ecopetrol lo que ha conllevado el desplazamiento en el tiempo de ejecución del proyecto.

a. Mayores tiempos en las actividades de perforación debido a:

- Materialización de riesgo geológico por hallazgo de Gilsonita, identificado en las etapas de planeación por correlación con pozos existentes, exigiendo actualización y cambios de diseño mecánicos de pozos;
- Eventos operacionales de perforación (pegas de tubería, influjos, pérdidas de fluidos, pérdida de hueco, side track, presencia de formaciones móviles – Gilsonita);
- Bloqueos de la comunidad durante las actividades de perforación y completamiento los cuales causaron la suspensión de las obras de adecuación de facilidades y la suspensión de actividades y contratos de perforación y completamiento;
- Interrupción de operaciones que superan los tiempos planeados por condiciones meteorológicas superiores a las previstas inicialmente (inundaciones en la vía de acceso, tormentas eléctricas, niveles de pluviosidad).

- b. *Análisis técnico financiero, para definir alternativas para maximizar producción en el proyecto. Estas intervenciones y el análisis de los resultados de producción incremental generaron mayor desplazamiento en las actividades de ejecución.*
- c. *Mayores tiempos en la entrega de materiales y equipos por parte de los proveedores debido a las condiciones mundiales de falta de suministros, disponibilidad de transporte internacional, cierres de fábricas, represamiento de pedidos, los cuales generaron ampliación en el plazo de la adecuación de las facilidades y aumentaron los tiempos de las actividades de conexión y pruebas funcionales del sistema de monitoreo y control remoto en la facilidad de producción (sistema de control delta V y materiales de instrumentación).*
- d. *Materialización de riesgos de subsuelo por la incertidumbre asociada a variación lateral de propiedades de roca (heterogeneidad lateral), menor espesor neto y zonas del yacimiento de menor presión. Ver Anexo técnico explicativo perfiles y reservas Garzas.*

Los eventos anteriores se detallan con los impactos en tiempo en la siguiente tabla, algunos han ocurrido de manera simultánea y no secuencial:

Actividad	Eventos materializados	Impacto en tiempo (días)
Facilidades	Mayores tiempos en la entrega de materiales y equipos por parte de los proveedores debido a las condiciones mundiales de falta de suministros, cierre de fábricas, represamiento de pedidos	328
	No disponibilidad oportuna de materiales y/o equipos adquiridos.	201
	Interrupción de las actividades del proyecto por la comunidad, bloqueos, protestas, manifestaciones.	69
Perforación Completamiento &	Restricciones para la toma de registros	11
	Interrupción de operaciones que supere los tiempos planeados por condiciones meteorológicas (lluvias/tormentas/sequias)	9
	Falla en equipos de superficie de intervención a pozo (taladro, unidad de registros eléctricos, unidad de cementación, facilidades), slick line/ braided line, coiled tubing, well testing, equipos de estimulación, equipos de suabeo	4,5
	Fallas de herramientas de fondo de perforación (tubería, broca, motores, estabilizador, martillos, herramientas direccionales, linar hanger)	18
	Fallas de herramientas de fondo de perforación (tubería, broca, motores, estabilizador, martillos, herramientas direccionales, linar hanger).	5
	Perdida de fluidos/circulación	2
	Taponamiento de sargas, componentes, por elementos indeseados	2
	Pérdida o desviación de la trayectoria del hueco/ target (sidetrack geológico)	2
	Presencia de formaciones móviles y/o inestables (carbones / Gilsonita, entre otras)	25
	Pega de tubería/coiled tubing (geométrica/diferencial/empaquetamiento)	21

Cabe mencionar para la gestión de riesgos se sigue el procedimiento EDP-G-001 Guía Para la Gestión de Riesgos en Proyectos Versión 4, y las acciones de mitigación, así como el seguimiento y el registro de la materialización de los riesgos. Los cuales quedan documentados en la herramienta proyecta, como se puede observar en las siguientes imágenes tomadas de la gestión del proyecto Garzas, relacionadas con 2 de los riesgos que mayor impacto han generado en los tiempos del proyecto así:

Riesgo ID#07 Relacionado con Social.



Sistema de Información  
Ecopetrol Desarrollo de Proyectos

Consultas Proyectos Gestión

ECU19025 [ Fase 4 ]  
DESARROLLO PRIMARIO GARZAS

Registro de Riesgos del Proyecto

Descripción	Tratamiento	Valoración	Materialización
Consecutivo: 7			Evento riesgo: Interrupción de las actividades del proyecto por la comunidad
Fase del proyecto cuando ocurrió la materialización		¿El riesgo fue identificado?	
Fase 4		SI	
Descripción de la materialización			
Bogueses de la comunidad, que afectan las actividades del proyecto			

**Riesgo ID#15 Relacionado con abastecimiento.**

Sistema de Información  
Ecopetrol Desarrollo de Proyectos

Crear Proyecto Consultas Proyectos Gestión

ECU19025 [ Fase 4 ]  
DESARROLLO PRIMARIO GARZAS

Registro de Riesgos del Proyecto

Descripción	Tratamiento	Valoración	Materialización
Consecutivo: 15			Evento riesgo: No disponibilidad oportuna en sitio de materiales y/o equipos adquiridos.
Fase del proyecto cuando ocurrió la materialización		¿El riesgo fue identificado?	
Fase 4		SI	
Descripción de la materialización			
Se presentan retrasos en la asignación de órdenes de compra, que afectan la fabricación y entrega de bombas de condensado, KO - DRUM, los cuales están generando desviaciones hasta del 100%			

Ahora bien, con referencia a la siguiente afirmación: “en las actividades de perforación y completamiento de los 7 pozos” aclaramos que a la fecha de esta comunicación se han perforado y completado cinco pozos. Por lo anterior, los 307 BOPD que se mencionan como producción incremental se atribuyen solo a estos cinco pozos.

De otra parte, en atención a la solicitud la Contraloría General de la República, anexamos la presentación llevada a la mesa técnica que se realizó el día 21 de noviembre de 2022. Ver anexo denominado. “Mesa técnica observaciones 4 Garzas v1”.

**Conclusiones generales frente a la Observación No. 4 (A) Campaña de proyecto desarrollo primario Garzas:**

Por lo expresado, nos permitimos concluir que:

1. El Proyecto de Desarrollo Primario Garzas se encuentra en su fase 4 de ejecución y no ha tenido ningún cambio en su alcance. Actualmente dentro del proyecto se tienen 5 pozos perforados y completados, en cuanto a los Pozos Gz10, Gz11y Gz13 aún no se han iniciado actividades. Por otra parte, se señala que se continúan implementando trabajos en los pozos Gz15 y Gz16, al igual se están realizando análisis técnico-financieros para todo el proyecto.
2. Durante las fases de planeación del proyecto se identificaron riesgos de entorno, operativos, ambientales, desarrollo (yacimientos), geológicos y de seguridad física, que fueron clasificados y valorados con las condiciones

*existentes en su momento. En la fase de ejecución del proyecto se han materializado riesgos previsibles e identificados, los cuales han superado su clasificación y valoración inicial, generando como consecuencia desviaciones entre lo planeado y la ejecución real del proyecto. En este sentido, se han venido gestionando los riesgos materializados con acciones correctivas dentro del modelo de gobernabilidad de la empresa, con la debida gestión y diligencia, para lograr cerrar la brecha y lograr la captura de valor;*

- 3. La incorporación de una producción incremental entre 1,500 (escenario P50 o 50% de probabilidad de ocurrencia) y 2,100 (escenario P90 o 10% de probabilidad de ocurrencia) BOPD de producción pico, fue estimada bajo escenarios probabilísticos P10, P50 y P90 basados en la incertidumbre propia de los pronósticos y el comportamiento histórico de producción del mismo campo; perfiles estimados que con base en una metodología estándar de industria y que corresponden a la naturaleza del negocio y de la organización bajo la guía interna para presentación de pronósticos de producción GOD-G-025. Se aclara entonces que los perfiles no corresponden a estimaciones determinísticas de promesa de valor y por otra parte, se reitera que a la fecha el alcance del proyecto aún no está finalizado al 100% (no todos los pozos se encuentran perforados y completados o en su óptimo régimen de extracción), por tanto, a raíz de la materialización de riesgos y el desplazamiento en tiempo, el volumen de producción no es concluyente a la fecha.*

## **ANÁLISIS DE LA RESPUESTA DEL AUDITADO HALLAZGO No. 1**

La CGR analiza, que a pesar que en la respuesta Ecopetrol S.A. Indica que siguió el procedimiento para evaluación y sanción del proyecto, y que se han realizado acciones de mitigación, planes de mejora y acciones correctivas, tanto a nivel de subsuelo como a nivel del proyecto y seguimiento a través de las instancias respectivas, entre otras, sesiones multidisciplinarias del equipo del proyecto, el subcomité inversiones VDP, comité de proyectos VRC, sistemática semanal gri; los resultados de la campaña “Desarrollo Primario Garzas” distan del objetivo inicial.

Si bien es cierto, se evidenció la materialización de riesgos, ésta no justifica la baja producción, teniendo en cuenta que se trata de una campaña de desarrollo, en la que las características del yacimiento y del área productora son conocidas en gran medida, a diferencia de una perforación exploratoria.

En visita al proyecto por parte de la contraloría general de la república el día 22 de septiembre de 2022, se evidenció que a la fecha los pozos perforados no se encuentran en producción a pesar de haber sido entregados los activos Garzas 15 y Garzas 16 al área de producción (conexionados) en las fechas 31/10/2021 y 31/08/2021 respectivamente.

Ante las anteriores condiciones, la CGR, mantiene la observación y la confirma como hallazgo administrativo toda vez que cualquier acción que adelante Ecopetrol sobre los pozos perforados, propendiendo el mejoramiento de la producción, serán actividades diferentes a las planteadas en la campaña original, las cuales demandarán recursos adicionales para obtener los resultados esperados.

### **HALLAZGO No. 02 (A) - Campaña de perforación Bonanza 10 pozos**

En el documento del acta de constitución del proyecto (Project Charter) PPY-F-004 para el proyecto Bonanza 10 pozos, se describe como objetivo “Asegurar y desarrollar reservas (volumen técnico) en el orden de 2.33 Millones de barriles de petróleo y 5.6 Giga pies cúbicos de gas para las reservas probadas no desarrolladas, 0.66 Millones de barriles de petróleo y 1.09 Giga pies cúbicos de gas para las reservas probables y 0.28 Millones de barriles de petróleo y 0.65 Giga pies cúbicos de gas para las reservas posibles. El pico de producción estimada es de 1560 BOPD se alcanzará en el año 2021 (promedio mensual).

Como objetivo estratégico se esgrime que el proyecto contribuye a *Garantizar generación de valor y rentabilidad y Producir y desarrollar campos de manera rentable y sostenible.*

El proyecto Bonanza 10 Pozos, tiene como alcance una campaña de perforación y completamiento de 10 pozos: Bza-60, Bza-61, Bza-64, Bza-65, Bza-66, Bza-67, Bza-68, Bza-69, Bza-70 y Bza-71 durante la vigencia 2020 y 2021.

Revisado el indicador “Desempeño en el Tiempo (Progreso)” respecto al proyecto, se evidenció que, frente a las actividades asociadas a Perforación y Completamiento, no se perforaron los pozos Bza-64, Bza-70 y Bza-71, debido a la decisión de suspender el proyecto mientras se realizan las evaluaciones técnicas que permitan proponer un plan de intervención a los pozos con afectaciones en la producción y verificar la estrategia más favorable para la organización en cuanto a la oportunidad de realizar la perforación y el completamiento de dichos pozos, puesto que los resultados de los pozos perforados no fueron los esperados. Lo anterior generó una desviación entre -17.08% al -16.13% en 2022 en los avances reales respecto a la planeación inicial del proyecto.

Las variaciones entre lo planeado y la ejecución real del proyecto, evidencian el incumplimiento de lo planeado inicialmente, como es la incorporación de reservas y alcanzar el pico de producción en los tiempos planteados en el proyecto, incumpliendo así el objeto general del proyecto mencionado.

La CGR encuentra que después de la perforación de 7 pozos en la campaña 2020-2021, en el área Bonanza se alcanzó una producción de 1475 BOPD y no el incremento prometido de alrededor de 2392 BOPD, anunciado en los informes

técnicos anuales, lo anterior genera incertidumbre en el valor esperado y rentabilidad después de una inversión en perforación cercana a los 27.6 MUSD.

