

ANH



Al responder cite radicado: 20181390388892 Id: 334714

Folios: 76 Fecha: 2018-11-01 10:30:32

Anexos: 0

Remitente : JAIRO EDMUNDO CABRERA

Destinatario: GERENCIA DE ASUNTOS LEGALES Y CONTRATACION

Bogotá D.C., 1 de noviembre de 2018

Doctora:

MARY ELENA LARES COLMENARES

Supervisora Contrato No. 014 de 2018

GERENTE DE ASUNTOS LEGALES Y CONTRATACIÓN

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH

Avenida Calle 26 No. 59-65 Piso 2

Bogotá

Asunto: Entrega Informe de Cumplimiento de Actividades No.10 del mes de octubre de 2018 - Contrato 014 de 2018.

Dando cumplimiento a mis obligaciones contractuales con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, me permito hacer la entrega del Informe de Cumplimiento de Actividades No. 10 del Contrato No. 014 de 2018, el cual corresponde a las actividades desarrolladas durante el periodo del 1 al 31 de octubre de 2018.

Cualquier inquietud o información adicional al respecto quedo atenta.

Cordialmente,

JAIRO EDMUNDO CABRERA PANTOJA

C.C. No. 13.070.896

Calle 22 d 72-41

3005916756

Jairo.cabrerap@gmail.com

Anexos: Se anexa informe de cumplimiento de actividades en 9 páginas.
67 folios de anexos de los productos presentados

INFORME DE CUMPLIMIENTO DE ACTIVIDADES CONTRACTUALES

PERIODO DEL INFORME: mes de octubre de 2018

DEPENDENCIA	OFICINA ASESORIA JURIDICA
NOMBRE DEL CONTRATISTA	JAIRO EDMUNDO CABRERA PANTOJA
NÚMERO DEL CONTRATO	014 DE 2018
OBJETO DEL CONTRATO	PRESTACIÓN DE SERVICIOS PROFESIONALES ESPECIALIZADOS Y DE APOYO A LA GESTIÓN JURÍDICA QUE SE REQUIERE PARA DESEMPEÑAR LAS ACTIVIDADES MISIONALES A CARGO DE LA ANH EN LA ELABORACIÓN DE PROYECTO DE LAS RESPUESTAS A CONSULTAS JURÍDICAS DE CONCEPTOS Y DE DOCUMENTOS JURÍDICOS RELACIONADAS CON LA ESTRUCTURACIÓN EJECUCIÓN CONTROL Y SEGUIMIENTO EN EL DESARROLLO DE LOS CONTRATOS DE E&P Y TEA SUSCRITOS POR LA ENTIDAD
FECHA DE INICIO DEL CONTRATO	15 DE ENERO DE 2018
FECHA DE TERMINACIÓN DEL CONTRATO	31 DE DICIEMBRE DE 2018
PERIODO DEL INFORME	Del mes de octubre de 2018

- 1. OBJETIVO:** Describir las actividades de un periodo del mes o del mes derivadas del cumplimiento de las obligaciones generales y específicas contempladas en el contrato indicado de manera precedente.

DETALLE DE LAS OBLIGACIONES ESPECÍFICAS Y LAS ACTIVIDADES EJECUTADAS EN EL PERIODO

1	Apoyar en la elaboración de conceptos legales y proyectar los actos administrativos que se requieran para el seguimiento a la cumplida ejecución de los Contratos misionales de Exploración, Explotación y Evaluación Técnica de hidrocarburos.	Se realizó el análisis del Contrato E&E CUBIRO, desde el punto de vista jurídico, concluyendo que frente a la instancia ejecutiva que se solicitó por parte del Contratista no es viable aceptar descubrimientos adicionales dentro de un área de evaluación, ni aceptar que estos se constituyan en una nueva área de explotación, en observancia a lo dispuesto en las Cláusulas 78 numeral 7.7 y 9.2 del Contrato.	Remitido por correo electrónico a la Dra. Mariela Hurtado el 18 de octubre de 2018
2	Adelantar el análisis jurídico de la viabilidad de apertura y cierre del procedimiento de incumplimiento, de conformidad con las solicitudes realizadas por la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos, Vicepresidencia Técnica, o la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones.	NO SE PRESENTO LA NECESIDAD	
	3. Brindar acompañamiento al Gerente de Asuntos Legales de la ANH, para adelantar las audiencias de incumplimiento, de conformidad al procedimiento establecido contractualmente.	NO SE PRESENTO LA NECESIDAD	

4	Elaborar el correspondiente acto administrativo por medio del cual se define el procedimiento de incumplimiento respectivo.	Se apoyó en una de las propuestas de solución en la revisión del Acto administrativo <i>Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo</i>	Remitido por correo electrónico a la Dra. Mariela Hurtado el 5 de octubre de 2018
5	Realizar el seguimiento a los incumplimientos, verificando plazos otorgados y avance del cronograma autorizado por la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos, y las prórrogas de las garantías entre otros.	Se solicitó información a la Vicepresidencia de Operaciones Regalías y Participación del estado actual del Contrato E&E Cubiro, sobre el estado actual, producción por campo, pagos derechos económicos, etc.	Correo electrónico del 11 de octubre de 2018
6	Presentar informes de avance de los procedimientos de incumplimiento al Gerente	NO SE PRESENTO LA NECESIDAD	
7	Proyección de respuesta de los derechos de petición de los entes de control nacionales y territoriales, atinentes a los procedimientos de incumplimiento de los contratos E&P y TEA, cuando se requiera.	Apoyo a la respuesta a la Vicepresidencia Técnica – la cual se había solicitado en el mes de septiembre a la Gerente de Asuntos Legales, sobre las inquietudes planteadas al Decreto mediante Radicado No.2-2018-033-2096 del 21 de septiembre de 2018, con ingreso de Radicado ANH No.20184310314822 Id:319514 del 24 de septiembre del presente año hechas por Ecopetrol frente al proyecto de Decreto por medio del cual se adopta el plan de contingencia por pérdida de Contención de Hidrocarburos	Se remitió respuesta mediante correo electrónico al funcionario Luwving Ehrhardt Arzuza el día 4 de octubre de 2018

8	<p>Brindar apoyo en la elaboración de conceptos legales y actos administrativos que se requieran en relación con las garantías, terminaciones anormales, liquidación de los Contratos y resolución de controversias contractuales misionales de exploración, explotación y evaluación técnica de hidrocarburos, de conformidad con la legislación aplicable.</p>	NO SE PRESENTO LA NECESIDAD	
9	<p>Brindar apoyo en la preparación de los conceptos legales y actos administrativos que deban ser expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, dentro de la etapa postcontractual de los Contratos misionales para la exploración, explotación y evaluación técnica de hidrocarburos.</p>	- NO SE PRESENTO LA NECESIDAD	

10	Desempeñar las demás actividades que le sean asignadas por el superior inmediato necesarias para el cumplimiento de la misión y visión institucional, de acuerdo con la naturaleza del mismo.	<p>Elaboración de uno de los proyectos de acto administrativo por medio del cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD contra la resolución N.336 del 1 de agosto de 2018 mediante la cual se establece el orden de elegibilidad del CERT.</p> <p>Elaboración de la respuesta del balance final para liquidación del Convenio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Área CHURUCO, solicitada mediante comunicación No.20184010191573 Id: 320939 del 26 de septiembre de 2018.</p> <p>Elaboración de la respuesta del balance final para liquidación del Contrato de Exploración y Producción AZAR, solicitada mediante comunicación No.20184010191703 Id: 320967 del 26 de septiembre de 2018.</p> <p>Elaboración de la respuesta del balance final para liquidación del Contrato de Exploración y Producción GUA OFF-2, solicitada mediante comunicación No.20184010190873 Id: 320487 del 26 de septiembre de 2018.</p> <p>Elaboración de la respuesta del balance final para liquidación del Convenio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Área ALAMO, solicitada mediante comunicación No.20184010191723 Id: 320971 del 26 de septiembre de 2018.</p>	<p>Remitido por correo electrónico a la Dra. Mariela Hurtado el 24 de octubre de 2018</p> <p>Id: 329071</p> <p>Id: 329072</p> <p>Id: 329069</p> <p>Id: 329074</p>
----	---	--	---

10	<p>Desempeñar las demás actividades que le sean asignadas por el superior inmediato necesarias para el cumplimiento de la misión y visión institucional, de acuerdo con la naturaleza del mismo.</p>	<p>Revisión de la ficha para el comité de Conciliación por parte de la Gerencia de Asuntos Legales, correspondiente a la siguiente descripción Tribunal Administrativo de Nariño: M.P. Dr. Paulo León España Pantoja, Medio de Control: ACCION POPULAR, Rad: 52-001-23-33-000-2016-00310.00, Demandante: DEFENSORIA DEL PUEBLO REGIONAL PUTUMAYO, Demandado: ECOPETROL S.A. Y AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS.</p> <p>Revisión de los estudios previos y proyectos de pliegos de condiciones, para ser debatidos en el Comité de Contratación de la ANH del 10 de octubre de 2018, relacionados a continuación:</p> <p>VICEPRESIDENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA. PROCESO DE SELECCIÓN ABREVIADA OBJETO: "Adquirir el programa de seguros de la ANH" ESTUDIOS PREVIOS Y PROYECTO DE PLIEGO DE CONDICIONES.</p> <p>VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES REGALÍAS Y PARTICIPACIONES CONCURSO DE MÉRITOS OBJETO: "Contratar Auditorías externas para la determinación del desempeño de los sistemas de medición de cantidad y calidad de hidrocarburos y la verificación de las buenas prácticas de medición aplicadas en las facilidades de producción del país."</p>	<p>Remitido por correo electrónico a la Dra. Mariela Hurtado el 8 de octubre de 2018</p> <p>Remitido por correo electrónico a la Dra. Mariela Hurtado el 9 de octubre de 2018</p>
----	--	--	---

		<p>VICEPRESIDENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA- AOJ. MODIFICACIÓN AL PLAN ANUAL DE ADQUISICIONES</p> <p>OBJETO: Prestar los servicios profesionales especializados de apoyo jurídico a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que impliquen el desarrollo de actividades relacionadas con el cumplimiento de las actividades misionales de la ANH y el desarrollo de procedimientos de selección de contratistas para la asignación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos.</p>	
		<p>VICEPRESIDENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA- AOJ. MODIFICACIÓN AL PLAN ANUAL DE ADQUISICIONES</p> <p>OBJETO: Prestar los servicios profesionales a la ANH en la asesoría especializada para la gestión de las diferentes plataformas Audiovisuales, así como de redes para video y control de acceso.</p>	

		<p>Revisión del Acta N° 43 del Comité de Contratación, de fecha 23 de octubre de 2018.</p> <p>Informe del Estado Actual de los Comités en los que la GALC hace parte.</p> <p>Revisión de la ficha para el comité de Conciliación por parte de la Gerencia de Asuntos Legales, correspondiente a la siguiente descripción:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Acción Contractual: Demandante American Geophysical Group Demandado: Fonade, ANH 2. Reparación Directa: Lesiones personales en protesta Petrolera. Demandante Wilson Garcia Demandado: Mindefensa, ANH, otros <p>Elaboración de la presentación de estructura y funcionamiento del Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.</p>	<p>Remitido por correo electrónico a la Dra. Mariela Hurtado el 25 de octubre de 2018</p> <p>Remitido por correo electrónico a la Dra. Mariela Hurtado el 2 de octubre de 2018</p> <p>Se remitió respectivo análisis mediante correo electrónico a la Dra. Mariela Hurtado el 25 de octubre de 2018</p> <p>Remitido por correo electrónico a la Dra. Mariela Hurtado el día 16 de octubre de 2018.</p>
--	--	---	--

REUNIONES PRESENCIALES

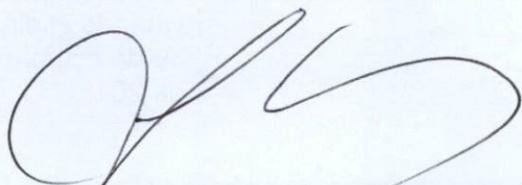
Reunión con PNUD para liquidación de convenios suscritos en el marco de cooperación internacional, así como la transferencia de bienes a la ANH, por solicitud expresa de la OAJ para acompañarlos con un abogado en dicha reunión (anexa acta)	1 de octubre a de 2 A 5 pm
Reunión con funcionarios de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación para presentar informe a la Gerente de Asuntos Legales y Contratación (E.) de los procesos a cargo de cada profesional	4 de octubre a de 10 A 11 am
Reunión con funcionarios de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación para presentar informe a la Gerente de Asuntos Legales y Contratación (E.) de los procesos a cargo de cada profesional	10 de octubre a de 2 pm a 4 pm
Reunión con funcionarios de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación, Profesional de Asuntos disciplinarios para analizar el concepto de caducidad de la facultad sancionatoria de la administración	17 de octubre de 2018

Nota: La ejecución de las obligaciones contractuales establecidas a cargo del contratista, depende de las necesidades que presente la Oficina Asesora Jurídica o la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación para el periodo de tiempo objeto del presente informe.

Razón por la cual pueden presentarse escenarios en los cuales no se registre el desarrollo de actividades tendientes a dar cumplimiento a algunas obligaciones contractuales, lo que no obsta para que en desarrollo del contrato, el contratista de cumplimiento a lo pactado.

OBSERVACIONES DEL CONTRATISTA

N/A.



JAIRO EDMUNDO CABRERA PANTOJA
CC 13070896
CLL 22 D 72 41
CEL 3005916756

Función 1

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: jueves, 18 de octubre de 2018 11:12 a.m.
Para: Mariela Hurtado Acevedo
Asunto: PRESENTACION CUBIRO INSTANCIA EJECUTIVA.pptx
Datos adjuntos: PRESENTACION CUBIRO INSTANCIA EJECUTIVA.pptx

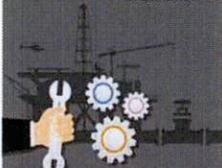
Estimada Doctora Mariela:

Conforme al compromiso pactado la semana anterior, me permito remitir para sus observaciones, sugerencias y comentarios la presentación del Caso Cubiro en el procedimiento de Instancia Ejecutiva con el respectivo análisis y recomendación.

Quedo atento.

Mil gracias por su atención

Jairo



CONTRATO E&E CUBIRO

Dpto.	Municipio	Contratista	Cuenca	Fase Exploratoria	Áreas
Casanare	San Luis Palenque, Orocué, Trinidad.	Frontera Energy Colombia Corp. Sucursal Colombia	Llanos orientales	El Contrato finalizó el Periodo de Exploración en la Fase 2 del Programa Exploratorio Posterior el 7 de julio de 2012.	Actualmente el Contrato se encuentra vigente con seis (6) Áreas de Explotación en particular Arauco, Barranquero, Careto, Copa, Petirrojo y Yopo.



CONTRATO E&E CUBIRO

Elementos relevantes del Contrato

Identificación de la Parte Contractual

- El 8 de octubre de 2004 se suscribió el Contrato E&E Cubiro entre Montecz SA. y la ANH.
- El 23 de marzo de 2010 se aprobó cesión del Contrato E&E Cubiro a favor de Alange Energy Corp.
- El 22 de agosto de 2013 se aprobó cesión del 100% del Contrato E&E Cubiro a favor de Pacific (hoy, Frontera Energy Colombia Corp. Sucursal Colombia).



CONTRATO E&E CUBIRO

Elementos relevantes del Contrato

Estado de producción por campo del área en particular COPA desde el año 2014 a la fecha:

De acuerdo con las formas de producción aprobadas por la VOPR, se relaciona a continuación la producción en barriles por año de cada una de las áreas denominadas por Frontera como "Copa", "Copa A", "Copa B", "Copa C" y "Copa D".

Área	Producción anual [barriles/año]				
	2014	2015	2016	2017	ene a ago-2018
Copa	891.417	1.421.230	942.862	840.173	398.915
Copa A	696.743	575.015	298.551	201.766	138.584
Copa B	244.578	184.382	166.293	98.989	38.759
Copa C	256.342	209.368	124.010	87.441	33.182
Copa D	641.024	444.309	246.989	245.643	103.381
Total	2.730.104	2.834.304	1.760.705	1.474.013	712.821





CONTRATO E&E CUBIRO

Elementos relevantes del Contrato

Estado de producción por campo del área en particular Petirrojo desde el año 2014 a la fecha:

De acuerdo con las formas de producción aprobadas por la VOPR, se relaciona a continuación la producción en barriles por año de cada una de las áreas denominadas por Frontera como "Petirrojo", y "Petirrojo Sur":

Área	Producción anual [barriles/año]				
	2014	2015	2016	2017	ene a ago-2018
Petirrojo	343.132	225.063	121.763	82.757	34.961
Petirrojo Sur	120.981	70.131	30.811	11.480	6.797
Total	464.113	295.194	152.574	94.236	41.758

Elementos relevantes del Contrato

El Contrato de Fiducia No 3-15741, suscrito con la fiduciaria Itau garantiza los Fondos de Abandono de las Áreas de Careto, Barranquero, Copa, Petirrojo y Yopo.

A continuación, en tabla No. 1, se presentan las subcuentas del Contrato de Fiducia antes mencionado:

Contrato	Contrato de Fiducia Mercantil Irrevocable de Administración y Pagos
Fideicomitente	FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP SUCURSAL
Identificación de la Fiducia	Itau Asset Management Campo Cubiro No. 3-1-5741
Identificación de las subcuentas dentro del contrato fiduciario	<ul style="list-style-type: none"> - Credifondo Participación No. 034-74085-2 Campo Careto. - Credifondo Participación No. 817-00059-9 Campo Barraquero. - Credifondo Participación No. 817-00064-9 Campo Copa. - Credifondo Participación No. 817-00066-4 Campo Copa A Norte. - Credifondo Participación No. 817-00067-2 Campo Copa A Sur. - Credifondo Participación No. 817-00068-0 Campo Copa B. - Credifondo Participación No. 817-00069-8 Campo Copa C. - Credifondo Participación No. 817-00060-7 Campo copa D. - Credifondo Participación No. 817-00061-5 Campo Petirrojo. - Credifondo Participación No. 817-00063-1 Campo Petirrojo Sur. - Credifondo Participación No. 817-00065-6 Campo Yopo.



Solicitud de procedimiento de Incumplimiento

El 30 de abril de 2015 mediante comunicación No. 2015400009181, la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación, dio aviso al Contratista del inicio al procedimiento estipulado en la cláusula 28.3 del contrato, denominado: *"Procedimiento para la declaración de incumplimiento"*, debido a *"(...) la reiterada desatención del Contratista a los requerimientos de la ANH, en el sentido de allegar un único documento que contenga el Plan de Explotación PETIRROJO, donde incluya el análisis de los pozos Petirrojo y Petirrojo Sur, al pertenecer éstos a un mismo Programa de Evaluación (...)"*.

Estado Actual del procedimiento: Evaluación de Descargos

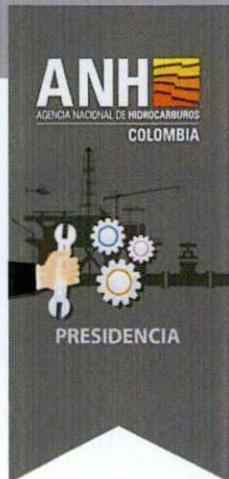
Instancia Ejecutiva

Solicitud de Instancia Ejecutiva

: Mediante memorando No.20184010140863 Id: 301542 del 27 de julio de 2018, la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos recomendó a la Presidencia de la ANH, dar trámite a la solicitud de la Frontera Energy del 27 de junio de 2018, de activar la Cláusula 27 – Solución de controversias entre las partes a través del procedimiento de Instancia Ejecutiva.

El 30 de julio de 2018, mediante memorando No. 20181000141533 Id:302005 el Presidente de la ANH, informa al Señor Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos la designación a la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación para dar trámite e inicio al procedimiento de Instancia Ejecutiva

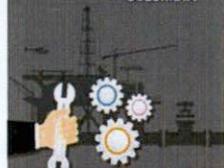
Instancia Ejecutiva



CONTRATO E&E CUBIRO

Numeral 27.1 – *Instancia Ejecutiva*, de la Cláusula 28 – *SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS ENTRE LAS PARTES*, del Contrato E&P Sabanero, establece:

"27.1. Instancia Ejecutiva: *Toda diferencia o desacuerdo que surja en desarrollo del contrato y en relación con el mismo será solucionada por los funcionarios de las Partes autorizados para tal efecto. Si en el término de treinta (30) Días calendario contados a partir del aviso escrito, el desacuerdo aún no se ha resuelto, el asunto será sometido al más alto ejecutivo de cada una de las Partes residente en Colombia, a fin de buscar una solución conjunta. Si dentro de los treinta (30) Días calendario siguientes a la fecha en que una de las Partes haya solicitado a la otra el sometimiento del desacuerdo a los ejecutivos antes mencionados, las Partes llegaren a un acuerdo o decisión sobre el asunto en cuestión, dentro de los quince (15) Días calendario después de logrado dicho acuerdo o decisión se suscribirá el acuerdo o la decisión adoptada."*

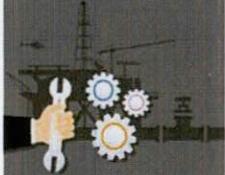


CONTRATO E&E CUBIRO

PROBLEMA TECNICO:

Determinar si para el Programa de Evaluación Copa se derivan 5 campos comerciales, y por ende existen 5 áreas de explotación independientes.

Determinar si para el programa de Evaluación Petirrojo se derivan 2 campos comerciales, y por ende existen 2 áreas de explotación independientes.

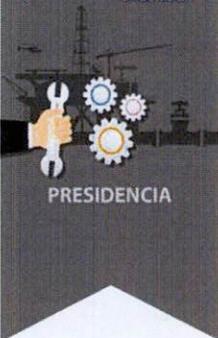


CONTRATO E&E CUBIRO

PROBLEMA JURÍDICO.

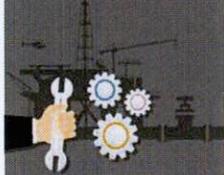
Determinar el alcance y aplicación del numeral 7.7 de la Cláusula Séptima del Contrato denominada "Descubrimiento y Evaluación"





Comunicaciones y reuniones en relación con la divergencia en la interpretación del contrato – Del Contratista a la ANH

Actividad	Fecha	Radicado	Tema	
Reunión entre la ANH y el Contratista	27-ago-14	N.A.	Cláusula del Contrato	
	16-sep-14			
	25-nov-14			
	20-feb-15			
Comunicación del Contratista a la ANH	27-feb-14	20146240043212	El Contratista reitera su interpretación contractual y técnica, por lo cual confirma que son seis (6) áreas.	
	28-feb-14	20146240038872		
	03-jun-14		20146240108972	El Contratista solicita Resolución de Inicio de Explotación para seis (6) áreas: Copa, Copa A Norte, Copa A Sur, Copa B, Copa C y Copa D.
			20146240108992	
			20146240108982	
			20146240109022	
			20146240108892	
		20146240108962		
	03-dic-15	EPIS	El Contratista presenta seis (6) Programas de Trabajos de Explotación - PTE para Copa, Copa A Norte, Copa A Sur, Copa B, Copa C y Copa D.	
	12-mar-15	20156240061702	El Contratista remite la actualización 2015 de los Planes de Explotación - PLEX Copa, Copa A (incluye Copa A	



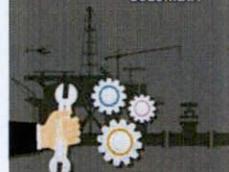
Comunicaciones en relación con la divergencia en la interpretación del contrato - Del Contratista a la ANH

Actividad	Fecha	Radicado	Tema
			Norte y Copa A Sur) Copa B, Copa C y Copa D. Por lo anterior, si bien el Contratista presentó seis (6) Declaraciones de Comercialidad, se contradice al presentar cinco (5) Planes de Explotación.
	27-mar-15	EPIS	El Contratista allega complemento del PLEX y PTE 2015 Copa.
	13-may-15		
11-jun-15		20156240147322	El Contratista allegó a la ANH información complementaria de la actualización 2015 del Plan de Explotación Copa, en documentos por separado para Copa, Copa A, Copa B, Copa C y Copa D.
		20156240147372	
		20156240147332	
		20156240147412	
		20156240147132	
31-jul-15		20156240194082	
		20156240194092	
		20156240194102	
		20156240194072	
		20156240194052	
	16-dic-15	EPIS	El Contratista presenta cinco (5) PTE 2016, denominados Copa, Copa A, Copa B, Copa C y Copa D.



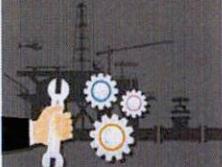
Comunicaciones en relación con la divergencia en la interpretación del contrato - Del Contratista a la ANH

12-feb-16	EPIS	El Contratista presenta complemento del PTE-2016.
01-mar-16	R-221-2016-006303	El Contratista remite cinco (5) PLEX 2016, denominados Copa, Copa A, Copa B, Copa C y Copa D.
20-abr-16	R-421-2016-011335	El Contratista remite complemento del PLEX-2016.
30-nov-16	R-421-2016-080694	El Contratista presenta cinco (5) PTE 2017, denominados Copa, Copa A, Copa B, Copa C y Copa D.
15-mar-17	R-421-2017-006157	El Contratista remite cinco (5) PLEX 2017, denominados Copa, Copa A, Copa B, Copa C y Copa D.
01-dic-17	20174010299822	El Contratista presenta cinco (5) PTE 2018, denominados Copa, Copa A, Copa B, Copa C y Copa D.
04-may-18	20184010148862	El Contratista presenta cinco (5) PLEX 2018, denominados Copa, Copa A, Copa B, Copa C y Copa D.



Comunicaciones en relación con la divergencia en la interpretación del contrato – De la ANH al Contratista

Comunicación de la ANH al Contratista	08-ene-14	20144210001561	La ANH reiteró al Contratista remitir un único Plan de Explotación Inicial Copa y un juego de coordenadas que comprendan la totalidad del Área de Explotación en particular Copa.
	28-ene-14	20144210007621	
	13-mar-15	20154210038181	La ANH solicitó al Contratista complemento del Programa de Trabajos de Explotación 2015.
	26-mar-15	20154210048291	La ANH reitera al Contratista que Copa es una sola área, que debe remitir un solo documento para la actualización 2015 del Plan de Explotación y solicita información complementaria.
	27-may-15	20154210099101	
	25-jun-15	20154210124341	
	13-ago-15	20154210167501	
	15-ene-16	E-421-2016-001004	La ANH solicitó al Contratista complemento del Programa de Trabajos de Explotación 2016.
	08-mar-16	E-421-2016-006103	La ANH reitera al Contratista que Copa es una sola área, que debe remitir un solo documento para la actualización 2016 del Plan de Explotación y solicita información complementaria.
	30-mar-17	E-421-2017-003725	La ANH emite pronunciamiento al Contratista sobre el Programa de Trabajos de Explotación 2017.
30-mar-17	E-421-2017-003647	La ANH reitera al Contratista que Copa es una sola área, que debe remitir un solo documento para la actualización 2017 del Plan de Explotación y solicita información complementaria.	
16-may-18	20184210137541	La ANH emite pronunciamiento al Contratista sobre el PLEX-2018 ratificando su posición sobre la definición del Área de Explotación en particular Copa.	

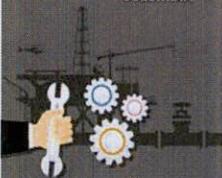


CONCLUSIONES CASO EN CONCRETO

De conformidad a los antecedentes expuestos del Contrato E&E Cubiro, para realizar un análisis a fondo de la discrepancia interpretativa del numeral 7.7 de la cláusula séptima del Contrato, es menester dividir el presente estudio en dos partes, la primera relacionada con los conceptos técnicos que sobre las áreas de explotación Copa y Petirrojo realizó la Agencia con el propósito de determinar si sobre las mismas se puede aseverar la existencia de áreas de explotación independientes, para luego en una segunda parte, realizar un análisis jurídico sobre la cláusula antes referenciada a fin de evidenciar la posibilidad o imposibilidad jurídica de dar trámite a la interpretación que la empresa Frontera Energy hace del contrato en relación con las áreas de explotación independientes.

Así las cosas, se planteó como problema técnico: Determinar si para el Programa de Evaluación Copa se derivan 5 campos comerciales, y por ende existen 5 áreas de explotación independientes, al igual que para el programa de Evaluación Petirrojo se derivan 2 campos comerciales, y por ende existen 2 áreas de explotación independientes.





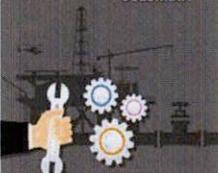
CONCLUSIONES CASO EN CONCRETO

Con respecto al área de evaluación COPA, la Empresa Frontera Energy manifestó:

"La aplicación de las diferentes técnicas de interpretación sísmica definieron el modelo estructural, conformado por Un sistema principal de fallas normales de Rumbo NE-SO y cuatro (4) fallas transcurrentes que lo interceptan y cortan verticalmente toda la columna estratigráfica de la Formación Carbonera, lo que daría lugar a la existencia de cinco (5) Áreas de Explotación, como sigue: i. Copa ii. Copa A iii. Copa B iv. Copa C v. Copa D"

Al respecto desde el la Vicepresidencia Técnica se realizó el estudio de esta solicitud, emitiendo dos conceptos diversos entre el año 2015 y 2017, pues en el primero conceptúa sobre la existencia de un solo campo, para luego en el 2017 informar que una vez realizado los estudios del caso se determina que las Áreas Comerciales Copa, Copa A, Copa B, Copa C y Copa D son independientes.

