República de Colombia

DIARIO OFICIAL

Fundado el 30 de abril de 1864

Libertad y Orden

Año CLVI No. 51.586 Edición de 60 páginas • Bogotá, D. C., viernes, 12 de febrero de 2021 • I S S N 0122-2112

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN Número 0311 de 2021

(febrero 10)

por la cual se efectúa una distribución en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2021.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público, en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas por los artículos 17 de la Ley 2063 de 2020 y 17 del Decreto 1805 de 2020, y

CONSIDERANDO:

Que los artículos 17 de la Ley 2063 de 2020 y 17 del Decreto 1805 de 2020, disponen que: "*Se podrán hacer distribuciones en el presupuesto de ingresos y gastos, sin cambiar su destinación, mediante resolución suscrita por el jefe del respectivo órgano. En el caso de los establecimientos públicos del orden nacional, estas distribuciones se harán por resolución o acuerdo de las Juntas o Consejos Directivos. Si no existen Juntas o Consejos Directivos, lo hará el representante legal de estos. Estas operaciones presupuestales se someterán a la aprobación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Dirección General del Presupuesto Público Nacional, y tratándose de gastos de inversión, requerirán el concepto previo favorable del Departamento Nacional de Planeación - Dirección de Inversión y Finanzas Públicas (...). A fin de evitar duplicaciones en los casos en los cuales la distribución afecte el presupuesto de otro órgano que haga parte del Presupuesto General de la Nación, el mismo acto administrativo servirá de base para realizar los ajustes correspondientes en el órgano que distribuye e incorporar las del órgano receptor. La ejecución presupuestal de estas deberá efectuarse por parte de los órganos receptores en la misma vigencia de la distribución (...)*"

Que en la Sección 1301-01 Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Gestión General, existen recursos en la Cuenta 03 Transferencias Corrientes, Subcuenta 03 A Entidades del Gobierno, Objeto del Gasto 01 A Órganos del PGN, Ordinal 026 Gastos Inherentes a la Intervención Administrativa Parágrafo 3, artículo 10, Decreto 4334 de 2008, artículo 1° Decreto 1761 de 2009, Recurso 10 Recursos Corrientes, que por estar libres y disponibles pueden ser distribuidos.

Que el Jefe de Presupuesto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, expidió el Certificado de Disponibilidad Presupuestal número 1221 del 3 de febrero de 2021, por valor de mil trescientos cuarenta y tres millones setecientos treinta y siete mil quinientos doce pesos moneda corriente ($1.343.737.512).

Que, de acuerdo con lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Distribución.* Efectuar la siguiente distribución en el presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal 2021, así:

CONTRACRÉDITO SECCIÓN 1301 MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO UNIDAD 1301-01 GESTIÓN GENERAL PRESUPUESTO DE GASTOS DE FUNCIONAMIENTO RECURSO 10-CSF			
CUENTA	**03**	**TRANSFERENCIAS CORRIENTES**	
SUBCUENTA	03	A ENTIDADES DEL GOBIERNO	
OBJETO DE GASTO	01	A ÓRGANOS DEL PGN	
ORDINAL	026	GASTOS INHERENTES A LA INTERVENCIÓN ADMINISTRATIVA PARÁGRAFO 3°, ARTÍCULO 10, DECRETO 4334 DE 2008, ARTÍCULO 1° DECRETO 1761 DE 2009	$1.343.737.512
	TOTAL A DISTRIBUIR		**$1.343.737.512**

DISTRIBUCIÓN: SECCIÓN 3502 SUPERINTENDENCIA DE SOCIEDADES PRESUPUESTO DE GASTOS DE FUNCIONAMIENTO RECURSO 10 CSF			
CUENTA	**03**	**TRANSFERENCIAS CORRIENTES.**	
SUBCUENTA	03	A ENTIDADES DEL GOBIERNO.	
OBJETO DE GASTO	01	A ÓRGANOS DEL PGN.	
ORDINAL	026	GASTOS INHERENTES A LA INTERVENCIÓN ADMINISTRATIVA PARÁGRAFO 3°, ARTÍCULO 10, DECRETO 4334 DE 2008, ARTÍCULO 1° DECRETO 1761 DE 2009.	$1.343.737.512
TOTAL DISTRIBUCIÓN			**$1.343.737.512**

Artículo 2. *Vigencia*. La presente resolución, rige a partir de la fecha de su publicación y requiere para su validez de la aprobación de la Dirección General del Presupuesto Público Nacional.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 10 de febrero de 2021.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Alberto Carrasquilla Barrera.