### **Observación Administrativa**

## **RESPUESTA DEL AUDITADO HALLAZGO No.2**

### *Respuesta Vicepresidencia Desarrollo Proyectos y Perforación*

*“Respecto a lo afirmado por la Contraloría cuando manifiesta que: “Revisado el indicador “Desempeño en el Tiempo (Progreso)” respecto al proyecto, se evidenció que, frente a las actividades asociadas a Perforación y Completamiento, no se perforaron los pozos Bza-64, Bza-70 y Bza-71, debido a la decisión de suspender el proyecto mientras se realizan las evaluaciones técnicas que permitan proponer un plan de intervención a los pozos con afectaciones en la producción y verificar la estrategia más favorable para la organización en cuanto a la oportunidad de realizar la perforación y el completamiento de dichos pozos, puesto que los resultados de los pozos perforados no fueron los esperados. Lo anterior generó una desviación entre -17.08% al -16.13% en 2022 en los avances reales respecto a la planeación inicial del proyecto.”, nos permitimos informar:*

*El proyecto Perforación Bonanza 10 Pozos ha sido ejecutado acorde con la planeación aprobada en la sanción de Fase 3 y al momento no se encuentra Suspendido, se encuentra en Fase de Ejecución con los últimos 3 pozos considerados en su alcance (BONA0064, BONA0070 y BONA0071) pendientes por perforar. La desviación que se presenta en los porcentajes mostrados corresponde al impacto asociado a la materialización de riesgos propios del negocio, situación que genera la necesidad de realizar el análisis técnico y financiero que se viene adelantando y que tiene como entregable el Plan que propende por maximizar la expectativa de valor de la inversión.*

*Con relación a lo expuesto por la Contraloría cuando indica que: “Las variaciones en tiempo entre lo planeado y la ejecución real del proyecto, evidencian el incumplimiento de lo planeado inicialmente, como es la incorporación de reservas y alcanzar el pico de producción en los tiempos planteados en el proyecto, incumpliendo así el objeto general del proyecto mencionado.”, precisamos que: Las variaciones en tiempo que se presentan en el proyecto están asociadas a la materialización de riesgos identificados durante las fases de planeación (ver anexo ZIP denominado “Informe de gestión de riegos proyecto Bonanza”), y que se pueden agrupar en:*

- a. Mayores tiempos en las actividades de perforación con respecto a los planeados, debido a:*

- ✓ *Actualización y ajustes de diseños en layout de implantación del equipo de perforación, debido a la disponibilidad de mercado;*
  - ✓ *Eventos operacionales de perforación (pegas de tubería, influjos, pérdidas de fluidos);*
  - ✓ *Interrupción de operaciones que superan los tiempos planeados por condiciones meteorológicas (inundaciones en la vía de acceso, tormentas eléctricas).*
- b. Inconvenientes sociales y de entorno (Bloqueos de la Comunidad y Paro Nacional) los cuales causaron la suspensión de las obras de adecuación de facilidades y la suspensión de actividades y contratos de perforación y completamiento.*
- c. Actividades de completamiento del pozo perforado BONA0060, mitigando los problemas en la cementación y cañoneo del pozo.*
- d. Materialización de riesgos de subsuelo por la incertidumbre asociada a variación lateral de propiedades de roca (heterogeneidad lateral), menor espesor neto y zonas del yacimiento de menor presión.*

Los siguientes son los eventos registrados formalmente y su impacto:

ACTIVIDAD	EVENTOS MATERIALIZADOS	IMPACTO EN TIEMPO
Facilidades	CAMBIOS EN PREMISAS, CONDICIONES Y VALIDACIONES ACTUALES DEL PROYECTO	124
Facilidades	CAMBIOS EN PREMISAS, CONDICIONES Y VALIDACIONES ACTUALES DEL PROYECTO	0
Facilidades	INTERRUPCION DE LAS ACTIVIDADES DEL PROYECTO POR EVENTOS DE HSE.	2
Facilidades	DESPLAZAMIENTO EN LA FECHA DE FINALIZACION DE LA INGENIERIA.	50
Facilidades	DESVIACIONES Y/O MODIFICACIONES EN LA INGENIERIA FINALIZADA.	89
Facilidades	DESPLAZAMIENTO DE LA FECHA DE INICIO DE LA PERFORACION	2
Facilidades	NO DISPONIBILIDAD OPORTUNA DE INFRAESTRUCTURA PARA LA DISPOSICION DE CORTES DE PERFORACION	2
Facilidades	INTERRUPCION DE LAS ACTIVIDADES DEL PROYECTO POR LA COMUNIDAD	15
Facilidades	INTERRUPCION DE LAS ACTIVIDADES DEL PROYECTO POR LA COMUNIDAD	8
Facilidades	INTERRUPCION DE LAS ACTIVIDADES DEL PROYECTO POR LA COMUNIDAD	6

Facilidades	INTERRUPCION DE LAS ACTIVIDADES DEL PROYECTO POR LA COMUNIDAD	42
P&C	EL POZO NO FLUYE NATURALMENTE DESPUES DEL CAÑONEO	12
P&C	FALLAS DE INSTALACION Y CORRIDA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	2
P&C	FALLAS EN EL CAÑONEO (DETONACION ANTICIPADA, PROFUNDIDAD NO PLANEADA, NO ACTIVACION DE CAÑONES, PERDIDA DE CAÑONES)	4
P&C	FALLA EN EQUIPOS DE SUPERFICIE DE INTERVENCION A POZO (TALADRO, UNIDAD DE REGISTROS ELECTRICOS, UNIDAD DE CEMENTACION, FACILIDADES), SLICK LINE/ BRAIDED LINE, COILED TUBING, WELL TESTING, EQUIPOS DE ESTIMULACION, EQUIPOS DE SUABEO	1
P&C	INTERRUPCION DE OPERACIONES QUE SUPERE LOS TIEMPOS PLANEADOS POR CONDICIONES METEREOLÓGICAS (LLUVIAS/SEQUIAS)	5
P&C	PERDIDA DE FLUIDOS/CIRCULACION	7
P&C	INCERTIDUMBRE EN EL PERFIL DE PRESIONES	1
P&C	PERDIDA DE FLUIDOS/CIRCULACION	5
P&C	FALLAS DE HERRAMIENTAS DE FONDO DE COMPLETAMIENTO (LINAR TOP PACKER, DROPPING SUB, EQUIPOS DE COMPLETAMIENTO: GRAVEL PACK, SETTING TOOL, RETRIVING TOOL, INNER STRING, HERRAMIENTAS DE MOLIENDA, ENSANCHAMIENTO, PESCA, HERRAMIENTAS COILED TUBING, ETC).	30
P&C	FALLAS DE HERRAMIENTAS DE FONDO DE PERFORACION (TUBERIA, BROCA, MOTORES, ESTABILIZADOR, MARTILLOS, HERRAMIENTAS DIRECCIONALES, LINAR HANGER).	5
P&C	PEGA DE TUBERIA/COILED TUBING (GEOMETRICA/DIFERENCIAL/EMPAQUETAMIENTO)	2
P&C	CAMBIOS EN EL PROGRAMA DE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO DEL POZO	7
P&C	DAÑOS EN EQUIPOS DEL TALADRO.	2
P&C	DAÑOS EN EQUIPOS DEL TALADRO.	4

Cabe mencionar para la gestión de riesgos se sigue el procedimiento EDP-G-001 Guía Para la Gestión de Riesgos en Proyectos Versión 4, y las acciones de mitigación, así como el seguimiento y el registro de la materialización de los riesgos quedan documentados en la herramienta proyecta, como se puede observar en las siguientes imágenes tomadas de la gestión del proyecto Bonanza, relacionadas con 2 de los riesgos que mayor impacto han generado en los tiempos del proyecto así:

Riesgo ID#15 relacionado con Facilidades:



Sistema de Información  
Ecopetrol Desarrollo de Proyectos

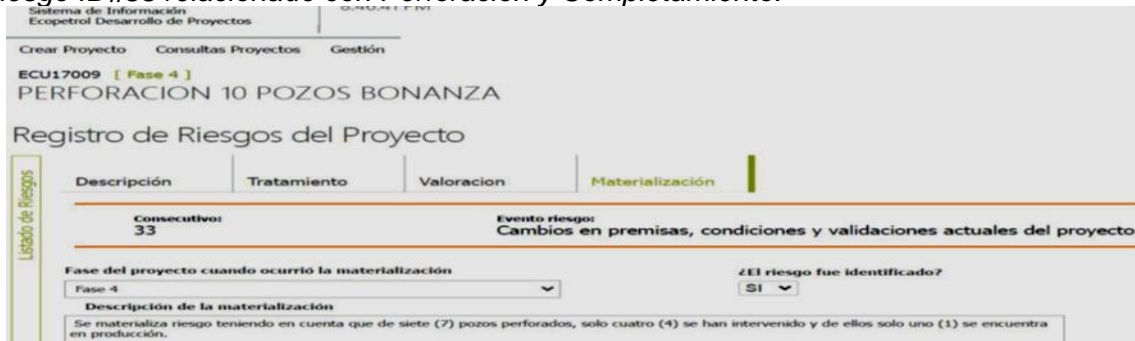
Crear Proyecto Consultas Proyectos Gestión

ECU17009 [ Fase 4 ]  
PERFORACION 10 POZOS BONANZA

Registro de Riesgos del Proyecto

Descripción	Tratamiento	Valoración	Materialización
Consecutivo: 15			Evento riesgo: Desviaciones y/o modificaciones en la ingeniería finalizada.
Fase del proyecto cuando ocurrió la materialización: Fase 4			¿El riesgo fue identificado? SI
Descripción de la materialización: En sesión con el equipo del proyecto se determina materializar el riesgo teniendo en cuenta que el proyecto tuvo un impacto en costo de 6729 MCOY, 1,82 MUSD asociado a las mayores cantidades de obra requeridas para ejecutar el alcance del proyecto, en la cual tuvo impacto en locaciones, vías, Líneas y ZODPE.			

Riesgo ID#33 relacionado con Perforación y Completamiento:



Registro de Riesgos del Proyecto

Descripción	Tratamiento	Valoración	Materialización
Consecutivo: 33	Evento riesgo: Cambios en premisas, condiciones y validaciones actuales del proyecto		

Fase del proyecto cuando ocurrió la materialización: Fase 4

¿El riesgo fue identificado?: SI

Descripción de la materialización: Se materializa riesgo teniendo en cuenta que de siete (7) pozos perforados, solo cuatro (4) se han intervenido y de ellos solo uno (1) se encuentra en producción.

Respecto a lo manifestado por la Contraloría, cuando indica que: “La CGR encuentra que después de la perforación de 7 pozos en la campaña 2020-2021, en el área Bonanza se alcanzó una producción de 1475 BOPD y no el incremento prometido de alrededor de 2392 BOPD, anunciado en los informes técnicos anuales, lo anterior genera incertidumbre en el valor esperado y rentabilidad después de una inversión en perforación cercana a los 27.6 MUSD”, se aclara que si bien es cierto que a la fecha no se ha alcanzado el caudal pico estimado, este valor correspondía a un escenario probabilístico P10. No obstante, la proyección de producción de estos pozos se realizó, de acuerdo con la guía de pronósticos (Ver GOD-G-025 “Guía para la presentación de pronósticos de producción”) determinando 3 escenarios volumétricos, basados en la incertidumbre propia de los pronósticos y el comportamiento del histórico de producción del campo.

De otra parte, en atención a la solicitud la Contraloría General de la República, anexamos la presentación llevada a la mesa técnica que se realizó el día 21 de noviembre de 2022. Ver anexo denominado “Mesa Técnica observación 5 - Bonanza”.