Así es entonces, el 21 de agosto de 2015 mediante memorando No. 20152110090073, la Vicepresidencia Técnica conceptuó que: "(...) las áreas de Explotación Copa, Copa A Norte, Copa A Sur, Copa B, Copa C y Copa D, conforman un solo campo el cual se denomina como Área de Explotación en Particular Copa (...)".

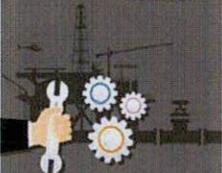


CONCLUSIONES CASO EN CONCRETO

Para luego –como se expuso- el 27 de diciembre de 2017 mediante memorandos No. 20172010186423, 20172010187283, 20172010187293, 20172010187323 y el 28 de diciembre de 2017 mediante memorando No. 20172010188743, la Vicepresidencia Técnica, manifestó para las Áreas Comerciales Copa, Copa A, Copa B, Copa C y Copa D, respectivamente que: *"(...) Al visualizar la información sísmica suministrada por Frontera Energy, es claro que la falla principal orientada casi SW-NE es el rasgo que define el campo petrolífero. Se presentan fallas satélites a la falla principal que compartimentalizan y crean áreas independientes, en donde la continuidad lateral de las principales unidades productoras se ve marcadamente interrumpida según se aprecia en las figuras (...) Este efecto se evidenció en la perforación de los pozos (...)".* Adicionalmente, manifestó que: *"(...) existen (sic) información de pruebas de presión y de fluidos que permiten soportar la idea" (...) "que las Áreas Comerciales Copa, Copa A, Copa B, Copa C y Copa D son independientes".*

Lo anterior establece, que desde el punto de vista técnico, la solicitud realizada por Frontera Energy es válida e incluso avalada técnicamente por la ANH.





CONCLUSIONES CASO EN CONCRETO

Tal es así, que como se pudo evidenciar en la presentación de antecedentes, la Empresa ha establecido subcuentas independientes dentro del contrato fiduciario por cada área comercial.

De igual manera, en la actualidad, en la Vicepresidencia de Operaciones, Participaciones y Regalías se encuentra en trámite la expedición de las resoluciones de inicio de explotación de cada una de las áreas Comerciales (5 en total).

Lo anterior nos permite concluir *a priori* que el problema técnico en relación con el Campo Copa ha sido superado, pues existe definición y concordancia al respecto entre la ANH y la Empresa Frontera Energy, no obstante desde el punto de vista legal, se entrará a analizar la interpretación del contrato en relación con el asunto de estudio para definir una conclusión.



CONCLUSIONES CASO EN CONCRETO

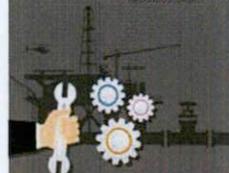
No obstante lo anterior, es importante advertir que en relación con el área de Explotación en Particular Petirrojo, mediante memorando 20152110111073 del 2015, la Vicepresidencia Técnica emite concepto del área de Exploración y concluye que:

"(...) Las figuras ... muestran los contactos agua-aceite, la superposición de los mismos contactos en las áreas Yopo y Petirrojo, en donde se logra evidenciar que se extienden desde el área de Petirrojo hasta el área Yopo". Por lo anterior, recomendó un Área de Explotación en particular denominada Petirrojo-Yopo que incluya los pozos Petirrojo, Petirrojo Sur y Yopo".

Si bien, el Contratista presentó Declaración de Comercialidad de Petirrojo y Petirrojo Sur de forma independiente; es preciso señalar que los pozos Petirrojo Sur hacen parte del Área de Evaluación Petirrojo, por lo cual, de acuerdo con la Cláusula 7, Numeral 7.7 y el concepto de la Oficina Asesora Jurídica No. 20141400021863 del 11 de noviembre de 2014, estos nuevos volúmenes de hidrocarburos de Petirrojo Sur no dan origen a un nuevo Periodo de Evaluación y en consecuencia el periodo de Explotación informado por el Contratista no da lugar.

En este sentido, y desde la recomendación que se profiere desde la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación, la ANH deberá mantener su posición en relación con el área de Explotación en Particular Petirrojo, pues técnicamente existe concepto que determina que se trata de una sola área, razón por la cual, no es conveniente proponer fórmulas de arreglo respecto de este punto, pues la ANH tiene la consideración técnica clara sobre este asunto en particular.



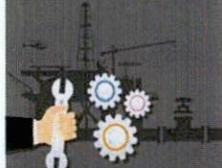


CONCLUSIONES CASO EN CONCRETO

Ahora bien, como se había expuesto, en la segunda parte de este análisis, es preciso determinar – que si bien hay acuerdo técnico entre la ANH y la EMPRESA en relación con las áreas de explotación COPA- el alcance y la interpretación jurídica que sobre el numeral 7.7 de la cláusula séptima del Contrato, del cual posiblemente, de su interpretación no es admisible jurídicamente establecer nuevas áreas de evaluación y por ende establecer 5 áreas de explotación independientes, la cláusula establece:

“(…)

7.7. Sólo darán lugar a la aplicación de esta cláusula los Pozos exploratorios descubridores perforados por EL CONTRATISTA por fuera de áreas designadas como de evaluación o de Explotación. Por lo tanto, cuando los nuevos volúmenes de Hidrocarburos encontrados hagan parte de una misma área de evaluación o de explotación, no habrá lugar a un periodo de evaluación”.



CONCLUSIONES CASO EN CONCRETO

Al efecto y desde el punto de vista jurídico, es importante traer a consideración el concepto de la Oficina Asesora Jurídica No.20141400021863 del 11 de noviembre de 2014, mediante el cual, manifestó que:

"2.2 De lo expuesto, se deduce que en orden cronológico, el Contratista informa a la ANH sobre UN descubrimiento, como consecuencia de ese aviso, el Contratista ejecuta el programa de evaluación (en adelante PEV), al finalizar éste, el Contratista podrá declarar comercialidad de ese único descubrimiento que estaba siendo evaluado en esa área, convirtiéndose dicha área en un campo comercial.

2.3 Es decir, que el descubrimiento, como consecuencia de la perforación de un Pozo contenido en el Programa Exploratorio, da lugar a la presentación de un programa de evaluación, por virtud del cual se determinará el potencial comercial de dicho descubrimiento.

2.4 Diferente es, el hecho consistente en que el contratista, dentro del programa de evaluación propuesto, incluya pozos exploratorios adicionales u otras operaciones que desde el punto de vista de la ingeniería de petróleos y de la geología, le permitan delimitar la extensión del yacimiento, y, en esa medida evaluar el potencial comercial del descubrimiento, situación que no le permite, desde el punto de vista jurídico, alegar la existencia de nuevos descubrimientos dentro de esa área de evaluación, independientemente que, desde el punto de vista técnico, eso pueda ser posible.

2.5 Por lo tanto, al ser el área de explotación, correspondiente al descubrimiento evaluado en el PEV COPA, cuyo resultado fue la declaración de comercialidad, que dio lugar a la creación del Campo Comercial COPA, la Resolución de Inicio de Explotación deberá ser UNA, es decir, limitarse al Campo Comercial COPA, e incluir los demás campos que hacen parte de dicho campo comercial.

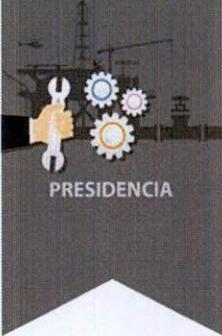




CONCLUSIONES CASO EN CONCRETO

Si bien, el Contratista presentó Declaración de Comercialidad de Copa A Norte, Copa A Sur, Copa B, Copa C y Copa D de forma independiente; es preciso señalar que los pozos de éstas, hacen parte del Área de Evaluación Copa, es decir, se estableció originalmente una sola área de evaluación, que a la luz de la Cláusula 7, Numeral 7.7 del contrato, establece, que solo se podrá dar aplicación para la generación de un nuevo periodo de evaluación siempre y cuando los Pozos exploratorios descubridores perforados por EL CONTRATISTA se hayan hecho por fuera de áreas designadas como de evaluación o de Explotación.

En este sentido, si los nuevos volúmenes de Hidrocarburos –representados en las áreas Comerciales Copa, Copa A, Copa B, Copa C y Copa D, no pueden ser considerados –ni siquiera en una interpretación *in extenso*- como áreas independientes, por restricción contractual, pues la cláusula es clara en determinar dicha imposibilidad por tratarse originalmente de un área de explotación, que corresponde al descubrimiento evaluado en el PEV COPA, y cuyo resultado fue la declaración de comercialidad del Campo COPA.



CONCLUSIONES CASO EN CONCRETO

Bajo lo analizado es claro que acuerdo con la Cláusula 7, Numeral 7.7 estos nuevos volúmenes de hidrocarburos no dan origen a un nuevo Periodo de Evaluación y en consecuencia el periodo de Explotación informado por el Contratista no da lugar.

Desde el punto de vista jurídico –por imposibilidad contractual- no es viable aceptar descubrimientos adicionales dentro de una Área de Evaluación, ni aceptar que estos se constituyan en una nueva Área de Explotación, en observancia lo dispuesto en las Cláusulas 7 Numeral 7.7 y 9.2 del Contrato E&E Cubiro.

Razón por la cual, y conforme lo expuesto desde el punto de vista legal, con ocasión del marco normativo que regula el contrato, el cual fue aceptado por las partes, en virtud de la autonomía de la voluntad y con la aplicación irrestricta del principio *pacta sunt servanda*, se recomienda no acceder a la solicitud de la Empresa Frontera Energy.



Función 4

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: viernes, 05 de octubre de 2018 03:58 p.m.
Para: Mariela Hurtado Acevedo
CC: Clara Natalia Rivera Estupinan
Asunto: RECURSO DE REPOSICION
Datos adjuntos: Resuelve recurso de reposición área Ojo de Tigre firma Luis M Morelli DEFINITIVA.docx;
Resuelve recurso de reposición área Ojo de Tigre firma Luis M Morelli ajuste 2 Doctora Mariela.docx

Doctora Mariela Cordial saludo

Anexo el recurso en versión "control de cambios" y la versión definitiva para sus comentarios y observaciones

Quedamos pendientes

Natalia, Monica y Jairo

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. de .

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

EL PRESIDENTE DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

En ejercicio de sus facultades legales, en especial, las conferidas por los Numerales 9.1, 9.3 y 9.17 del Decreto 714 de 2012, y las previstas en el Numeral 28.3 de la Cláusula 28 del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Bloque Joropo y

CONSIDERANDO:

Con formato: Italiano (Italia)

I. ANTECEDENTES.

Mediante Acta No.18 del 22 de junio de 2004, el Consejo Directivo de la ANH, autorizó al Director General de la entidad para la celebración del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Joropo.

El 7 de septiembre de 2004, el Director General de la ANH y la Unión Temporal El Alcaraván – integrada por las Compañías Nortes Ltda. 50% y Tecnopetrol Sucursal Colombia 50% –, suscribieron el Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Joropo, con fecha efectiva del mismo día.

Mediante Acuerdo No.018 del 2 de mayo de 2005, la ANH aprobó la cesión total de intereses, derechos y obligaciones de la Unión Temporal El Alcaraván en el Contrato de E&E, en favor de Petrominerales LTD, Sucursal Colombia.

A través de escrito con radicado No.20133700113582 del 3 de julio de 2013, Petrominerales LTD., solicitó a la ANH autorización para ceder en favor de Green Power Corporation S.A., la totalidad de sus intereses, derechos y obligaciones en el Contrato de E&E Joropo, y posteriormente, mediante Otrosí No.4 del 5 de diciembre de 2014, las Partes convinieron que para todos los efectos legales y contractuales, el Contratista sería Green Power Corporation S.A., con el 100% de la participación y con la calidad de Operador del ~~del~~ Bloque.

Por tal razón, para efectos ~~del de la~~ presente ~~actuación o~~ ~~administrativa~~ el titular del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos es la Sociedad Green Power Corporation S.A. identificada con Nit.900254651-1, y con domicilio en la Calle 110 No. 9 – 25 Torre Empresarial Pacific en la Ciudad de Bogotá D.C.

En el curso de la ejecución contractual, la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos a través de su Gerencia de Seguimiento a Contratos en Producción, mediante memorando No.20144210103673 del 15 de octubre de 2014, solicitó a la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación la consideración y valoración de un posible caso de incumplimiento de las

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 2 de 22

obligaciones del Contratista, en relación con la presunta inactividad en el Área de Explotación Ojo de Tigre, por un periodo de tiempo superior a seis (6) meses de acuerdo a lo dispuesto en el Literal c) del Numeral 28.2 de la Cláusula del Contrato de E&E Joropo.

Que con fundamento en los hechos que se describieron en su oportunidad en el informe rendido por la Gerencia de Seguimiento a Contratos en Producción de la ANH, y en cumplimiento de lo establecido en la Cláusula 28.3 del Contrato de E&E Joropo, con oficio No.20151390019411 del 19 de febrero de 2015, la ANH puso en conocimiento de la Sociedad Contratista para la fecha - Petrominerales LTD., el inicio de un Procedimiento para la Declaratoria de Incumplimiento, por los motivos de presunta vulneración de las estipulaciones contractuales que se reseñan como sigue:

"(...) aparentemente habría dicha empresa incumplido el contrato E&P JOROPO en cuanto no se observa justificación a la suspensión observada en las Operaciones de Explotación por más de seis meses consecutivos, hecho que conforme a lo dispuesto en la Cláusula 28, Numeral 28.2, Literal c), constituye causal de terminación por incumplimiento."

En consecuencia y de manera oportuna, mediante comunicación No.20156240069122 del 20 de marzo de 2015, el Señor Cristian Ducuara Castaño, actuando como Representante Legal de Green Power Corporation S.A., conforme documento presentado en el que se acredita tal calidad, presentó escrito de descargos, con el propósito de controvertir con sujeción al principio de contradicción, amparados en el debido proceso, los fundamentos de hecho y de derecho que se le endilgan, de acuerdo a la suspensión injustificada de actividades en el área.

Agotado el Procedimiento anteriormente señalado, el Presidente de la ANH expidió la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017, mediante la cual se declaró el incumplimiento y en consecuencia la terminación de los efectos del Contrato de E&E Joropo, respecto del Área de Explotación Ojo de Tigre, por la configuración de la causal de incumplimiento consagrada en el Literal c) de la Cláusula 28.2 del Contrato de E&E de 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo.

La citada Resolución fue notificada por aviso el 2 de octubre de 2017 al Representante Legal de Green Power Corporation S.A.

II. DECISIÓN RECURRIDA.

El Presidente de la ANH mediante Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017, resolvió lo siguiente:

"Artículo Primero. - Declarar el incumplimiento del Contrato Exploración y Explotación de Hidrocarburos Joropo, respecto del Área de Explotación Ojo de Tigre; suscrito el 7 de septiembre de 2004.

Artículo Segundo. - Declarar la Terminación de los efectos del Contrato Exploración y Explotación de Hidrocarburos Joropo, respecto del Área de Explotación Ojo de Tigre.

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 3 de 22

Artículo Tercero. - Una vez en firme la presente decisión, ordenar a la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos que inicie las labores para la liquidación y devolución del Área Ojo de Tigre del Contrato E&E Joropo, atendiendo los términos y consecuencias previstas en el citado Contrato.

Artículo Cuarto. - Contra la presente Resolución procede únicamente el recurso de Reposición, en los términos señalados en el artículo 74 y siguientes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Artículo Quinto. - Notificar esta Providencia al Representante Legal de Green Power Corporation S.A. a través de su apoderado o quien haga sus veces, de conformidad con los artículos 66 y siguientes del mismo Código."

III. DEL RECURSO DE REPOSICIÓN.

3.1. COMPETENCIA

El Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, es competente para conocer y resolver el Recurso de Reposición interpuesto, toda vez que es Funcionario Administrativo que expidió el acto recurrido, de conformidad a lo establecido en la ley 1437 de 2011, el Artículo 9 del Decreto 714 de 2012, mediante el cual se estableció la estructura de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, y se señalaron las funciones que el Presidente tiene a su cargo, entre otras las siguientes:

(...)

~~"ARTÍCULO 9. Funciones del presidente. El Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, cumplirá las siguientes funciones:~~

~~1. Dirigir, orientar, coordinar, vigilar y supervisar el desarrollo y ejecución de las funciones a cargo de la Agencia.~~

(...)

~~3. Ejercer la representación legal de la Agencia.~~

(...)

~~17. Celebrar los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos"~~

Lo anterior en el marco del Procedimiento para la Declaratoria de Incumplimiento, el cual se encuentra reglamentado en la Cláusula 28.3 del Contrato de E&E Joropo y demás disposiciones que señale el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo que regulan la materia.

3.2. OPORTUNIDAD

Habida cuenta que el Artículo Cuarto de la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017, estableció que contra la misma procedía el Recurso de Reposición en los términos señalados en el Artículo 74 y siguientes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, éste debe ser interpuesto personalmente y por escrito adecuadamente sustentado, en el curso de diez (10) días hábiles siguientes a la

Con formato: Sangría: Izquierda: 0 cm

Con formato: Texto independiente, Izquierda, Derecha: -0 cm, Interlineado: sencillo, Sin viñetas ni numeración

Con formato: Texto independiente, Izquierda, Derecha: -0 cm, Interlineado: sencillo

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 4 de 22

notificación personal; a la notificación por aviso o al vencimiento del término de publicación, así:

"ARTÍCULO 74. recursos contra los actos administrativos. Por regla general, contra los actos definitivos procederán los siguientes recursos:

1. El de reposición, ante quien expidió la decisión para que la aclare, modifique, adicione o revoque.

Concepto 17019055 de 2017 INVIMA - Decisiones de la Comisión Revisora

2. El de apelación, para ante el inmediato superior administrativo o funcional con el mismo propósito.

No habrá apelación de las decisiones de los Ministros, Directores de Departamento Administrativo, superintendentes y representantes legales de las entidades descentralizadas ni de los directores u organismos superiores de los órganos constitucionales autónomos.

Tampoco serán apelables aquellas decisiones proferidas por los representantes legales y jefes superiores de las entidades y organismos del nivel territorial.

(...)

ARTÍCULO 76. Oportunidad y presentación. Los recursos de reposición y apelación deberán interponerse por escrito en la diligencia de notificación personal, o dentro de los diez (10) días siguientes a ella, o a la notificación por aviso, o al vencimiento del término de publicación, según el caso. Los recursos contra los actos presuntos podrán interponerse en cualquier tiempo, salvo en el evento en que se haya acudido ante el juez.

Los recursos se presentarán ante el funcionario que dictó la decisión, salvo lo dispuesto para el de queja, y si quien fuere competente no quisiere recibirlos podrán presentarse ante el procurador regional o ante el personero municipal, para que ordene recibirlos y tramitarlos, e imponga las sanciones correspondientes, si a ello hubiere lugar.

El recurso de apelación podrá interponerse directamente, o como subsidiario del de reposición y cuando proceda será obligatorio para acceder a la jurisdicción.

Los recursos de reposición y de queja no serán obligatorios". (Subraya fuera de texto)

En este caso, el Acto Administrativo recurrido fue notificado por Aviso el 2 de octubre de 2017, y el plazo para presentar el recurso expiraba el 17 de octubre de 2017. Teniendo en cuenta lo anterior, se observa que el Representante Legal de Green Power Sucursal Colombia, mediante escrito presentado bajo radicado No.20174010258202 Id:219363 del 17 de octubre de 2017, presentó oportunamente y en debida forma el Recurso de Reposición.

3.3. ARGUMENTOS DEL RECURRENTE

En virtud de lo anterior se resolverá el Recurso de Reposición interpuesto dentro de los términos legales, teniendo en cuenta los argumentos expuestos por el Contratista que se esbozan a continuación:

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 5 de 22

El Recurrente reiteró lo expresado en los descargos presentados dentro del Procedimiento de Incumplimiento iniciado por la ANH el 19 de febrero de 2015 mediante comunicación No.20151390019411, enfatizando que la suspensión de las actividades no ha sido injustificada, debido a la ocurrencia de hechos de fuerza mayor como la ausencia de licencia ambiental y la caída internacional de precios del crudo.

En el mismo sentido señala que la Autoridad Ambiental tardó un (1) año y cuatro (4) meses en proferir la licencia ambiental y que, por lo tanto, se justificaba la imposibilidad de ejecutar los compromisos contractuales; añadió que en efecto, mediante Acta del 1 de marzo de 2016, la ANH restituyó trescientos veintisiete (327) días calendario al plazo de la Fase 1 del Programa Exploratorio Posterior, reconociendo esta situación.

Indica adicionalmente que, la suspensión no puede considerarse como injustificada cuando la imprevisible e irresistible caída de los precios del crudo por debajo del 50% de su valor anterior, llevó a que los campos como Ojo de Tigre perdieran su viabilidad económica y condiciones mínimas para su comercialidad.

Igualmente afirmó que bajo el entendido que el Contrato de E&E Joropo es integral, la viabilidad económica del Área Contratada depende de la continuidad del Área de Explotación Ojo de Tigre y de las demás Áreas de Exploración del Bloque, y que por tal razón solicitó la unificación de las Fases 1 y 2 del Programa Exploratorio Posterior mediante comunicación No.20174010184232 Id:199748 del 1 de agosto de 2017, comprometiéndose a:

"Reiniciar las actividades de producción en el pozo Ojo de Tigre 2ST, de acuerdo con el cronograma adjunto a esta comunicación y procediendo con la solicitud de autorización mediante las Formas respectivas por parte de la ANH para poner en producción el pozo Ojo de Tigre 2ST y abrir el pozo Ojo de Tigre 3 para ser usado en disponer el agua asociada a la producción de OT2ST, tal como lo contempla la licencia global de explotación otorgada por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)."

Por lo expresado, el Recurrente indicó que teniendo en cuenta los compromisos adquiridos mediante Otrosí No.6 del Contrato, en el cual se aprobó la solicitud de unificación de las Fases del Programa Exploratorio Posterior, solicita:

1. (...) revocar la Resolución y en consecuencia, declarar la terminación del procedimiento de incumplimiento y mantener incólumes los derechos del Contratista sobre el área de Explotación Ojo de Tigre.
2. En caso de que no prospere la petición anterior, de forma subsidiaria, solicitamos respetuosamente dejar sin efectos el Otrosí 6 del Contrato E&E, ya que los efectos de la Resolución impiden que el Contratista se obligue a unificar las Fases 1 y 2 del Programa Exploratorio Posterior".

IV. CONSIDERACIONES DE LA ANH.

En relación con lo expresado por el Contratista en el Recurso de Reposición, nos referiremos a los argumentos esbozados con el objetivo de realizar un análisis detallado de cada uno de ellos garantizando así el f-el Debido Proceso y el Derecho a la Defensa.

Comentado [MHA1]: Tenemos informe sobre el proceso de licenciamiento ambiental para la época de los hechos?

Comentado [CNRE2R1]: En el acápite de consideraciones Numeral 4.3 se establecen los antecedentes del caso, y porque no es viable aceptar eximentes de responsabilidad

Comentado [MHA3]: Es necesario aclarar cómo se solicitó la unificación de fases y cómo se aprobó, para determinar si se mezclaron los temas de exploración y producción.

Comentado [CNRE4R3]: En el acápite de consideraciones Numeral 4.4 se señala la trazabilidad de los hechos

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 6 de 22

Al respecto, debemos precisar que la finalidad de los Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos es otorgar al Contratista el derecho exclusivo a explorar el Área Contratada y producir los Hidrocarburos de propiedad del Estado que se descubran en ella, en atención a los términos del Contrato.

A su vez, la Cláusula relativa al Alcance del mencionado contrato, es clara al señalar que en ejercicio de ese derecho a explorar y producir hidrocarburos, el Contratista adelantará las actividades y operaciones materia del Contrato, "a su exclusivo costo y riesgo"¹, proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las Actividades y Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción, dentro del Área Contratada.

Se colige entonces que el objeto de los referidos Contratos es el de establecer con el más alto grado de certeza científica posible, la existencia o no de hidrocarburos en el Área Contratada, bajo el exclusivo costo y riesgo del Contratista, lo cual denota la incertidumbre que caracteriza las prestaciones de las Partes, atadas inescindiblemente a esa eventualidad.

4.1. FUERZA MAYOR

~~Aunado a lo esbozado anteriormente,~~ El Contratista en los fundamentos del Recurso de Reposición, insiste en lo manifestado durante el curso del proceso sancionatorio, en cuanto a que la inactividad presentada se debió a situaciones constitutivas de Fuerza Mayor o Caso Fortuito, las cuales fueron previstas en la Cláusula 26 del Contrato de E&E Bloque Joropo, en los siguientes términos:

"CLÁUSULA 26 - FUERZA MAYOR Y HECHOS DE TERCEROS.

26.1. Definiciones: Para efectos de este contrato, Fuerza Mayor es el imprevisto a que no es posible resistir, como una ley, un acto de autoridad, un naufragio ó un terremoto, etc.; y, Hecho de Terceros es el irresistible, jurídicamente ajeno a la Parte que lo alega, como una guerra, un acto malintencionado de terceros, etc. Para efectos de este contrato, tanto la Fuerza Mayor como los Hechos de Terceros, se considerarán eximentes de responsabilidad y exonerarán del cumplimiento de las obligaciones no financieras afectadas por estas circunstancias, siempre y cuando, constituyan una causa extraña y la Parte que recibe el aviso acepte la irresistibilidad y el carácter de impedimento del hecho alegado.

26.2. Suspensión: El cumplimiento de las obligaciones de este contrato, se suspenderá durante todo el tiempo en que cualquiera de las Partes esté en imposibilidad de cumplirlas total o parcialmente, por circunstancias constitutivas de Fuerza Mayor o Hechos Irresistibles de Terceros. Cuando alguna de las Partes se vea afectada por alguna de tales circunstancias

1 CLÁUSULA 2 – OBJETO

2.1. Objeto: Por virtud del presente contrato se otorga exclusivamente a EL CONTRATISTA el derecho de explorar el Área Contratada y de explorar los Hidrocarburos de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha área. El CONTRATISTA tendrá derecho a la parte de la producción de los Hidrocarburos provenientes del Área Contratada que le correspondan, de acuerdo a la Cláusula 14 de este contrato.

2.2. Alcance: EL CONTRATISTA, en ejercicio de ese derecho, adelantará las actividades y operaciones materia de este contrato, a su exclusivo costo y riesgo, proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades y Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción, dentro del Área Contratada.

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 7 de 22

dará aviso a la otra dentro de los quince (15) días calendario siguientes, invocando esta cláusula y entregando las justificaciones apropiadas, especificando las causas que originen su impedimento, la forma como se afecta el cumplimiento de la obligación correspondiente, el periodo estimado de suspensión de las actividades y cualquier otra información que permita demostrar la ocurrencia del hecho y su irresistibilidad.

26.3. Aceptación: Dentro de los quince (15) Días calendario siguientes al recibo del aviso, la Parte no afectada responderá por escrito aceptando o no la circunstancia eximente de responsabilidad. La suspensión de las obligaciones afectadas tendrá lugar a partir del momento en que ocurrió el hecho invocado como causal de exoneración. Si la Parte no afectada no responde dentro de este plazo, se entenderá aceptada la ocurrencia de la causal invocada y quedará suspendido el cumplimiento de la obligación afectada. La suspensión sólo interrumpe el cumplimiento de las obligaciones afectadas".

De lo explicado y transcrito en precedencia, se deduce que los argumentos esbozados por el Representante Legal de la Empresa recurrente, frente a las condiciones del precio del crudo, circunstancias económicas y de mercado, y la limitación de ejecutar los compromisos de explotación del Contrato de E&E Joropo, constituyen circunstancias que no pueden enmarcarse dentro de la definición de Fuerza Mayor o Hechos de un Tercero previstas en el Contrato, dado que como se lee *"Fuerza Mayor es el imprevisto a que no es posible resistir, como una ley, un acto de autoridad, un naufragio ó un terremoto, etc.;* y, *Hecho de Terceros es el irresistible, jurídicamente ajeno a la Parte que lo alega, como una guerra, un acto malintencionado de terceros, etc."*.

Por otro lado, no se puede perder de vista que las Partes pactaron adicionalmente que *"tanto la Fuerza Mayor como los Hechos de Terceros, se considerarán eximentes de responsabilidad y exonerarán el cumplimiento de las obligaciones no financieras afectadas por estas circunstancias, siempre y cuando, constituyan una causa extraña y la Parte que recibe el aviso acepte la irresistibilidad y el carácter de impedimento del hecho alegado"*, razón por la cual, no resulta pertinente, ni admisible que se insista en alegar dichas circunstancias por parte del Contratista. Tampoco es, ni procedente que se acepten por parte de la Agencia; habida cuenta que para que la EntidadAgencia pueda reconocer en sede del Proceso de Incumplimiento, que se presentaron eventos eximentes de responsabilidad constitutivos de Fuerza Mayor / Hechos de Terceros, se debía haber surtido de manera previa el procedimiento de aceptación previsto en el Numeral 26.3 de la Cláusula 26 que exige como condición *sine qua non*, un aviso de la parte afectada y una respuesta de la Agencia dentro de los quince (15) días siguientes.