Aprobado

La Directora General del Presupuesto Público Nacional,

Claudia Marcela Numa Páez.

(C. F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 0312 DE 2021

(febrero 11)

por la cual se efectúa una distribución en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2021.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público, En uso de sus facultades legales, en especial las conferidas por los artículos 17 de la Ley 2063 de 2020 y 17 del Decreto 1805 de 2020, y

CONSIDERANDO:

Que los artículos 17 de la Ley 2063 de 2020 y 17 del Decreto 1805 de 2020, disponen que: "Se podrán hacer distribuciones en el presupuesto de ingresos y gastos, sin cambiar su destinación, mediante resolución suscrita por el jefe del respectivo órgano. En el caso de los establecimientos públicos del orden nacional, estas distribuciones se harán por resolución o acuerdo de las juntas o consejos directivos. Sí no existen juntas o consejos directivos, lo hará el representante legal de estos. Estas operaciones presupuestales se someterán a la aprobación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Dirección General del Presupuesto Público Nacional, y tratándose de gastos de inversión, requerirán el concepto previo favorable del Departamento Nacional de Planeación - Dirección de Inversión y Finanzas Públicas (...). A fin de evitar duplicaciones en los casos en los cuales la distribución afecte el presupuesto de otro órgano que haga parte del Presupuesto General de la Nación, el mismo acto administrativo servirá de base para realizar los ajustes correspondientes en el órgano que distribuye e incorporar fas del órgano receptor.

LA IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA

Informa que como lo dispone el Decreto número 53 de enero 13 de 2012, artículo 3°, del Departamento Nacional de Planeación, a partir del 1° de junio de 2012 los contratos estatales no requieren publicación ante la desaparición del Diario Único de Contratación Pública.

DIARIO OFICIAL
Fundado el 30 de abril de 1864
Por el Presidente **Manuel Murillo Toro**
Tarifa postal reducida No. 56

DIRECTOR: **OCTAVIO VILLAMARÍN ABRIL**

MINISTERIO DEL INTERIOR
IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA
OCTAVIO VILLAMARÍN ABRIL
Gerente General

Carrera 66 Nº 24-09 (Av. Esperanza-Av. 68) Bogotá, D. C. Colombia
Conmutador: PBX 4578000.
e-mail: **correspondencia@imprenta.gov.co**

La ejecución presupuesta/ de estas deberá efectuarse por parte de los órganos receptores en la misma vigencia de la distribución (...)".

Que mediante el Decreto 417 del 17 de marzo de 2020 y con fundamento en el artículo 215 de la Constitución Política, el Presidente de la República declaró el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en todo el territorio nacional por el término de treinta (30) días calendario, contados a partir de la vigencia de ese decreto.

Que en el marco de la declaratoria de Emergencia Económica, Social y Ecológica, se expidió el Decreto Legislativo 444 del 21 de marzo de 2020, el cual crea el Fondo de Mitigación de Emergencias (FOME), como un fondo cuenta sin personería jurídica del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, cuyo objeto es atender las necesidades de recursos para la atención en salud, los efectos adversos generados a la actividad productiva y la necesidad de que la economía continúe brindando condiciones que mantengan el empleo y el crecimiento.

Que el artículo 16 del citado Decreto Legislativo estableció que los recursos del Fondo de Mitigación de Emergencias (FOME) se presupuestarán en la sección del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para ser distribuidos a las entidades que hacen parte del Presupuesto General de la Nación y los ordenadores del gasto de las entidades a las cuales se les asigne las distribuciones serán responsables por la veracidad de la información que suministren al Ministerio de Hacienda y Crédito Público con respecto a la necesidad de los recursos para atender la Emergencia Económica, Social y Ecológica de que trata el Decreto 417 de 2020.

Que por medio del Decreto Legislativo 637 del 6 de mayo de 2020 se declara el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en todo el territorio nacional, por el término de treinta (30) días calendario, contados a partir de su vigencia.

Que en la Sección 1301-01 Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Gestión General, existen recursos en la Cuenta 03 Transferencias Corrientes, Subcuenta 03 A Entidades del Gobierno, Objeto del Gasto 01 A Órganos del PGN, Ordinal 082 Fondo de Mitigación de Emergencias – FOME, Recurso 54 Fondo Especial FOME, que por estar libres y disponibles pueden ser distribuidos.