### **Conclusiones generales frente a la Observación No. 5 (A) Campaña de perforación Bonanza 10 pozos:**

Por lo expresado, nos permitimos concluir que:

1. El Proyecto de perforación Bonanza 10 pozos se encuentra en su fase 4 de ejecución y no ha tenido ningún cambio en su alcance. Actualmente, dentro del proyecto se tienen 7 pozos perforados y 6 completados (Bza60 pendiente por completar). En cuanto a los Pozos Bonanza 64, 71 y 70 aún no se han iniciado actividades. Por otra parte, se continúan implementando los análisis técnico-financieros para las acciones en la etapa de ejecución del proyecto;
2. Durante las fases de planeación del proyecto se identificaron riesgos de entorno, operativos, ambientales, desarrollo (yacimientos), geológicos y de seguridad física, que fueron clasificados y valorados con las condiciones existentes en su momento. En la fase de ejecución del proyecto se han materializado riesgos previsibles e identificados, los cuales han superado su

*clasificación y valoración inicial, generando como consecuencia desviaciones entre lo planeado y la ejecución real del proyecto. En este sentido, se han venido gestionando los riesgos materializados con acciones correctivas dentro del modelo de gobernabilidad de la empresa, con la debida gestión y diligencia, para lograr cerrar la brecha y lograr la captura de valor;*

- 3. La incorporación de una producción incremental de 2392 BOPD mencionada en la observación, fue estimada bajo un escenario probabilístico P10 basados en la incertidumbre propia de los pronósticos y el comportamiento del histórico de producción del campo; calculados con base en una metodología propia de la actividad e industria que corresponde a la naturaleza del negocio de la organización y no corresponden a valores determinísticos de promesa de valor, basados en la Guía para la Presentación de pronósticos de Producción GOD-G-025 (Ver anexo denominado “Anexo técnico explicativo perfiles y reservas Bonanza”). Adicionalmente, se reitera que la fecha el alcance del proyecto aún no está finalizado al 100%. Se aclara entonces que los perfiles no corresponden a estimaciones determinísticas de promesa de valor y por otra parte (no todos los pozos se encuentran perforados y completados o en su óptimo régimen de extracción), por tanto, a raíz de la materialización de riesgos y el desplazamiento en tiempo, el volumen de producción no es concluyente a la fecha, es decir, aún no se puede valorar si se cumplió o no la promesa de valor pues el proyecto no ha finalizado.*

## **ANALISIS DE LA RESPUESTA DEL AUDITADO HALLAZGO No2.**

La CGR considera, que a pesar que en su respuesta Ecopetrol S.A. indica que siguió el procedimiento para evaluación y sanción del proyecto, los resultados de la campaña de desarrollo “Perforación Bonanza 10 Pozos” discrepan del objetivo inicial; lo anterior, por la materialización de riesgos, de los cuales menciona el sujeto de control que, aquel referido a la campaña de perforación y completamiento no es consecuente su identificación frente con lo detectado y mencionado en la respuesta, ya que la misma se centra en escenario probabilístico P10 con la determinación de 3 escenarios volumétricos, basados en la incertidumbre propia de los pronósticos y el comportamiento del histórico de producción del campo.

Sin embargo, para la CGR esto no justifica la baja producción, teniendo en cuenta que se trata de una campaña de desarrollo, en la que las características del yacimiento y del área productora son conocidas, aun utilizando pronósticos probabilísticos, aunque en general en campos conocidos y pozos de desarrollo en campañas incrementales, el uso de los métodos determinísticos son considerados para proyectar la producción de un campo a partir de la entrada en producción de nuevos pozos, en este caso, la entrada que representaba la producción de 7 pozos perforados y completados, cuyos resultados no fueron los esperados por la materialización de los riesgos que ameritan un tratamiento adecuado para que el campo tenga su producción incremental.



En visita al proyecto por parte de la Contraloría General de la República el día 21 de septiembre de 2022, se evidenció que a la fecha los pozos Bonanza 60, 65, 68 y 69 presentan novedades y no se encuentran en producción a pesar de haber sido entregados al área de Producción (Conexionados), durante las vigencias 2021 y primer semestre de 2022.

Ante las anteriores condiciones, la CGR, mantiene la observación y la confirma como hallazgo administrativo toda vez que cualquier acción que adelante Ecopetrol sobre los pozos perforados, propendiendo el mejoramiento de la producción, serán actividades diferentes a las involucradas a la campaña original, que demandarán recursos adicionales para obtener los resultados esperados.

### **3.2. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 2**

OBJETIVO ESPECÍFICO 2
OBJETIVO No.2. Evaluar el cumplimiento por parte de Ecopetrol de la normatividad aplicable en los procesos de contratación de perforación y completamiento, con base en su manual de contratación, procedimientos contractuales internos y principios de la función administrativa y la gestión fiscal.

El alcance para el desarrollo de este objetivo se definió tomando como referente la información aportada por la Entidad y la consulta en sus herramientas tecnológicas implementadas de seguimiento a contratos y ordenes de bienes y servicios del periodo auditado.

Se realizó análisis documental de las obligaciones contraídas por las partes en los acuerdos, contratos y ordenes, revisión de los soportes y diferentes transacciones asociadas con la ejecución de los mismos, actas de recibo de cantidades, actas de liquidación parcial y/o actas de balance y cierre.

De igual manera de conformidad con los requisitos de asignación, ejecución y cierre contable de la orden en la ejecución presupuestal y contractual a través de los pagos.

Las particularidades verificadas y revisadas por el equipo auditor de la CGR se centraron en la que para esta auditoria se definieron estrategias de tubería, cabezales y taladros.

#### **Contratos tubería**

Se verificó y analizó el contrato No. 3011938 del 22/01/2018 suscrito con TENARIS TUBOCARIBE LTDA, cuyo objeto es el Suministro de Tubería en acero al carbón

lisa o ranurada, con o sin revestimiento, y accesorios de tubería, para Ecopetrol S.A. en el territorio nacional con cuantía indeterminada, cuya forma de pago se encuentra ajustada conforme con los requerimientos técnicos señalados en el contrato, los pagos efectuados corresponden a la suma de USD \$75.324.789,7 (\$338.547.879.556 COP) y los mismos están debidamente soportados (remitos, tally, ingreso de materiales y facturas) y recibidos a satisfacción los productos entregados. Asimismo, se verificó que las modificaciones realizadas al contrato mediante otrosí se ajustaron al contenido de esos documentos, así como el cumplimiento de las obligaciones contractuales en el marco de la normatividad que los rige.

La verificación se realizó mediante trazabilidad desde el ingreso de materiales a bodega y en estrategia de entrega *OnSite*, salida de materiales, optimización de materiales, re ingreso de materiales de bodega, de acuerdo al movimiento registrado en el “*Formato de Inventario de Equipo de Perforación y Completamiento - WDP-F-051*”, se pudo comprobar que el ingreso de materiales se efectúa conforme el procedimiento establecido para tal fin (Procedimiento Para La Operación De Las Bodegas De Materiales); determinándose que el stock final tanto en bodegas, como *OnSite* se encuentran conforme lo registrado en los sistemas de información destinados para tal fin (SAP).

### **Contratos cabezales y arbolitos de navidad – Adquisición y Servicios**

Se verificó por parte de la CGR, a través de la muestra de contratos seleccionados para la estrategia de cabezales, los contratos jerarquía números 3026878, 3026880 y 3026881 y 3026882, los cuales su método o figura contractual se denomina por parte de Ecopetrol S.A como, contratos de anticipación de la demanda (ANDE), ésta modalidad es por medio de la cual, celebra con un proveedor de bienes o servicios, un vínculo jurídico en el cual, se incluyen los precios de estos, en unas condiciones técnicas y comerciales determinadas, para una eventual contratación futura, la cual, se realiza por parte del área de abastecimiento, quien es el responsable de determinar las calidades de los proveedores con quienes se suscriban éstos, los cuales están acorde con las normas corporativas.

Es importante resaltar que el contrato ANDE, no constituye en sí una fuente de obligaciones, razón por la cual su ejecución se realiza a través de órdenes de compra (ODC) - *para el caso de la muestra seleccionada de cabezales y/o árboles de navidad*-; así como, por medio de ordenes de servicios (ODS), - *estas para los servicios relacionados con la instalación, mantenimiento e intervención de los cabezales o árboles de navidad*-; las cuales son suscritas por el funcionario Autorizado de ECP y el contratista, quien acepta y reconoce que el contrato se desarrollara por la modalidad de autoservicio y/o generación de órdenes de despacho, a través de la herramienta que ECP determine, se tiene pactada con pago multimonedada (*Dólares igual a bienes y pesos colombianos igual a servicios*), la cual, se verificó sin evidenciar desviación alguna; su cuantía es indeterminada; todo esto se encuentra conforme con las definiciones

previstas en el Acuerdo de anticipación a la demanda, el libro de abastecimiento, el manual de contratación de ECP, la guía de lineamientos generales para la gestión, así como, la guía de atribuciones de los funcionarios, roles y responsabilidades.

En el desarrollo de la Auditoria, se verificó y analizó las órdenes de pedido y órdenes de servicios realizadas para los campos de la VRC, VPI, VAO Y VRO, las cuales suman \$31.070.750.683 COP, a través de pruebas de comprobación, verificación e inspección física; con el fin de evidenciar el cumplimiento de lo pactado en el contrato por medio de las respectivas órdenes de servicio y/o compra, concluyendo que ECP cumple con las condiciones y obligaciones legales en el desarrollo de la estrategia de cabezales, no se evidenciaron incumplimientos ni materialización de riesgos que afectaran la oportunidad y calidad de los bienes y servicios contratados, es importante resaltar que, esta estrategia maneja la modalidad de consignación de los materiales, así como, se encuentran pactados descuentos por agregación de demanda lo que hace evidenciar la optimización de los recursos aplicando los principios de la administración pública y la gestión fiscal como lo es la eficiencia y la eficacia en el manejo de los recursos.

### **Contratos servicios de operaciones de perforación y completamiento - Taladros**

A través de una muestra seleccionada, de contratos asociados con las operaciones de perforación y completamiento, principalmente aquellos para los servicios de taladros contratados por Ecopetrol bajo acuerdos marco o contratos marco, ejecutados a través de ordenes de servicio entre las vigencias 2020 a 2022, destacándose las ordenes confrontadas por la CGR suman en ejecución \$514.898 millones.

La muestra seleccionada por la CGR, incluyo campañas de perforación de pozos de desarrollo en áreas de explotación de activos de producción en operación directa de Ecopetrol, igualmente se involucró pozos en activos exploratorios incluidos en la campaña de Ecopetrol 2020-2022.

Las revisiones se realizaron teniendo en cuenta las obligaciones contractuales, el cumplimiento de éstas por cada una de las partes, la ejecución de recursos, pagos con sus soportes, así como; las verificaciones en sitio del cumplimiento de anexos técnicos y condiciones de operación para cada uno de los equipos contratados.

Dentro del procedimiento se realizó revisión de protocolos de entrega de pozos perforados a producción y recibo de los mismos por parte de cada uno de los activos de producción beneficiarios de las campañas de perforación y completamiento.

Se verificó que los recursos fiscales fueran destinados a los fines previstos por las normas internas que rigen el procedimiento dentro de la entidad y/o recursos

administrados por terceros o particulares, así como el adecuado control y seguimiento; en consecuencia, se identificaron los roles y responsabilidades de los actores encargados de cada negocio con el objetivo de evidenciar el acatamiento y/u omisión de sus funciones, teniendo en cuenta los riesgos previstos por la entidad y los controles definidos para mitigarlos.

De lo anterior, fueron comunicadas oportunamente las observaciones que surgieron a la entidad, que tuvo la oportunidad de dar respuestas a las mismas, se realizó el análisis a las respuestas y se generaron los siguientes hallazgos:

### **HALLAZGO No. 03 (A) - Pagos tarifa de almacenamiento Taladro H&P900.**

*El artículo 3 de la Ley 610 de 2000 establece la sujeción entre otros, al principio de eficiencia y economía de la gestión fiscal. Así mismo el artículo 6 determina el daño patrimonial al estado entre otras, como una lesión del patrimonio público por una gestión fiscal antieconómica e ineficiente.*

**Decreto 2288 de 2004**, Artículo 2. *Para efecto de lo previsto en el artículo 11.5 y los numerales 4, 5, 6 y 7 del artículo 54 del Decreto-ley 1760 de 2003 a la terminación del contrato de asociación o sus extensiones, suscrito por la Empresa Colombiana de Petróleos o por Ecopetrol S.A. antes del 31 de diciembre de 2003, los derechos sobre la producción de la respectiva área y sobre los bienes muebles e inmuebles continuarán en cabeza de Ecopetrol S. A., en su calidad de empresa estatal. Tratándose de las áreas de qué trata el inciso anterior y aquellas de operación directa de Ecopetrol S.A., dicha empresa y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, previa determinación de los criterios generales por parte de la Agencia, deberán suscribir convenios en los cuales se definan las condiciones de exploración y explotación de las áreas, hasta el agotamiento del recurso en el área respectiva, o hasta que Ecopetrol S.A. devuelva el área.*

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

*Ley 734 de 2002 art. 34 Deberes numeral 1. Cumplir y hacer que se cumplan los deberes contenidos en la Constitución, los tratados de Derecho Internacional Humanitario, los demás ratificados por el Congreso, las leyes, los decretos, las ordenanzas, los acuerdos distritales y municipales, los estatutos de la entidad, los reglamentos y los manuales de funciones, las decisiones judiciales y disciplinarias, las convenciones colectivas, los contratos de trabajo y las órdenes superiores emitidas por funcionario competente.*

Ecopetrol a través de la estrategia de los contratos de perforación y completamiento celebró el 27 de septiembre de 2019 con Helmerich & Payne Colombia Drilling CO, acuerdo marco (AM) No. 3026767, cuyo objeto es: “Servicios de perforación, terminación, pruebas, completamiento e intervención de los pozos de Ecopetrol S.A. ubicados en el territorio nacional”; el mencionado contrato se ejecuta a través de órdenes de servicio (ODS).