4.2. SUSPENSIÓN DE ACTIVIDADES

Ahora bien, en relación con la afirmación realizada por el Recurrente según la cual presentó un cronograma a la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos para reiniciar las actividades de producción bajo radicado No.20174010184232 Id:199748 del 1 de agosto de 2017, el cual fue mencionado también en sus descargos, y hace parte del acervo probatorio en el análisis del presente recurso, el cual fue respondido por la Vicepresidencia de Contrato de Hidrocarburos el 24 de agosto de 2017 mediante Radicado No.201740105791 Id 205351.

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 8 de 22

Posteriormente y con base en la correspondencia contractual, se debe señalar que la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos mediante comunicación No. 20174010184973 Id:238060 del 22 de diciembre de 2017, realizó un análisis general de los antecedentes de la ejecución de las obligaciones contractuales que recojen de manera textual las comunicaciones enviadas por el contratista, sus respuestas, y en esa misma línea se refieren a los argumentos señalados en el Recursos de Reposición, así: -y la petición realizada por Green Power en radicado bajo el No.20174010184232 Id:199748 del 4 de agosto de 2017, mencionada en sus descargos, en los siguientes términos:

Comentado [CNRE5]: Número de Radicado Corregido Id

"(...)

- Los pozos Ojo de Tigre 2ST y Ojo de Tigre 3 se encuentran inactivos desde el 1 de enero del año 2014 hasta la fecha. (1 de agosto de 2017 – este comentario es ajeno al texto.)
- El Área de Explotación Ojo de Tigre no cuenta con facilidades de producción instaladas.
- Desde el año 2014 hasta la actualidad (1 de agosto de 2017 – este comentario es ajeno al texto), no se ha generado producción por parte del Contratista en el Área referida.
- **Durante los años 2015, 2016 y 2017 no se adelantaron actividades propias del periodo de explotación en el Área de explotación Ojo de Tigre, que se ajusten a lo establecido en el Numeral 19.5 de la Cláusula 19 del Contrato de Exploración y Explotación Joropo, toda vez que con lo descrito por Green Power en el documento del asunto, El Contratista no ejecutó actividades que se enmarquen dentro de lo establecido en el Contrato E&E Joropo, de acuerdo con la Cláusula 1. "Definiciones", Numerales 1.17. "Explotación", 1.14. "Desarrollo u Operaciones de Desarrollo" y 1.30. "Producción u Operaciones de Producción" que indican:**

"Explotación: Comprende el Desarrollo y la Producción²".

Lo anterior se explica a continuación, teniendo en cuenta la trazabilidad en la omisión del cumplimiento de las propuestas presentadas por el Contratista desde el año 2014, y hasta la fecha de la presente Resolución, conforme a los informes requeridos por la ANH a Green Power Corporation S.A., así:

Suspensión de actividades año 2014.

(...)

1.4.El 3 de abril de 2014 mediante comunicación de radicado No. 2014624006782, el Contratista presentó entre otras cosas en la información complementaria del Programa de Trabajos de Explotación 2014, el siguiente cronograma de actividades:

Actividades 2014- Bloque Joropo	Fecha
PRUEBAS ESPECIALES ODT 2ST	Dic 2013 a ene-2014

² "Desarrollo u Operaciones de Desarrollo: Son las actividades y obras realizadas por EL CONTRATISTA, que incluyen, sin ser éste un listado exhaustivo, la perforación, completamiento y equipamiento de pozos de desarrollo; el diseño, construcción, instalación y mantenimiento de equipos, tuberías, líneas de transferencia, tanques de almacenamiento, métodos artificiales de producción, sistemas de recuperación primaria y mejorada, sistemas de trasiego, tratamiento, almacenamiento, entre otros, dentro de un Área de Explotación en el Área Contratada y fuera de ella en cuanto resulte necesario".

"Producción u Operaciones de Producción: Son todas las operaciones y actividades realizadas por EL CONTRATISTA en un Área de Explotación en relación con los procesos de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento y trasiego de los Hidrocarburos hasta el Punto de Entrega, el Abandono y las demás operaciones relativas a la obtención de Hidrocarburos".

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 9 de 22

Realización prueba especial ODT 2ST, Sistema de levantamiento Bombeo Hidráulico.	Dic 2013 a ene-2014
WORKOVER CAMBIO ELECTROSUMERGIBLE ODT 2ST	
Evaluación económica y técnica de los resultados obtenidos en la prueba especial	Feb- mar 2014
Radicación forma 7CR	Abr 2014
Aprobación forma 7CR	Abr- may 2014
Licitación y contratación de la empresa que realizará el workover	Abr- may 2014
Realización Workover	May 2014
Puesta en producción con sistema de levantamiento artificial, bombeo electrosumergible.	Jun 2014- Ene 2016

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

1.6.El 17 de junio de 2014 mediante comunicación de radicado No. 20144210078861, esta entidad reiteró al Contratista "(...) informar sobre el avance de las operaciones de desarrollo y de producción en el área, teniendo en cuenta que de acuerdo con el cronograma de actividades presentado, la realización del workover del pozo Ojo de Tigre 2ST estaba programada para el mes de mayo y la puesta en producción del pozo a partir de junio de 2014 (...)", por lo que a su vez se expuso que si bien el Contratista venía "(...) realizando actividades de desarrollo en el área tales como obras de mantenimiento a vías, diseños viales y estudios geológicos; es preciso señalar que dichas actividades hacen parte de compromisos adquiridos con la comunidad y no corresponden a actividades de explotación y desarrollo". (Subraya y negrita fuera de texto).

(...)

1.11. El 10 de septiembre de 2014 mediante comunicación de Radicado No.20146240188812, el Contratista remitió el ajuste 2014 al Programa de Trabajos de Explotación del Área de Explotación Ojo de Tigre, indicando como actividades a realizar:

Actividades 2014- Bloque Joropo	Fecha
Pozo Ojo de Tigre 3	
Informar a la ANLA inyección de aguas de formación en el pozo ODT-3	ene - may-2014
Actualización por parte de la ANH de la modificación del área de explotación Ojo de Tigre incluyendo el pozo ODT-3	mayo
Actividades de Desarrollo y Producción Área Ojo de Tigre	
Realizar mantenimiento a la vía de acceso a la locación del pozo ojo de tigre 2ST	octubre - noviembre
Abrir producción del pozo Ojo de Tigre 2ST (verificar condiciones de producción con unidad MTU)	octubre - noviembre
Instalar facilidades tempranas de producción en la locación del pozo Ojo de Tigre 2ST y Ojo de Tigre 3	noviembre a diciembre
Abrir producción del pozo Ojo de Tigre 2ST realizando inyección de agua de formación en el pozo Ojo de Tigre 3	diciembre
***Mantenimiento supeditado a la viabilidad climática de la zona	

De lo anterior, la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos concluye afirmando que según los cronogramas de actividades que el Contratista allegó a la ANH en el Área de Explotación en particular Ojo de Tigre para el año 2014, no se ejecutaron actividades de desarrollo ni de producción, lo cual generó durante el primer semestre del año, la inactividad por más de seis (6) meses consecutivos, situación que se repite para el año 2015 así:

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 10 de 22

Suspensión de actividades año 2015.

(...)

1.13. El 16 de enero de 2015, mediante comunicación con radicado 20156240009412, el Contratista entregó el Programa de Trabajos de Explotación 2015, para el Área de Explotación Ojo de Tigre, allegando entre otros, el cronograma de actividades 2015, por lo que las actividades a desarrollar en el Área de Explotación en particular Ojo de Tigre eran las siguientes:

Actividades 2015- Bloque Joropo	Fecha
OBRAS CIVILES COMPROMISO COMUNIDAD	enero - agosto
TRÁMITES AMBIENTALES (supeditado a los tiempos estatales)	
Expedición Auto de Inicio de trámite de evaluación ambiental para Licencia Global	enero
Presentación y visita de evaluación	marzo
Requerimiento de información adicional	mayo
Otorgamiento de Licencia Ambiental Global Ojo de Tigre	agosto
REAPERTURA POZO OJO DE TIGRE 2ST (dependiendo del comportamiento del precio del barril de crudo)	abril - diciembre

(...)

1.17. El 15 de julio de 2015 mediante comunicación de radicado No. 20154210139961, la ANH reiteró al Contratista la solicitud de remitir a esta Entidad la información complementaria al Programa de Trabajos de Explotación 2015 para el Área de Explotación Ojo de Tigre, toda vez que "(...) en el desarrollo normal del contrato **no puede haber suspensión injustificada de las operaciones de explotación del Área Ojo de Tigre por seis (6) meses consecutivos (...)**". (Subraya y negrita fuera de texto)

(...)

1.19. El 9 de octubre de 2015, el Contratista remitió al EPIS con radicado No EPISRAD2015-00104 el Complemento Informe Ejecutivo Semestral I 2015 para el Contrato E&E Joropo - IES-I-2015, de acuerdo con el Informe de Verificación - IVE de radicado No. 20156240305202 del 12 de noviembre de 2015 se define que: "(...) **no hay actividad de producción en firme** la cual está supeditada a la obtención de la Licencia Ambiental Global (...)". (Subraya y negrita fuera de texto)

Suspensión de actividades año 2016.

En el mismo sentido, analizando la situación para el año 2016, la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos concluye diciendo que según los cronogramas de actividades que el Contratista allegó a la ANH, en el Área de Explotación en particular Ojo de Tigre para el año 2016, no se ejecutaron actividades de desarrollo ni de producción, persistiendo la inactividad advertida durante el año 2014.

(...)

1.23. El 17 de marzo de 2016 fue allegado al EPIS, el complemento al Programa de Trabajos de Explotación 2016 para el Área de Explotación Ojo de Tigre, en el cual se establecieron las actividades a desarrollar, que se detallan a continuación:

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 11 de 22

Actividades 2016- Bloque Joropo	Fecha
Facilidades- Logística	1-ene-16 a 30-jun-16
Facilidades- Adecuación locación y Obras Civiles	1-ene-16 a 30-jun-16
Facilidades- Construcción y Montaje	1-ene-16 a 30-jun-16
Facilidades- Mantenimiento	1-ene-16 a 31-dic-16
P. Dispositor - Logística	1-ene-16 a 30-jun-16
P. Dispositor- Movilización	1-ene-16 a 30-jun-16
P. Dispositor - Adecuación Locación	1-ene-16 a 30-jun-16
P. Dispositor - Líneas de Flujo	1-ene-16 a 30-jun-16
P. Dispositor - Habilitación Facilidades para inyección de agua	1-ene-16 a 30-jun-16
Operaciones de Producción - Operaciones de Producción	1-jul-16 a 31-dic-16
Operaciones de Producción- Transporte de Hidrocarburos	1-jul-16 a 31-dic-16
Ambientales Sociales- Gestión Ambiental	1-ene-16 a 31-dic-16
Ambientales Sociales- Gestión Social	1-ene-16 a 31-dic-16
Ambientales Sociales- Gestión seguridad y salud ocupacional	1-ene-16 a 31-dic-16

(...)

1.29.El 18 de octubre de 2016 mediante comunicación de radicado No. E-511-2016-096458 Id:138573, la ANH informó a Green Power que:

"En atención a su comunicación del asunto, mediante la cual solicita la suspensión temporal de los pozos Ojo de Tigre 2ST y Ojo de Tigre 3, me permito señalar lo siguiente:
De conformidad con lo establecido en la Circular 15 del 6 de abril de 2015, para la solicitud de la suspensión, el Operador no presentó la información conforme a los requisitos señalados.

La última fecha de actividad de los pozos:

Pozo	Propósito	Inactividad anterior a	Meses de inactividad
Ojo de Tigre ST	PRODUCTOR	Dic- 2013	33 Meses
Ojo de Tigre 3	SECO- CANDIDATO DISPOSAL	Mar- 2008	103 Meses

De acuerdo a lo anterior y según lo señalado en el Artículo 6 de la Resolución 4-0048 de 2015, el cual modifica el artículo 32 de la Resolución 181495 de 2009 y al cumplimiento de lo establecido en la Circular 15 del 6 de abril de 2015, esta Vicepresidencia **no aprueba la suspensión temporal del pozo mencionado, porque ya se cumplió el tiempo máximo en el cual el pozo puede estar temporalmente suspendido.** Teniendo en cuenta el tiempo que llevan cerrados los pozos Ojo de Tigre 2ST y Ojo de Tigre 3, el Operador deberá, en un plazo de treinta días remitir a esta Agencia el programa y el cronograma de reactivación o abandono definitivo de estos pozos, los cuales deberán ser ejecutados en el trimestre posterior". (Subraya y negrita fuera de texto).

De otra parte, de acuerdo con lo indicado por el Contratista en el Informe Ejecutivo Semestral II-2016, Radicado bajo el No.20174210148442 Id:190254 del 16 de junio de 2017, la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos concluye que Green Power no ejecutó ninguna actividad programada para el año 2016, así:

Actividad programada según PTE- 2016	Fecha programada según PTE 2016 Ojo de Tigre	Fecha de ejecución según IES-I-2016 y IES-II- 2016 Contrato E&E Joropo

Comentado [MHA6]: Tenemos claridad de cuáles son los pozos de Ojo de Tigre y el estado de cada uno durante el lapso de la inactividad?

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 12 de 22

Análisis económico del proyecto	1-ene-16	30-jun-16	No es una actividad de "Explotación"
Gestión Social	1-jul-16	31-jul-16	No se ejecutó
Adecuación Locación y Obras Civiles	1-ago-16	27-ago-16	No se ejecutó
Logística	1-ago-16	18-ago-16	No se ejecutó
Construcción y Montaje	19-ago-16	2-sept-16	No se ejecutó
Habilitación Facilidades para Inyección de Agua	19-ago-16	2-sept-16	No se ejecutó
Operaciones de Producción	1-sept-16	31-dic-16	No se ejecutó
Mantenimiento	1-sept-16	31-dic-16	No se ejecutó
Transporte de Hidrocarburos	1-sept-16	31-dic-16	No se ejecutó
Gestión Ambiental	1-ago-16	31-dic-16	No se ejecutó
Gestión Seguridad y Salud Ocupacional	1-sept-16	31-dic-16	No se ejecutó

Suspensión de actividades Año 2017.

Igual situación se refleja en el curso del año 2017, en el que nuevamente se acredita el incumplimiento de las actividades propuestas por el Contratista, aun cuando la causa alegada y calificada por este como hecho de Fuerza Mayor cesó, en este caso "los precios del crudo", argumento que valga decir, no comparte este Despacho sin que se observe el inicio de las actividades de producción en el Área.

(...)

1.31. El 23 de marzo de 2017 mediante comunicación de radicado No. R-401-007044 Id:170379, el Contratista manifestó, entre otras cosas:

"2. Teniendo en cuenta el comportamiento positivo de los precios WTI, GPC reiniciará las actividades de producción en el pozo Ojo de Tigre 2ST, **procederemos con la solicitud de autorización por parte de la ANH para poner en producción el pozo Ojo de Tigre 2ST y abrir el pozo Ojo de Tigre 3 para ser usado para disponer agua asociada a la producción de OT2ST**, tal como lo contempla la licencia global de explotación otorgada por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)". (Subraya y negrita fuera de texto)

(...)

1.35. El 23 de mayo de 2017 mediante comunicación de radicado No. 20174210127262 Id:184535, Green Power allegó la Actualización 2017 del Plan de Explotación, según la cual, las actividades de explotación a desarrollar para la vigencia 2017, son las que se relacionan a continuación:

Actividades 2017- Bloque Joropo	Fecha
Análisis de viabilidad técnico- económica de apertura del pozo Ojo de Tigre 2ST	ene - jun
Gestión Social "apertura pozo Ojo de Tigre 2ST"	jul
Adecuación de vías y locaciones	ago
Movilización y Montaje de facilidades de superficie (producción ODT-2ST)	ago
Movilización y Montaje de facilidades de superficie (inyección ODT-3)	ago

Comentado [MHA7]: Esta es continuación del último radicado citado?

Comentado [CNRE8R7]: Si señora, corresponde a la misma comunicación que se señala para acreditar suspensión de actividades durante los años del 2014 al 2017 Id.238060 de 22 de 12 de 2017

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 13 de 22

Workover ODT-3 y ODT-2ST	ago
Producción pozo Ojo de Tigre 2ST (Bombeo Electrosurgible)	ago - dic
Gestión Ambiental	ago - dic
Gestión seguridad y salud ocupacional	ago - dic

1.38. El 16 de junio de 2017 mediante comunicación de radicado No. 20174210148442 Id:190254, respecto del Informe Ejecutivo Semestral II-2016, Green Power informó a la ANH, que:

"Tal y como se relaciona en la Tabla 2 y de acuerdo a lo informado en el PTE/16, durante los primeros cuatro meses del año 2016, el precio del barril del crudo estuvo en un promedio de USD \$37 y **teniendo en cuenta que el precio que permite la viabilidad económica es de USD\$49**, Green Power informó que analizaría el comportamiento de estos indicadores durante el mes de junio de 2016 esperando una estabilización y así evitar que éste último comportamiento no se sostuviera evitando pérdidas económicas a la compañía, motivo por el cual se plantearon realizarlas actividades durante el segundo semestre de 2016; **sin embargo debido a la inestabilidad del precio durante el segundo semestre de 2016 no se realizaron las actividades proyectadas** en la tabla 4.

(...)

Por otra parte, manifestó que "(...) Se tienen dos razones fundamentales por la **no ejecución de actividades/inversiones en el área de explotación Ojo de Tigre**, la primera fue debido a la situación de precios del petróleo para el año 2016 (...). **Vale la pena aclarar que durante el segundo semestre de 2016 no se tenía ningún equipo ni personal en el área de explotación Ojo de Tigre** (...)". (Subraya y negrita fuera de texto).

Lo anterior demuestra el incumplimiento en la ejecución de los compromisos señalados por Green Power Corporation S.A., durante el periodo de Explotación en el Área Ojo de Tigre y en el marco del Procedimiento de Incumplimiento, sin que a la fecha de la presente Resolución se evidencie la subsanación de la inactividad reprochada, tal como se confirma en el documento de observaciones al informe de recursos y reservar con corte a 31 de diciembre de 2016 remitido al Contratista por -informe de- la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones – VORP, mediante Radicado presentado con memorando No.20175110115811 Id:190804 del 20 de junio de 2017, el cual se reitera fue conocido en su oportunidad por el Contratista, al respecto se dijo: con el propósito de atender las siguientes consideraciones:

"(...) 2. **Desde el año 2014 (incluido), GPC no ha tenido producción de petróleo. En lo corrido del año 2017 tampoco ha producido.**

3. Para el IRR de los años 2015 y 2016 se presentó la misma información de volúmenes de reservas probadas 1P (el mismo valor de las reservas probadas produciendo – PDP). Incluso, proyectan los mismos volúmenes de producción en un horizonte de ocho años.

(...)

5. **GPC no realizó inversión durante el año 2016, tal como especificó en el Resumen Ejecutivo: "No se adicionaron reservas por no haber ser realizado ningún trabajo en el año en mención y por no hacerse ningún tipo de cálculo o estudios de reservas nuevo";** esto a pesar de que tenía planeado abrir la producción del pozo OJO DE TIGRE-2ST. Además especifica GPC en el Resumen Ejecutivo, en el numeral 5:

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 14 de 22

"Con fecha 21 de diciembre de 2015 se obtuvo de parte de ANLA la licencia global de explotación, pero durante el año 2016 no se adelantó trabajos de explotación debido a la difícil situación de precios del hidrocarburo (precio referencia WTI)".

6. Para el IRR-2015, GPC también reportó como actividad para el año 2014 abrir la producción del pozo OJO DE TIGRE-2ST, lo cual tampoco se cumplió. En el Resumen Ejecutivo del IRR-2015 argumentaron que "El no contar con la licencia ambiental de explotación limitó el poder poner en producción el pozo Ojo de Tigre 2ST durante el año 2015".

(...)

CONCLUSIONES:

1. GPC ha presentado reiterativamente la misma información en cada uno de los informes de recursos y reservas, salvo algunos datos marginales que **no explican completa ni satisfactoriamente la falta de operación del campo Ojo de Tigre**, lo que indica la falta de calidad y rigor técnico con los cuales GPC está realizando los informes. Esto sin contar la coherencia y el balance de volúmenes año a año y las inversiones programadas no se ejecutan.

2. El informe de auditoría presentado junto al IRR-2016 fue elaborado en el año 2013. La información de reservas certificada debe ser actualizada, a pesar de reportar los mismos volúmenes de POES y un volumen similar de reservas probadas; incluso la clasificación de volúmenes de reservas (PND) no se atienen a los reportados en las tablas (PDP) por GPC.

Sobre los dos puntos anteriores, se recalca la importancia de los volúmenes de reservas en el Balance General Contable de la empresa, el reporte en las Bolsa de Valores donde se encuentren listadas las acciones de las empresas E&P y el reporte a los socios.

Se pretende generar conciencia sobre el cambio de visión que el Operador tiene respecto a la presentación del IRR, no viéndolo como un trámite más, sino como un insumo que le sirve a la compañía para su consolidación, credibilidad y empoderamiento.

3. **GPC no está explotando el campo Ojo de Tigre desde hace más de tres años**, lo que no guarda coherencia con la clasificación de las reservas reportadas como PDP –probadas desarrolladas produciendo–.

4. **GPC ha venido aplazando inversiones y la operación del campo Ojo de Tigre por más de 3 años, tal como lo reportan reiterativamente en los informes de recursos y reservas**. Ejemplo de lo anterior es que a fecha de hoy, aún no tiene facilidades, a pesar de haberlas programado desde el año 2014 (IRR-2014).

5. Se observó en el informe de Auditoría del campo Ojo de Tigre del año 2013 la inclusión de reservas probables, las cuales no fueron reportadas por GPC en los informes de reservas, mucho menos aparecen reclasificadas.

En tal sentido, debido a la falta de coherencia año a año en el reporte de proyecciones de producción, que no se han hecho efectivas, la falta de rigor técnico en la información y el incumplimiento de inversiones reportadas, la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH **informa que los volúmenes de reservas suministrados por GREEN POWER CORPORATION SA - GPC en su Informe de Recursos y Reservas del 2016 (IRR-2016) del campo Ojo de Tigre no tienen la confiabilidad, el rigor técnico ni la sustentabilidad**

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 15 de 22

para incluir dichos volúmenes al consolidado nacional de recursos y reservas del año 2016.

(...)"

Como puede extraerse de lo anterior que fue debidamente sustentado en la Resolución que se recurre, se constata que también durante el año 2017, el Contratista persistió en la conducta de suspender injustificadamente la ejecución de actividades de producción en el área Ojo de Tigre.

Con formato: Fuente: Sin Cursiva

Suspensión de actividades año 2018.

Finalmente, el 22 de marzo de 2018, mediante Radicado No.20184210064273 Id:263848, la Gerencia de Seguimiento a Contratos en Producción, confirmó que *para el Área de Explotación en particular Ojo de Tigre, se informa que ésta se encuentra en condición de inactividad desde enero primero (1°) del año 2014 hasta la fecha (22 de marzo de 2018), y en la actualidad el Área de Explotación en mención no cuenta con facilidades de producción instaladas.*

Así las cosas, y teniendo en cuenta los informes rendidos por la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos, se observa que, a la fecha de elaboración del presente Acto Administrativo, la Agencia Nacional de Hidrocarburos no encuentra acreditada actividad alguna tendiente a cumplir con la obligación de explotación en el Área en Particular Ojo de Tigre por un término igual e incluso superior a los seis (6) meses continuos, por parte de Green Power Corporation S.A.

Es importante precisar que desde el momento en que la Agencia advirtió la suspensión de actividades por parte de Green Power Corporation S.A. ha sido reiterativa en requerir ejecución de actividades o explicación de las razones por las cuales se han suspendido actividades en el área, sin obtener explicaciones satisfactorias por parte del Contratista, ni constatar, que el mismo se haya preocupado por subsanar el incumplimiento, realizando una o varias actividades de desarrollo en el área ojo de tigre, que valga decir, tampoco acreditó en el transcurso del proceso sancionatorio ni en el recurso de Reposición.

4.3. TRÁMITES PARA LA OBTENCIÓN DE LA LICENCIA AMBIENTAL.

Ahora bien, en cuanto a las situaciones de fuerza mayor alegadas por el Contratista para justificar la inactividad del año 2014 hasta la fecha de la presente Resolución, es importante precisar que el Contrato de E&E, Bloque Joropo fue suscrito desde el 7 de septiembre del año 2004, y en su texto se acordó de mutuo consenso la obligación a cargo del Contratista de tramitar y obtener la aprobación de estudios ambientales y la Licencia Ambiental Global, de conformidad con la Cláusula 29 del mismo, que señala:

"CLAUSULA 29 - MEDIO AMBIENTE

29.1. EL CONTRATISTA dará especial atención a la protección del medio ambiente y al cumplimiento de la normatividad aplicable en estas materias. Igualmente, adoptará y ejecutará planes de contingencia específicos para atender las emergencias y reparar los daños, de la manera más eficiente y oportuna.

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 16 de 22

29.2. EL CONTRATISTA informará semestralmente a la ANH sobre los aspectos ambientales de las Operaciones que esté adelantando, de la aplicación de los planes preventivos y de los planes de contingencia, y sobre el estado de las gestiones adelantadas ante las autoridades ambientales competentes en materia de permisos, autorizaciones, concesiones o licencias, según sea el caso.

29.3. Cuando alguna actividad u Operación de Exploración requiera de permisos, autorizaciones, concesiones o licencias ambientales, EL CONTRATISTA se abstendrá de realizarlas mientras no obtenga tales permisos, autorizaciones, concesiones o licencias.

29.4. Sin la aprobación de los estudios de impacto ambiental y la expedición de las licencias ambientales correspondientes u otros requisitos, EL CONTRATISTA no podrá iniciar la Explotación.

29.5. El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones estipuladas en los numerales 29.3 y 29.4 es causal de terminación por incumplimiento en los términos de la Cláusula 28 (numeral 28.2, literal (g)).

Sobre este particular, si bien Green Power, afirma que la ausencia de actividades de explotación está "plenamente justificada por hechos de fuerza mayor como lo son la ausencia de licencia ambiental", también debe recordar el Contratista que la declaratoria de Comercialidad de la que sería el Área de Explotación Ojo de Tigre, se realizó el 19 de septiembre de 2008, y sólo hasta el 17 de febrero de 2012, inició las gestiones previas indispensables para obtener la Licencia Ambiental Global, que finalmente obtuvo en diciembre de 2015.

Así las cosas, De otra parte, el Acta si bien mediante Acta dde 1 de marzo de 2016, a la que hace referencia el Contratista en su recurso, en la que se restituyen trescientos veintisiete (327) días calendario al plazo de la Fase 1 del Programa Exploratorio Posterior, revisada el Acta mencionada, no contiene se encuentra referencia alguna al Área de Explotación Ojo de Tigre.

como Adicionalmente tampoco se ocupó el Contratista no se ocupó en sus descargos, ni en el Recurso de Reposición de señalar por qué razón no ejecutó otras actividades de desarrollo no atadas a Licencia, ni mucho menos por qué razón no gestionó la Licencia Ambiental Global de manera oportuna con la debida diligencia al momento de la firma del Contrato, o incluso con posterioridad a la declaratoria de comercialidad.

Al respecto, es importante aclarar que sólo hasta el 26 de agosto de 2014 6 años despues de la declaratoria de comercialidad, sin que medie explicación sobre este hecho en el expediente, mediante comunicación No.410-E-44876, el Contratista solicitó ante la ANLA la expedición de la Licencia Ambiental Global para adelantar el proyecto denominado "Área de Interés de Explotación Ojo de Tigre – Bloque Joropo", fecha posterior al periodo de seis (6) meses de suspensión injustificada de actividades, eEntidad que dio inicio al trámite administrativo mediante Auto No.4231 del 29 de septiembre de 2014, y otorgada finalmente en Resolución No.1656 del 21 de diciembre de 2015 así:

"ARTÍCULO PRIMERO. Otorgar **Licencia Ambiental Global** a la empresa GREEN POWER SUCURSAL COLOMBIA, para el proyecto denominado "Área de Interés de Explotación Ojo de Tigre – Bloque Joropo", ubicado en jurisdicción del municipio de Hato Corozal en el departamento de Casanare, el cual se encuentra enmarcado en las siguientes coordenadas (...)"