Que el Ministerio de Salud y Protección Social mediante radicado 202130000162151 del 2 de febrero de 2021, realizó la solicitud de recursos al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Que el Comité de Administración del Fondo de Mitigación de Emergencias (FOME), en su sesión virtual del 5 de febrero de 2021, según certificación de la Secretaría Técnica de la misma fecha, ratificó la aprobación realizada en sesión del 15 de diciembre de 2020, según certificación de la Secretaria Técnica de 18 de diciembre de 2020, por valor de ciento ochenta y dos mil quinientos sesenta y un millones setecientos noventa y dos mil setecientos noventa y ocho pesos moneda corriente ($182.561.792.798) para la extensión del reconocimiento de anticipos por disponibilidad de noviembre y diciembre de 2020, con cargo a los recursos apropiados en el FOME en la vigencia 2021.

Que mediante memorando 3-2021-001769 del 8 de febrero de 2021, la Directora General del Presupuesto Público Nacional solicitó la distribución de recursos FOME.

Que el Jefe de Presupuesto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, expidió el Certificado de Disponibilidad Presupuestal número 1621 del 9 de febrero de 2021, por valor de ciento ochenta y dos mil quinientos sesenta y un millones setecientos noventa y dos mil setecientos noventa y ocho pesos moneda corriente ($182.561.792.798).

Que, de acuerdo con lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Distribución.* Efectuar la siguiente distribución en el presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal 2021, así:

CONTRACRÉDITO SECCIÓN 1301 MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO UNIDAD 1301-01 GESTIÓN GENERAL PRESUPUESTO DE GASTOS DE FUNCIONAMIENTO RECURSO 54 - CSF			
CUENTA	**03**	**TRANSFERENCIAS CORRIENTES**	
SUBCUENTA	03	A ENTIDADES DEL GOBIERNO	
OBJETO DE GASTO	01	A ÓRGANOS DEL PGN	
ORDINAL	082	FONDO DE MITIGACIÓN DE EMERGENCIAS – FOME	$182.561.792.798
TOTAL A DISTRIBUIR			**$182.561.792.798**

DISTRIBUCIÓN SECCIÓN 1901 MINISTERIO DE SALUD Y PROTECCIÓN SOCIAL UNIDAD 1901-01 GESTIÓN GENERAL PRESUPUESTO DE GASTOS DE FUNCIONAMIENTO RECURSO 54 - CSF			
CUENTA	**03**	**TRANSFERENCIAS CORRIENTES**	
SUBCUENTA	03	A ENTIDADES DEL GOBIERNO	
OBJETO DE GASTO	04	A OTRAS ENTIDADES DEL GOBIERNO GENERAL	
ORDINAL	052	ASEGURAMIENTO EN SALUD (LEYES 100 DE 1993, 1122 DE 2007,1393 DE 2010, 1438 DE 2011 y 1607 DE 2012)	$182.561.792.798
TOTAL DISTRIBUCIÓN			**$182.561.792.798**

Artículo 2°. *Vigencia*. La presente resolución, rige a partir de la fecha de su publicación y requiere para su validez de la aprobación de la Dirección General del Presupuesto Público Nacional.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 11 de febrero de 2021.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Alberto Carrasquilla Barrera.

Aprobado

La Directora General del Presupuesto Público Nacional,

Claudia Marcela Numa Páez.

(C. F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 0313 DE 2021

(febrero 11)

por la cual se efectúa una distribución en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2021.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público, en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas por los artículos 17 de la Ley 2063 de 2020 y 17 del Decreto 1805 de 2020, y

CONSIDERANDO:

Que los artículos 17 de la Ley 2063 de 2020 y 17 del Decreto 1805 de 2020, disponen que: "*Se podrán hacer distribuciones en el presupuesto de ingresos y gastos, sin cambiar su destinación, mediante resolución suscrita por el jefe del respectivo órgano. En el caso de los establecimientos públicos del orden nacional, estas distribuciones se harán por resolución o acuerdo de las juntas o consejos directivos. Si no existen juntas o consejos directivos, lo hará el representante legal de estos. Estas operaciones presupuestales se someterán a la aprobación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Dirección General del Presupuesto Público Nacional, y tratándose de gastos de inversión, requerirán el concepto previo favorable del Departamento Nacional de Planeación - Dirección de Inversión y Finanzas Públicas (...). A fin de evitar duplicaciones en los casos en los cuales la distribución afecte el presupuesto de otro órgano que haga parte del Presupuesto General de la Nación, el mismo acto administrativo servirá de base para realizar los ajustes correspondientes en el órgano que distribuye e incorporar las del órgano receptor. La ejecución presupuestal de estas deberá efectuarse por parte de los órganos receptores en la misma vigencia de la distribución (...)*".