El día 03 de junio de 2020, a través del AM, Ecopetrol suscribió la Orden de Servicio ODS 3031680, está tiene como alcance el equipo RIG H&P900 para la perforación del pozo de desarrollo PautoSur\_CP-11 en el área de explotación piedemonte.

Para la anterior ODS se firmó acta de inicio el 16 de junio de 2020, a partir de esta fecha se suscribieron diferentes actos de suspensión de la orden, así:

- Acta de acuerdo para suspensión No.1, suscrita el día 2 de septiembre de 2020 por 60 días, contados a partir del 14 de agosto de 2020 y hasta el 13 de octubre de 2020.
- Acta de acuerdo para suspensión No.2, suscrita el día 9 de octubre de 2020 se prorrogó la suspensión por 30 días, contados a partir del 14 de octubre de 2020 y hasta el 13 de noviembre de 2020.
- Acta de acuerdo para suspensión No.3 suscrita el 6 de enero de 2021 por un mes, contados a partir del 29 de diciembre de 2020 y hasta el 29 de enero de 2021
- Acta de acuerdo para suspensión No.4 suscrita el 29 de enero de 2021, suspensión desde el 30 de enero del 2021 hasta el 30 de junio de 2021.

En cada una de las actas referidas se describe que las causas de la suspensión obedecen a que Ecopetrol S.A., ha adelantado todas las acciones y gestiones necesarias ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para obtener la aprobación de la forma 4CR para perforar el pozo Pauto Sur Cpe (CP11); sin embargo, la ANH no ha emitido la aprobación requerida y que de acuerdo con lo señalado en la Cláusula 48 del Contrato Acuerdo Marco No. 3026767 “SUSPENSIÓN DEL CONTRATO”, Ecopetrol informó al Contratista la necesidad de suspender la ODS 3031680, por no contar con la aprobación de la forma 4CR para perforar el pozo Pauto Sur Cpe.

En el acta de acuerdo para la segunda suspensión, suscrita el 9 de octubre de 2020, se esgrime el condicionamiento del contratista en el sentido de poner a consideración de Ecopetrol la posibilidad de comercializar el Rig 900 con un tercero operador por un periodo de +/- 5 meses que empezaría el Q1 del 2021, planteando la alternativa de ampliación de la suspensión por 1 mes más, bajo una tarifa especial reducida de US\$8.970/día. Así mismo se acordó que si las causas que originan esta suspensión

desaparecen antes del vencimiento del periodo acordado, las partes suscribirán la respectiva acta de reinicio, en caso contrario la orden continuaría suspendida.

La CGR encontró que Ecopetrol realizó el pago al contratista de la ODS 3031680 por dos conceptos de almacenamiento de equipo (*Stake Rate*), la primera por el periodo comprendido entre 13 al 30 de noviembre de 2020 por USD\$ 161.460 y la segunda por el periodo entre el 01 al 28 diciembre de 2020 por USD\$ 251.160. Los anteriores pagos fueron ordenados mediante actas EC-001 y EC-002 del 15 y 28 de diciembre respectivamente, fechas en las cuales el contrato venía siendo suspendido permanentemente, y que según efecto de la cláusula 3 de la segunda acta de acuerdo (9 de octubre de 2020), la orden continuaba suspendida por cuanto no habían desaparecido las causas de las sucesivas suspensiones; de esta manera, no existía obligación de Ecopetrol por actividades del taladro, teniendo en cuenta que en las prórrogas de suspensiones anteriores y posteriores a la fecha del pago no se generó ninguna erogación pues se pactaron a cero costo; así mismo no existía aprobación para la perforación del pozo, por parte de la ANH.

Por lo anterior, la CGR observa que el valor total pagado por USD\$412.620, como tarifa de almacenamiento del taladro H&P600, debió ser realizado por Ecopetrol, al no contar con los requisitos necesarios para que las operaciones de perforación en el área pauto fueran aprobadas por la ANH, pues no existía convenio vigente que permitiera la aprobación de la forma 4CR “intención de Perforar” en dicha área.

### ***Observación administrativa***

### **RESPUESTA DEL AUDITADO HALLAZGO No.3**

#### *Respuesta Vicepresidencia Desarrollo Proyectos y Perforación*

*“Respecto a lo manifestado por la CGR en el aparte en el que indica que “(...) el valor total pagado por USD\$412.620 por tarifa de almacenamiento del taladro H&P600 (sic), fue realizado por Ecopetrol, sin la certeza que las operaciones de perforación en el área pauto serían aprobadas por la ANH y en un momento donde las mismas no se encontraban autorizadas ni por el convenio inexistente ni por la forma 4CR “intención de Perforar”, por lo que se configura un perjuicio en los interés patrimoniales de Ecopetrol por una gestión ineficaz y antieconómica”, damos respuesta así:*

*Maduración, aprobación perforación del pozo Pauto Sur CPE y contratación del equipo de perforación.*

*En el Comité de Inversiones (CIN) No 52 del 4 de octubre de 2018 se aprobó la sanción de la Fase 3 (fase de detalle) del proyecto "ON Perforación pozo PSCpe", con lo cual se inició la ejecución del proyecto, incluyendo las actividades de*

*Ingeniería, compra de materiales, obras civiles y mecánicas previo al ingreso del taladro, viabilidad de entorno y contratación del taladro1.*

*La aprobación de la Fase 3 del proyecto se dio sobre la base de que no era requisito para el inicio de operaciones la suscripción de un convenio, porque la reglamentación técnica vigente no preveía esta exigencia; lo anterior, se respalda en antecedentes de aprobación por parte de la ANH de las Formas 4CR (Ejemplo: Liria YW12, anexo denominado Memorando ANH Aprobación Forma 4CR LIRIA YW12)2, constituyéndose en soporte para la actuación de Ecopetrol S.A. con base en la confianza legítima, principio que rige el régimen de derecho administrativo en Colombia, tal y como se le expuso a la ANH en memorando del 7 de agosto del 2020 por el Vicepresidente Regional Piedemonte3.*

*El memorando de aprobación de la ANH sobre la forma 4CR para el pozo Liria YW12, era y sigue siendo un claro indicador de que el convenio no se requería para la aprobación de la forma 4CR, de ahí que Ecopetrol S.A., actuó con el convencimiento que la ANH aprobaría las formas 4CR que en adelante se radicarían para efectos de la perforación de los pozos en el Piedemonte.*

*Con base en lo anterior, el 2 de septiembre de 2019 el Proyecto Piedemonte solicitó a la Gerencia General de Perforación y Completamiento, la contratación de un equipo de perforación para el pozo Pauto Sur CPE4y el 19 de diciembre del mismo año la GPN solicitó a Abastecimiento la contratación de un taladro de una potencia de 3000 HP (Horse Power)5, con unas condiciones técnicas particulares y específicas para perforar en ese campo.*

*Ecopetrol es una sociedad de economía mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006 y sus Estatutos Sociales.*

*Según lo dispuesto en el artículo 6 de la Ley 1118 de 2006, el régimen jurídico contractual aplicable a Ecopetrol es el derecho privado. En efecto, el citado artículo prevé:*

*“(…) todos los actos jurídicos, contratos y actuaciones necesarias para administrar y desarrollar el objeto social de Ecopetrol S.A., una vez constituida como sociedad de economía mixta, se regirán exclusivamente por las reglas del derecho privado, sin atender el porcentaje del aporte estatal dentro del capital social de la empresa”.*

*Atendiendo la aplicación del derecho privado, los métodos de elección y los negocios jurídicos que celebra Ecopetrol se sustentan en el Modelo Operativo de Abastecimiento de Ecopetrol y el Manual de Contratación, publicado en el siguiente link: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/3b32c96d-06ba-4ac1-920e->*

35d8d2070d81/manual-contratacion-ecopetrol.pdf?MOD=AJPERES&attachment=false&id=1589468028666.

*El Modelo Operativo de Ecopetrol da apertura a la realización de todos los vehículos comerciales de acuerdo con las prácticas contractuales a nivel nacional e internacional, flexibilizando el mercado de aprovisionamiento, pudiendo emplear las diversas tipologías contractuales de la industria que resulten pertinentes y en cuanto no sean contrarias a la normatividad aplicable a Ecopetrol, dentro de los que se encuentran los Acuerdos Marco 6y las Ordenes de servicio (ODS)7.*

*El 26 de diciembre de 2019 la Vicepresidencia de Abastecimiento dio apertura al Método de Elección N° 4007254, con base en el cual esa misma dependencia, el 8 de abril de 2020, presentó en Comité de Compras y Contratación el resultado del proceso de selección, concluyendo que para la perforación del pozo Pauto Sur CPE la compañía H&P era la que mejores condiciones técnicas y económicas representaba para los intereses de Ecopetrol.*

*Posteriormente, la Vicepresidencia de Abastecimiento el 13 de abril de 2020 notificó a H&P la asignación de la ODS para la prestación del servicio en la perforación del referido pozo. (ver archivo adjunto denominado “Decisión de contratación Método de Elección N° 4007254”).*

*El 3 de junio de 2020 se suscribió la orden de Servicio (ODS) 3031680 con H&P (ver archivo adjunto denominado “ODS 3031680 (1)”), y el 16 de junio del mismo año se firmó el acta de inicio de la ODS, que tiene como propósito dar inicio por el contratista a su gestión técnica, logística y administrativa para cumplir con los tiempos de inicio de la perforación de acuerdo con los plazos establecidos en la orden de servicio. (ver archivo adjunto denominado “Acta de Inicio Ecopetrol -HP Junio 2020”).*

*Así mismo se destaca que el Acuerdo Marco 3026767, en virtud del cual se originó la Orden de Servicio (3031680), señalaba en la cláusula TRIGESIMA OCTAVA los requisitos de ejecución que debe cumplir el contratista para iniciar las actividades que hacen parte del alcance de la ODS y en los que no se encuentra la aprobación de la Forma 4CR:*



**CLÁUSULA TRIGÉSIMA OCTAVA: REQUISITOS LEGALES Y CONTRACTUALES DE EJECUCIÓN**

Con ocasión de la ejecución del **ACUERDO** deberá asegurarse:

1. Suscripción del documento que contenga el **ACUERDO**.
2. Las garantías y seguros exigidos
3. Pago del impuesto de timbre por parte del **CONTRATISTA** (si aplica)

Antes del inicio de la ejecución de la **ORDEN DE SERVICIO** deberá asegurarse:

4. Suscripción del documento que contenga la **ORDEN DE SERVICIO**.
5. Las garantías y seguros exigidos
6. Pago del impuesto de timbre por parte del **CONTRATISTA** (si aplica)

El **CONTRATISTA** deberá aportar lo correspondiente dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes a la fecha de notificación del **ACUERDO** Ú **ORDEN DE SERVICIO**.

*Adicionalmente a que se cumplieron las exigencias contractuales para el inicio de la ODS, debe tenerse en cuenta que era requisito para que el contratista adelante su gestión la firma del acta de inicio de la ODS, para asegurar el cumplimiento de los tiempos de inicio de la perforación. Lo cual implica que, hasta antes de la firma de esta, H&P no estaba habilitada para hacer el alistamiento del equipo de perforación.*

*El alistamiento implica tiempos de contratación de bienes y servicios, reuniones informativas, contratación de la movilización del taladro, postulación de vacantes, contratación de personal, manejo de protocolos COVID-19, por encontrarnos en plena pandemia, entre otros. Que según cronograma se estimaban hasta en 196 días. (Ver anexo ECP R900 Project Jun-12-20 Main Tasks)*

### **Radicación y Aprobación Forma 4CR**

*El 19 de junio de 2020 se radicó la forma 4CR (Intención de Perforar) ante la ANH para el pozo Pauto Sur CPE. Frente a esta solicitud, el 13 de julio de 2020 la ANH informó a Ecopetrol sobre la necesidad de un nuevo convenio para la aprobación de la forma 4CR. Ver documentos adjuntos denominados “Memo Radicación junio 2020 4CR Pauto\_Sur\_Cp11”, Anexo Memo Forma\_4CR\_Pauto\_Sur\_Cp11 19-06-2020”, “ANH Confirmación de Radicación IdControl\_ 514970” y “Respuesta ANH 13 julio2020 a solicitud 4CR radicado ID514970”*

*En atención a la respuesta de la ANH, en la que modificó su línea de actuación que hasta el momento había tenido respecto de las aprobaciones de las formas 4CR, el 7 de agosto de 2020 el Vicepresidente Regional Piedemonte reiteró ante la ANH la solicitud de aprobación de la forma 4CR, haciendo referencia al precedente que ya se tenía respecto de ese trámite e hizo las argumentaciones jurídicas que sustentaban la actuación de Ecopetrol para obtener esta aprobación de parte de la autoridad regulatoria en esa materia. . (Ver anexo “MEMORANDO VIP A ANH APROBACION FORMA 4CR 07-08-2020.”).*