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 17 de 22

Ahora bien, si la ANH reconoció hechos de Fuerza Mayor y Hechos de Terceros por demoras atribuibles a la Autoridad Ambiental, esa justificación no fue acreditada para el trámite de licenciamiento ambiental del Área de Explotación Ojo de Tigre, sino para el Área denominada Joropo Este, de acuerdo con el trámite que inició el 27 de febrero de 2014 mediante Auto No.0560 del 27 de febrero de 2014, el cual finalizó con la expedición de la Resolución No.192 del 26 de febrero de 2016 que resolvió:

"ARTÍCULO PRIMERO. Otorgar Licencia Ambiental a la empresa GREEN POWER SUCURSAL COLOMBIA, para el proyecto denominado "Área de Interés de Perforación Exploratoria Joropo Este", localizado en jurisdicción del municipio de Paz de Ariporo, en el departamento de Casanare, con un área total de 9570,27 ha, definida por las siguientes coordenadas (...)"

Así las cosas, se tiene que para el Área Joropo Este la ANH acreditó en su oportunidad circunstancias de *Fuerza Mayor y Hechos de Terceros* por situaciones y omisiones de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales en la expedición de la respectiva Licencia Ambiental, y por lo cual se acordó mediante Acta del 1 de marzo de 2016 "restitución del plazo de la Fase 1 del Periodo de Exploración Posterior del Contrato JOROPO, correspondiente a trescientos veintisiete (327) días calendario (...)"

Esta situación que no se repite para el Área de Explotación Ojo de Tigre, como lo quiere hacer ver el recurrente, toda vez que, además de probar falta de diligencia en el inicio de los trámites para la obtención de Licencia Ambiental Global, se acredita que para el primer semestre del año 2014 – periodo de suspensión injustificada de actividades – no se observan eventos de Fuerza Mayor o Hechos de Terceros de carácter socio ambiental que impidieran a Green Power Sucursal Colombia, la ejecución de operaciones de Explotación en el Área.

Al respecto, la Gerencia de Seguridad, Comunidades y Medio Ambiente en memorando No.20154310163703 del 28 de diciembre de 2015, presentó a este Despacho informe en el cual se verifica la inexistencia de eximentes de responsabilidad para dar cumplimiento a las actividades de explotación en el Área, así:

"(...)

De carácter Ambiental

Durante el primer semestre de 2014, no se evidencian eventos de fuerza mayor o hechos de terceros de carácter ambiental que impidieran a la Compañía la ejecución de las Operaciones de Explotación del área de Explotación Ojo de Tigre, incluyendo retrasos de autoridades ambientales en la expedición de licencias y/o permisos, máxime cuando las diligencias para el Licenciamiento Ambiental Global durante este periodo, estaban a cargo de la Compañía en la medida en que no había iniciado el trámite de Licencia Ambiental.

De carácter Social

Por otro lado, respecto de eventos de fuerza (sic) mejor o hechos de terceros de carácter social, que impidieran a la Compañía la ejecución de las Operaciones de Explotación del Área de Explotación Ojo de Tigre durante primer semestre del año 2014, se precisa que,

Con formato: Resaltar

Con formato: Resaltar

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No. 520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 18 de 22

revisada la información que reposa en la ANH no se halló reporte de (sic) la ese sentido, ni escenarios de conflictividad social que impidieran el desarrollo normal de sus actividades". (Negrilla fuera de texto)

De lo transcrito, se concluye que el argumento esbozado por Green Power Sucursal Colombia, no prueba hechos que justifiquen la suspensión de las actividades de Explotación en el Área; al contrario, confunde el recurrente los antecedentes administrativos ambientales de las Áreas Ojo de Tigre y Joropo Este, deduciendo erróneamente que se deban aplicar los mismos eximentes de responsabilidad para el Área de Explotación Ojo de Tigre, y por lo tanto derivar las mismas consecuencias jurídicas.

Así las cosas, se tiene que Green Power Sucursal Colombia suspendió injustificadamente las operaciones de Explotación durante un término superior de a seis (6) meses consecutivos en el Área de Explotación Ojo de Tigre, y hasta la fecha de expedición del presente acto administrativo, confirmando un incumplimiento contractual continuado, toda vez que se mantiene la lesión al bien jurídico tutelado. Al respecto el Consejo de Estado ha establecido en temas sancionatorios administrativos que:

(...) la prescripción se desencadena, luego de que la acción reprimible se agota en sí misma, pero esto último ocurre de modo diferente cuando el delito o la falta perseveran y se prolonga en sus efectos a lo largo del tiempo. Las faltas de carácter continuado, permanente o sucesivo, son una verdadera situación, pues se prolonga en el tiempo, mientras sigue lesionando los bienes jurídicos que la norma protege, hasta que no se altere la situación que abrió el camino a ese estado de cosas trasgresor de la legalidad y ofensivo de importantes bienes jurídicos". CONSEJO DE ESTADO SALA DE LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO SECCION SEGUNDA SUBSECCION A Consejero ponente: RAFAEL FRANCISCO SUAREZ VARGAS Bogotá, D.C., tres (3) de agosto de dos mil diecisiete (2017). Radicación número: 11001-03-25-000-2010-00309-00(2453-10). (negrilla y subrayado ajeno al texto)

La mencionada suspensión hasta la fecha se mantiene, -sin observarse intención y/o diligencia por parte del Contratista para reiniciar actividades en el Área y/o subsanar la causal de incumplimiento que se le endilga, la cual ha sido discutida, controvertida por el Contratista en el Recurso, sin que haya logrado acreditar justificación alguna para la misma o que en algún momento haya ejecutado actividades de producción o desarrollo en el área Ojo de Tigre.-

4.4. COMPROMISOS ADQUIRIDOS EN PERIODO DE EXPLORACIÓN.

El recurrente afirma que el Contrato de E&E Joropo es integral, y teniendo en cuenta que la viabilidad económica del proyecto depende tanto del Área de Explotación Ojo de Tigre como las demás actividades de exploración, solicitó mediante comunicación de Radicado No.20174010184232 Id:199748 del 1 de agosto de 2017 la unificación de las Fases 1 y 2 del Programa Exploratorio Posterior comprometiéndose a reiniciar actividades del Pozo Ojo de Tigre 2ST y abrir el Pozo Ojo de Tigre 3.

En respuesta a la solicitud propuesta por Green Power Sucursal Colombia, la ANH mediante comunicación de Radicado No.20174010175791 del 24 de agosto de 2017

Comentado [MHA9]: ¿Esto es posible? O debemos restringimos al periodo de inactividad por el cual se inició el procedimiento. Aun cuando puede considerarse una muestra de la gestión del contratista, no estoy segura de que se pueda mencionar como un incumplimiento continuado.

Con formato: Sangría: Izquierda: 1,25 cm

Con formato: Fuente: Negrita, Subrayado

Con formato: Fuente: Sin Cursiva

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 19 de 22

aprobó la unificación de las fases del Programa Exploratorio Posterior y para lo cual se suscribió el Otrosí No.6 al Contrato en los siguientes términos:

(...)

PRIMERO: *Modificar las cláusulas primera y segunda del Otrosí No.5 del Contrato de Exploración y Explotación JOROPO, las cuales quedarán de la siguiente forma:*

EL CONTRATISTA se obliga a llevar a cabo, como mínimo, el Programa Exploratorio Posterior que se describe a continuación:

Fase	Duración	Actividad	Total Actividad US\$
1 y 2 Unificada	48 meses	Perforación de un (1) Pozo Exploratorio	1.800.000,00
		Perforación de un (1) Pozo Exploratorio	1.800.000,00
		<i>Inversión Total</i>	<i>3.600.000.00</i>

(...)

Por lo anterior concluye el recurrente que "carece de sentido que la ANH apruebe y el Contratista se obligue a unificar las fases y en consecuencia, incurrir en mayores compromisos con la Agencia, contratistas, comunidades y en garantías, cuando con base en la Resolución se dan por terminados los derechos sobre el Área de Explotación Ojo de Tigre y de esta forma de (sic) pierde viabilidad técnica, comercial y económica al Contrato E&E"

Al respecto, este Despacho debe precisar que el compromiso contractual arriba señalado fue determinado conforme a la voluntad consiente y libre de la de las partes, en este caso a solicitud del Contratista, el cual también conoce el estado de cumplimiento de las obligaciones contractuales, como de los procesos sancionatorios a los cuales se encontraba inmerso conforme a los términos perentorios del mismo, al tiempo de la suscripción del Otrosí No.6 de 2017.

Igualmente, dichos compromisos refieren únicamente a modificaciones de actividades relacionadas al Programa Exploratorio Posterior, es decir en etapa de Exploración y además sobre un Área distinta a la del caso concreto, lo cual resultaría erróneo indicar disposiciones que relacionen consecuencias similares frente al proceso de incumplimiento del asunto.

Por lo anterior, el argumento del contratista no está llamado a prosperar, toda vez que no tiene incidencia directa en la causal de incumplimiento acreditada ni en el área de producción Ojo de Tigre propiamente dicha.

V. PRUEBAS

En el desarrollo del Proceso para la Declaratoria de Incumplimiento, los fundamentos fácticos que prueban la omisión contractual por parte de Green Power Sucursal Colombia fueron estudiados y acreditados de conformidad con las comunicaciones que a lo largo del

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 20 de 22

presente acto administrativo fueron informados por la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos como supervisor natural del Contrato y de los cuales tuvo conocimiento el Contratista en aras de garantizar los Principios del Debido Proceso

La Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos mediante comunicación No.20174210140721 Id: 196866 del 22 de diciembre de 2017, realizó un análisis general de los antecedentes de la ejecución de las obligaciones contractuales, de acuerdo a los argumentos técnicos expuestos en el Recurso de Reposición, y sobre los cuales informó a este Despacho la trazabilidad de las comunicaciones que fueron debidamente conocidas en su momento por el Contratista con el fin de conocer las explicaciones y dar respuesta a los requerimientos pertinentes, por las partes.

Finalmente es importante aclarar que para el caso concreto la causal de incumplimiento se concreta en la negación indefinida en la cual el Contratista no ha ejecutado actividades de desarrollo o producción en el Área Ojo de Tigre y tampoco ha acreditado razones que justifiquen tal omisión; en este orden de ideas, la carga de probar que efectivamente se realizaron actividades de producción en el área, que se subsanó el incumplimiento o que existen razones plenamente justificadas para haber omitido tales actividades, corresponde al Contratista, quien no logró demostrarlo en el curso del proceso administrativo de incumplimiento. ~~—al observarse una negación indefinida frente a los hechos que eventualmente lograran acreditar la subsanación de la causal que dio origen al procedimiento de incumplimiento, la carga de la prueba para el Operador estuvo siempre a su determinación y aplicación, sin que se lograra demostrar su diligencia en la ejecución de las actividades de Explotación en el área suspendida y en consecuencia la no subsanación de la causal de incumplimiento.~~

VI. DAÑO

La omisión contractual acreditada hasta la fecha conduce a que la ANH en particular y el Estado en general, se vean privados del desarrollo de la inversión por concepto de las actividades de explotación no desarrolladas durante más de seis (6) meses de suspensión injustificada en el área y hasta la fecha de la presente Resolución, lo cual ha obstaculizado la ejecución del objeto misional por más de cuatro (4) años continuos.

Lo anterior, como quiera que el incumplimiento acreditado, corresponde al núcleo esencial del objeto contractual suscrito, y respecto de lo sobre lo cual, la ANH es consciente de la pérdida de oportunidad en la utilización óptima del Área en particular Ojo de Tigre, que ha lo cual ha generado que hasta la fecha el Contratista haya impedido que el objeto principal se desarrolle eficientemente.

Esta falta de oportunidad se traduce en las pérdidas ocasionadas por la injustificada suspensión de las actividades de explotación, repercutiendo directamente en la consecución de los metas propuestas mediante la política pública minero - energética, la cual se consolidada como eje central de la economía colombiana, la cual garantiza la satisfacción de las necesidades básicas insatisfechas mediante la aplicación de las Regalías que los Contratos Exploración y Explotación de Hidrocarburos generan para el país.

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 21 de 22

VII. CONSECUENCIAS

De otra parte, es preciso señalar que el Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Joropo, sólo prevé como consecuencia para la suspensión injustificada de la explotación por el término de seis (6) meses consecutivos, la terminación de los efectos del Contrato, respecto del Área de Explotación Ojo de Tigre, como puede leerse en el Literal c) del Numeral 28.2 de la Cláusula 28 del Contrato:

"28.2. Causales de Terminación por Incumplimiento: Son causales de terminación por incumplimiento:

(...)

c) Suspender injustificadamente las Operaciones de Evaluación y/o de Explotación, por un término mayor a la mitad del plazo del Programa de Evaluación en un Área de Evaluación o durante seis (6) meses consecutivos en un Área de Explotación. En estos casos, terminarán los efectos del contrato respecto del Área de Evaluación o de Explotación en la que se hubiere presentado la suspensión de las Operaciones". (Subraya fuera de texto)

Así las cosas y aclarado que la minuta contractual no previó sanción administrativa distinta a la terminación de los efectos del Contrato, una vez acreditado el incumplimiento contractual por parte de Green Power Sucursal Colombia, para este Despacho no es viable aceptar las solicitudes expuestas en el escrito del Recurso de Reposición, orientadas a:

- "1. (...) revocar la Resolución y en consecuencia, declarar la terminación del procedimiento de incumplimiento y mantener incólumes los derechos del Contratista sobre el área de Explotación Ojo de Tigre".

Como se ha expresado a lo largo del presente escrito, no hay sustento fáctico ni jurídico que le permita a la ANH exonerar a Green Power Corporation S.A. del incumplimiento continuado, que fue probado en el curso del Procedimiento Sancionatorio Contractual.

Comentado [MHA10]: ídem

Igualmente debe decirse que como se ha descrito *in extenso* en este Acto Administrativo, no se encontró acreditada una "justa causa", que impidiera la ejecución de actividades en el Área de Explotación en particular Ojo de Tigre por parte de Green Power Corporation S.A desde enero de 2014 y hasta la fecha de la presente Resolución.

Comentado [MHA11]: Lo extendemos o lo precisamos a los 6 meses?

Tampoco es posible acoger la segunda solicitud del Contratista, expuesta de la siguiente manera:

- "2. En caso de que no prospere la petición anterior, de forma subsidiaria, solicitamos respetuosamente dejar sin efectos el Otrosí 6 del Contrato E&E, ya que los efectos de la Resolución impiden que el Contratista se obligue a unificar las Fases 1 y 2 del Programa Exploratorio Posterior".

En lo que tiene que ver con esta solicitud, es preciso señalar que el cumplimiento de las obligaciones de Explotación en el Área en particular Ojo de Tigre es independiente de los compromisos contractuales adquiridos en Periodo de Exploración, los cuales, si bien fueron

RESOLUCIÓN No. de

"Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.520 del 19 de septiembre de 2017 expedida en el Procedimiento de Incumplimiento dentro de la ejecución del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del 7 de septiembre de 2004, Bloque Joropo."

Página 22 de 22

suscritos y aprobados por la Entidad, se efectuaron con pleno conocimiento de los antecedentes del estado de incumplimiento por parte del Contratista en la mencionada Área.

En conclusión, se tiene que Green Power Corporation S.A. no presentó explicaciones satisfactorias que permitieran a la ANH constatar su diligencia y cuidado en la ejecución de las obligaciones a su cargo, como tampoco acreditó la ocurrencia efectiva de hechos o circunstancias eximentes de responsabilidad, frente al incumplimiento en la ejecución de las obligaciones previstas en el Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Joropo, Área en particular Ojo de Tigre, en el marco previsto en el mismo.

Por lo expuesto, el Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos,

RESUELVE:

Artículo Primero. Confirmar la Resolución No. 520 del 19 de septiembre de 2017 *"Por la cual se declara la terminación de los efectos del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos JOROPO, respecto del Área Ojo de Tigre, hoy Green Power Corporation S.A."*

Artículo Segundo. Contra la presente Resolución no procede Recurso alguno, en los términos de los Artículos 74 y siguientes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

Artículo TerceroSexto. - Notificar esta Resolución al Representante de la Sociedad Green Power Corporation Sucursal Colombia., a través de su apoderado o quien haga sus veces; de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 66 y siguientes del mismo Código.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a los

**LUIS MIGUEL MORELLI NAVIA
PRESIDENTE**

Proyectó: Clara Natalia Rivera Estupiñán /Componente Jurídico
Revisó: Gustavo Alexander García Parra /Componente Jurídico
Revisó: Mónica Rocío Adarme Manosalva /Componente Jurídico
Aprobó: Alexandra Lozano Vergara Gerente de Asuntos Legales y Contratación.

Funcion 5

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: jueves, 11 de octubre de 2018 03:35 p.m.
Para: Marlon Rolando Moreno Infante
Asunto: SOLICITUD INFORMACION CUBIRO - INSTANCIA EJECUTIVA

Estimado Ingeniero Marlon

Cordial Saludo

El día de ayer fui designado por la Dra. Mariela Hurtado, en calidad de Gerente de Asuntos Legales y Contratación (e), para realizar el estudio pertinente y dar trámite prioritario a la solicitud de Instancia Ejecutiva prevista en la Cláusula 27 del contrato E&E Cubiro, razón por la cual y de la manera más atenta, solicito su valiosa colaboración para obtener la siguiente información del Contrato.

1. Estado actual (general) del Contrato E&E Cubiro
2. Estado de producción por campo del área en particular COPA desde el año 2014 a la fecha
3. Estado de producción por campo del área en particular Petirrojo desde el año 2014 a la fecha
4. Estado de pagos de derechos económicos desde el año 2014 a la fecha
5. Informar la forma de presentación de las Garantías, si el Contratista las presentó de manera individual por cada área particular o por el área general
6. De ser posible, (si cuenta con la información) indicar los datos de pago de regalías hasta el 2017.

Si usted considera que existe alguna información adicional que pueda servir en el proceso de instancia ejecutiva, agradecería el envío de la misma.

Agradezco de antemano su amable colaboración

Gentilmente

Jairo Cabrera P
Abogado
Gerencia de Asuntos Legales y Contratación

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: martes, 16 de octubre de 2018 06:32 p.m.
Para: Mariela Hurtado Acevedo
Asunto: presentación consejo directivo
Datos adjuntos: PRESENTACION - CONSEJO DIRECTIVO.pptx

Estimada doctora

De conformidad a lo solicitado, en anexo me permito remitir para su corrección y observaciones la presentación de la conformación y funcionamiento del Consejo Directivo.

Quedo atento a sus correcciones, sugerencias y comentarios.

Saludos cordiales

Jairo

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

Función 7

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: jueves, 04 de octubre de 2018 04:30 p.m.
Para: Ludwing Ehrhardt Arzuza
Asunto: RE: Comunicado de ECP a ANH
Datos adjuntos: ECOPETROL.docx

Estimado ludwing

Anexo una tentativa de respuesta, sobre temas puntuales jurídicos se hizo algún análisis que me parece pertinente, el resto son temas mas técnicos.

LA estructura del documento se basa en lo que solicitan ellos y lo que se adujo en la respectiva reunión

Quedo atento..

De: Ludwing Ehrhardt Arzuza
Enviado el: jueves, 04 de octubre de 2018 10:22 a.m.
Para: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
CC: Paola Andrea Hernandez Zambrano
Asunto: RE: Comunicado de ECP a ANH

Jairo,

Por favor nos apoya con la Proyección de la respuesta urgente?

Sds

Ludwing

De: Ludwing Ehrhardt Arzuza
Enviado el: viernes, 28 de septiembre de 2018 10:34 a.m.
Para: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja <jairo.cabrera@anh.gov.co>
CC: Paola Andrea Hernandez Zambrano <paola.hernandez@anh.gov.co>
Asunto: RV: Comunicado de ECP a ANH

Jairo,

De acuerdo con su conversación con Paola Hernandez y las comunicaciones que hemos realizado con Nelson Hernandez de la UNGRD y Sofia Roa del MME, vía correos y teléfono.

Agradecemos revisar las actas anexas y el comunicado de los jurídicos de Ecopetrol a la Dra. Adriana Chisacá, para proyectar la respuesta desde el entorno jurídico, teniendo en cuenta la Interinstitucionalidad de este proceso de actualización del PNC.

Este comunicado fue recibido el 21 de septiembre, por lo cual agradecemos su valiosa colaboración, para responder ASAP.

Atentamente,

Ludwing Ehrhardt Arzuza

Experto G3 Grado 06 Despacho de Presidencia
Vicepresidencia Técnica

ludwing.ehrhardt@anh.gov.co

Tel: +57 (1) 593 1717 | Ext. 1117

Avenida Calle 26 N° 59 - 65 Piso 2 | Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura
Bogotá, Colombia | Código Postal: 111321



GOBIERNO
DE COLOMBIA



MINMINAS

www.anh.gov.co

De: Nelson Hernandez [<mailto:nelson.hernandez@gestiondelriesgo.gov.co>]

Enviado el: martes, 25 de septiembre de 2018 2:32 p.m.

Para: Ludwing Ehrhardt Arzuza <ludwing.ehrhardt@anh.gov.co>

CC: Flor Sofia Roa Lozano <fsroa@minminas.gov.co>; Paola Andrea Hernandez Zambrano <paola.hernandez@anh.gov.co>; Jairo Edmundo Cabrera Pantoja <jairo.cabrera@anh.gov.co>

Asunto: Re: Comunicado de ECP a ANH

Apreciados Sofía y Ludwing,

Adjunto comparto con ustedes el acta de la reunión que sostuvimos con Ecopetrol el 27 de agosto. Es preciso recordar que parte de sus inquietudes fueron resueltas en esa misma reunión. Las demás inquietudes fueron discutidas en las reuniones del Comité, en la tarde de ese mismo día lunes 27 y en la mañana del jueves 30, esta última con la participación de las oficinas asesoras jurídicas. No entendemos por qué la insistencia de Ecopetrol.

Nelson Hernández Marulanda

Profesional Especializado
Subdirección para la Reducción del Riesgo
Unidad Nacional para la Gestión
del Riesgo de Desastres

320 240 70 79

(+57 1) 5529696 Ext. 715



PRESIDENCIA
DE LA REPÚBLICA



UNGRD
Unidad Nacional para la Gestión
del Riesgo de Desastres

Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres

Avenida Calle 26 No. 92 - 32, Edificio Gold 4 - Piso 2, Bogotá D.C.
PBX: (+57 1) 5529696 • Línea Gratuita Atención al Ciudadano: 018000 113200
www.gestiondelriesgo.gov.co

El mar., 25 sept. 2018 a las 11:21, Ludwing Ehrhardt Arzuza (<ludwing.ehrhardt@anh.gov.co>) escribió:

Nelson y Sofia,

Agradecemos leer el comunicado anexo y reunirnos lo más pronto posible para dar una respuesta unificada y de acuerdo con la reunión del 27 de agosto del 2018.

Atentamente,

Ludwing Ehrhardt Arzuza

Experto G3 Grado 06 Despacho de Presidencia

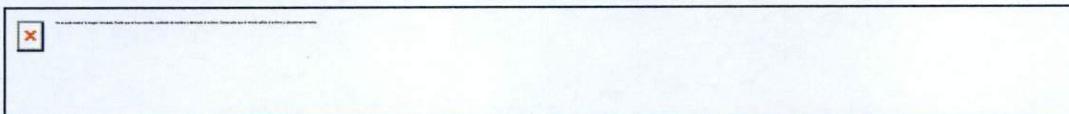
Vicepresidencia Tecnica

ludwing.ehrhardt@anh.gov.co

Tel: +57 (1) 593 1717 | Ext. 1117

Avenida Calle 26 N° 59 - 65 Piso 2 | Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura

Bogotá, Colombia | Código Postal: 111321



www.anh.gov.co

Declinación de responsabilidades.

Para más información haga clic.

[Aqui.](#)



El contenido del presente mensaje enviado por correo electrónico, incluyendo los archivos adjuntos, contiene información de carácter confidencial y de uso reservado para la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgos de Desastres – UNGRD, y se establece para uso privilegiado de sus destinatarios. Así mismo, la información de datos personales que se hayan recogido a través de este medio serán tratados de conformidad con lo establecido en la ley 1581 de 2012 y sus decretos reglamentarios. Si por error, usted ha recibido este mensaje y no es el destinatario, por favor, notifíquese al remitente y no use, informe, distribuya, imprima, copie o difunda este mensaje por ningún medio, en caso contrario podrá ser objeto de sanciones legales conforme a las Leyes o Normativas vigentes.

Declinación de responsabilidades.

Para más información haga clic.

[Aquí.](#)

Declinación de responsabilidades.

Para más información haga clic.

[Aquí.](#)

Cordial saludo

De acuerdo a su comunicación con Radicado N.2-2018-033-2096 del 21 de septiembre de 2018, con ingreso de Radicado ANH No.20184310314822 Id:319514 del 24 de septiembre del presente año, en el que manifiesta inquietudes y preocupaciones de Ecopetrol S.A. frente a la adopción del plan Nacional de Contingencia por pérdida de Contención de Hidrocarburos y otras sustancias Peligrosas (PNC), nos permitimos manifestar lo siguiente con fundamento a lo expuesto por la Compañía en la misiva de la referencia.

1. Teniendo en cuenta que la expedición del decreto y del Plan nacional conllevaría la actualización de los procedimientos operativos de los planes de emergencia y la contingencia, lo anterior implicaría la modificación de los planes de contingencia que forman parte integral de los instrumentos de gestión, lo cual no sería posible cumplir en el plazo de un año, tanto por el sector regulado como de la entidad encargada de los pronunciamientos de los instrumentos de gestión ambiental dentro del proceso de licenciamiento ambiental.

Según el análisis de Ecopetrol el análisis mínimo para asegurar el cumplimiento sería de 3 años, teniendo en cuenta el volumen de licencias que manejamos así como la distribución de costos para asegurar el cumplimiento de los requisitos que allí se establecen.

OBSERVACIONES DE LA REUNIÓN

Es importante resaltar, que de acuerdo a los comentarios expuestos por parte de ECOPETROL en la reunión sostenida entre la ANH, UNGRD y la EMPRESA, los representantes del Comité, plantean revisar el periodo de transición del PNC a 3 años, pero aclarando que la decisión final del número de años para el periodo de transición la decide el Comité en cabeza del Ministerio de Ambiente.

En este sentido desde el punto de vista legal, no existe impedimento que permita flexibilizar el periodo de transición, no obstante, desde el aspecto técnico se podría inferir queXXXXX

2. ECOPETROL ratifica la posición jurídica y técnica de la empresa en el sentido de la responsabilidad de atención integral de los derrames de hidrocarburos, para eventos cuya causa es operacional. No obstante lo anterior, para eventos cuya causa sea hechos de terceros (atentados, hurtos, sabotajes, etc) la responsabilidad por daño ambientales (corrección,

recuperación ambiental y de los procesos de descontaminación) no puede ni debe ser asumida por la Empresa, por lo que se solicita que dicha aclaración sea incluida en el Decreto y documento de Plan

OBSERVACIONES DE LA REUNIÓN

Al respecto ECOPEPETROL ratifica la posición de la empresa en el sentido de su responsabilidad en la atención y la contención de los eventos, pero no la responsabilidad por daños ambientales. Por ello proponen limitar las responsabilidades en el proyecto de Decreto, aclarando cual es la responsabilidad cuando los daños son ocasionados por un tercero, fuerza mayor o caso fortuito.

Al respecto por parte de los representantes del Comité del PNC, se señala que el Plan de Contingencia por pérdida de contención de hidrocarburos y otras sustancias peligrosas hace parte integral del Decreto y este indica claramente el tema de responsabilidades en la atención de eventos ocasionados por terceros. Así mismo se indica que en el proyecto de Decreto se revisará el alcance del término 'atención integral' y se aclarará lo referido a la responsabilidad en la atención de la emergencia por tratarse de un protocolo netamente operativo, señalando que en los dos protocolos (Marítimo y Continental e insular), se nombran dos coordinadores operativos (DIMAR y Dirección Nacional de Bomberos) en los cuales para eventos donde no figura un responsable, el coordinador operativo puede solicitar apoyo a quienes tengan la experiencia en el tema. Así mismo, todos los costos asociados a la respuesta serán reembolsados por el responsable de la emergencia una vez se identifique, ello con el fin de poder cubrir esos eventos huérfanos.

Por parte de ECOPEPETROL se indica que, buscando coherencia entre el proyecto de Decreto y el Documento del PNC, el alcance de las palabras "corrección y recuperación ambiental", van más allá de la respuesta y ello incluiría la recuperación ambiental lo cual no es aplicable en el entendido que el PNC es un documento operativo de respuesta más no de recuperación. Al respecto por parte de los representantes del Comité del PNC se establece que este aspecto no se aprueba hasta tanto no sea analizado y consultado con todos las entidades miembros.

Desde el componente jurídico, es importante resaltar que no se puede establecer al interno del documento acepciones que puedan inferir una responsabilidad de facto, sin antes haber realizado las investigaciones pertinentes, razón por la cual, tal y como se acordó en la reunión es importante la definición de la corrección y recuperación ambiental.

Desde el punto de vista de la responsabilidad, se debe ser muy cuidadoso sin que dicha palabra denote un juicio de valor a priori de la identificación de responsabilidad, no obstante si es pertinente aclarar los momentos y responsables

de la contención de hechos o sucesos ocasionados por parte de un tercero, sin que medie negligencia o impericia por parte de la Empresa.

Bajo este concepto, deberá establecerse una comisión de alto nivel, encargada de establecer el lineamiento precitado a fin de determinar las cargas y responsabilidades al momento de una contingencia derivada en el accionar de un tercero, como es el caso de una acción terrorista o subversiva.