*Dentro de la argumentación jurídica expuesta por Ecopetrol para obtener de la ANH la aludida forma 4CR, es pertinente hacer alusión que desde la expedición del*

*Decreto Ley 1760 de 2003 se le otorgó a Ecopetrol S.A. los derechos de explorar y explotar los hidrocarburos de las áreas vinculadas a los contratos celebrados hasta el 31 de diciembre de 2003, las áreas de operación directa y las asignadas por la ANH (Artículo 34.1). En tal sentido, Ecopetrol S.A., con ocasión del Decreto Ley 1760 de 2003, mantuvo y mantiene la función y el derecho de explorar y explotar hidrocarburos en las áreas vinculadas a todos los contratos celebrados hasta el 31 de diciembre de 2003 de conformidad con lo dispuesto su artículo 34.1.*

*El Decreto Ley 1760 de 2003 incorporó al patrimonio de Ecopetrol S.A., (i) Los derechos de producción en los campos operados a la fecha de expedición del Decreto Ley, (ii) Los derechos de producción en los campos explotados en ejecución de contratos de asociación, (iii) Los derechos de producción de los campos que resulten de los contratos celebrados hasta el 31 de diciembre de 2003, y (iv) El activo originado en los derechos de Ecopetrol S.A., sobre la producción futura de hidrocarburos en la operación directa y en los contratos de asociación. (Artículo 54.4 a 54.7).*

*Tanto el Decreto Ley 1760 de 2003 como el Decreto 2288 de 2004, reconocen expresamente el derecho de Ecopetrol S.A. a explorar y explotar las áreas de interés; de manera que es claro que el derecho de Ecopetrol S.A. surge de la ley y no del Convenio, como se desprende de las comunicaciones por medio de las cuales la ANH negó la aprobación de las formas ministeriales.*

*De los Convenios que son y han sido suscritos entre la ANH y Ecopetrol S.A., se puede observar con claridad que la ANH reconoce la Titularidad de Ecopetrol S.A., sobre tales derechos en virtud de la ley. Por su parte, Ecopetrol S.A. reconoce a la ANH la calidad de administradora integral de los hidrocarburos propiedad del Estado. Es así que Ecopetrol S.A., se compromete a mantener informada a la ANH sobre el desarrollo de las actividades de exploración y producción en el área, así como a condiciones de confidencialidad, entre otras.*

*Así las cosas, el Convenio como instrumento contractual no es el título jurídico que le otorga el derecho a Ecopetrol S.A., para la realización de actividades, en tanto el título que le otorga el derecho a Ecopetrol SA., es la ley.*

*La materialización de lo anteriormente expuesto se ha aplicado a lo largo del tiempo, es así como desde el año 2004 el Ministerio de Minas y Energía y luego la ANH han aprobado las diferentes formas ministeriales que han sido presentadas por Ecopetrol S.A., sobre áreas en que la Empresa tiene el derecho por virtud de la ley y respecto de las cuales al momento de la solicitud y aprobación no se tenía o tiene Convenios suscritos con la ANH.*

*De igual forma, como se ha señalado, la ANH en otros escenarios, ha señalado a través de su equipo jurídico, que la ejecución de actividades por parte de Ecopetrol*

*en áreas de operación directa sin la suscripción del respectivo convenio es posible. De manera que son la suma de estas actuaciones y entendimientos los que han dado lugar a que sobre dichas áreas Ecopetrol S.A., con el ánimo de aportar al país, continúe sus operaciones, aun sin haber suscrito el respectivo Convenio.*

*Importante señalar que es solo hasta mediados de junio del año 2020, cuando la ANH modificó su posición negando a Ecopetrol S.A. la aprobación de las formas ministeriales de pozos que se encuentran en áreas de operación directa de Ecopetrol S.A., aduciendo que dicha aprobación no procede hasta tanto se firme el Convenio que permita dar continuidad a las operaciones que se venían ejecutando sobre dicha área, sin argumentos legales que amparen dicha posición.*

*La ANH se limitó a condicionar su aprobación a la suscripción de un Convenio, que, considerando los precedentes administrativos, no se requería para la aprobación de la forma 4CR, razón por la cual, se puede concluir que hasta esa fecha no existía riesgo de rechazo. Todo lo contrario, el efecto en el tiempo obedeció a condiciones que legal y administrativamente no tienen respaldo, como lo es pretender condicionar la aprobación de la forma 4CR a la firma del convenio.*

*El entendimiento de la ANH desconoció precedentes talos como los casos de las siguientes áreas:*

- 1. El 29 de mayo del 2017 finalizó el contrato de Asociación Recetor–A; la forma ministerial (4CR) del proyecto Liria YW12 la aprobó la ANH el 20 de enero del 2020 y el convenio se suscribió el 03 de junio del 2022.*
- 2. El contrato de asociación de piedemonte finalizó el 29 de febrero del 2020, y la forma ministerial (7CR) para el pozo fue aprobada el 28 de abril del 2020 (El convenio se firmó el 28 de junio del 2021)*
- 3. El contrato de asociación de Santiago las Atalayas finalizó el 20 de junio del 2010 y la forma ministerial (10 CR) fue aprobada por la ANH el 16 de octubre de 2019, el convenio se firmó el 17 de septiembre del 2021.*
- 4. El contrato de asociación de Santiago las Atalayas finalizó el 20 de junio del 2010 y la forma ministerial (7CR) fue aprobada por la ANH el 24 de mayo de 2019 y el convenio se firmó el 17 de septiembre del 2021Es e septiembre del 2021*

*Es justamente sobre dicho entendimiento que Ecopetrol S.A.8, adelantó las diferentes acciones para asegurar la continuidad de sus operaciones en las áreas de operación directa del pozo Pauto Sur CPE.*

*Es necesario señalar que las formas ministeriales están reguladas en la Resolución 181495 de 2009, para el caso concreto la forma4CR “Permiso para Perforar”, está desarrollada en el artículo 12 de la referenciada resolución. El artículo 12 señala los siguientes criterios: (i) para iniciar la perforación se debe diligenciar la forma 4 el cual*

*debe ser aprobado por la ANH, (ii) el permiso que apruebe la ANH será válido por tres meses contados a partir de la fecha para iniciar la perforación, (iii) si la perforación no se inicia en el tiempo señalado en la forma ministerial aprobada, se deberá justificar a la ANH las razones por las cuales no se inició la perforación en el tiempo indicado y de haber lugar a ello presentar nuevamente la forma 4CR diligenciada para aprobación de la ANH. De modo que, las formas están reguladas en la resolución 181495 de 2009, y sus formatos están definidos por la autoridad.*

*Dentro de los aspectos que se deben diligenciar en la forma 4CR, se encuentra la fecha en que se efectuará la perforación y el equipo con que se realizará la actividad. Lo anterior supone que, al momento de presentar la forma ministerial para aprobación de la ANH, se debe contar con fecha cierta del día en que se realizará la actividad (perforación) y la disponibilidad del equipo de perforación con que se realizará. Es sobre dicha base que la autoridad aprueba o no la forma ministerial presentada.*

*En este orden de ideas, resulta necesario en el marco de una planeación de actividades, contar con el contrato que permita tener la disponibilidad de los equipos de perforación y el adelantamiento de las actividades para la ejecución de la perforación, en el caso de una aprobación.*

*Así las cosas, la gestión de aprobación de la forma 4CR requería la identificación del equipo de perforación y, por tanto, la instrucción de ejecución del contrato marco con la activación de la orden (ODS) con la compañía que realizaría las operaciones de Perforación y Completamiento (P&C), de otra manera no existía posibilidad de presentar la solicitud ante la ANH con el cumplimiento de los requisitos para la aprobación de la forma 4CR.*

*Evidencia de lo anterior es la estructura del formato dispuesto por la ANH para presentar la solicitud, donde se debe registrar, entre otros, un campo necesario como lo es “Equipo de Perforación”, como lo enseñan los siguientes extractos de la forma 4CR radicada en físico el 19 de junio de 2020, la cargada en la plataforma de la ANH (solarvorp) y aprobada para el pozo Pauto Sur CPE9:*

**Forma 4CR radicada en físico el 19 de junio de 2020:**

Fecha aproximada en que se iniciaron los trabajos de perforación: 1 de Octubre de 2020

Desviación de terreno sobre nivel de mar	5500,00	Pies	Distancia del pozo al lindero más cercano	4024,26	mts
Equipo de perforación	H&P-200		Profundidad total Aproximada	18445	Pies
Espaciamento en pozo, en hectáreas	0,00		a) Vertical	18445	Pies
			b) Desviada	18445	Pies

Forma 4CR registrada en la herramienta de la ANH (solarvorp).

LOCALIZACIÓN DEL POZO:		Fondo ( Si es desviado):	
Superficie		N (Y):	1.094.291,91
N (Y):	1.093.490,25	E (X):	1.181.357,50
E (X):	1.180.011,54	Distancia de pozo a lindero:	4.025,23 mts
Fecha aprox. Inicio de perforación:	20/10/2021	Profundidad total aproximada:	
Elevación de terreno:	100.100,00 Pies	a) Vertical	18.445,00 Pies
Equipo de perforación:	Drilling HELMUTSCH & PAYNE Helmutsch & Payne 900-> 2000	b) Desviada	19.500,00 Pies
Espaciamento en pozo:	0,00 hectáreas		

De igual forma, el formato 4CR, también exige indicar el nombre del taladro y la compañía propietaria del mismo, información que solo es posible (sic) precisar si se tiene suscrita previamente una ODS, de lo contrario no se podría garantizar la disponibilidad del equipo o se estaría suministrando información no fidedigna (sic) a la ANH.

De otra parte, el Programa de Perforación es un documento que debe adjuntarse a la solicitud de aprobación de la forma 4CR, que debe ser aprobado previamente por el Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con lo establecido en la resolución 18-1495 de 2009 de la ANH (anexo “RESOLUCION 18-1495 DE 2009”), en el artículo 16 Capítulo 1.

En línea con lo expuesto anteriormente, el Proceso WDP (Well Delivery Process) que hace parte de la normativa de Ecopetrol (Ver archivo adjunto “Libro de proceso Perforación y Completamiento V 3.2 01042019”), establece en la Fase de Detalle (Fase 3), como entregable, el Programa de Perforación, el cual debe diligenciarse sobre el Formato WDP-F-013 (Ver archivo “WDP-F-013”), que en su numeral 2.5 Ficha Técnica de pozo, requiere se suministre la información del taladro a utilizar. Ver imagen a continuación:

Contenido	Descripción
Nombre del pozo	
Clasificación del pozo descriptiva y código LITSA	
Tipo de pozo	
Grupo, Bloque, Humedales	
Fecha de inicio (igual Data estimada)	
Días de perforación (estimada)	
Coordenadas aproximadas de perforación	
Equipo	
Características de perforación	
Nombre del taladro	
Profundidad del taladro (m)	
Altura de la traza rotaria	
Ubicación del terreno SIN o Subterráneo de Agua	

Con relación a la solicitud de la forma 4CR que se remitió a la ANH el 19 de junio de 2020, el programa de perforación (ver archivo adjunto denominado “Forma\_4CR\_Formato\_Programa\_de\_perforación\_Pauto\_Sur\_Cpe\_”).

La solicitud de la forma indicaba lo siguiente en la parte pertinente

Operador	Ecopetrol
Contratista de perforación	H&P
Nombre del taladro	H&P900
Potencia del taladro (HP)	3000

De todo lo anterior, es necesario resaltar que como se describe en la normatividad de la ANH y las normas internas de Ecopetrol se requiere contar con la asignación del equipo de perforación (13 de abril de 2020), previo a la radicación de la Forma 4CR ante la ANH (19 de junio 2020), primera radicación.

Se destaca que, de acuerdo con la información estadística que se anexa (Archivo denominado “Forma 4CR Estadísticas”), desde el 15 de noviembre de 2017 hasta el 14 de junio de 2020, Ecopetrol tramitó 375 formas 4CR, las cuales tuvieron un promedio de aprobación de 36 días, contados desde la fecha de radicación hasta la fecha de aprobación por la ANH, por lo cual no se considera riesgos de gestión el plazo o incertidumbre de aprobación.

Frente a la no aprobación de la forma 4CR radicada el 19 de junio de 2020, y guiados por la necesidad de mantener la disponibilidad del equipo, salvaguardar los propósitos de Ecopetrol S.A., búsqueda de los fines empresariales, atención de los intereses nacionales y en el marco de la debida diligencia de los funcionarios de Ecopetrol S.A., se procedió a suspender la ODS 3031680, desde el 14 de agosto de 2020 hasta el 30 de junio de 2021.

Si la decisión de suspender la ODS no se hubiera tomado, se habría perdido la disponibilidad del equipo, no se hubiese podido iniciar la perforación del pozo en la fecha estimada, con el riesgo de pérdida de producción, más los siguientes efectos económicos que hubieran sido adversos a los intereses de Ecopetrol y al patrimonio público del estado:

1. Pago al contratista de USD\$479.160 por la terminación anticipada de la orden de servicio.
2. Potencial reclamación de H&P derivada de los gastos que hubiesen tenido que pagarse al contratista por concepto de alistamiento del equipo estimados en, USD 1.028.000, más los costos asociados a contratación de bienes y servicios, postulación de vacantes, selección de personal, cursos entre otros.

*En el marco de la debida diligencia se realizaron las siguientes acciones para evitar los referidos impactos:*

- Suspensión de la ODS 3031680 del 13 de noviembre al 28 de diciembre de 2020 (46 días), con el pago de una tarifa reducida negociada entre las partes por USD 8970, cuando la tarifa contractual original estaba pactada en USD15.972, obteniendo así una reducción 56.16%.*
- Se pactaron suspensiones a cero costos y se evitaron pagos, pues la suspensión efectiva de la ODS 3031680 ocurrió desde el 14 de agosto de 2020 hasta el 30 de junio de 2021 (320 días), que a la tarifa de almacenamiento (USD15.972), generaba un valor de pago de USD5.111.040; sin embargo, se gestionaron y concertaron suspensiones sin costo alguno y se pagaron 46 días a una tarifa reducida negociada.*
- Con las determinaciones adoptadas se aseguró la disponibilidad del equipo, ya que desde el Método de Elección N° 4007254 que dio origen a la ODS 3031680, se evidenció que sólo había dos equipos disponibles a nivel nacional con las características requeridas para la perforación del pozo Pauto Sur CPE.*
- Desde la solicitud de contratación del equipo de perforación hasta el inicio de perforación y bajo el supuesto de tener aprobada la forma 4CR sin contar con el equipo (lo cual no era viable), se hubiese generado un impacto económico estimado de USD 70.000.000 por barriles dejados de producir frente a una eventual terminación de la ODS y generación de un nuevo Método de Elección ME.*

*De acuerdo con lo expuesto, se evidencia que Ecopetrol S.A., actuó conforme a derecho, en cumplimiento de las funciones a cargo, se acataron las obligaciones y deberes funcionales que exigían la materialización de los propósitos organizacionales como son, entre otros, la búsqueda de incorporación de reservas mediante los instrumentos contractuales que constituyen una de las formas de realización de esos fines.*

*Se procedió con apego a la Constitución y la ley, sin que de ese ejercicio pueda desprenderse la transgresión de un deber. Uno de los postulados de rango constitucional es el artículo 6 que señala el deber de cumplir con la ley, que fue precisamente lo que se atendió cuando se partió de ese presupuesto legal (Decreto Ley 1760 de 2003) para estimar la procedencia de perforar el pozo Pauto Sur CP11 y atender las obligaciones a cargo para solicitar la aprobación de la forma 4CR, mantener la disponibilidad del contrato y, adicionalmente, responder positivamente a los intereses públicos, como lo es el abastecimiento de gas para el país.*

*No se atendería el deber funcional si pese a la autorización legal para perforar, no se hubiese contado con el vehículo comercial para hacerlo o en caso de que*

*contando con el instrumento contractual se procediera con su terminación anticipada causando efectos económicos lesivos al patrimonio público.*

*Con todo lo anterior, se puede concluir que:*

*No se requería la firma de convenio con la ANH para la perforación del pozo Pauto Sur CP11 porque teníamos la confianza legítima que la ANH otorgaría la forma 4CR, por cuanto teníamos antecedentes de aprobación sin la exigencia de ese requisito (Liria YW12, Cusiana XD44 -Forma 7 CR Floreña TP12).*

*Para la radicación de la forma 4CR, según la herramienta tecnológica de la ANH, se debe indicar el contratista y taladro que ejecutaría las operaciones, datos que sólo se pueden obtener y registrar en el formato cuando se ha celebrado previamente la orden.*

*La solicitud de contratación del equipo y celebración de la ODS 3031680 se fundó en la interpretación y aplicación de las disposiciones legales que otorgan a Ecopetrol S.A., la titularidad del derecho de explorar y explotar hidrocarburos en el área de Piedemonte, lo que nos habilitaba para la perforación del pozo Pauto Sur CP11.*

*Dentro del análisis de mercado ejecutado en el Método de Elección N° 4007254, se evidenció que sólo se existían dos equipos disponibles a nivel nacional con las características requeridas para la perforación del pozo Pauto Sur CPE; en tanto que traer un equipo fuera del país impactaría en tiempo y costos adicionales, entre otros. Desde la solicitud de contratación del equipo de perforación hasta el inicio de la fecha estimada de perforación y bajo el supuesto de tener aprobada la forma 4CR sin contar con el equipo (lo cual no era viable), se hubiese generado un impacto económico estimado de USD 70.000.000 por barriles dejados de producir frente a una eventual terminación de la ODS y generación de un nuevo Método de Elección ME.*

*La decisión de suspender la ODS 3031680, suscrita con H&P constituyó una acción de debida diligencia empresarial que mitigó los impactos económicos ante la decisión tomada por la ANH y garantizó así la disponibilidad del equipo, el arranque de las operaciones y la búsqueda de incorporación de reservas en beneficio del país.*

*Se acataron las obligaciones y deberes funcionales de los servidores públicos que exigían la materialización de los propósitos organizacionales, y se procedió bajo los postulados de eficiencia económica ya que de no haber actuado conforme se hizo se habría incurrido en una omisión reprochable por haber dado lugar a un eventual detrimento económico frente a los recursos públicos.*

*Anexamos la presentación llevada a la mesa técnica con la CGR el 21 de noviembre (Archivo “Línea de Tiempo HP 900 PSCp11 21-11-2022”)*



*Por lo anteriormente expuesto, se solicita de forma respetuosa al equipo auditor, retirar la observación del informe final de auditoría en la medida en que no se generó un detrimento patrimonial, no se desconoció ninguna norma interna o legal y los responsables actuaron con debida diligencia frente a la activación de la ODS, frente a la gestión de su ejecución y frente al trámite de aprobación del formato por parte de la autoridad”.*

### **ANÁLISIS DE LA RESPUESTA DEL AUDITADO HALLAZGO No.3**

El argumento esbozado por Ecopetrol sobre la base que no se requería un convenio para el inicio de operaciones, está enfocado a un desconocimiento sobre lo preceptuado por el Decreto 2288 de 2004. El pozo Lyria YW12 fue un proyecto exploratorio, adelantado por Ecopetrol en un área correspondiente a un contrato de asociación Recetor, el cual, no es el contrato que a su terminación se esté cuestionando por la CGR, la necesidad de la suscripción del convenio como lo manifestó la ANH para la aprobación de la forma 4CR para el pozo PSCP11, el cual era un proyecto de desarrollo para el área de piedemonte, por lo que, no es preciso poner en paralelo los dos casos para sustentar la necesidad de contar con la aprobación de la Forma 4CR, pues si era necesaria la suscripción del convenio, toda vez que lo exige el Decreto 2288 de 2004.

Respecto de lo mencionado por Ecopetrol en este aparte, no se está cuestionando los métodos de elección previos para la suscripción de los acuerdos marco, mediante los cuales se ejecutarían las actividades de perforación mediante las órdenes de servicio (ODS), mucho menos cuando, los mismos se iniciaron aún en ejecución del contrato de asociación piedemonte, y cuyo encargado de las operaciones y de las contrataciones era el socio operador, hasta el 29 de febrero de 2020 fecha de terminación del Contrato de Asociación.

En estas circunstancias se esgrimen situaciones necesarias en el contrato para que se diera el inicio de la ejecución del mismo, frente a lo condicionado, excluyendo la necesidad de contar con la forma 4CR, la cual no hacía parte de los requisitos para el inicio de la orden, pero que en la cláusula 14, numeral 1 (AM 3026767), es claro que la misma era una obligación de Ecopetrol tenerla aprobada para el inicio de las operaciones, las cuales son conexas a las obligaciones del contratista de cumplir con los requisitos derivadas de dichos permisos, en este caso el convenio y la forma

De igual manera, se destaca que en la cláusula 11 numeral 1, del acta de inicio se suscribe al momento de llegar el equipo a pozo, acta que sólo opera después de la movilización del equipo hasta el pozo; es decir sólo se requería la suscripción para el inicio de operaciones cuando el equipo (Taladro) ya estuviese en el pozo, para lo cual aplica la tarifa de movilización inicial, mediante la cual se prevén los costos de alistamiento, mas no cuando el taladro se encontraba aún el patio del contratista.

Consecuentemente las obligaciones de Ecopetrol no se encontraba pagar un alistamiento, ni mucho menos habilitar al contratista para hacerlo con la premisa que para ello debía suscribirse el acta de inicio, para lo cual es preciso lo manifestado en el requisito de la cláusula 11 numeral 1.

Frente a las afirmaciones de Ecopetrol con respecto a la legítima propiedad y explotación de las áreas derivadas del Decreto Ley 1760 de 2003, así como el Decreto 2288 de 2004, fueron reconocidas expresamente en el mismo, hechos que no son cuestionables por la CGR, puesto que, la misma ANH como autoridad técnica a respetado; en contexto el cuestionamiento, no es, hacia el derecho de explotación sino, al cumplimiento de una exigencia derivada de la Ley, en cuyo Decreto Reglamentario exige la suscripción de un convenio, y mediante el cual, se ampara la autoridad para la aprobación de las formas ministeriales para la perforación de los pozos de desarrollo, ya que, no solo fue para el caso del PSCP11, sino también, para el Pauto TP12 y el Floreña T12, pozos dentro de la misma área pero cuyas Formas también se rechazaron por el mismo motivo, y cuyas ODS sólo fueron iniciadas posterior a la suscripción del convenio y aprobación de la Forma 4CR por parte de la ANH.

Es menester aclarar a ECP que, no se está cuestionando por parte de la CGR que el contrato no estuviese suscrito, ni tampoco que la necesidad de solicitar la aprobación de la forma requiriera el número del contrato y el equipo de perforación. Los anteriores argumentos son para el diligenciamiento de la forma 4CR y los requisitos para aprobación no son cuestionables, lo cuestionable es, el inicio de operaciones sin que el taladro estuviese en pozo, firma de acta de inicio cuando no se contaba con la aprobación de la perforación del pozo.

No se está realizando cuestionamiento alguno por parte de la CGR al programa de perforación que, debe incluirse en la forma ministerial, puesto que es un requisito propio del trámite de aprobación de perforación del pozo, y la ANH en ningún momento está esgrimiendo su ausencia para restringir la aprobación de la forma.

En la respuesta dada por Ecopetrol a efectos del pago que realmente erogó la entidad para la tarifa de almacenamiento en suscripción de un acta de inicio que activo las operaciones permanentemente suspendidas por trámites y procesos administrativos y ante la afirmación de Ecopetrol que dicho pago aseguraría la disponibilidad del equipo hasta la fecha de inicio de las operaciones y hasta que la ANH aprobara la perforación del pozo, aun cuando, se generaba una incertidumbre de si se daría o no la aprobación de parte de la autoridad técnica.

La CGR da validez a que dichos costos pudieron ser mayores ante reclamaciones del contratista y que el objetivo era lograr iniciar la perforación del pozo respectivo, por lo que la incidencia fiscal es susceptible de retiro, en el sentido, a la Luz de la Ley 610 de 2000 artículos 5 y 6, no se configurarían en este caso los elementos de

la responsabilidad fiscal y los requisitos establecidos para determinar el daño patrimonial del estado, toda vez que, ECP manifestó y aportó los correspondientes soportes, en los que se evidencian las actuaciones necesarias, convenientes y oportunas con el fin de buscar la máxima racionalidad en la relación costo-beneficio en el uso del recurso público.

Con lo anterior se evidencia, una debida gestión fiscal por parte de ECP en tanto que, si bien es cierto, se generó un pago por valor por almacenamiento de USD\$412.620 del taladro H&P600, también es cierto que la gestión realizada fue eficiente, porque no generó mayores costos, siendo la solución más conveniente para la estrategia del negocio y por ende para sujeto control.

En concordancia con lo anterior y teniendo en cuenta la Guía de lineamientos generales para la gestión de contratos se desvirtúa así mismo la incidencia disciplinaria, debido a que, los funcionarios que intervienen tales como funcionario autorizado, administrador e interventor, en su actuar buscaron la satisfacción de las necesidades e intereses de ECP, por lo tanto, frente a la luz del derecho disciplinario no se vislumbra afectación funcional del servicio, teniendo en cuenta que en su respuesta y anexos ECP indica:

*“Se acataron las obligaciones y deberes funcionales de los servidores públicos que exigían la materialización de los propósitos organizacionales, y se procedió bajo los postulados de eficiencia económica ya que de no haber actuado conforme se hizo se habría incurrido en una omisión reprochable por haber dado lugar a un eventual detrimento económico frente a los recursos públicos.”*

Por lo anteriormente expuesto se valida la observación como hallazgo administrativo retirando los efectos de la incidencia fiscal y disciplinaria, y adecuando la redacción a las consideraciones de un hallazgo administrativo sin otras incidencias.