3. Al designar dentro del decreto y documento del plan nacional a la DIMAR (para eventos en áreas marinas) y a la Dirección Nacional de Bomberos DNBC (para eventos en áreas continentales), para asumir las responsabilidades de preparación y control de la implementación de los planes de contingencia en cabeza de las operadoras, va en contravía de lo establecido en los instrumentos de gestión ambiental (Licencias ambientales- planes de manejo ambiental). Se propone dejar únicamente la función de la coordinación de implementación de los respectivos protocolos y la dirección de las respuestas en caso de eventos de carácter nacional.

OBSERVACIONES DE LA REUNIÓN

Al respecto ECOPETROL señala que la dirección implementación y coordinación de los Planes de Contingencia está en cabeza de los operadores indicando que designar a la DIMAR y a la Dirección Nacional de Bomberos para este tema podría ir en contravía de la normatividad ambiental.

Por parte de los representantes del Comité del PNC, se indica que los protocolos I y II definen que el responsable de la actividad es quien se encargará de dirigir la respuesta a la emergencia, y en aquellos casos donde no se logre identificar un responsable, será la DIMAR y la Dirección Nacional de Bomberos quienes de acuerdo a sus competencias deberán asumir dicha tarea, ello dejando claro que siempre la responsabilidad es de la empresa generadora del evento. En caso de un nivel de activación mayor, la empresa podría solicitar el apoyo del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres -SNGRD, a través de la entidad coordinadora operativa y la UNGRD.

De igual manera, se explica que la entidad coordinadora operativa (DIMAR o DNBC) también puede determinar el nivel de activación, cuando demuestre que la empresa afectada no la clasifica correctamente. Se aclara que los niveles de activación van a ser por servicios de respuesta, no en bloque como se venía trabajando en el PNC del Decreto 321 de 1999, ello en función de la disponibilidad de recursos.

Luego de la aclaración al comentario, se define que no hay necesidad de realizar cambios en el texto del proyecto de Decreto, ya que lo solicitado se encuentra inmerso en el cuerpo del mismo documento.

4. El pronunciamiento de los planes de emergencia y contingencia en actividades marítimas es competencia de las autoridades ambientales dentro de los instrumentos de gestión ambiental (ANLA para el sector hidrocarburos). Este decreto está generando una competencia de aprobación para la DIMAR que no está establecida en la normatividad colombiana

OBSERVACIONES DE LA REUNIÓN

Al respecto, los representantes del Comité, señalan que en las últimas charlas que se tuvo con DIMAR y ANLA los voceros de ambas entidades llegaron a un acuerdo en el cual la aprobación del plan de emergencias y contingencias lo debía hacer DIMAR y en función de ello dicha aprobación se vuelve un instrumento de ANLA para la aprobación de la licencia ambiental, sin embargo este tema se deja pendiente para revisar y consultar con el Comité, con la presencia del Ministerio de Ambiente, ANLA y DIMAR en reunión a llevarse a cabo el próximo jueves 30 de agosto.

No obstante desde el punto de vista jurídico, se debe tener en consideración que en virtud del presente Decreto no se pueden modificar ni adicionar funciones que en razón de la ley estén contenida en las facultades que al respecto tiene la ANLA para la expedición de sus diferentes actuaciones administrativas, ni que tampoco, esta sea un insumo adicional o nuevo a lo que la norma no exige. Bajo estas circunstancias serán puestas en consideración del Comité, para que este avale o no la propuesta presentada por parte de ECOPEPETROL.

5. Alineación de la propuesta del Decreto con lo establecido en la normatividad ambiental (específicamente con lo definido en el decreto 1076 de 2015 y la resolución 1767 de 2016) en términos de los reportes de contingencias ambientales (reportes VITAL) y de las responsabilidades de las operadoras.

OBSERVACIONES DE LA REUNIÓN

Frente a la inquietud de ECOPEPETROL, por parte de los representantes del Comité del PNC, se señala que en reunión del comité de redacción que contó con la participación de DIMAR y la DNBC se identificó la pertinencia de acoger el comentario (reportes a través de ventanilla VITAL). Así mismo se agrega que se aclarará en el decreto del PNC el concepto entre reporte y notificación.

ECOPETROL indica que en la propuesta Documento del PNC hay apartes donde solo relaciona el Decreto 2157 de 2017. Al respecto se aclara que en el documento del PNC donde se mencionaba el decreto 2157 de 2017, ya se ajustó y se dejó en un contexto más amplio en términos de la Ley 1523 y todas las leyes que lo sustituyan o modifiquen. Sin embargo, se deja este aspecto para discutirlo con el Ministerio de Ambiente.

6. Frente a los lineamientos de comunicación, es fundamental que en cualquier tipo de evento se tenga en cuenta los lineamientos de comunicaciones de las empresas responsables operadoras de la actividad, para así evitar inadecuados manejos en temas de comunicación con potenciales impactos a la reputación.

OBSERVACIONES DE LA REUNIÓN

Función 10

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: miércoles, 24 de octubre de 2018 05:43 p.m.
Para: Mariela Hurtado Acevedo
Asunto: RECURSO DE REPOSICIÓN-PAREX CERT
Datos adjuntos: RECURSO DE REPOSICIÓN-PAREX CERT.docx

Estimada Doctora de acuerdo a sus instrucciones y con base en el informe técnico del CERT, remito para su observación, revisión y sugerencia el proyecto de borrador del acto que resuelve el recurso de PAREX.

Efectivamente sumercé tenía razón, la compañía presento el recurso el mismo día que empezó a surtir el término de 10 días, es decir el 21 de agosto.

El informe que remite el comité evaluador a la jurídica, es con fecha de 22 de octubre, es decir ya habían fenecido los dos meses de silencio administrativo.

Sin embargo, si me permite, considero que se corre menos riesgo si se decide expedir el acto administrativo, que no hacerlo, ya que lo firma el señor Presidente.

Quedo muy atento a sus consideraciones y observaciones

Que tenga una bonita noche

Saludos

Jairo

REPÚBLICA DE COLOMBIA



RESOLUCIÓN No. de 2018

“Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios”

Página 1 de 17

EL PRESIDENTE DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, - ANH-

En virtud de lo dispuesto por el Artículo 76 de la Ley 80 de 1993, el Acuerdo 08 de 2004 del Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y en ejercicio de sus facultades legales, en especial, las conferidas por los Numerales 9.1, 9.3 y 9.17 del Decreto 714 de 2012, y

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

Con la comunicación No.20185010271312 Id: 309015 del 21 de agosto de 2018, mediante la cual PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD (en adelante PAREX), interpuso ante la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (en adelante ANH), recurso de reposición contra la Resolución No. 336 del 1 de agosto de 2018, por medio de la cual se establece el orden de elegibilidad y la distribución Inicial del Certificado de Reembolso Tributario - CERT para Proyectos Exploratorios, presentando las siguientes peticiones:

1. Reconsiderar la decisión de denegar la solicitud CERT, considerando que la misma cumple con todos los requisitos establecidos en el Decreto 2253 del 29 de diciembre de 2017.
2. Solicitar antes de dar respuesta de fondo al Recurso nos brinde un espacio para explicar personalmente las justificaciones, con los equipos técnicos y jurídicos de ambas partes.

II. HECHOS

Para dar trámite al recurso de reposición presentado, se hace necesario para el correspondiente análisis, revisar los antecedentes relevantes del caso teniendo en cuenta la información que para este propósito, suministró la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos (en adelante, VCH), así:

El 29 de diciembre de 2017, fue publicado el Decreto 2253 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía (en adelante, MME), mediante el cual se reglamenta el artículo 365 de la Ley 1819 de 2016 y se adiciona el

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 2 de 17

Decreto único del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en relación con el incentivo a las inversiones en hidrocarburos y minería.

El Artículo 2.2.6.2.2. Inversiones en el sector hidrocarburos, del mencionado Decreto establece que:

"Para efectos del beneficio del CERT, se entenderán por inversiones incrementales en el sector de hidrocarburos la disposición de recursos financieros para el desarrollo de las siguientes actividades: (i) Perforación de pozos; (ii) Adquisición, procesamiento e interpretación sísmica; (iii) Compra o alquiler de equipos para la inyección de fluidos líquidos o gaseosos para los Proyectos de Aumento del Factor de Recobro e insumos exclusivamente para proyectos EOR (Inyección continua de vapor, CEOR "Chemical Enhanced Oil Recovery", o Combustión In Situ), que serán valorados mediante el acto administrativo que reglamenta la presentación de información para aplicar al incentivo; (iv) Compra e instalación de equipos para el tratamiento de fluidos; (v) Infraestructura para el almacenamiento y transporte de la producción incremental.

Lo anterior, ya sea que se realice directamente por el Operador o a través de este, por sus asociados en los casos de Uniones Temporales o Consorcios, con el fin de obtener nuevas reservas de hidrocarburos, la adición de reservas probadas o la incorporación de nuevas reservas recuperables, mediante actividades de exploración, o mediante actividades dirigidas al aumento del factor de recobro en proyectos de cuencas en tierra firme, incluidas en este último caso las respectivas pruebas piloto."

Por su parte, el Artículo 2.2.6.2.3. Requisitos de presentación de los proyectos de los contratos petroleros en fase de exploración y proyectos de los campos comerciales, establece que:

"Para efectos del otorgamiento del CERT, los interesados deberán presentar una solicitud a la ANH entre el 1 de agosto y el 30 de septiembre del año anterior a la realización de las inversiones que darían derecho a la obtención del CERT con el cumplimiento de los siguientes requisitos y demás criterios y parámetros establecidos en el presente Decreto, de acuerdo con el tipo de proyecto a desarrollar.

Proyectos de Exploración. El Operador deberá presentar comunicación escrita a la ANH que contenga la propuesta con la cual pretende que se le otorgue el incentivo del CERT para cada contrato en fase de exploración, la cual debe incluir las inversiones incrementales asociadas a pozos exploratorios A3/A2/A1 y sísmica 2D equivalente (2D 0 3D con su equivalencia a 2D, factor de equivalencia 1,6 Km de sísmica 2D = 1 Km 2 de sísmica 3D), así como los recursos prospectivos estimados.

Las propuestas contendrán además de la información técnica para calificarlas, el monto de la inversión en pesos colombianos para los dos años siguientes, diferenciando la inversión año por año de las inversiones incrementales del contrato en fase de exploración que se presenta y el monto en pesos

Continuación de la Resolución “Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios.”

Página 3 de 17

colombianos del incentivo del CERT que se solicita. Así mismo, se debe presentar el porcentaje base del CERT solicitado para cada contrato en fase de exploración a realizar en el año de inversión, que se calcula de la siguiente manera: (...)

(...) Si se requiere información complementaria, de aclaración o de corrección, la ANH la requerirá al Operador, dentro de los diez (10) días calendario siguientes a la fecha de presentación de la solicitud, para lo cual, el solicitante contará con un plazo máximo de un (1) mes para completar la información, en los términos del artículo 17 de la Ley 1437 de 2011.

Dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la presentación de la solicitud o al día en que se allegue la información faltante, en caso de requerimiento, la ANH comunicará al interesado si su solicitud ha sido o no aprobada mediante comunicación escrita enviada a la dirección registrada en la solicitud. (...)

Así mismo, en el Artículo 2.2.6.2.4. Criterios para revisión de las variables a cumplir en la distribución inicial del CERT disponible, se establece lo siguiente:

“Para efectos del otorgamiento del CERT a las inversiones del sector de hidrocarburos, los interesados deberán tener en cuenta los siguientes criterios y parámetros en la presentación de las solicitudes:

1. Proyectos de Exploración. Estos proyectos deberán cumplir con los siguientes parámetros de presentación:

a. Las actividades propuestas deben ser ejecutadas dentro del área en exploración del respectivo Contrato en fase de exploración, y deben corresponder a:

i. Perforación de pozos exploratorios adicionales, dentro de los cuales tendrán una mayor valoración los del tipo A3.

ii. Adquisición de sísmica 2D equivalente.

b. El valor de la inversión asociada a las Actividades Incrementales presentadas por el Operador, será considerado conforme a los valores definidos en las normas expedidas por la ANH.

Si el Operador considera viable la anticipación de actividades cuya ejecución se encuentra programada para los próximos dos (2) años, podrán ser incluidas en la propuesta. Estas inversiones serán valoradas contra la inversión pactada y el tiempo de anticipo con respecto al cronograma propuesto en el respectivo Contrato en fase de exploración.

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 4 de 17

c. Asimismo, deberá adjuntar cronograma de ejecución de las Actividades Incrementales propuestas, indicando las fechas de inicio y finalización de cada una. El tiempo mínimo de adelanto considerado será de seis meses a partir de la fecha reportada en el cronograma de ejecución de actividades aprobado para la fase exploratoria en curso.

d. El operador deberá adjuntar, junto con su propuesta, un Informe de Recursos Prospectivos debidamente certificado por la Compañía con el soporte técnico correspondiente, cumpliendo los lineamientos del PRMS (Petroleum Resources Management System) vigente. Lo anterior aplicará para el primer año, para las vigencias posteriores se tomará la información consignada en el Informe de Recursos y Reservas (IRR) reportado a la ANH anualmente.

e. Si se trata de un contratista plural, el Operador deberá allegar comunicación escrita mediante la cual cada una de las empresas que componen el Contratista expresen su conformidad con la propuesta presentada a la ANH.

Podrán optar por el incentivo aquellas empresas titulares de Contratos en los términos y bajo las condiciones de este Decreto, incluso los que se celebren con la ANH como resultado de procedimientos competitivos o de asignación directa desarrollados en aplicación de las normas expedidas por la ANH. (...)"

A fin de implementar el trámite para acceder al incentivo del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, establecido mediante el Decreto 2253 de 2017, la ANH expidió la Resolución No. 108, el 23 de marzo de 2018, en la cual se estipularon, entre otras las siguientes disposiciones:

"(...) Parágrafo Primero. De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 2.2.6.2.1 del Decreto 2253 de 2017, constituyen limitaciones para el otorgamiento del CERT, las siguientes:

- 1. Los montos de inversión de los proyectos de los contratos en Fase del Periodo exploratorio de hidrocarburos que se encuentren con un procedimiento de incumplimiento en curso.*
- 2. Los montos de inversión de los proyectos que sean desarrollados por personas jurídicas en el territorio nacional en las que las tarifas aplicables de impuesto sobre la renta y complementarios sean inferiores al 25%, tales como zonas francas costa afuera.*
- 3. Los montos de inversión en las actividades orientadas al incremento de la producción y reservas, que se encuentren dentro de las obligaciones acordadas en los Contratos o Proyectos de Producción Incremental vigentes.*

Parágrafo Segundo: De acuerdo con el Literal a, Numeral 1 del Artículo 2.2.6.2.4 del Decreto 2253 de 2017, las inversiones incrementales

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 5 de 17

propuestas para actividades exploratorias deben estar enmarcadas en un contrato de hidrocarburos vigente, con áreas en exploración y con fases exploratorias en curso o por ejecutar. Las áreas en exploración deberán ser verificadas con el Mapa oficial de Áreas vigente de la ANH. Sin embargo, si se trata de redefinición de áreas para exploración que conlleven una modificación contractual, deberá primero formalizarse tal modificación entre las Partes.

Artículo Tercero. – Solicitud de asignación del incentivo al incremento de las inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos a través de CERT: Las empresas deberán presentar ante la ANH, las solicitudes para aplicar al Incentivo CERT entre el 1 de agosto y el 30 de septiembre del año anterior a la realización de las inversiones que darían derecho a la obtención del CERT, con la siguiente información:

- Nombre del contrato o campo de producción.*
- Monto propuesto de las inversiones incrementales en pesos colombianos.*
- Monto de adelanto de inversiones en pesos colombianos.*
- Detalle de las actividades incrementales.*
- El monto de CERT solicitado por contrato para proyectos de exploración o campo de producción para proyectos de incremento del factor de recobro.*
- Volumen de recursos prospectivos objeto de las inversiones en barriles equivalentes de hidrocarburos.*
- Volumen de reservas a adicionar a las probadas, en barriles equivalentes de hidrocarburos, teniendo como referencia el Informe de Recursos y Reservas presentado a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior*
- Producción anual en barriles de petróleo equivalente del año siguiente, según el pronóstico fijado en el Informe de Recursos y Reservas presentado a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior.*

La anterior información deberá ser diligenciada en los formatos que hacen parte integral del presente acto administrativo, en todo caso atendiendo lo señalado en el Artículo 2.2.6.2.3. del Decreto 2253 de 2017. Para la vigencia 2018, la solicitud de que trata el presente artículo podrá ser presentada dentro del mes siguiente a la publicación de la implementación del trámite que expide la ANH mediante el presente acto administrativo.(...)"

Artículo Cuarto. – Verificación de la información entregada por las empresas: (...) Si se requiere información complementaria, de aclaración o de corrección, la ANH la requerirá al Operador, dentro de los diez (10) días siguientes a la fecha de presentación de la solicitud; para lo cual, el solicitante contará con un plazo máximo de un (1) mes para completar la información, en los términos del Artículo 17 de la Ley 1437 de 2011.

Dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la presentación de la solicitud o al día en que se allegue la información faltante, en caso de requerimiento, la ANH mediante comunicación escrita enviada a la dirección

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 6 de 17

registrada en la solicitud comunicará al interesado si su solicitud ha sido o no aceptada para continuar en el proceso."

El 10 de abril de 2018, la ANH realizó un Taller de socialización Incentivo CERT-2018 en la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) en la que se abordó el tema de inversiones incrementales, aclarando que las únicas actividades autorizadas correspondían a la perforación de pozos exploratorios adicionales y la adquisición de sísmica 2D equivalente.

Atendiendo al cronograma propuesto, PAREX dio inicio al proceso para lo cual radico ante la ANH la solicitud de CERT. El 8 de mayo de 2018 la ANH solicitó información adicional y aclaraciones respecto de la solicitud de la Compañía, la cual mediante comunicación del 5 de junio de 2018 remitió las aclaraciones e información adicional solicitada por la ANH mediante comunicación No. 20185110181702 Id: 285284.

La ANH con comunicación de fecha 4 de julio de 2018, con radicado No.20185010194931 Id: 293707, informa a PAREX que la solicitud de CERT fue denegada por no cumplir con los requisitos establecidos en el Decreto 2253 del 29 de diciembre 2017.

El 11 de julio de 2018 mediante comunicación No.20185010226092 Id: 296843, PAREX presentó solicitud de reconsideración frente a la decisión de la comunicación antes precitada.

El 1 de agosto de 2018, la ANH profiere Resolución 336 de 2018 por la cual se establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios, en la que la propuesta presentada por PAREX relacionado con los campos Capachos y Capachos Sur, no fue aceptada.

Que dicha resolución fue notificada por aviso el día 17 de agosto del 2018.

Que mediante radicado No.20185010271312 Id: 309015 de fecha 21 de agosto de 2018, PAREX Colombia presente recurso de reposición a la Resolución 336 de 2018.

III. DEL RECURSO DE REPOSICION

A. Oportunidad del Recurso.

De conformidad con el artículo 76 dela Ley 1437 de 2011, el recurso de reposición se debe interponer por escrito dentro de los 10 días siguientes a la fecha en que entiende surtida la notificación del Acto administrativo.

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 7 de 17

Para el caso concreto, la notificación de la resolución No.336 de 2018 se realizó por aviso, el cual se entregó el 17 de agosto de 2018, mediante radicado No.20181400248751 Id:307874 del 16 de agosto del año en curso.

En este sentido, la notificación se entiende surtida al finalizar el día siguiente al de la entrega del aviso, esto es, el 21 de agosto de 2018.

Así las cosas, el recurso fue presentado el 21 de agosto de 2018, es decir dentro de los términos procesales, razón por la cual, este despacho procederá a darle el respectivo trámite.

B. Argumentos del Recurso por parte de PAREX.

Se expondrá a continuación los argumentos esgrimidos por **PAREX** en el recurso objeto de revisión así:

"En la comunicación de fecha 4 de julio de 2018 la ANH manifestó que dichos requisitos no se cumplen debido a que:

- a. *PAREX en la información presentada indicó que las reservas probadas produciendo corresponden al pozo Capachos 2 ST y las probadas no desarrolladas al desarrollo del campo, incluyendo un pozo adicional, correspondiente al presentado en la solicitud de CERT. Así las cosas, la ANH concluyó que se entiende que no hay adición de reservas probadas.*
- b. *PAREX no presentó la producción anual en barriles de petróleo equivalente para los años 2018, 2019, 2020 y 2021 en el Anexo 4. La ANH manifiesta que los pronósticos de producción son los que generarían los ingresos fiscales que permitirán el pago del incentivo. En consecuencia, al no existir esta proyección, no es posible aceptar la solicitud de CERT.*

En adición a lo anterior, la ANH amablemente y con el fin de garantizar un mejor entendimiento del proceso, como consecuencia de solicitudes formales de PAREX, otorgó reunión para que PAREX explicará los argumentos de la solicitud de reconsideración de fecha 11 de julio de 2018. En dicha reunión, en adición a las dos razones (literal a y b anteriores) de negativa, señaló dos (2) adicionales:

- a. *Indica que, dado que PAREX en el año 2017 presentó en forma tardía el Informe de Recursos y Reservas — IRR 2016, dicha circunstancia constituye una causal de rechazo de la solicitud de CERT.*
- b. *Por otro lado, señalan que teniendo en cuenta que el Bloque Capachos cuenta con un proyecto de Proyecto de Producción Incremental — PPI, las actividades propuestas para el beneficio del CERT no se pueden beneficiar simultáneamente con el CERT para el PPI. Se señala entonces que en el mejor de los casos, si PAREX está interesado en*

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 8 de 17

*mantener su postulación al CERT,
las actividades propuestas no deberían incluirse dentro del PPI.*

Fundamentos de PAREX de cumplimiento de los requisitos del Decreto 2253 de 2017 y normas concordantes.

A continuación, explicaremos las razones técnicas y legales en virtud de las cuales se evidencia que la presente solicitud de CERT de los Campos Comerciales CAPACHOS y CAPACHOS SUR sí cumplen los requisitos establecidos en el Decreto 2253 del 29 de diciembre de 2017 y en las normas concordantes:

i. No presentación de producción anual en el Anexo 4:

PAREX reitera que, como lo ha manifestado en varias oportunidades, de acuerdo al Informe de Recursos y Reservas (IRR) del año 2016, los campos Capachos y Capachos Sur, no contaban con volúmenes de reservas certificadas (solamente fueron incluidos recursos contingentes), ni con pronósticos de producción, toda vez que, a la fecha de presentación de dicho informe, no se tenía en los campos en mención, pozos productores y/o en perforación. De esta manera, se contaba entonces con recursos contingentes por 4.3 MMBO para el 2016, correspondientes a los volúmenes técnicos que se esperaba encontrar con la ejecución exitosa de la perforación y la producción de los nuevos pozos a ser perforados en el área Capachos.

Así las cosas, teniendo en cuenta que el Anexo 4 en su primer renglón señala que la Operadora debe incluir la "Producción de volúmenes de reservas probadas" incluida en el IRR 2016, PAREX sólo podía incluir la información correspondiente a dicho IRR 2016. En consecuencia, si en dicho IRR 2016 no se contaba con volúmenes de reservas certificadas (pues solamente fueron incluidos recursos contingentes), ni con pronósticos de producción, no podía PAREX incluir información diferente, debía dejar entonces estos espacios en blanco. Así como la ANH ha señalado que no puede interpretar la información incluida en los Anexos, PAREX tampoco podía hacerlo, debía ceñirse entonces a la literalidad de lo indicado en el Anexo 4.

Ahora, lo anterior no quiere decir que no existan pronósticos de producción. Sí existen. Tanto es así que cuando la ANH los solicitó en el requerimiento de información adicional de fecha 8 de mayo de 2018, PAREX los remitió en debida forma (el pronóstico de producción del año siguiente a aquel en el cual se ejecuten las actividades propuestas). Es importante señalar que la ANH al requerirlos, en ningún momento indicó que debían incluirse en el Anexo 4, y ello tiene una razón de ser, y es que si como ya se dijo, en el IRR 2016 no se tenía dicho pronóstico, la ANH no podía solicitar incluirlo en el primer renglón del Anexo 4, dado que se estaría incluyendo una información diferente a la solicitada en el Anexo.

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 9 de 17

Lo anterior tiene fundamento en la Resolución No. 108 de 23 de marzo de 2018 de la ANH (regulatoria del Decreto 2253 de 2017), que en su artículo tercero señala que la información que debe presentarse con la solicitud de CERT es:

"(...) Producción anual en barriles de petróleo equivalente del año siguiente, según el pronóstico fijado en el Informe de Recursos y Reservas presentado a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior"

La ANH en los múltiples talleres que realizó con la industria para la presentación de solicitudes CERT, señaló que el IRR aplicable era el del año 2016 presentado ante ANH era el del 2016, coinciden con el texto de la resolución 108, dado que a 31 de diciembre del año 2017, el único IRR que había presentado ante ANH era el del 2016, pue el del 2017 tenía como fecha de presentación el 31 de marzo de 2018.

Una de las razones que explicó la ANH en sus talleres fue que no se debía incluir en los Anexos la información del IRR 2017, dado que por las especiales circunstancias temporales del primer plazo de presentación de solicitudes CERT, esto es, del 23 de marzo de 2018 al 23 de abril de 2018 (plazo especial, porque según el Decreto 2253 las solicitudes se presentan entre el 1 de agosto y el 30 de septiembre), el IRR 2017 al ser presentado el 31 de marzo de 2018, implicaba una dificultad para la ANH de cotejar la información de la solicitud de CERT, con un IRR presentado en forma concomitante o simultánea. La ANH en dichos talleres mencionó que esta era una dificultad propia de estas primeras solicitudes, lo cual en el futuro se corregiría. No obstante lo anterior, la ANH mencionó en los referidos talleres que reconociendo las especiales circunstancias de estas primeras solicitudes, la ANH podría solicitar información adicional o aclaraciones, para hacer las precisiones del caso, como precisamente ocurrió con el CERT de la referencia, dado que como ya se dijo la ANH solicitó el pronóstico de producción de conformidad con el IRR 2017 (como información adicional), el cual fue remitido por PAREX. Entendemos que no todos los funcionarios de la ANH estuvieron presentes en los talleres, pero solicitamos amablemente entender que lo expresado por los que sí asistieron generaron un grado de certeza a la industria, por estar representando a la ANH en dichos talleres.

Con lo anterior queremos evidenciar que la aplicación de las normas que regulan CERT a las primeras solicitudes no ha sido sencilla. Tanto es así que luego de haberse radicado las mismas, la ANH se vio obligada a expedir normas adicionales que generaron modificaciones. La aplicación perfecta de las normas es sumamente compleja, razón por la cual se solicita respetuosamente a la ANH centrarse más que en las formalidades, en el cumplimiento de lo sustancial fijado por las normas de CERT.

En línea con lo anterior, y para concluir este punto, manifestamos que PAREX remitió a la ANH en la comunicación de fecha 5 de junio de 2018 el respectivo pronóstico de producción, el cual se adjunta

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 10 de 17

nuevamente en el Anexo No. 2, con lo cual se cumple el requisito sustancial de contar con pronósticos de producción que son los que generarían los ingresos fiscales que permitirán el pago del incentivo. Ahora, PAREX no podía incluir esos pronósticos en el Anexo 4, dado que en dicho Anexo sólo se podía incluir información del IRR 2016. Pero se insiste, en toda la información oficial asociada a la solicitud de CERT remitida a ANH, sí se cuenta con dicho pronóstico de producción. Cabe señalar que los pronósticos, consideran también barriles equivalentes de gas (BOES) los cuales serían producidos como consecuencia de la compra y construcción de la planta de gas.

ii. No adición de reservas probadas:

En primer lugar, debe aclararse que la solicitud de CERT de la referencia propone dos (2) actividades a ser realizadas: La perforación de un pozo por un lado, y por otro la compra y construcción de una planta de gas de una capacidad de 5 MMSCFPD.

PAREX se permite manifestar como fue señalado en la comunicación de fecha 5 de junio de 2018, que para los campos Capachos y Capachos Sur, no se contaba con volúmenes de reservas certificadas (solamente fueron incluidos recursos contingentes) de acuerdo al Informe de Recursos y Reservas (IRR) del año 2016, toda vez que, a la fecha de presentación de dicho informe, no se tenía en los campos en mención, pozos productores y/o en perforación. De esta manera, se contaba entonces con recursos contingentes por 4.3 MMBO para el 2016, correspondientes a los volúmenes técnicos que se esperaba encontrar con la ejecución exitosa de la perforación y la producción de los nuevos pozos a ser perforados en el área Capachos.

Finalmente, para el año 2017 y de acuerdo a los resultados obtenidos a partir de la perforación, completamiento y pruebas del pozo Capachos 2 ST1, el auditor certificó 1.8 MMBO y 1,351 MMpc de reservas probadas. Por otro lado, han sido certificados 2.2 MMBO y 1,656 MMpc de reservas probables y 4.8 MMBO y 3,598 MMpc de reservas posibles. Cabe señalar que para las actividades incluidas por PAREX en la solicitud de aplicación del beneficio CERT, el auditor certificó volúmenes de reservadas probables (2P) y posibles (3P) en el informe de auditoría 2017 los cuales representarán reservas probadas adicionales tanto de crudo como de gas, una vez estas actividades sean llevadas a cabo.