#### **HALLAZGO No. 04 (A) - Orden de Servicio 3039914 – Sistema *Walking* - Taladro PW-147**

El Manual de Contratación de Ecopetrol GSJ-M-001 establece en su numeral 3.4 Principios que *“La actividad contractual adelantada por ECOPETROL S.A., por su Grupo Empresarial y por los Operadores en los contratos de Asociación, Colaboración y Mandato o cualquier figura similar en donde ECOPETROL sea Parte, debe sustentarse en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal; los principios serán el marco de la contratación que se maneje con recursos de naturaleza pública aportados por ECOPETROL...”*

La Guía para la Administración y Gestión de Contratos y Convenios GAB-G-001 describe que *todas las actuaciones del Administrador y del Gestor, se deberán encaminar a asegurar la ejecución exitosa del contrato y la real satisfacción de las*

*necesidades que motivaron su celebración; por lo cual, si se presentare incumplimiento de obligaciones (no realización o realización defectuosa, inoportuna, incompleta, etc., de las actividades a cargo), imputable al Contratista, y se afectare la normal ejecución del Contrato, será necesario dar aplicación inmediata a los instrumentos de disuasión y/o sancionatorios previstos en el mismo (requerimientos, no conformidades, apremios, descuentos, terminaciones anticipadas, afectación a la evaluación de desempeño, entre otros), considerando para graduar su imposición la gravedad y magnitud del incumplimiento, su causa, su reiteración, etc.*

Ecopetrol suscribió el 01 de junio de 2021 la orden de servicio 3039914, con la compañía PETROWORKS cuyo objeto es “Servicio de ejecución de las operaciones de perforación, terminación, pruebas, completamiento e intervención de los pozos de Ecopetrol S.A. ubicados en el territorio nacional” lo anterior para las operaciones de perforación y completamiento de las campañas en los campos Rubiales y Caño Sur.

La orden suscrita, incluía los servicios de operaciones de perforación de pozos con el taladro PW-147, con un sistema de movilización de éste entre contrapozos de una misma locación, denominado “*Walking System*”, sistema que permite ahorros en tiempo para mover el taladro entre contrapozos sin desarmarlo.

La orden referida permitía que el taladro llegara al campo rubiales a la perforación de 10 pozos, dando un plazo de 4 meses, a partir de la suscripción del acta de inicio para que el contratista suministrara el sistema *Walking*. El acta de inicio de la orden se firmó el 09 de agosto de 2021, por lo que la fecha límite para que el sistema fuera implementado e instalado sería el 09 de diciembre de 2021; sin embargo, el 07 de octubre de 2021 se firma el otro si No.1 de la orden de servicio, por medio del cual se establece en su clausula primera que la fecha máxima para contar con el sistema “*Walking System*” instalado y operativo en el taladro PW-147 era el 24 de enero de 2022 o para inicio del primer pozo en Caño Sur contemplado para febrero de 2022.

De acuerdo con acta de finalización de movilización del 20 de septiembre de 2022, entre los pozos WDCS008 del PAD2 al pozo CASE0258 del clúster CASE024, se describe que el sistema *Walking* fue instalado para la referida fecha; es decir, 8 meses posteriores a la fecha determinada contractualmente en el otro si 1.

En el anexo 4.1 del contrato se estipulan las tarifas por movilización entre contrapozos, la cual es afectada de acuerdo con el uso del sistema *Walking* el cual facilita la movilización del equipo y la optimización de los tiempos para desplazar el equipo entre un contrapozo a otro. Las tarifas estipuladas para la movilización se describen así:

**ANEXO 4.1 RELACIÓN DE ACTIVIDADES, SUMINISTROS, SERVICIOS, PRECIOS UNITARIOS Y OFRECIMIENTO ECONÓMICO – 1000 HP ALTA TECNOLOGÍA**

**"SERVICIO DE EJECUCIÓN DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN, PRUEBAS, COMPLETAMIENTO E INTERVENCIÓN DE LOS POZOS DE ECOPETROL UBICADOS EN EL TERRITORIO NACIONAL"**

**TABLA 1 – ACTIVIDADES, SUMINISTROS Y SERVICIOS**

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR UNITARIO	
			USD\$	COP\$
<b>1</b>	<b>MOVILIZACIONES</b>			
1.1	Movilización Inicial desde el punto de origen o base del Contratista hasta el Pozo	Global		6.200.000.000
1.2	Movilización Final desde el Pozo hasta el punto final o base del Contratista	Global		277.000.000
	<b>MOVILIZACIONES DEL EQUIPO ENTRE CONTRAPOZOS DENTRO DEL CLÚSTER.</b>			
1.12	Movilización del equipo entre contrapozos moviendo solo la unidad básica en sistema skidding/walking o equivalente.	Global		81.537.283
1.13	Movilización del Equipo de Perforación en la locación moviendo todo el Equipo de Perforación entre contrapozos sin desarmar la torre	Global		325.818.843
1.14	Movilización del Equipo de Perforación en la locación moviendo todo el Equipo de Perforación entre contrapozos desarmando la torre	Global		325.818.843
1.15	Movilización del Equipo de Perforación en la locación moviendo todo el Equipo entre contrapozos desarmando la torre y utilizando locación externa a una distancia no mayor a 3km para almacenamiento temporal y acomodación de cargas.	Global		375.529.596

Las movilizaciones que realizó el taladro PW-147 desde el vencimiento de la fecha pactada en el otro si 1, 24 de enero de 2022 hasta la implementación e instalación del sistema *Walking System*, se resumen así:

Ruta movilización	Tipo movilización	Inicio movilización	fin movilización	valor movilización	Acta	Fecha Acta/ST	horas movilización	Diferencia Tarifa
Pozo RB1970 a Pozo RB1972	Contrapozo	24/01/2022	27/01/2022	\$ 375.529.596	3039914-033	24/03/2022	84,00	-\$ 293.992.313
Pozo RB1972 a Pozo RB1971	Contrapozo	04/02/2022	07/02/2022	\$ 325.818.843	3039914-036	17/03/2022	61,00	-\$ 244.281.560
Pozo RB1971 a Pozo RB1806	Contrapozo	14/02/2022	17/02/2022	\$ 325.818.843	3039914-040	15/03/2022	63,50	-\$ 244.281.560
Cluster RB359 pozo RB1806 a Cluster RB275 pozo RB1377	Locación	25/02/2022	02/03/2022	\$ 725.015.374	3039914-044	17/03/2022	120,00	\$ -
Pozo RB1377 a Pozo RB2023	Contrapozo	09/03/2022	11/03/2022	\$ 322.560.655	3039914-047	25/04/2022	63,00	-\$ 241.023.372
Pozo RB2023 a Pozo RB2024	Contrapozo	29/05/2022	04/06/2022	\$ 325.818.843	3039914-086	29/08/2022	192,00	-\$ 244.281.560
Cluster RB275 pozo RB2024 a CASE PAD2 pozo WDGS-0010H	Locación entre Campos	15/06/2022	24/06/2022	\$ 1.013.803.465	3039914-058	12/07/2022	224,00	\$ -
Pozo WDGS-0010H a Pozo WDGS-0009H	Contrapozo	10/07/2022	14/07/2022	\$ 296.483.000	3039914-064	09/08/2022	100,50	-\$ 214.945.717
Pozo WDGS-0009H a Pozo WDGS-0008H	Contrapozo	29/07/2022	01/08/2022	\$ 296.483.000	3039914-070	12/08/2022	76,50	-\$ 214.945.717
CASE PAD2 pozo WDGS-0008H a Cluster CASE 0024 pozo CASE 0258	Locación con WS	30/08/2022	20/09/2022	\$ 780.417.380	3039914-095	30/09/2022	506,5	\$ -
Cluster CASE 0024 pozo CASE 0258 a CASE 0327H	Locación con WS	05/10/2022	05/10/2022	\$ 87.767.950	3039914-107	19/10/2022	18,5	\$ -
								<b>-\$ 1.697.751.799</b>

Para la CGR existe incumplimiento en la instalación y puesta en operación oportuna del *Walking System*, que depararon mayores costos, por cuanto a la fecha de entrega del mismo 8 meses posteriores a lo exigido en el otro si 1 de la ODS 3039914, se realizaron 7 movilizaciones entre contrapozos a los cuales les fue aplicada la tarifa de \$325.818.843 y no la de \$81.537.283 que era la pactada para las movilizaciones entre contrapozos con el sistema; generando costos por valor de \$1.697.751.799,

ocasionado por una gestión inoportuna en la exigencia de la instalación y operación del *Walking System*, para las fechas convenidas en el otro sí 1.

### **Observación administrativa**

## **RESPUESTA DEL AUDITADO HALLAZGO No. 4**

### *Respuesta Vicepresidencia Desarrollo Proyectos y Perforación*

*“1. En primer lugar, consideramos procedente aclarar a la Contraloría que la ODS a la cual hace referencia el sistema *Walking System* es la 3039914 (Rig 147) y no la 3039919 (mencionada en la observación de la CGR y que está asociada al Rig 157). Partiendo de esta precisión, informamos que el taladro PW147 fue seleccionado como resultado del proceso de contratación realizado para la actividad de perforación en los campos Caño Sur Este y Rubiales, designado inicialmente para el campo Caño Sur Este con inicio estimado en febrero 2022. (Anexo No. 1)*

*2. Por temas asociados a condiciones de entorno se materializó el riesgo de bloqueo (del 25 de Mayo al 10 de Junio del 2021) por parte de la comunidad en todo el campo Rubiales, afectando la operación de los 3 taladros que se encontraban operando en ese momento (en esos 15 días se pudieron haber realizado 2 pozos por taladro, con un impacto de retraso de 6 Pozos en toda la campaña). Adicionalmente se presentaron eventos no operacionales que también retrasaron la perforación del número de pozos planeados; estos eventos se relacionan con el riesgo de ocurrencia de incertidumbre geológica, lo cual generó un total de 5 Sidetrack a junio del 2021 (retrasando la campaña en 2 pozos adicionales), afectando la producción del campo Rubiales. Debido a lo anterior, se visualizó la opción de habilitar un ingreso anticipado del taladro PW147 en octubre del 2021 al campo Rubiales, con el fin de apalancar el cumplimiento de las metas de la campaña de perforación del año 2021 y su producción incremental.*

*3. Se realizó solicitud al contratista de inicio de operaciones anticipadas en Rubiales, a lo cual este respondió que tenía disponibilidad del equipo, pero sin contar con el sistema *Walking*, el cual se encontraba en fabricación. Se precisa que la obligación pactada para el contratista era contar con el taladro en febrero del 2022, fecha en la cual se estimaba iniciar perforación en Caño Sur y así se planeó, por lo cual no se presentó incumplimiento del contratista ya que se trató de una decisión de Ecopetrol con el fin de mitigar los impactos generados por la materialización de los riesgos anteriormente mencionados. (Anexo 2)*

*4. Ecopetrol realizó la evaluación financiera con la opción del ingreso anticipado del taladro PW147 (sin *Walking System*) y la producción incremental asociada, teniendo como resultado un mejoramiento en el VPN del proyecto por este concepto de 3 MUSD. (Ver imagen Análisis financiero- recuadro rojo)*

5. De acuerdo con la evaluación anterior, Ecopetrol decidió acordar un otrosí con el contratista, con el fin de adelantar el inicio de operación del Rig PTW147 en campo Rubiales, con el compromiso por parte de Petroworks de disponer del Walking System para el 24 de enero 2022 o máximo para el inicio las operaciones en el primer pozo de Caño Sur.

6. El otrosí pactado con el contratista contempló además la reducción de la tarifa de movilización entre pozos del mismo clúster, debido a que el RIG 147 no contaba aun con Walking System, por encontrarse en proceso de fabricación.

En el siguiente cuadro de detallan las tarifas negociadas.

7. Teniendo en cuenta lo anterior, se visualizaron 2 clúster a perforar en Rubiales (10 pozos), los cuales tenían un diseño de localización adecuado para el taladro sin Walking System; al respecto, es pertinente resaltar que el diseño de una localización varía de acuerdo con la configuración del equipo si cuenta o no con Walking System, debido a que se presentan diferencias entre la capacidad portante y distribución del equipo en la localización con efectos sobre la obra civil. Por esta razón no fue posible instalar el Walking System el 24 de enero 2022, debido a que una modificación a la localización para adecuarla a un Rig con Walking System podría costar aproximadamente \$1.500 millones de pesos y un tomar un tiempo para su adecuación de 20 días.