Así las cosas, se tiene entonces que respecto de la solicitud de CERT de la referencia, considerando la información propia del Informe de Recursos y Reservas (IRR) del año 2016 (que para el caso de CAPACHOS sólo contemplaba recursos contingentes), sí habrá adición de reservas con la realización de las actividades incluidas y propuestas para el beneficio CERT, con lo cual sí se cumplen los requisitos de CERT.

En relación con la planta de gas, esta inversión incremental permitirá producciones futuras de gas diferentes a las actuales (actualmente se

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página **11** de **17**

producen únicamente 1 MMSCPD), dado que con su construcción se dará manejo y tratamiento a 5 MMSCFD. Se espera que, con el análisis de producción de gas a mayores tasas, se logre recuperar no solo los volúmenes de reservas probadas actuales, sino también las reservas 2P y 3P de gas, actualmente certificadas para el área CAPACHOS.

Adicionalmente con esta infraestructura, se evitarán las quemas de gas a la atmosfera, así como el procesamiento del gas para posterior uso en generación y/o venta a través de gasoducto virtual.

Se tiene entonces que con la planta de gas, al lograrse mayor producción de di actualmente se puede tener, se tendrá una adición de reservas probadas y requisitos sustanciales de CERT.

iii. Presentación tardía del IRR 2016 – causal de negativa del CERT.

En primer lugar, PAREX reitera que en efecto si radicó ante la ANH el IRR 2016, tal y como consta en el adjunto anexo 5 del recurso.

Por otro lado, tanto el Decreto 2253 de 2017 en su artículo 2.2.6.2.1., como la Resolución ANH No. 108 de 2018 en su artículo segundo, párrafo primero, señalan de forma expresa las limitaciones para el otorgamiento de CERT. Allí no se encuentra, ni en forma expresa ni tácita, ni en ningún otro de los artículos de dichas normas que la presentación "extemporánea" del IRR sea una limitación para el otorgamiento del CERT ni una causal de rechazo del mismo. En consecuencia, si la normatividad no establece esta sanción, no le está dado al intérprete fijarla. No hay pues justificación jurídica suficiente para negar la solicitud de CERT por este factor, menos aun si en las reglas del proceso ello no se fijó de forma previa y expresa para el conocimiento público de los participantes.

iv. Incompatibilidad entre CERT y PPI:

En este punto es importante aclarar nuevamente que el CERT de la referencia propone dos (2) actividades: La perforación de un pozo y la compra y construcción de una planta de gas. Se aclara esto, dado que la ANH ha centrado la discusión de este numeral 3.4. sólo en la actividad de perforación del pozo, con lo cual queremos evidenciar que aun persistiendo la misma, la solicitud de CERT de la referencia también considera la importante actividad de la planta de gas.

La ANH manifiesta que los beneficios que reporta el PPI y el CERT no son acumulables respecto de una misma actividad, frente a lo cual manifestamos lo siguiente: (i) Las normas que regulan el CERT no establecen esta limitación, (ii) No se trata de una acumulación de beneficios tributarios, dado que el PPI está relacionado con el manejo de regalías, las cuales no tienen la naturaleza jurídica de tributo, mientras que el CERT sí es un beneficio tributario, (iii) La actividad propuesta para CERT no hace parte del PPI vigente de CAPACHOS, ya que es una actividad nueva y adicional. Además, al ejecutarse las

Continuación de la Resolución “Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios.”

Página 12 de 17

actividades de CERT, la planta de gas no se incluiría dentro del PP, sólo la producción incremental que se llegare a obtener del pozo adicional a ser perforado. Respecto del pozo, evidenciamos que la actividad de CERT es la perforación del pozo, mientras que la actividad que se incluiría en el PPI es la producción incremental de dicho pozo, con lo cual se aclara que no es una misma actividad que tiene beneficios separados, se trata de dos actividades relacionadas pero independientes, las cuales cada una tendría un beneficio separado

Entendemos que el entendimiento de la ANH es diferente, pero agradecemos tener en cuenta las consideraciones expuestas. Así mismo agradecemos que se eleve esta consulta a la autoridad competente”.

C. CONSIDERACIONES DEL DESPACHO

Al respecto, y de conformidad con los argumentos expuestos por **PAREX** en el Recurso de Reposición interpuesto en contra de la Resolución No.336 del 1 de agosto de 2018 la ANH expone a continuación las siguientes consideraciones, teniendo como base el informe presentado por el Comité evaluador CERT mediante comunicación No. 20185110214963 Id: 330125:, del 22 de octubre de 2018, en el que establece los argumentos técnicos de insumo para resolver de fondo el recurso que nos ocupa.

Así las cosas, se realizará un análisis a cada una de las explicaciones dadas por la Compañía, argumentando por cada uno de ellos su viabilidad y pertinencia a fin de tomar una decisión de fondo sobre el recurso interpuesto.

a. No presentación de producción anual en el Anexo 4

En los fundamentos de hecho, PAREX manifiesta que “se sorprende”, que en el listado de la Resolución 336 de 2018 “Por la cual se establece el Orden de Elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para Proyectos del Incremento del Factor de Recobro”, no aparezca la solicitud de “objeción o reconsideración” presentada el 11 de julio de 2018.

Es de anotar que posterior a la citada comunicación del 11 de julio de 2018 la que únicamente solicitaba “reconsideración”, y que fue presentada fuera de términos del proceso, la ANH promulgó la Resolución 284 de julio 12 de 2018 que dispuso en su Artículo Primero: “Conceder a los Operadores un Plazo de diez (10) días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a la publicación de la presente Resolución, para que presenten observaciones y objeciones a la comunicación remitida por la ANH, en la que se informa de la aceptación o no de las solicitudes para ser evaluadas.”

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 13 de 17

Siguiendo con los fundamentos de PAREX, en los literales a, b, c y d, ya está demostrado que al comunicado de fecha 29 de junio de 2018 con Radicado No. 20185010192971, Id:292926, mediante el cual se informaba sobre la no aceptación de la propuesta, no se realizó en el debido momento del proceso, ya explicado anteriormente, objeción u observación alguna.

En todo caso, el Decreto 2253 en su artículo 2.2.2.6.3., correspondiente a los requisitos de presentación establece que: *"Para los efectos aquí previstos, el Operador presentará para cada campo comercial los proyectos a realizar, en los formatos que para el efecto apruebe y comunique mediante acto administrativo la ANH"*. Fácilmente se colige que la presentación de la información objeto de evaluación será tomada única y exclusivamente de los Anexos 4 y 5 del acto administrativo que regula el proceso.

Sobre el literal e, no reposan en los archivos de esta postulación presentada por PAREX, solicitud expresa de la ANH para que se allegue el IRR del año 2017, inclusive pudiéndolo hacer, pues tal como se afirma en el recurso de reposición, en los talleres se explicó que el procedimiento se estipulaba con el derecho que le asiste a la ANH para obtener información adicional solo para cotejar.

Sobre el literal f, todas las actuaciones de la ANH promueven que prevalezca lo sustancial sobre lo formal, sin embargo, para entrar a ponderar en igualdad de condiciones a todos los oferentes se exigió en el Decreto ya mencionado y en las Resoluciones 108 y 159 de 2018 que la información se adaptara a los formatos establecidos.

En cuanto al literal g, de manera contundente se ha explicado sobre la fuerza de las formas que se debían tramitar en la petición, que carecían de datos sobre la adición de reservas probadas para el año 2018, conforme establecido en el literal a del numeral 2 del artículo 2.2.6.2.6 del decreto 2253 de 2017, el cual establece los parámetros del orden de elegibilidad. Adicionalmente, las normas y la reglamentación ya citada disponían que se basara en el IRR 2016.

De igual manera la resolución 108 de 2018, en su artículo sexto, párrafo segundo, numeral a, establece como requisito de presentación y evaluación de propuestas, que se debe indicar el volumen anual de producción de reservas adicionadas a las probadas, durante el plazo total del proyecto a nivel de campo comercial, en los formatos establecidos en la citada resolución o en la que la modifique.

En estas circunstancias, es claro que no se cumplió el requisito que permitía la evaluación de la propuesta y su posterior inclusión en un orden de elegibilidad.

En este mismo sentido es válido aclarar que el decreto 2.2.6.2.3 es explícito al solicitar dentro de los requisitos de presentación, que se debe cumplir con todos

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 14 de 17

los requisitos, criterios y parámetros solicitados en el decreto, de acuerdo al tipo de proyecto a desarrollar (Exploración o aumento del factor de recobro).

Esta exigencia se hace clara de nuevo en el artículo 2.2.6.2.6 de la citada resolución, la cual expresa "... se debe la cantidad, valor o monto de cada uno de los siguientes criterios en valores corrientes o nominales de cada año, y se deberá incluir para efectos de establecer el orden de elegibilidad de los contratos en fase de exploración o de los campos comerciales..." reforzando la solicitud ya formulada.

3.2. No adición de reservas probadas:

En cuanto a los literales del a al d, como ya se ha expuesto anteriormente, las normas citadas para la evaluación del procedimiento, solamente amarraban a que este se hiciera con base al IRR2016, el IRR 2017 solo se utiliza para refrendar los datos ya revisados del IRR anterior. En cuanto a la inversión del pozo formulado dentro de las actividades propuestas, se debe indicar como PAREX lo expuso en la comunicación radicada bajo el número 20185110181702 con id. 285284 de fecha 2018/ 06/05, el cual se presenta como pozo de desarrollo, que no cumple la finalidad del CERT en cuanto a obtener nuevas reservas de hidrocarburos, la adición de reservas probadas o la incorporación de nuevas reservas recuperables. Cabe destacar que al respecto la ANH se pronunció en comunicación 20185010194931 con id. 293 707 del 04 de julio de 2018.

Respecto a la actividad presentada por PAREX mediante la utilización de la planta de gas con capacidad para procesar 5 MMSCFD como parte del incentivo CERT, de los cuales solo utilizaría 1 MMSCFD, se observa que en el IRR correspondiente al año 2016, no presentaban volúmenes de gas , sin embargo cotejando con el IRR del 2017, se observa que existían ya pronósticos para producir cerca de 3,5 MMSCFD, lo cual indica que la planta de gas sería utilizada en un gran porcentaje para el manejo del gas del campo en desarrollo, pudiendo asegurarse que el volumen de gas proveniente de las reservas incorporadas como resultado de las actividades del CERT, no podrían ser tratadas en dicha planta, por lo cual esta inversión no puede ser tenida en cuenta dentro del beneficio del CERT.

En igual condiciones del numeral anterior, no se cumple por parte de la operadora los requisitos de presentación y evaluación de la propuesta, toda vez que los formatos establecidos por las normas que regulan el proceso y que son de obligatorio cumplimiento, no muestran adición a reservas probadas. El literal b, del parágrafo segundo, del artículo sexto de la resolución 108 de 2018, establece que se debe indicar el volumen de reservas adicional a las probadas (de reservas probables, posibles, recursos contingentes), que aumenten el factor de recobro. Al no cumplir este requisito, como en el numeral anterior, de

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 15 de 17

manera automática se excluye del proceso al no cumplir los requisitos de presentación y evaluación de las propuestas.

3.3. Presentación tardía del IRR2016 – causal negativa del CERT:

La ANH acepta que, aunque la presentación extemporánea del IRR 2016 no sea una limitación taxativa para el otorgamiento del CERT, ni causal de rechazo del mismo, los datos contenidos en el IRR 2016 no pueden ser valorados, puesto que no hacen parte del registro oficial y definitivo de los Recursos y Reservas de la Nación, cuyo dato oficial se extrae de la plataforma que ha establecido la ANH.

El no encontrar oficialmente estos datos, nos impide realizar la evaluación oficial que según explicado en talleres, se extrae de la plataforma Solar - VORP - Módulo de gestión de Reservas y servidor para el cargue de la totalidad del informe de recursos y reservas denominado FTP

La información oficial consolidada de Recursos y Reservas de la Nación tal como lo establece el Acuerdo 11 de 2008, en su Artículo 4 indica:

"Requisitos para la entrega de la información de recursos y reservas de hidrocarburos en el país. Una vez realizado el cálculo de las reservas de hidrocarburos conforme a la metodología, la información deberá ser presentada en medio escrito y magnético, firmada bajo la gravedad del juramento por el representante legal de cada una de las compañías, ante la Dirección General de la ANH, con corte al 31 de diciembre de 2008, la cual deberá ser presentada por todas las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país a partir del año 2008 y **anualmente antes del 1° de abril de cada año**".

La Resolución 159 de 2014 establece en su Artículo 1°:

"Presentación del informe de recursos y reservas. Todas las compañías operadoras deberán presentar el informe de recursos y reservas a la ANH por cada campo de producción de Hidrocarburos, en el plazo establecido por el artículo 4° del Acuerdo número 11 de 2008 o las normas que lo modifiquen o sustituyan".

Decreto 1073 de 2015 cita:

"Artículo 2.2.1.1.1.1.4. Envío de información al Ministerio de Minas y Energía. Envío de información al Ministerio de Minas y Energía. A partir del año 2009, la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH– deberá enviar al Ministerio de Minas y Energía, dentro de los ciento veinte (120) días calendario posteriores al inicio de cada año, la información correspondiente a los volúmenes de las reservas probadas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y el pronóstico de producción por cada campo, con el fin de que el Ministerio de Minas y Energía calcule y registre el valor de las reservas probadas de hidrocarburos de propiedad de la Nación."

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página 16 de 17

3.4. Incompatibilidad entre CERT y PPI

Sobre el ítem 3.4, y acogiendo lo solicitado por la operadora, en la consulta elevada al Viceministerio Técnico de Hacienda y Crédito Público. A la fecha estamos a la espera de la respuesta. No obstante, a criterio del Comité Evaluador aceptado por este Despacho se considera que si bien es cierto un PPI y un CERT en conjunto no son DOS (2) beneficios tributarios, se debe tener en cuenta que los dos (2) son beneficios fiscales.

Además de esto, ambos beneficios son concurrentes, por lo que al tenor de la Ley 383 de 1997, artículo 23, inciso 2 que dispone: *"La utilización de beneficios múltiples, basados en el mismo hecho económico, ocasiona para el contribuyente la pérdida del mayor beneficio, sin perjuicio de las sanciones por inexactitud a que haya lugar"*.

Así las cosas y bajo la interpretación de la citada norma, solamente debería tenerse en cuenta el que genere menor valor para la compañía.

De lo expuesto se puede concluir, que la Empresa no cumplió con la información requerida para dar inicio al trámite del beneficio, razón por la cual, en consideración con las normas que regulan la materia, el incumplimiento de los requisitos mínimos para acceder al beneficio y las recomendaciones dadas por el equipo técnico del CERT de la ANH, se procederá a no reponer el acto administrativo y como consecuencia de ello confirmar la decisión contenida en la Resolución 336 del 1 de agosto de 2018 por las razones y argumentos expuestos en el desarrollo del presente acto administrativo.

En merito de lo expuesto el Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos,

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO. No Reponer el acto recurrido y en consecuencia confirmar la decisión contenida en la Resolución 336 del 1 de agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios

ARTICULO SEGUNDO. - Contra la presente Resolución no procede Recurso alguno, en los términos de los Artículos 74 y siguientes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

ARTICULO TERCERO. - Notificar esta Resolución al Representante legal de PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD., en la Calle 113A No.7-31, Oficina 611, Bogotá.

Continuación de la Resolución "Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto la empresa PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD, contra la Resolución No. 336 del 1 de Agosto de 2018 mediante la cual se Establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, para proyectos exploratorios."

Página **17** de **17**

Dada en Bogotá, D.C., a los

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

**LUIS MIGUEL MORELLI NAVIA
PRESIDENTE**

Revisó: Mariela Hurtado Acevedo/ Gerente de Asuntos Legales y Contratación (E)
Proyectó: Jairo Edmundo Cabrera P/Contrato 014 de 2018/Componente Jurídico OAJ



COMUNICACIÓN INTERNA

PARA: MARIA PAULA JARAMILLO RESTREPO
Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos

DE: MARIELA HURTADO ACEVEDO
Gerente de Asuntos Legales y Contratación (E)

ASUNTO: Convenio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Área CHURUCO.
Su comunicación No.20184010191573 Id: 320939 del 26 de septiembre de
2018 –Concepto GALC, balance final para liquidación del Convenio.

Hacemos referencia a la comunicación del asunto, mediante la cual la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos manifiesta lo siguiente:

“(...)

con el propósito de gestionar los procesos de liquidación de los Contratos Misionales de la Entidad dentro de los términos legales y contractuales establecidos, solicita a la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación – GALC, la conceptualización sobre el balance o corte definitivo de cuentas sobre las obligaciones que en las materias propias de competencia de la GALC, tiene El Titular con la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, en el marco del Convenio E&E Churuco”.

Analizada la mencionada solicitud, esta Gerencia en el marco de las facultades establecidas en la Resolución 183 de 2015, debe indicar en primer lugar, que no tiene dentro de sus competencias el seguimiento a los contratos misionales celebrados por la Entidad, toda vez, que la función encomendada a esta dependencia respecto de estos, hace referencia al estudio, análisis y trámite de un eventual Procedimiento Administrativo Sancionatorio adelantado conforme a lo dispuesto en los contratos y demás normas que lo regulan.

Así las cosas, dentro del marco normativo que gobierna las actuaciones de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación, una vez consultada la base de datos que da cuenta de los Procedimientos Administrativos Sancionatorios adelantados, no se encuentra que respecto del Convenio de E&E CHURUCO se haya dado inicio a actuación administrativa sancionatoria alguna.





Por tal razón, en respuesta a sus solicitud en el balance final para efectos de liquidación y en lo que respecta a las funciones de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación, el Convenio de E&E CHURUCO a la fecha no presenta ninguna actuación administrativa sancionatoria en su contra.

Atentamente,

Mariela Hurtado Acevedo
Gerente de Asuntos Legales y Contratación (E)

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Proyectó: Jairo Edmundo Cabrera P/Contrato 014 de 2018/Componente Jurídico OAJ



MINMINAS



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS
PAZ EQUIDAD EDUCACIÓN



COMUNICACIÓN INTERNA

PARA: MARIA PAULA JARAMILLO RESTREPO
Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos

DE: MARIELA HURTADO ACEVEDO
Gerente de Asuntos Legales y Contratación (E)

ASUNTO: Contrato de Exploración y Producción AZAR.
Su comunicación No.20184010191703 Id: 320967 del 26 de septiembre de 2018 –Concepto GALC, balance final para liquidación del Contrato.

Hacemos referencia a la comunicación del asunto, mediante la cual la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos manifiesta lo siguiente:

“(...)

con la finalidad de gestionar los procesos de liquidación de los Contratos Misionales de la Entidad dentro de los plazos legales y contractuales, requiere a la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación (en adelante GALC) su concepto acerca del balance o corte definitivo de cuentas de las obligaciones que, en las materias propias de su competencia, tiene el Contratista con la ANH en el marco del Contrato del asunto”.

Analizada la mencionada solicitud, esta Gerencia en el marco de las facultades establecidas en la Resolución 183 de 2015, debe indicar en primer lugar, que no tiene dentro de sus competencias el seguimiento a los contratos misionales celebrados por la Entidad, toda vez, que la función encomendada a esta dependencia respecto de estos, hace referencia al estudio, análisis y trámite de un eventual Procedimiento Administrativo Sancionatorio adelantado conforme a lo dispuesto en los contratos y demás normas que lo regulan.

Así las cosas, dentro del marco normativo que gobierna las actuaciones de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación, una vez consultada la base de datos que da cuenta de los Procedimientos Administrativos Sancionatorios adelantados, no se encuentra que respecto del Contrato de E&P AZAR se haya dado inicio a actuación administrativa sancionatoria alguna.

Por tal razón, en respuesta a sus solicitud en el balance final para efectos de liquidación y en lo





que respecta a las funciones de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación, el Contrato de E&P AZAR a la fecha no presenta ninguna actuación administrativa sancionatoria en su contra.

Atentamente,

Mariela Hurtado Acevedo
Gerente de Asuntos Legales y Contratación (E)

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Proyectó: Jairo Edmundo Cabrera P/Contrato 014 de 2018/Componente Jurídico OAJ *dc*



COMUNICACIÓN INTERNA

PARA: MARIA PAULA JARAMILLO RESTREPO
Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos

DE: MARIELA HURTADO ACEVEDO
Gerente de Asuntos Legales y Contratación (E)

ASUNTO: Contrato de Exploración y Producción GUA OFF-2.
Su comunicación No.20184010190873 Id: 320487 del 26 de septiembre de 2018 –Concepto GALC, balance final para liquidación del Contrato.

Hacemos referencia a la comunicación del asunto, mediante la cual la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos manifiesta lo siguiente:

“(...)

con el propósito de gestionar los procesos de liquidación de los Contratos Misionales de la Entidad en los plazos legales y contractuales; requiere la conceptualización de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación (en adelante, GALC), sobre el balance o corte definitivo de cuentas de las obligaciones que, en las materias propias de su competencia, actualmente tiene el Contratista con la ANH en el marco del Contrato del asunto”.

Analizada la mencionada solicitud, esta Gerencia en el marco de las facultades establecidas en la Resolución 183 de 2015, debe indicar en primer lugar, que no tiene dentro de sus competencias el seguimiento a los contratos misionales celebrados por la Entidad, toda vez, que la función encomendada a esta dependencia respecto de estos, hace referencia al estudio, análisis y trámite de un eventual Procedimiento Administrativo Sancionatorio adelantado conforme a lo dispuesto en los contratos y demás normas que lo regulan.

Así las cosas, dentro del marco normativo que gobierna las actuaciones de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación, una vez consultada la base de datos que da cuenta de los Procedimientos Administrativos Sancionatorios adelantados, no se encuentra que respecto del Contrato de E&P GUA OFF-2 se haya dado inicio a actuación administrativa sancionatoria alguna.

Por tal razón, en respuesta a sus solicitud en el balance final para efectos de liquidación y en lo



que respecta a las funciones de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación, el Contrato de E&P GUA OFF-2 a la fecha no presenta ninguna actuación administrativa sancionatoria en su contra.

Atentamente,

Mariela Hurtado Acevedo
Gerente de Asuntos Legales y Contratación (E)

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Proyectó: Jairo Edmundo Cabrera P/Contrato 014 de 2018/Componente Jurídico OAJ



COMUNICACIÓN INTERNA

PARA: MARIA PAULA JARAMILLO RESTREPO
Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos

DE: MARIELA HURTADO ACEVEDO
Gerente de Asuntos Legales y Contratación (E)

ASUNTO: Convenio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Área ALAMO.
Su comunicación No.20184010191723 Id: 320971 del 26 de septiembre de
2018 –Concepto GALC, balance final para liquidación del Convenio.

Hacemos referencia a la comunicación del asunto, mediante la cual la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos manifiesta lo siguiente:

“(…)

con el fin de gestionar los procesos de liquidación de los Contratos Misionales de la Entidad en los plazos legales y contractuales, se requiere la conceptualización sobre el balance o corte definitivo de cuentas, sobre las obligaciones que en la materia propia de competencia de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación - GALC, tiene el Titular con la ANH”.

Analizada la mencionada solicitud, esta Gerencia en el marco de las facultades establecidas en la Resolución 183 de 2015, debe indicar en primer lugar, que no tiene dentro de sus competencias el seguimiento a los contratos misionales celebrados por la Entidad, toda vez, que la función encomendada a esta dependencia respecto de estos, hace referencia al estudio, análisis y trámite de un eventual Procedimiento Administrativo Sancionatorio adelantado conforme a lo dispuesto en los contratos y demás normas que lo regulan.

Así las cosas, dentro del marco normativo que gobierna las actuaciones de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación, una vez consultada la base de datos que da cuenta de los Procedimientos Administrativos Sancionatorios adelantados, no se encuentra que respecto del Convenio de E&E ALAMO se haya dado inicio a actuación administrativa sancionatoria alguna.



Por tal razón, en respuesta a sus solicitud en el balance final para efectos de liquidación y en lo que respecta a las funciones de la Gerencia de Asuntos Legales y Contratación, el Convenio de E&E ALAMO a la fecha no presenta ninguna actuación administrativa sancionatoria en su contra.

Atentamente,

Mariela Hurtado Acevedo
Gerente de Asuntos Legales y Contratación (E)

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Proyectó: Jairo Edmundo Cabrera P/Contrato 014 de 2018/Componente Jurídico OAJ *JC*

Funcion 10

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: martes, 09 de octubre de 2018 06:27 p.m.
Para: Mariela Hurtado Acevedo
Asunto: comite 10 octubre 2018
Datos adjuntos: comite 10 octubre 2018.docx

Hola mi doc,

le dejo una copia impresa en su escritorio, al final esta lo que sumercé me pidió, además de una nota aclaratoria, porque enviaron 4 correos y en todos cambiaron la orden del día, al final trate de dejar la última versión

quedo atento

buena noche

COMITÉ DE CONTRATACIÓN DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH

(RESOLUCIÓN No. 17 DEL 17 DE ENERO DE 2017)

FECHA: 10 de Octubre de 2018
HORA: 08:00 a.m.
LUGAR: Sala de Juntas
COMITÉ DE CONTRATACIÓN: No. 42 de 2018

- 2.1. VICEPRESIDENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA.
PROCESO DE SELECCIÓN ABREVIADA
OBJETO: "Adquirir el programa de seguros de la ANH"
ESTUDIOS PREVIOS Y PROYECTO DE PLIEGO DE CONDICIONES.**

OBSERVACIONES DE LA GALC:

No se tiene ninguna observación al estudio previo.

DRA MARIELA ESTE PUNTO 2.2 (MODIFICACION PLAN ANUAL DE ADQUISICIONES VORP) ESTABA EN LA ORDEN DEL DIA DEL CORREO DE LAS 11:39 AM, SIN EMBARGO EN EL CORREO DE LAS 5:07 PM, DESAPARECIO. NO OBSTANTE LO DEJO EN EL ORDEN QUE ORIGINALMENTE ESTABA PARA TENERLO EN CUENTA

**VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES REGALÍAS Y PARTICIPACIONES.
MODIFICACIÓN AL PLAN ANUAL DE ADQUISICIONES.**

La VORP solicita la modificación al plan anual de adquisiciones en el ítem 565 cuyo objeto es Contratar la suscripción a normas técnicas del sector de hidrocarburos por valor de 150 millones de pesos.

La modificación radica en que el proceso originalmente se planteó como una Selección abreviada menor cuantía y ahora se pretende realizar por contratación directa.

OBSERVACIONES DE LA GALC:

Al respecto se sugiere que previo a tomar una decisión en el Comité se indague:

- a. Se explique las razones por las cuales el proyecto de contratación originalmente se había dispuesto como una selección abreviada y ahora se pretende realizar por contratación directa? Cuáles son las razones de hecho y de derecho que dieron origen a este cambio?

2.2. VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES REGALÍAS Y PARTICIPACIONES CONTRATACIÓN DIRECTA

OBJETO: Contratar la suscripción a normas técnicas del sector de Hidrocarburos.
ESTUDIOS PREVIOS.

VALOR: 150 MILLONES DE PESOS

A. El ESET establece:

"1.2 JUSTIFICACION DE LA NECESIDAD

Se debe tener en cuenta que, este mismo contrato de compraventa que ahora se propone celebrar, ya fue suscrito entre la ANH y PANAMERICAN TECHNOLOGY GROUP S.A. para el periodo correspondiente entre el 11 de noviembre de 2016 y el 17 de noviembre de 2017, tal como consta en el Contrato No. 314 del 11 de noviembre de 2016 suscrito entre las partes, respecto del cual la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones, se encuentra a satisfacción. Por lo motivos anteriormente mencionados, se quiere celebrar uno nuevo contrato con vigencia de un año con la misma persona jurídica PANAMERICAN TECHNOLOGY GROUP S.A., dado que es el único proveedor capaz de dar la solución integral: unica plataforma de búsqueda de normas para la ANH donde los usuarios pueden acceder a las normas que contraten y adicionalmente poder consultar a nivel referencial (incluido resúmenes) más de 1.8 millones de normas proveniente de 370 organizaciones desarrolladoras de normas"

OBSERVACIONES DE LA GALC:

Haciendo una revisión en la red, se puede observar que son muchas las empresas que pueden dar acceso al tema de Engineering Workbench cuya herramienta permite a los ingenieros, investigadores y científicos acceder a contenidos relevantes de más de 110 millones de documentos de fuentes validadas de todas las industrias y campos de la ciencia, lo cual desnaturalizaría la tesis de que la empresa PANAMERICAN TECHNOLOGY GROUP S.A, es proveedor exclusivo.

Al respecto, se requeriría se sustente, si en el mercado no existe otra empresa que sea capaz de suministrar la información requerida, pues de acuerdo a la lectura del ESET y de las funciones que se pretende satisfacer, "desconociendo el tema a profundidad" y buscando estos ítems que requiere la ANH, se observa que son varios los operadores que podrían prestar dichos servicios.