La siguiente imagen muestra que el 24 de enero de 2022 el taladro estaba perforando el tercer pozo del Cluster 359.

8. Por otra parte, y en razón a que se presentó un desplazamiento en el inicio de la construcción de las facilidades en el proyecto Caño Sur, se visualizó la oportunidad operacional de dar continuidad a la actividad de perforación de los pozos en Rubiales, empatándola con el inicio de perforación en Caño Sur. En razón a lo anterior, Ecopetrol asignó al Rig PTW 147 un clúster adicional en el campo Rubiales (clúster 275).

Debido a que la instalación del Walking System tardaba 15 días aproximadamente, Ecopetrol tomó la decisión de postergarla y realizarla en la movilización entre campos (Rubiales a Caño Sur) para no incurrir en la modificación de la localización en el campo Rubiales, con el impacto económico que esto representaría.

9. Durante la perforación del pozo RB 2023H en el Clúster 275, se presentó un daño al Pull Down del equipo el 12 de marzo del 2022, por lo cual se realizó suspensión de la ODS 3039914 desde el 16 de marzo 2022 hasta el 21 de mayo de 2022 a cero costo para Ecopetrol, según lo establecido en la ODS para los casos de NPT (Tiempo No Productivo). Una vez finalizadas las operaciones en este clúster por parte del

equipo PTW 147 el 25 de junio de 2022, el equipo se movilizó hacia Caño Sur. (Anexo No.3).

La siguiente imagen muestra los tiempos de perforación en el Clúster 275 y el periodo en que permaneció suspendida la ODS 3039914

10. El 7 de junio de 2022 Petroworks informó a Ecopetrol que el Walking System se encontraba listo en el PAD 2 del campo Caño Sur a disposición de Ecopetrol; como se observa en el cuerpo del correo del anexo 4 "...Status a la fecha: equipo WS 100% en fase 1 en locación PAD2 de Caño Sur en espera de movilización del equipo PW 147 desde Rubiales...". En este mismo correo (Anexo 4), Petroworks adjunta el archivo denominado "propuesta continuidad equipo PW 147 operaciones Rubiales y Caño Sur Rev 7" donde describe 30 días para movilización del equipo y arme de la estructura del Walking System.

11. De otra parte, dentro del esquema de arranque de la Estación Centauros (lugar donde se estaban construyendo las facilidades de producción en Caño Sur), se estableció que era necesario contar con capacidad de inyección en el primer pozo Disposal (inyector) del PAD2 a partir del 15 de Julio de 2022, fecha en la que se proyectó el inicio de manejo de recibo de agua en el STAP 1 de esta Estación y la cual se cumplió, permitiendo que la inyección hacia el pozo iniciara el 16 de julio de 2022.

Debido a esta situación, era claro que instalar el Walking System previo a la perforación del primer pozo inyector, hubiese afectado la estrategia de Ecopetrol de arranque de facilidades, con el consecuente impacto en el desarrollo del proyecto ya que la perforación no hubiese podido iniciar en la fecha requerida por el proyecto, con el desplazamiento en producción de 150.000 barriles de crudo asociada a esta campaña y el correspondiente impacto económico para la Empresa.

12. Por otra parte, el inicio del manejo de agua en la Estación Centauros, y su disposición en el PAD 2 en la fecha prevista, permitió disminuir los costos de tratamiento y disposición de agua que se realizaba en el PAD Mito 2 a través de un tercero, al que se le pagaba por cada barril de agua tratado y dispuesto. Debido a esto, como mejor negocio, Ecopetrol decidió instalar el sistema de Walking en la movilización entre el PAD 2 y el clúster CASE0024. (el 30 de agosto de 2022 inicia la movilización).

13. Debido a todo lo expuesto anteriormente, las decisiones tomadas sobre la instalación del Walking System fueron solicitadas por Ecopetrol debido a que en su momento y con base a las evaluaciones realizadas esta fue la mejor decisión para Ecopetrol. A continuación, se detalla la gestión y debida diligencia de los interlocutores de Ecopetrol hacia el contratista.



- De acuerdo con el plan inicial (instalar el Walking System en la movilización hacia Caño Sur), se envió correo a Petroworks el 26 de diciembre de 2021 por parte de Ecopetrol, solicitando plan de movilización del sistema Walking del equipo de perforación PTW 147 y confirmando la nueva ruta así: (Anexo 5). "... Con base en lo remitido por operaciones se estima que los equipos Petroworks 147 estará terminando operaciones del clúster RB – 359 el día 27 de ener\_2022 y el equipo Petroworks 157 estará finalizando operaciones en el clúster RB – 269 el día 02 de febrero\_2022 ambos equipos actualmente en Campo Rubiales.

Por lo cual se requiere que Petroworks envíe los planes de movilización, cronograma, plan de ruta, logística entre otros para la implementación de los sistemas Skidding (PW 157) y Walking (PW 147) a más tardar el día 29 de diciembre\_2021.

Igualmente se adjunta la ruta de los dos primeros clústeres de Caño Sur donde se iniciaran las operaciones de perforación..."

- El día 14 de junio se realizaron reuniones internas de Ecopetrol revisando las diferentes alternativas para el cumplimiento del hito de inyección del 15 de julio\_2022. El día 15 de junio\_2022 se realizó reunión entre Ecopetrol y Petroworks donde se le comunicó al contratista que: "...se realizarán los tres primeros pozos disposal (WDCS-0010H, WDCS-0009H y WDCS-0008H) con la estrategia del escenario 4: Perforar 3 pozos inyectores sin Walking System..."; esta información quedó documentada en el acta enviada por docusign el día 16 de junio\_2022 a los participantes en la reunión por parte de Petroworks y Ecopetrol (Anexo 6)

- Ecopetrol en el cumplimiento de la debida diligencia de sus funcionarios, en correo electrónico enviado el 17 de enero de 2022 y de acuerdo con el avance de las operaciones de las facilidades de Caño Sur, solicita al administrador del contrato que se notifique a Petroworks un clúster adicional en Rubiales antes de iniciar la movilización a Caño Sur, según el cual las operaciones en Rubiales continuarían hasta 13 de mayo 2022. Con esta información el contratista tendría conocimiento de que al continuar operaciones en Rubiales, la instalación del Walking System se desplazaría, debido a que el compromiso contractual establecía que dicho sistema se instalaría para el inicio del primer pozo en Caño Sur (Anexo 7).

- En cumplimiento de la solicitud realizada el 17 de enero de 2022, Ecopetrol envió comunicación a Petroworks mediante correo electrónico de fecha enero 20 de 2022 donde le informa la decisión de perforar un clúster adicional en Rubiales - RB 275 (Anexo 8).

- *En el punto 10 de esta comunicación se indica que el 7 de junio de 2022 Petroworks informó vía mail a Ecopetrol que el Walking System se encontraba listo en el PAD 2 del campo Caño Sur a disposición de Ecopetrol, donde se evidencia el seguimiento y control llevado a la movilización e instalación del Walking System, cuando Ecopetrol lo requirió.*

*En razón a lo anterior el inicio de perforación del primer pozo en Caño Sur, fue el 24 de junio\_2022 sin el sistema de Walking System, por ser esta la mejor estrategia para Ecopetrol. En esta fecha el contratista Petroworks ya contaba con el sistema Walking System desde el 07 de junio\_2022.*

14. *Anexamos la presentación llevada a la mesa técnica con la CGR realizada el día 21 de noviembre\_2022 GNR (Anexo 9).*

*Con base en lo anterior se evidencia que Petroworks no presentó incumplimiento en la disponibilidad del Walking System y la instalación del mismo se realizó cuando Ecopetrol lo requirió siendo el mejor negocio para Ecopetrol.*

*Por lo anterior, se ha demostrado que no hubo incumplimiento por parte de Petroworks en la fecha acordada para la instalación del Walking System, que se gestionó de forma adecuada el control y seguimiento del contrato y se adoptaron decisiones de mitigación de riesgos, generando ahorros y beneficios económicos significativos para la compañía, los cuales se detallan a continuación:*

- *Mejoramiento del VPN del proyecto por valor de 3 MUSD por la producción incremental asociada al ingreso anticipado del taladro PW147 (sin Walking System) a partir del 21 de octubre de 2021 para perforación en el campo Rubiales.*
- *Disminución de la tarifa pactada en el contrato para movilización entre pozos del mismo clúster para el equipo PW147 sin Walking System, lo cual se logró de después de un proceso de negociación con la compañía contratista.*
- *Ahorro para Ecopetrol de aproximadamente \$1.500 millones de pesos y evitar 20 días de demora en el proyecto, los cuales se hubiesen requerido para adecuar las locaciones RB359 y RB-275, dado que los clústers con pozos a perforar en el campo Rubiales tenían un diseño de localización adecuado para el desplazamiento del taladro sin Walking System y exigir al contratista instalar el Walking System a partir del 24 de enero de 2022, hubiese requerido la realización de obras civiles no previstas.*
- *Apalancamiento de producción en 150.000 Barriles de crudo y su correspondiente impacto económico por la decisión de perforar a partir del 15 de julio de 2022 el primer pozo Disposal del PAD2 en Caño Sur, sin esperar la*

*instalación y puesta en marcha del Walking System, lo que hubiese generado una demora de 15 días en el inicio de la perforación de ese pozo. Como mejor negocio, Ecopetrol decide instalar el sistema de Walking System en la movilización entre el PAD 2 y el clúster CASE0024.*

- *Adicionalmente, el inicio del manejo de agua en la Estación Centauros, y su disposición en el PAD 2 en la fecha prevista, permitió disminuir los costos de tratamiento y disposición de agua que se realizaba en el PAD Mito 2 a través de un tercero, al que se le pagaba por cada barril de agua tratado y dispuesto.*

*Se evidencia entonces que la actuación de los funcionarios de Ecopetrol en la ejecución de la ODS 3039914 está soportada en los principios de la Función Administrativa y de la Gestión Fiscal establecidos en el Manual de Ecopetrol GSJ-M-001 numeral 3.4 y que todas las actuaciones del Administrador y del Gestor estuvieron encaminadas a asegurar la ejecución exitosa del contrato y la real satisfacción de las necesidades que motivaron su celebración, según lo establece la Guía para la Administración y Gestión de Contratos y Convenios GAB-G-001.*

*Así las cosas, corresponde señalar que Ecopetrol actuó en cumplimiento de las funciones y finalidades que le corresponden, toda vez que se acataron las obligaciones y deberes funcionales que exigían la materialización de los propósitos organizacionales como son, entre otros, el mejoramiento del VPN del proyecto y en general de cuidar los recursos de Ecopetrol, buscando siempre maximizar los beneficios para la entidad, lo cual se ve reflejado en la aplicación de los instrumentos contractuales que constituyen una de las formas de realización de esos fines y el proceder diligente de los servidores públicos de Ecopetrol, en tal sentido, solicitamos respetuosamente a la Contraloría General de la República el desestimar la observación del informe final de la Auditoría”.*

#### **ANALISIS DE LA RESPUESTA DEL AUDITADO HALLAZGO No.4**

Una vez analizada la respuesta emitida por ECP, ante la afirmación sobre las tarifas reducidas negociadas, es claro que la CGR, parte su cuestionamiento sobre la suscripción del otrosí 1, el cual tenía unas obligaciones estipuladas, específicamente las asociadas al compromiso de tener instalado y operando el sistema *Walking*.

De acuerdo con, los soportes entregados a la respuesta se denota que las actuaciones en materia de responsabilidades y obligaciones de administrador e interventor, estuvieron sujetas al cumplimiento de las funciones que correspondía y que las decisiones en materia de mantener el taladro sin instalación del sistema, estaban sujetas a decisiones de quienes controlaban los cronogramas operativos en las necesidades del negocio de producción, por lo que se denota el cumplimiento de lo establecido en la Guía de lineamientos generales para la gestión de contratos, por lo tanto, frente a la luz del derecho disciplinario no se vislumbra afectación funcional

del servicio, teniendo en cuenta que en su respuesta y anexos ECP dio cumplimiento a sus lineamientos internos, razón por la que se retira la incidencia disciplinaria.

La CGR cuestiona el hecho que, aunque el incumplimiento en la entrega, instalación y operación del sistema están marcados por la entrada del mismo 8 meses después de lo pactado, la condición se mantiene frente a la descrito por la CGR, en el sentido que, al no cumplirse la fecha del otrosí y las condiciones de instalación en el primer pozo de caño sur, Ecopetrol perdió la posibilidad de pagar una tarifa menor, bajo este precepto, se valida la observación como hallazgo administrativo sin otras incidencias.