B. En relación con lo expuesto en el ESET se establece

"4.2 ANÁLISIS DEL SECTOR

Comportamiento Histórico de la Entidad

Para satisfacer la necesidad plasmada en este estudio previo la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ha suscrito en vigencias anteriores la siguiente contratación:

Contrato No. 314 de 2016

Contratista: **Panamerican Technology Group S.A**

Objeto: "Contratar la Suscripción a Normas Técnicas del sector se Hidrocarburos"

Valor: Ciento Cincuenta Millones de pesos (\$150.000.000)

Aunado a lo anterior, también se pueden traer a colación contrataciones con objeto contractual similar celebradas por la ANH para el acceso a información relacionada con el sector de los Hidrocarburos:

Orden de Servicios No. 39 de 2006

Contratista: **PLATTS**

Objeto: Suscripción para recibir vía Internet por un año información de Platts Global Alert Valor: (USD\$16,255; Platts Petroleum Data Package (USD\$6,340) y Platts Nymex (USD\$660)

Orden de Servicios No. 119 de 2008

Contratista: **McGraw-Hill Inc – PLATTS**

Objeto: "Renovar la suscripción para uso de herramienta especializada que permite obtener la información necesaria para el cálculo del precio consagrado en la resolución 18-1709 de 2003."

Valor: Treinta y cinco mil cincuenta y cinco dólares americanos (USD 35.055)

Orden de Servicios No. 103 de 2009

Contratista: McGraw-Hill Inc – PLATTS

Objeto: "Renovar la suscripción para el uso de la herramienta especializada PLATTS, que permite obtener la información necesaria para el cálculo del precio de comercialización del crudo de regalías, así como de las participaciones en producción de la ANH en algunos contratos E&P."

Valor: Treinta y ocho mil trescientos cuarenta y nueve dólares americanos con cincuenta centavos (USD\$ 38.349,50)

Orden de Servicios No. 79 de 2010

Contratista: McGraw-Hill Inc – PLATTS

Objeto: "Renovar la suscripción para el uso de la herramienta especializada PLATTS, que suministra la organización PLATTS, la cual permite obtener información necesaria para el cálculo del precio de comercialización del crudo de regalías, de las participaciones en producción y derechos económicos de la ANH en algunos Contratos E&P."

Valor: Cuarenta y dos mil cuatrocientos cincuenta y seis dólares americanos con veinte centavos (USD\$ 42.456.20)"

OBSERVACIONES DE LA GALC:

De lo anterior, se pregunta, por qué la ANH en su histórico cuenta con al menos 3 contratistas diferentes para satisfacer dicha necesidad a saber McGraw-Hill Inc, PLATTS y Panamerican Technology Group S.A .

Se pregunta entonces, si en los últimos años han existido al menos 3 contratistas diferentes, cuales son las razones por las que la ANH aduce que se trata de único oferente?

Obsérvese como el ESET en el mismo punto 4.2 (página 12) dice "Así mismo la ANH desde el año 2016 ha mantenido su suscripción al aplicativo, siendo relevante su trayectoria como **principal proveedor** de información relacionada con energía, procedimientos, mejores prácticas y estándares principal fuente de precios de referencia de estas operaciones".

Nótese que el mismo ESET habla de principal proveedor y no único, que permita justificar las causales de contratación directa.

Se solicita aclarar esta situación y proceder al ajuste de los ESTUDIOS PREVIOS para dar aval a dicha solicitud.

2.3. VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES REGALÍAS Y PARTICIPACIONES CONCURSO DE MÉRITOS

OBJETO: “Contratar Auditorías externas para la determinación del desempeño de los sistemas de medición de cantidad y calidad de hidrocarburos y la verificación de las buenas prácticas de medición aplicadas en las facilidades de producción del país.”

ESTUDIOS PREVIOS y PROYECTO DE PLIEGO DE CONDICIONES: Revisado y recomendado en Acta No. 37 del 8 de agosto de 2018.

PLIEGO DEFINITIVO DE CONDICIONES.

VALOR (\$) 1.550.266.732

A. SE ESTABLECE EN EL ESET

“1.2 CLASIFICACIÓN UNSPSC

Con arreglo a los artículos 2.2.1.1.1.5.1. al 2.2.1.1.1.5.7. del Decreto Reglamentario 1082 de 2015, los Proponentes Individuales deben encontrarse inscritos, clasificados y calificados en el Registro Único de Proponentes - RUP de la Cámara de Comercio de su domicilio principal, en los siguientes Códigos Estándar de Productos y Servicios de Naciones Unidas (UNSPSC) dentro del tercer nivel:

Clasificación UNSPSC	Segmento	Familia	Clase
711513- Servicios de mapas de burbujas del campo petrolero / Estudios de casos del campo petrolero/ Análisis de decaimiento del campo petrolero / Servicios de interpretación de la fracturación del campo petrolero	71	15	13
801015- Servicios de asesoramiento para la gestión de riesgo / Servicios de asesoramiento sobre planificación estratégica / Asesoramiento en estructuras organizacionales	80	10	15
711616- Servicios de corretaje de equipos para campos petroleros / Servicios de investigación y desarrollo de campos petroleros / Servicios de certificación de campos petroleros / Servicios	71	16	16

de consultoría de campos petroleros / Servicio de licencia tecnológica para gas y petróleo			
--	--	--	--

OBSERVACIONES DE LA GALC:

Se pregunta, si se requiere la contratación de auditorías externas para la determinación del desempeño de los sistemas de medición de cantidad y calidad de hidrocarburos, desde el punto de vista técnico, si una empresa se presenta con la clasificación "801015- **Servicios de asesoramiento para la gestión de riesgo / Servicios de asesoramiento sobre planificación estratégica / Asesoramiento en estructuras organizacionales**", la anterior clasificación tiene que ver con el objeto del contrato que se pretende contratar?

De igual manera en el ESET se pide que las empresas deben encontrarse inscritos, clasificados y calificados en el Registro Único de Proponentes - RUP de la Cámara de Comercio de su domicilio principal, en los 3 códigos estándar (711513, 801015, 711616)

Frente a lo anterior se pregunta. Existen empresas que cumplan con los 3 códigos?, esto no es una medida restrictiva?

B. SE ESTABLECE EN EL ESET

“3.1 PLAZO

El plazo total de ejecución del contrato de auditorías de medición será hasta el **TREINTA Y UNO (31)** de diciembre de 2018”.

OBSERVACIONES DE LA GALC

El proceso tendrá una duración de 40 días aproximadamente, razón por la cual se pregunta si se debe realizar y aprobar una auditoria para ser ejecutada y cumplida en menos de un mes y medio de ejecución. Es posible lograr la ejecución del contrato?

C. SE ESTABLECE EN EL ESET

“1.6 FORMA DE PAGO

valor del contrato será cancelado de la siguiente manera:

- a) *Un primer pago, hasta del veinte por ciento (20%) del valor del contrato, una vez el Contratista demuestre un avance en la ejecución de las auditorias previamente acordadas con la ANH, del veinte por ciento (20%) del total de éstas, conforme a lo establecido en el contrato*

suscrito con la ANH y al cronograma aprobado por el Supervisor de la ANH, y haya entregado a satisfacción los productos entregables de las auditorías correspondientes.

b) Un segundo pago, hasta del treinta por ciento (30%) del valor del contrato, una vez el Contratista demuestre un avance adicional en la ejecución de las auditorías previamente acordadas con la ANH, del treinta (30%) del total de estas, conforme a lo establecido en el contrato suscrito con la ANH y al cronograma aprobado por el Supervisor de la ANH, y haya entregado a satisfacción los productos entregables de auditorías las correspondientes.

c) Un tercer pago, hasta del veinte por ciento (20%) del valor del contrato, una vez el Contratista demuestre un avance adicional en la ejecución de las auditorías previamente acordadas con la ANH, del veinte por ciento (20%) del total de estas, conforme a lo establecido en el contrato suscrito con la ANH y al cronograma aprobado por el Supervisor de la ANH, y haya entregado a satisfacción los productos entregables de auditorías las correspondientes.

d) Un pago final, una vez el Contratista demuestre el cumplimiento del cien por ciento (100%) del total de las auditorías previamente acordadas con la ANH, conforme a lo establecido en el contrato suscrito con la ANH y al cronograma aprobado por el Supervisor de la ANH, y haya entregado a satisfacción los productos entregables de las auditorías correspondientes definidos”

OBSERVACIONES DE LA GALC

Si el contrato tiene una vigencia hasta 31 de diciembre, no es un poco ilógico que se plantee 4 pagos? Es decir según cronograma contractual serian pagos cada 12 días teniendo en consideración que la ejecución real del contrato será de 1 mes y medio.

D. SE ESTABLECE EN EL ESET

“6.2

(...)

El proponente deberá presentar con su oferta como requisito habilitante hasta **cinco (5)** certificaciones de experiencia de contratos ejecutados al 100% a la fecha del cierre del presente proceso, **debidamente registrados en el RUP**, cuya sumatoria sea igual o superior al valor del presupuesto oficial (expresado en SMLMV) del proceso presente de selección y realizados por el proponente con el mismo producto ofertado en el presente proceso, es decir en auditorías a sistemas de medición de cantidad y calidad de hidrocarburos. El equivalente del presupuesto oficial en SMLMV es de 1984”.

OBSERVACIONES DE LA GALC

Nuevamente se indaga, si en el mercado existen empresas que puedan acreditar 5 certificaciones de experiencia de contratos ejecutados al 100% en auditorías a sistemas de medición de cantidad y calidad de hidrocarburos por valor superior a 1.500 millones de pesos?

E. SE ESTABLECE EN EL ESET

“6.2.1 IDONEIDAD Y EXPERIENCIA MINIMAS HABILITANTE DEL PERSONAL MINIMO REQUERIDO

DIRECTOR DE AUDITORIA

Profesional en Ingeniería de petróleos o Ingeniería química o Ingeniería mecánica o Ingeniería electrónica o Ingeniería industrial, en demás ingenierías relacionadas, o profesional en química, con título de especialización en temas relacionados con el sector Oil & Gas o áreas administrativas y mínimo diez (10) años de experiencia profesional específica en dirección de proyectos"

OBSERVACIONES DE LA GALC

Cuáles son las demás ingenierías relacionadas, tanto para el Director de Auditoria como para el profesional auditor, quien decide si son o no relacionadas, bajo qué criterio, no es mejor dejar claro que profesionales si son aptos y cuáles no?

2.4. VICEPRESIDENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA-AOJ. MODIFICACIÓN AL PLAN ANUAL DE ADQUISICIONES (INCLUIDO EN CORREO DE LAS 5:07 PM)

OBJETO: Prestar los servicios profesionales a la ANH en la asesoría especializada para la gestión de las diferentes plataformas Audiovisuales, así como de redes para video y control de acceso.

OBSERVACIONES DE LA GALC

Se solicita la modificación del PLAN ANUAL para la inclusión de un profesional para la gestión de plataformas audiovisuales, por valor de 30 millones para una ejecución de 2.5 meses.

No tengo observaciones al respecto.

3. PROPOSICIONES Y VARIOS.

NOTA 1.

Jefe, se enviaron varios correos del comité, cada uno cambiaba la orden del día propuesto en el correo anterior, sin embargo al final, el correo de las 5 pm establece el siguiente orden:

- 3.1. **VICEPRESIDENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA.
PROCESO DE SELECCIÓN ABREVIADA**
OBJETO: "Adquirir el programa de seguros de la ANH"
ESTUDIOS PREVIOS Y PROYECTO DE PLIEGO DE CONDICIONES.
- 3.2. **VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES REGALÍAS Y PARTICIPACIONES
CONCURSO DE MÉRITOS**
OBJETO: "Contratar Auditorías externas para la determinación del desempeño de los sistemas de medición de cantidad y calidad de hidrocarburos y la verificación de las buenas prácticas de medición aplicadas en las facilidades de producción del país."
ESTUDIOS PREVIOS y PROYECTO DE PLIEGO DE CONDICIONES: Revisado y recomendado en Acta No. 37 del 8 de agosto de 2018.
PLIEGO DEFINITIVO DE CONDICIONES.
- 3.3. **VICEPRESIDENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA-AOJ.
MODIFICACIÓN AL PLAN ANUAL DE ADQUISICIONES**
OBJETO: Prestar los servicios profesionales especializados de apoyo jurídico a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que impliquen el desarrollo de actividades relacionadas con el cumplimiento de las actividades misionales de la ANH y el desarrollo de procedimientos de selección de contratistas para la asignación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos.
- 3.4. **VICEPRESIDENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA-AOJ.
MODIFICACIÓN AL PLAN ANUAL DE ADQUISICIONES**
OBJETO: Prestar los servicios profesionales a la ANH en la asesoría especializada para la gestión de las diferentes plataformas Audiovisuales, así como de redes para video y control de acceso.

No obstante, del punto 3.3 no se allegó ningún soporte o documento para su revisión.

NOTA 2 MONTOS Y VALORES CONTRACTUALES

CONTRATACION DE MÍNIMA CUANTÍA: HASTA POR VALOR 50.780.730
Procedimiento sencillo y rápido para escoger al contratista en la adquisición de los bienes, obras y servicios cuyo valor no exceda el diez por ciento (10%) de la menor **cuantía** de las Entidades Estatales.

**MODALIDAD SELECCIÓN ABREVIADA
CONTRATACION DE MENOR CUANTÍA: HASTA POR VALOR 507.807.300**

Características del objeto a contratar, las circunstancias de la contratación o la cuantía o destinación del bien, obra o servicio.

- a. La adquisición o suministro de bienes y servicios de características técnicas uniformes y de común utilización por parte de las entidades
- b. Menor cuantía
- c. La contratación cuyo proceso de licitación pública haya sido declarado desierto, entre otros

LICITACION PÚBLICA:**SUMA SUPERIOR A 507.807.300****CONCURSO DE MERITO****NO IMPORTA LA CUANTÍA, SINO EL OBJETO**

Sirve para la escogencia de consultores o proyectos, en la que se utilizan como criterios de selección la experiencia, la capacidad intelectual y la organización de los proponentes, según sea el caso.

CONTRATACION DIRECTA**NO IMPORTA EL MONTO, SINO EL SUJETO A CONTRATAR**

Entre entidades del Estado
Único oferente
Prestación de servicios profesionales
Urgencia manifiesta, entre otros
Con entidades sin ánimo de lucro

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: lunes, 08 de octubre de 2018 12:32 p.m.
Para: Mariela Hurtado Acevedo
Asunto: ORDEN DEL DIA COMITE VIRTUAL N 18 9 OCTUBRE
Datos adjuntos: ORDEN DEL DIA COMITE VIRTUAL N 18 9 OCTUBRE.docx

Hola doc.. buenos días

En anexo remito el resumen con algunas observaciones a la ficha presentada en el Comité.

En términos generales se sugiere el voto positivo a la recomendación de no conciliar, sin embargo, hay reparos en la estructura y profundidad jurídica de la ficha, que a nuestro parecer debería tener un poco más de rigor jurídico.

Quedo atento a sus comentarios, correcciones, sugerencias y/o instrucciones.

Feliz almuerzo

Jairo

**COMITÉ DE CONCILIACIÓN N° 18
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH
(RESOLUCIÓN No. 259 DEL 18 DE MAYO DE 2017)**

FECHA: 09 de octubre de 2018
HORA: Sesión Virtual.
LUGAR: Sesión Virtual
COMITÉ DE CONCILIACIÓN: No. 018 de 2018

ORDEN DEL DIA: Se somete a consideración un solo caso

Estudio de caso:

Tribunal Administrativo de Nariño: M.P. Dr. Paulo León España Pantoja

Medio de Control: ACCION POPULAR

Rad: 52-001-23-33-000-2016-00310.00

Demandante: DEFENSORIA DEL PUEBLO REGIONAL PUTUMAYO

Demandado: ECOPETROL S.A. Y AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS.

1. OBSERVACIONES GENERALES

VOTO:

Se recomienda aceptar la propuesta de NO CONCILIAR para ser presentada en el Comité. Sin embargo, existen varias observaciones a la ficha.

RESUMEN

SE trata de una acción popular propuesta por la Defensoría del Pueblo cuya pretensión es la protección de *“los derechos constitucionales y colectivos a la vida, dignidad humana al goce de un ambiente sano, b) moralidad administrativa C) la existencia del equilibrio ecológico y el manejo y aprovechamiento racional de los recursos naturales”*

Los hechos se resumen que entre el 2013 y el 2015 miembros del grupo armado de las FARC obligaron a conductores de tractomulas cargadas con crudo a abrir las cisternas y derramar el líquido en la vía sobre el corredor Puerto VEGA TETEYE del municipio de Puerto Asís, afectando a la veredas las Montañitas, los Cristales, Brasilia y Bajo Lorenzo, produciendo una contaminación de fuentes hídricas, flora y fauna, afectando niños y niñas y población adulta y presunta vulneración de derechos Humanos y colectivo como la salud, dignidad humana, educación, el goce de un ambiente sano .etc.

2. OBSERVACIONES SOBRE EL ESTUDIO Y ANALISIS EN LA FICHA

a. En la ficha se establece el siguiente problema jurídico:

“La procuraduría 121 Judicial II Administrativa de Tunja (o el juez del caso en su momento) deberá determinar si existen elementos de hecho y de derecho para tener por ciertas las afirmaciones de los convocantes y la supuesta responsabilidad de la ANH en el caso del alegado daño ambiental”

OBSERVACION

La audiencia se desarrollará en el Tribunal Administrativo de Nariño, y no ante la procuraduría de Tunja, se solicita corregir dicho yerro en la ficha, de igual manera se sugiere replantear el problema jurídico.

b. La ficha establece jurisprudencia o precedente judicial, para lo cual el abogado informa *“En la solicitud de Pacto de cumplimiento no se hace referencia a jurisprudencia relevante”*.

OBSERVACION

En este acápite debería estudiarse a fondo casos similares, o fallos en donde por subsidiariedad también se incluyen a los establecimientos públicos, que si bien no son operadores o ejecutores, si son rectores o autoridades en la materia objeto de controversia.

Se sugiere que se investigue y se haga un análisis riguroso de la jurisprudencia que pueda servir para el asunto en revisión.

- c. De igual manera en la ficha se establece el capítulo "Doctrina" el abogado manifiesta: *"En el escrito de la demanda no se alude a doctrina alguna para sustentar jurídicamente las pretensiones"*

Como en lo expuesto anteriormente, sería importante que también se haga un análisis de la doctrina – si existe- al respecto sobre la responsabilidad subsidiaria en materia del daño ambiental.

- d. Como principal argumento de estudio en la ficha se expresa:

"En concordancia con las aseveraciones realizadas por parte del demandante la Defensoría donde afirma de manera constante, que el derramamiento de crudo en varias oportunidades fue producto de actos vandálico por parte del frente 48 de la FARC. así como los hechos y fundamentos de derecho planteados por el accionante, está claro que dentro de la presente acción popular esta entidad no cuenta con el presupuesto procesal de legitimación material en la causa por pasiva para hacer parte dentro del proceso"

"Luego de analizar los argumentos del demandante dentro del plenario de la referencia, se puede afirmar que la Agencia Nacional de Hidrocarburos, no tiene y en ningún momento ha tenido responsabilidad alguna en los hechos que se debaten en el plenario de la demanda en referencia"

OBSERVACIONES

En ninguna parte de la Ficha se explica la relación causa efecto en la ocurrencia del daño, la inexistencia el nexo causal entre las funciones de la ANH y las actividades del tercero, tampoco se hace una análisis de los hechos, simplemente se limita a transcribir apartes de una sentencia (16 de febrero de 2017 del Magistrado Jaime Orlando Santofimio Gamboa, dentro del expediente radicado 73001233100020060088301 (40390)) sobre la legitimación material en la causa por pasiva.

Se sugiere un mayor rigor en el Estudio y análisis del daño, si bien, en la ficha no debe contenerse la estrategia final de defensa, al menos la misma debería hacer una relación de causalidad entre la ocurrencia del daño y la actividad

de la ANH, determinar su papel y su relación contractual con el operador y en ese evento advertir jurídicamente la recomendación de NO CONCILIAR.

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: jueves, 25 de octubre de 2018 03:11 p.m.
Para: Mariela Hurtado Acevedo
Asunto: revisión ACTA COMITÉ 43
Datos adjuntos: ACTA COMITÉ 43.docx

Doctora Mariela

Cordial saludo

En anexo remito la revisión del Acta del Comité de Contratación N.43.

En cuanto a cuestiones de fondo no tengo ninguna observación

En temas de forma, traté de hacer un poco más homogénea el acta en cuanto a mayúsculas, negrillas, textos.

Quedo pendiente.

Saludos jairo

**ACTA N° 43
COMITÉ DE CONTRATACIÓN
(RESOLUCIÓN No. 017 DEL 17 DE ENERO DE 2017)**

FECHA: 23 Octubre de 2018
HORA: 08:00 A.M.
LUGAR: Sala de Juntas de Presidencia.
COMITÉ DE CONTRATACIÓN: N° 43 de 2018.

MIEMBROS DEL COMITE:

NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO
Luis Miguel Morelli Navia	Presidente ANH.
Marleny Clavijo Meneses	Jefe de la Oficina Asesora Jurídica (E).
Maria Paula Jaramillo	Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos.
Carlos Jose Rodriguez	Vicepresidente Técnico.
Edgar Orlando Bueno	Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones (E).
Andrea Sanchez	Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas.
Carmen Daniela Sanchez Salamanca	Gerente-Planeación (E).
Sandra Milena Rodriguez	Vicepresidente Administrativa y Financiera (E).
Mariela hurtado Acevedo	Gerente de Asuntos Legales y Contractuales (E).
Gloria Esperanza Cruz Quintero	Jefe de la Oficina de Tecnologías de la Información (E).

INVITADOS A LA SESION No. 43 DEL COMITÉ:



**GOBIERNO
DE COLOMBIA**



MINMINAS

Avenida Calle 26 N° 59 - 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura
Bogotá D.C. - Colombia. Código postal: 111321
Teléfono: +57 (1) 593 17 17 - www.anh.gov.co

NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO
Miguel Angel Espinosa	Jefe Oficina de Control Interno

ORDEN DEL DÍA

1. Verificación de Quórum – Llamado de asistencia a los miembros del Comité de Contratación por parte de la Secretaria Técnica.
2. Presentación por parte de los Ordenadores del Gasto de la Entidad de los procesos de contratación.
3. Propositiones y varios.

DESARROLLO DE LA SESIÓN:

1. VERIFICACIÓN DE QUÓRUM – LLAMADO DE ASISTENCIA A LOS MIEMBROS DEL COMITÉ DE CONTRATACIÓN POR PARTE DE LA SECRETARIA TÉCNICA:

NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	PRESENTE	
		SI	NO
Luis Miguel Morelli Navia	Presidente ANH.	X	
Marleny Clavijo Meneses	Jefe de la Oficina Asesora Jurídica (E).	X	
Maria Paula Jaramillo	Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos.	X	
Carlos Jose Rodriguez	Vicepresidente Técnico.	X	
Edgar Orlando Bueno	Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones (E).	X	
Andrea Sanchez	Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas.	X	
Carmen Daniela Sanchez Salamanca	Gerente-Planeación (E).	X	
Sandra Milena Rodriguez	Vicepresidente Administrativa y Financiera (E).	X	
Mariela hurtado Acevedo	Gerente de Asuntos Legales y Contractuales (E).	X	
Gloria Esperanza Cruz Quintero	Jefe de la Oficina de Tecnologías de la Información (E).	X	



De conformidad con el Artículo Octavo de la Resolución N° 17 del 17 de enero de 2017 expedida por el presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH, el Comité de contratación sesionará válidamente, con la asistencia de por lo menos seis (6) de sus miembros con voz y voto. Para decidir válidamente se requiere de por lo menos el voto favorable de la mitad más uno de los miembros asistentes con voz y voto. Así las cosas, la secretaria del Comité de Contratación confirma que existe quórum y da inicio a la sesión.

2. PRESENTACIÓN POR PARTE DE LOS ORDENADORES DEL GASTO DE LA ENTIDAD DE LOS PROCESOS QUE SE RELACIONAN A CONTINUACIÓN.

2.1. VICEPRESIDENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA. MODIFICACIÓN AL PLAN ANUAL DE ADQUISICIONES

Se realiza presentación por parte de **SANDRA MILENA RODRIGUEZ** Vicepresidente Administrativa y Financiera (E), sobre el nuevo ítem a incluir en el Plan anual de Adquisiciones.

La Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas requiere contratar un abogado con el fin de atender temas relacionados con asignación de contratos, procesos de cesión de contratos E&P o TEA, procesos de escisión, fusión o cambio de composición accionaria de los contratistas y trámites de conversión de contratos TEA a E&P.

Códigos UNSPSC	Descripción	Área	Fecha estimada de inicio de proceso	Duración estimada del contrato	Modalidad de selección (inicial)	Fuente de los recursos	Prestación de servicios profesionales	Valor total estimado	Valor estimado en la vigencia actual
80111600	Contratar la prestación de servicios profesionales especializados de apoyo jurídico en los procesos de asignación de contratos de hidrocarburos, de cambios de composición accionaria, cesiones, fusiones, escisiones, conversión de contratos TEA a E&P, así como en la elaboración de proyecto de respuestas a consultas jurídicas de todos los procesos cuyo trámite compete a la VPAA.	VAF	Octubre	2.3	Contratación Directa	Recursos Propios (Funcionamiento)	Servicios profesionales	\$ 43.525.443	\$ 43.525.443

SE SOMETE A CONSIDERACIÓN DEL COMITÉ DE CONTRATACIÓN.

NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	VOTO/RECOMENDACION		
		SI	NO	ORDENADOR DEL GASTO
Luis Miguel Morelli Navia LUIS MIGUEL MORELLI NAVIA	Presidente ANH.	X		

NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	VOTO/RECOMENDACION		
		SI	NO	ORDENADOR DEL GASTO
<u>Marleny Clavijo Meneses</u> MARLENY CLAVIJO MENESES	Jefe de la Oficina Asesora Jurídica (E).	X		
<u>Maria Paula Jaramillo</u> MARIA PAULA JARAMILLO	Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos.	X		
<u>Carlos Jose Rodriguez</u> CARLOS JOSE RODRIGUEZ	Vicepresidente Técnico.	X		
<u>Edgar Orlando Bueno</u> EDGAR ORLANDO BUENO	Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones (E).	X		
<u>Andrea Sanchez</u> ANDREA SANCHEZ	Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas (E).	X		
<u>Carmen Daniela Sanchez Salamanca</u> CARMEN DANIELA SANCHEZ SALAMANCA	Gerente-Planeación (E).	X		
<u>Sandra Milena Rodriguez</u> SANDRA MILENA RODRIGUEZ	Vicepresidente Administrativa y Financiera (E).			****
<u>Mariela hurtado Acevedo</u> MARIELA HURTADO ACEVEDO	Gerente de Asuntos Legales y Contractuales (E).	X		
<u>Gloria Esperanza Cruz Quintero</u> GLORIA ESPERANZA CRUZ QUINTERO	Jefe de la Oficina de Tecnologías de la Información (E).	X		

Los miembros del Comité de Contratación aprueban la modificación al Plan Anual de Adquisiciones presentada por **Sandra Milena Rodriguez** Vicepresidente Administrativa y Financiera (E) y se autoriza la inclusión de dicho ítem en el Plan.

2.2. VICEPRESIDENCIA TÉCNICA. MODIFICACIÓN AL PLAN ANUAL DE ADQUISICIONES

Se realiza presentación por parte de CARLOS JOSE RODRIGUEZ Vicepresidente Administrativo Técnico, sobre la modificación al plan anual de adquisiciones con el fin de incluir el siguiente ítem.



GOBIERNO DE COLOMBIA



MINMINAS

Avenida Calle 26 N° 59 - 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura
Bogotá D.C. - Colombia. Código postal: 111321
Teléfono: +57 (1) 593 17 17 - www.anh.gov.co

Descripción	UNSP SC	Fecha estimada de inicio del proceso	Duración del contrato	Modalidad de selección	Fecha Presentación ofertas	Fuente de los recursos	Valor total estimado	Valor estimado en la vigencia actual	Se requiere vigencia futura?
Prestación de servicios asistenciales a la Vicepresidencia Técnica relacionados a la recopilación de información y estudios del play No Convencional.	80111600	Octubre de 2018	2	Contratación Directa	Octubre 2018	Recursos Propios (Funcionamiento)	\$5'272.230,00	\$5'272.230,00	N/A

SE SOMETE A CONSIDERACIÓN DEL COMITÉ DE CONTRATACIÓN.

NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	VOTO/RECOMENDACION		
		SI	NO	ORDENADOR DEL GASTO
<u>Luis Miguel Morelli</u> NAVIA LUIS MIGUEL MORELLI NAVIA	Presidente ANH.	X		
<u>Marleny Clavijo</u> MENESES MARLENY CLAVIJO MENESES	Jefe de la Oficina Asesora Jurídica (E).	X		
<u>Maria Paula Jaramillo</u> PAULA JARAMILLO	Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos.	X		
<u>Carlos Jose Rodriguez</u> CARLOS JOSE RODRIGUEZ	Vicepresidente Técnico.	X		
<u>Edgar Orlando Bueno</u> EDGAR ORLANDO BUENO	Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones (E).	X		
<u>Andrea Sanchez</u> ANDREA SANCHEZ	Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas (E).	X		
<u>Carmen Daniela Sanchez Salamanca</u> CARMEN DANIELA SANCHEZ SALAMANCA	Gerente-Planeación (E).	X		



NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	VOTO/RECOMENDACION		
		SI	NO	ORDENADOR DEL GASTO
<u>Sandra Milena Rodriguez</u> SANDRA MILENA RODRIGUEZ	Vicepresidente Administrativa y Financiera (E).	X		
<u>Mariela hurtado Acevedo</u> MARIELA HURTADO ACEVEDO	Gerente de Asuntos Legales y Contractuales (E).	X		
<u>Gloria Esperanza Cruz Quintero</u> GLORIA ESPERANZA CRUZ QUINTERO	Jefe de la Oficina de Tecnologías de la Información (E).	X		

Los miembros del Comité de Contratación aprueban la modificación al Plan Anual de Adquisiciones propuesta por **Carlos Jose Rodriguez** Vicepresidente Técnico, para que sea y se autoriza la inclusión de dicho ítem en el Plan.
incluido en el Plan.

3. PROPOSICIONES Y VARIOS.

Se da por terminada la sesión No. 43 de 2018 del Comité de Contratación.

Luis Miguel Morelli Navia
Presidente de la ANH

Sandra Milena Rodriguez Ramirez
Vicepresidente Administrativo y Financiero (E)

Dolly Yaneth Fajardo Roncancio
Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas (E)

Gloria Esperanza Cruz Quintero
Jefe de la Oficina Asesora Jurídica (E)

Carlos Jose Rodriguez
Vicepresidente Técnico.

Edgar Orlando Bueno
Vicepresidente de Operaciones Regalías y Participaciones.



GOBIERNO DE COLOMBIA



MINMINAS

Marleny Clavijo Meneses
Jefe de la Oficina Asesora
Jurídica (E).

Maria Paula Jaramillo
Vicepresidente de Contratos
de Hidrocarburos.

Mariela hurtado Acevedo
Gerente de Asuntos Legales
y Contractuales (E).

Carmen Daniela Sanchez
Gerente-Planeación (E).

Marleny Clavijo Meneses
Jefe de la Oficina Asesora Jurídica (E) y
Secretario Técnico del Comité de Contratación

Anexos: Formatos de presentación de procesos
Planilla de asistencia.



GOBIERNO
DE COLOMBIA



MINMINAS

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: martes, 02 de octubre de 2018 02:50 p.m.
Para: Mariela Hurtado Acevedo
Asunto: RE: informe estado comités administrativos de participación GALC.
Datos adjuntos: 539 de 2017 deroga la res 696 del comite de contratos de hidrocarburos.pdf; ACTO COMITE DE CONCILIACION.pdf; COMITE DE CONTRATACION ACTO ADMINISTRATIVO.pdf

Buenas tardes Dra. Mariela, un cordial saludo.

En archivo adjunto me permito remitirle (por ahora) las resoluciones de los Comités de Contratación, Conciliación y Comité de Contratos de Hidrocarburos, en las que la Gerencia de Asuntos legales hace parte de los mismos con voz y voto.

Estoy haciendo un poco de arqueología jurídica, para tratar de identificar el acto administrativo de los demás Comités en que la gerencia hace parte, para tener claridad sobre la participación de los mismos.

Pdta. (Qué vergüenza con el acta del comité de contratación que esta toda rayada, pero ya estoy consiguiendo la original)

Saludos doc

Quedo pendiente de lo que necesite.

De: Mariela Hurtado Acevedo
Enviado el: lunes, 01 de octubre de 2018 09:08 a.m.
Para: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Asunto: RE: informe estado comités administrativos de participación GALC.

Buenos días Dr. Jairo, le agradezco la información y adicionalmente le solicito que me regale por este medio la imagen de las Resoluciones que establecen los comités relacionados.

Muchas gracias.

MARIELA HURTADO ACEVEDO

EXPERTO G3 GRADO 06
OFICINA ASESORA JURÍDICA
mariela.hurtado@anh.gov.co
Tel: (57-1) 5931717 | fax: (57-1) 5931718 | Ext. 1703
Calle 26 No 59 65 Piso 2 | Bogotá, Colombia
Bogotá, Colombia | Código Postal: 111321

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

Enviado el: viernes, 28 de septiembre de 2018 5:21 p. m.

Para: Mariela Hurtado Acevedo <mariela.hurtado@anh.gov.co>

Asunto: informe estado comités administrativos de participación GALC.

Doctora Mariela

Cordial saludo,

De acuerdo a lo conversado en la Reunión del día de hoy con el equipo de la GALC, me permito comentarle el estado de los Comités Administrativos en los cuales la Gerencia es parte activa de los mismos, así:

1. COMITÉ DE CONTRATACION

Lo establece la Resolución 17 del 17 de enero de 2017. En el año 2018 se han realizado 41 comités de contratación.

El último Comité realizado fue el día 14 de septiembre de 2018, en el cual se solicitó para aprobación del Comité una modificación al plan anual de Adquisiciones de la Oficina de Tecnología de la Información y de la Vicepresidencia Técnica.

Dichas modificaciones obedecen ajustes en el Plan Anual, en la que la OTI solicitaba:

- a. Proveer los servicios informáticos para la plataforma consolidada de la estrategia de continuidad de negocio de la ANH
Fecha de contratación Septiembre
Modalidad: Contratación Directa/ Recursos Propios
Valor \$1.529.993.593
- b. Proveer el servicio de Centro de Datos, conectividad para la plataforma alterna, así como administración consolidada de la estrategia de continuidad de negocio de la ANH 2018 a 2019.
Fecha de Contratación Diciembre
Modalidad: Contratación Directa
Valor \$5.975.474.979
- c. Contratar el soporte y mantenimiento, con servicios profesionales especializados en sitio, de la Plataforma ARCGIS Onpremise - Desktop de la ANH.
Fecha de Contratación: Septiembre
Modalidad: Acuerdo Marco
Valor: \$667.641.040

Por parte de la Vicepresidencia Técnica se solicitó la modificación del Plan Anual de Adquisiciones para incluir el siguiente ítem:

“Prestación de servicios profesionales para ejercer el apoyo a la supervisión en labores de monitoreo y seguimiento de la actividad de Dirección del equipo de apoyo a la Supervisión en el desarrollo de la adquisición, procesamiento e interpretación de información magnetotélica en la Cordillera Oriental contratada por la Agencia”.

OBSERVACIONES

A la fecha el Comité se encuentra al día en relación con las Actas, no existen ningún asunto pendiente para aprobación. Este queda supeditado a las necesidades de las áreas misionales para la ejecución de los recursos.

2. COMITÉ DE CONCILIACION

El Comité se rige por la Resolución 259 de 18 de mayo de 2017.

A la fecha se han realizado 17 Comités.

El último se desarrolló el día 28 de septiembre de manera virtual, en el que se aprobó las políticas de Prevención Del Daño Antijuridico 2018 y el Plan de Acción para el funcionamiento del Comité de Conciliación – Vigencia 2018.

3. COMITÉ ESTRATÉGICO

Se encuentra al día, no existen compromisos por parte de la GALC en el mismo.

4. COMITÉ INSTITUCIONAL DE COORDINACIÓN DE CONTROL INTERNO -CICCI

El último informe se presentó el 20 de septiembre del presente año, relacionado con el seguimiento Plan Anticorrupción y de Atención al Ciudadano, Segundo cuatrimestre 2018.

En el mismo se consignan algunas observaciones a diferentes áreas de la Agencia dentro del plan de mejoramiento.

Por parte de la GALC no existen compromisos a cumplir ni observaciones por parte del Comité.

Declinación de responsabilidades.

Para más información haga clic.

[Aqui.](#)

Declinación de responsabilidades.

Para más información haga clic.

[Aqui.](#)

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: jueves, 25 de octubre de 2018 05:13 p.m.
Para: Mariela Hurtado Acevedo
Asunto: COMITE CONCILIACION - VRITUAL 19 LUNES 28
Datos adjuntos: COMITE CONCILIACION - VRITUAL 19 LUNES 28.docx

Doc mariela, anexo el resumen del comité de conciliación, se recomienda NO conciliar en los dos, por falta de legitimación de la ANH, en cada caso

Este se debe votar el día lunes .

Quedo pendiente

Jairo

**COMITÉ DE CONCILIACIÓN N° 19
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH
(RESOLUCIÓN No. 259 DEL 18 DE MAYO DE 2017)**

FECHA: 29 de octubre de 2018
HORA: Sesión Virtual.
LUGAR: Sesión Virtual
COMITÉ DE CONCILIACIÓN: No. 019 de 2018

ORDEN DEL DIA

1. ESTUDIO DE CASO:

DESPACHO: TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE BOYACA – DESPACHO No. 6. M.P.
OSCAR ALFONSO GRANADOS NARANJO.
M. de Control: CONTROVERSIAS CONTRACTUALES.
DEMANDANTE: AMERICAN GEOPHYSICAL GROUP
DEMANDADA: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – FONADE Y OTROS
AUDIENCIA: 01 DE NOVIEMBRE DE 2018.

RESUMEN DEL CASO:

En virtud del Convenio entre FONADE y ANH, se realizó proceso de licitación pública, cuya invitación tenía por objeto la consultoría para la adquisición, procesamiento e interpretación sísmica, para la línea Trasandina 4B 2D/09.

Una vez adjudicado el contrato a la UNION TEMPORAL PERFORACIONES 2010 UTP 2010, conforme a las facultades otorgadas dentro del contrato No. 210666, suscrito con FONADE, procedió posteriormente a suscribir los contratos Nos. UT-TR-001-2011, UT-TR-002-2011, UT-TR-003-2011, UT-TR-004-2011, UT-TR-007-2011, UT-TR-008-2011, los cuales afirma tenían como finalidad el suministro de bienes y servicios por parte de la Compañía AMERICAN GEOPHYSICAL GROUP S.A.S., a fin de realizar las actividades de apoyo para el desarrollo o ejecución del contrato trasandina.

La Compañía AMERICAN GEOPHYSICAL GROUP S.A.S., cumplió con el 100% de cada uno de los objetos contractuales, sin que a la fecha la Unión Temporal Perforaciones 2010,

ni FONADE contratante, hayan liquidado los citados contratos y menos aún cancelado la suma de \$ 9.573.087.728.

ANALISIS DEL CASO

El negocio jurídico que tuvo lugar fue la compraventa de los bienes y servicios relacionados en los contratos suscritos entre UTP 2010 y AMERICAN GEOPHYSICAL y respaldados por facturas de venta entre particulares.

Por su parte la accionante pretende que se declare la existencia de un contrato entre ella y FONADE, en el cual la ANH no mantuvo ninguna relación de índole contractual con UTP 2010.

En ese sentido la ANH, no mantiene ninguna relación fáctica, ni con la accionante, ni con la unión temporal con lo cual resulta atípico vincularla en el litigio contractual

RECOMENDACIÓN:

No existe ninguna observación a la ficha, el abogado aborda –acertadamente- diversas excepciones tales como falta de jurisdicción, Indevida Escogencia del Medio de Control, Ausencia de Legitimación material de la causa por pasiva, Ausencia de Agotamiento del requisito de Procedibilidad.

Por lo tanto se recomienda aceptar la propuesta del Abogado y en consecuencia **NO CONCILIAR**.

2. ESTUDIO DE CASO:

RAD: 25882

CONVOCANTE: WILSON VAQUIRO GARCÍA Y OTROS.

DEMANDADO: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH Y OTROS.

DESPACHO: PROCURADURÍA 85 JUDICIAL I PARA ASUNTOS ADMINISTRATIVOS

FECHA DE AUDIENCIA: 02 DE NOVIEMBRE DE 2018 – 9:00 a.m.

RESUMEN DEL CASO

Se declaren administrativa y patrimonialmente responsables por los perjuicios materiales presuntamente causados a los convocados, por lesiones causadas al señor WILSON VAQUIRO GARCÍA, el día 15 de agosto de 2016, a manos del Ejército en área rural de la vereda Lucitania del Municipio de Valparaíso – Caquetá, en el marco de una manifestación pacífica de campesinos del área de influencia que se desarrolla en el Bloque Petrolero

Nogal. Como consecuencia solicitan que la Nación – Ministerio de Defensa Ejército Nacional, ANH, Emerald Energy PLC Sucursal Colombia y Petroseismic Service S.A, reconozcan y paguen a favor de los convocantes perjuicios materiales e inmateriales

ANALISIS DEL CASO

En el caso bajo estudio, frente a los presupuestos de la acción de reparación directa, podemos concluir lo siguiente:

- NO se encuentra probado que alguna conducta desplegada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, haya causado algún daño antijurídico al demandante.
- NO existe ninguna conducta imputable a la ANH, pues como ha quedado explicado el siniestro NO ocurrió por alguna actuación atribuible a la Entidad que represento.
- Al no existir un daño antijurídico por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, no puede hablarse de un nexo causal, que es lo que determina la obligación de repararlo.
- NO se cumplió con la carga procesal de demostrar que los hechos que sirvieron de fundamento a su demanda, son imputables a la Agencia Nacional de Hidrocarburos; en gracia de discusión los llamados a resarcir algún perjuicio son los contratistas quienes ejecutan las obras, los llamados a responder por disposición expresa en las cláusulas del contrato.
- La jurisdicción de lo contencioso administrativo¹, ha sido reiterativa en señalar que la conducta del demandado debe ser la causa directa, necesaria y determinante del daño, lo cual no sucedió en el presente caso.

RECOMENDACIÓN:

No hay observaciones respecto a la ficha, razón por la cual y ante la inexistencia de un nexo causal entre los daños y la responsabilidad de la ANH, se recomienda **NO CONCILIAR**

¹ Consejo de Estado, Sección Tercera, sentencia del 25 de julio de 2002, exp. 13811.

Jairo Edmundo Cabrera Pantoja

De: Jairo Edmundo Cabrera Pantoja
Enviado el: martes, 16 de octubre de 2018 06:32 p.m.
Para: Mariela Hurtado Acevedo
Asunto: presentación consejo directivo
Datos adjuntos: PRESENTACION - CONSEJO DIRECTIVO.pptx

Estimada doctora

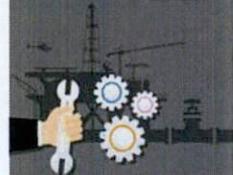
De conformidad a lo solicitado, en anexo me permito remitir para su corrección y observaciones la presentación de la conformación y funcionamiento del Consejo Directivo.

Quedo atento a sus correcciones, sugerencias y comentarios.

Saludos cordiales

Jairo

ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO DEL CONSEJO DIRECTIVO DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

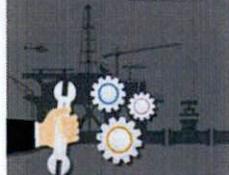


Índice

1. Competencia Legal
 - 1.1 Estructura
 - 1.2 Funciones

2. Marco Estatutario
 - 2.1 Sesiones
 - 2.2 Honorarios
 - 2.3 Secretaría Técnica





1. COMPETENCIA LEGAL

El Decreto 714 de 2012 por el cual se establece la estructura de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH y se dictan otras disposiciones, establece en su artículo quinto los órganos de Dirección y Administración de la Entidad, así :

Artículo 5°:

Órganos de Dirección y Administración.

La dirección y administración de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, están a cargo del Consejo Directivo y del Presidente.

1.1 ESTRUCTURA

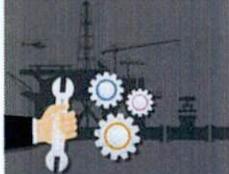
Conforme lo dispone el artículo 6° del Decreto 714 de 2012, El Consejo Directivo estará integrado por (5) miembros, así:

1. El Ministro de Minas y Energía quien lo presidirá.
2. El Ministro de Hacienda y Crédito Público.
3. Director del Departamento Nacional de Planeación.
4. El Director del Servicio Geológico Colombiano.
5. El Director de la Unidad de Planeación Minero Energética.
6. Dos (2) representantes del Presidente de la República.
7. El Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, asistirá a las reuniones ordinarias y extraordinarias del Consejo Directivo con voz pero sin voto.

Notas Aclaratorias

- a. Los Ministros sólo podrán delegar su asistencia en los Viceministros.
- b. El Decreto contempla literalmente 5 miembros, no obstante hacen parte siete (7) integrantes si a ellos se suman los dos representantes del Presidente de la República.





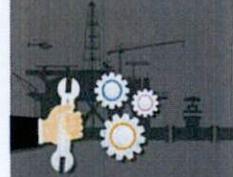
1.2 FUNCIONES

Conforme lo dispone el artículo 7° del Decreto 714 de 2012, son funciones del Consejo Directivo:

1. Formular la política general de la Agencia, los planes y programas que deben proponerse para su incorporación a los planes sectoriales y a través de estos al Plan Nacional de Desarrollo.
2. Aprobar los estudios técnicos y económicos, soporte para la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos y la elaboración de los planes sectoriales por parte del Ministerio de Minas y Energía.
3. Conocer de las evaluaciones semestrales de ejecución presentados por la administración de la Agencia.
4. Definir los criterios de administración y asignación de las áreas hidrocarburíferas de la Nación para su exploración y explotación.
5. Establecer los parámetros para el diseño, ejecución y evaluación de estrategias de promoción nacional e internacional de la exploración y explotación de hidrocarburos.
6. Establecer las reglas y procedimientos a los cuales deberá sujetarse la adquisición, integración y utilización de la información técnica para la exploración de hidrocarburos.

Consejo Directivo Agencia Nacional de
Hidrocarburos





7. Aprobar los manuales de contratación misional de la Agencia, los modelos de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, y establecer las reglas y criterios de administración y seguimiento de los mismos.
8. Adoptar las medidas encaminadas al adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos, sin perjuicio de las atribuciones asignadas al Ministerio de Minas y Energía en esta materia.
9. Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.
10. Fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, y el gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea del caso.
11. Someter a consideración del Gobierno Nacional las modificaciones a la estructura orgánica y a la planta de personal que consideren pertinentes.
12. Darse su propio reglamento.
13. Ejercer las demás funciones que se le asignen.





2. MARCO ESTATUTARIO

Con fundamento en el numeral 12 del artículo 7° del Decreto 714 de 2012 relacionado con “Darse su propio reglamento” el Consejo Directivo expidió el Acuerdo 6 de 2012 por el *“cual se adopta el reglamento del Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y se derogan unas disposiciones”*.

A. Estructura y Funciones.

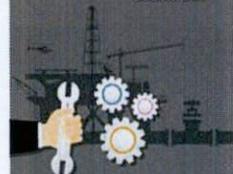
Establecidas en el Decreto 714 de 2012

B. Delegaciones de los miembros.

De conformidad con lo dispuesto por el artículo 75 de la Ley 489 de 1998, los Directores de Departamento Administrativo y demás autoridades nacionales que puedan acreditar delegados suyos para formar parte de Consejos Directivos, lo harán designando funcionarios del nivel Directivo o Asesor del organismo correspondiente o de organismos adscritos o vinculados a dichos despachos.

De conformidad con lo establecido en la Ley 489 de 1998, el Consejo Directivo será presidido por el Ministro de Minas y Energía, por lo cual, la presidencia de este será ejercida por quien ostente dicha calidad.





2. MARCO ESTATUTARIO

C. Incompatibilidades e Inhabilidades.

Son aplicables a los miembros del Consejo Directivo, las incompatibilidades e inhabilidades previstas en la Constitución Política y la ley, en especial las establecidas por el Decreto-ley 128 de 1976, en la Ley 80 de 1993 y en las demás normas vigentes sobre la materia.

Los miembros del Consejo Directivo están en la obligación de declarar cualquier conflicto de intereses que pueda tener incidencia en su actuación o decisión. En este caso se resolverá lo procedente de conformidad con las normas sobre la materia.



2.1 SESIONES

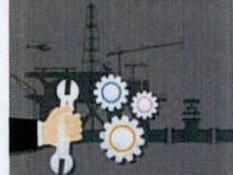
2.1.1 Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Presenciales.

El Consejo Directivo se reunirá ordinariamente al menos una (1) vez cada mes en la fecha que determine su Presidente. Para el efecto el Secretario enviará comunicación escrita a los miembros, con no menos de tres (3) días calendario de antelación, en la cual se señalará la hora, lugar de reunión y se informará de los temas a tratar.

En todo caso, el Consejo Directivo podrá reunirse extraordinariamente por convocatoria de su Presidente, o a solicitud del Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) o de cuatro (4) de sus miembros.

A las reuniones podrán asistir los funcionarios y/o las personas que el Consejo Directivo considere pertinente.





2.1 SESIONES

2.1.2 Sesiones Extraordinarias No Presenciales.

Excepcionalmente el Consejo Directivo podrá realizar reuniones extraordinarias no presenciales.

La prueba de la deliberación por medios de comunicación simultánea o sucesiva constará en actas suscritas de conformidad con el artículo 9° del presente acuerdo y los artículos pertinentes respecto de la aprobación de ciertos actos.



2.1 SESIONES

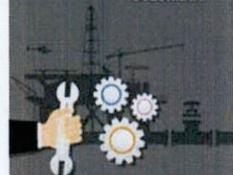
2.1.3 Quórum Deliberatorio y Decisorio.

El Consejo Directivo sesionará con un mínimo de cuatro (4) de sus miembros. Las decisiones se adoptarán con el voto favorable de la mayoría de los asistentes.

Se requiere el voto favorable del Presidente del Consejo Directivo para:

1. Delegar en el Presidente General de la Agencia, en todo o en parte el ejercicio de alguna o algunas de las funciones del Consejo Directivo.
2. Proponer al Gobierno Nacional modificaciones a la estructura orgánica de la Agencia.
3. Aprobar o introducir modificaciones al presente Reglamento.





2.1 SESIONES

2.1.4 Actas y Decisiones del Consejo.

Las deliberaciones y decisiones del Consejo Directivo constarán en actas escritas. Las decisiones del Consejo Directivo se adoptarán mediante actos denominados acuerdos, los cuales se comunicarán, notificarán y/o publicarán de acuerdo con la naturaleza de la decisión que contengan, según las normas generales del procedimiento previsto en el Código Contencioso Administrativo.

Las Actas y Acuerdos se suscribirán por el Presidente y el Secretario del Consejo Directivo. Su numeración será consecutiva en cada año calendario, con indicación del día, mes y año en que se aprueben, y su archivo y custodia estarán a cargo de la Secretaría del Consejo.

El Secretario del Consejo velará porque los originales de las Actas y Acuerdos reposen en la Subdirección Administrativa y Financiera de la Agencia.





2.2 HONORARIOS

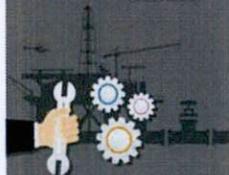
El reconocimiento de los honorarios se hará mediante resolución expedida por el Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) conforme la Reglamentación que al efecto haya expedido el Gobierno Nacional, previa acreditación de disponibilidad presupuestal con cargo al presupuesto de la Agencia, sin que se requiera para efectos del trámite de pago el cumplimiento de ningún otro requisito adicional.

Por las sesiones realizadas en un mismo día solo podrá pagarse el equivalente a una sesión.

Por la participación en reuniones no presenciales del Consejo Directivo, se reconocerá la mitad de los honorarios establecidos.

El Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) podrá autorizar, previas las formalidades legales, el pago de gastos de desplazamiento en que incurran los miembros del Consejo Directivo, cuyos lugares habituales de trabajo se encuentren fuera del domicilio principal de la Agencia.





2.3 SECRETARÍA TÉCNICA

La secretaría del Consejo Directivo será ejercida por quien desempeñe el cargo de Gerente de Asuntos Legales de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (Parágrafo 3, artículo 3, Acuerdo 6 de 2012).

a. Funciones

1. Elaborar las Actas de las reuniones que celebre el Consejo y suscribirlas conjuntamente con su Presidente.
2. Suscribir conjuntamente con el Presidente los Acuerdos que expida el Consejo Directivo.
3. Mantener la custodia de las Actas, Acuerdos y documentos del Consejo Directivo y velar porque los originales se archiven en la Vicepresidencia Administrativa y Financiera durante el término de gestión documental según las normas sobre archivo y, en todo caso, velar porque se mantengan institucionalmente de acuerdo con los procedimientos y normas internas en materia archivística.
4. Expedir las constancias y certificaciones que se requieran sobre la gestión del Consejo Directivo y sobre las Actas, Acuerdos y documentos que este expida.



ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

ANH-DTH-FR-01
VERSIÓN: 02

LISTADO DE ASISTENTES

TEMA DE LA REUNIÓN: CONVENIO 135

LUGAR: PNUD

FECHA: 1-OCT/2018

No.	Nombre	Cargo	Dependencia y/o Entidad	Correo Electrónico	Teléfono	No. Cédula	Firma
1	Angela Cruz	Asociada Adm. Ing.	PNUD	angela.cruz@undp.org	31079422900	1986086	
2	Nancy Colmenares Ríos	Asociada de Proyección	PNUD	nancy.colmenares@undp.org	4889000	5189918	
3	Jenny Rocío Trujillo G.	Líder est. territorial y AD	PNUD	jenny.trujillo@undp.org	3133876319	52779318	
4	Natalia Arbeláez Ulloa	Prof.	PNUD	natalia.arbelaez@undp.org	4889000	1626725274	
5	Raul Ivan Arias	Contratista Ia	GSCYMA	raul.arias@anh.gov	3138564139	101600226	
6	Clara Inez Muesal	CAJ CONTRATISTA		clara.muesal@anh.gov.co	1737	4000748	
7	Juan Eduardo Cosello	CAJ CONTRATISTA	CAJ	juan.cosello@anh.gov.co	3105519704		
8	Jairo Cabrera	Contratista	GACC	jairo.cabrera@anh.gov.co	30591072		
9							
10							
11							
12							
13							

QUIEN CONVOCA LA REUNIÓN: Jenny Rocío Trujillo - PNUD APLICA LA SIGUIENTE CLÁUSULA DE CONFIDENCIALIDAD: SI NO

CONFIDENCIALIDAD: La totalidad de los asuntos tratados, expuestos y debatidos en la presente reunión, así como las opiniones expresadas por los participantes en la misma, tienen el carácter de confidenciales, razón por la cual es un deber y un compromiso de los asistentes no divulgar ninguna información so pena de las sanciones legales a que haya lugar. De igual manera, ningún asistente está autorizado para dar declaraciones a la opinión pública a través de ningún medio, salvo autorización expresa del Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Avenida Calle 26 No. 59 – 65 Piso 2 Bogotá D.C. Colombia
Conmutador (57 1) 5931717
www.anh.gov.co

LUGAR: Sala de Reuniones PNUD.
FECHA: 3 - octubre 2018

HORA INICIO: 3:10 pm. HORA FIN:

OBJETIVO DE LA REUNIÓN

Cierre convenios 135 y 338 suscritos con PNUD
PNUD (77283 y 94140)

PARTICIPANTES

NOMBRE	CARGO	ENTIDAD / ORGANIZACIÓN / AREA

AGENDA

1	
2	
3	
4	
5	

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

Punto de la agenda: 1
Transferencia de los Bienes; Realizada el día 10 ENERO/2018, teniendo en cuenta la entrega de los 15 Bienes.

Punto de la agenda: 2
Estado de los Bienes restantes del Proyecto 77283; 28, de los cuales 25 se encuentran en PNUD por realizar la entrega; 1 Bienes que no se ha denunciado, 1 q' tiene a cargo logado en ANH; y lo pedidos con denuncia.

Punto de la agenda: 3	Cesión de Derechos Patrimoniales del sulfuro-SIGETH-
Punto de la agenda: 4	Proyecto 94140. Reporte Financiero del 135 Restante de equipos (135 - 338). Establecer bienes y transferencias del convenio 135. Recibido a satisfacción por parte ANH / PNUD.
Punto de la agenda: 5	Realizar cierre de los 9/135 y 338. ① Pical ② Final 135. ② Cesión Derechos (SIGETH); entregar por fases.

COMPROMISOS			
No	Descripción	Responsable	Fecha de compromiso
1	Inventario / Avance. Formalizar la Bienes entregados (10-enero)	Raul Arias / ANH. (77283/242) Inventario	2-10/2018.
2	Acta de Bienes 28; Actual con las asociaciones.	PNUD. (77283/242)	30-10/2018.
3	SIGETH / envío carta de Derechos Patrimoniales / ANH	Raul Arias / ANH / PNUD. (77283/242) Inventario	2-10/2018
4	135 / remitir informe ANH / 338 / comité formalizar	PNUD. Informe Financiero. - Rod. Actividades Técnicas.	30-10/2018. (se definir 4 octubre)
5	Inventario 135 Recibo A satisfacción Cierre Pical 338 Final 135	Entrega Bienes PNUD Cierre de 94140 PNUD / ANH.	NOVIEMBRE 2018.

Se anexa lista de asistencia a la reunión y presentación.

Revisado por:		Aprobado por:	
Nombre:	Raul Ivan Arias	Nombre:	Natalia Achelkin
Cargo:	Contratista	Cargo:	Prof. PNUD
Firma:		Firma:	