Que mediante el Decreto 417 del 17 de marzo de 2020 y con fundamento en el artículo 215 de la Constitución Política, el Presidente de la República declaró el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en todo el territorio nacional por el término de treinta (30) días calendario, contados a partir de la vigencia de ese decreto.

Que en el marco de la declaratoria de Emergencia Económica, Social y Ecológica, se expidió el Decreto Legislativo 444 del 21 de marzo de 2020, el cual crea el Fondo de Mitigación de Emergencias (FOME), como un fondo cuenta sin personería jurídica del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, cuyo objeto es atender las necesidades de recursos para la atención en salud, los efectos adversos generados a la actividad productiva y la necesidad de que la economía continúe brindando condiciones que mantengan el empleo y el crecimiento.

Que el artículo 16 del citado Decreto Legislativo estableció que los recursos del Fondo de Mitigación de Emergencias (FOME) se presupuestarán en la sección del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para ser distribuidos a las entidades que hacen parte del

Presupuesto General de la Nación y los ordenadores del gasto de las entidades a las cuales se les asigne las distribuciones serán responsables por la veracidad de la información que suministren al Ministerio de Hacienda y Crédito Público con respecto a la necesidad de los recursos para atender la Emergencia Económica, Social y Ecológica de que trata el Decreto 417 de 2020.

Que por medio del Decreto Legislativo 637 del 6 de mayo de 2020 se declara el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en todo el territorio nacional, por el término de treinta (30) días calendario, contados a partir de su vigencia.

Que en la Sección 1301-01 Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Gestión General, existen recursos en la Cuenta 03 Transferencias Corrientes, Subcuenta 03 A Entidades del Gobierno, Objeto del Gasto 01 A Órganos del PGN, Ordinal 082 Fondo de Mitigación de Emergencias - FOME, Recurso 54 Fondo Especial FOME, que por estar libres y disponibles pueden ser distribuidos.

Que el Departamento Administrativo para la Prosperidad Social por medio del oficio No. S-2021-1000-101777 del 26 de enero de 2021, realizó la solicitud de recursos al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Que el Comité de Administración del Fondo de Mitigación de Emergencias (FOME), en su sesión virtual del 28 de octubre de 2020, aprobó financiar con cargo a los recursos del FOME el incremento en el valor del giro para los beneficiarios de los programas sociales Colombia Mayor y Familias en Acción contemplados en el Presupuesto General de la Nación 2021, de tal manera que el valor percibido por los beneficiarios sea equivalente a ciento sesenta mil pesos moneda corriente ($160.000) por giro durante el primer semestre de 2021. Para el programa Colombia Mayor autorizó seis (6) giros adicionales y extraordinarios por un valor de ochenta mil pesos moneda corriente ($80.000) por giro, durante el primer semestre de 2021. Lo anterior según certificación de la Secretaria Técnica del 29 de enero de 2021.

Que mediante memorando 3-2021-001743 del 8 de febrero de 2021, la Directora General del Presupuesto Público Nacional solicitó la distribución de recursos FOME.

Que el Jefe de Presupuesto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, expidió el Certificado de Disponibilidad Presupuestal número 1421 del 8 de febrero de 2021, por valor de ochocientos diecisiete mil setecientos quince millones cuarenta mil pesos m/cte. ($817.715.040.000),

Que, de acuerdo con lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1. *Distribución*. Efectuar la siguiente distribución en el presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal 2020, así:

CONTRACRÉDITO SECCIÓN 1301 MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO UNIDAD 1301-01 GESTIÓN GENERAL PRESUPUESTO DE GASTOS DE FUNCIONAMIENTO RECURSO 54 - CSF			
CUENTA	**03**	**TRANSFERENCIAS CORRIENTES**	
SUBCUENTA	03	A ENTIDADES DEL GOBIERNO	
OBJETO DE GASTO	01	A ÓRGANOS DEL PGN	
ORDINAL	082	082 FONDO DE MITIGACIÓN DE EMERGENCIAS - FOME	$817.715.040.000
TOTAL A DISTRIBUIR			**$817.715.040.000**

DISTRIBUCIÓN

SECCION 4101

DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO PARA LA PROSPERIDAD SOCIAL UNIDAD 4101-01 GESTIÓN GENERAL PRESUPUESTOS DE GASTOS DE FUNCIONAMIENTO RECURSO 54 - CSF			
CUENTA	**03**	**TRANSFERENCIAS CORRIENTES**	
SUBCUENTA	03	A ENTIDADES DEL GOBIERNO	
OBJETO DE GASTO	01	A ÓRGANOS DEL PGN	
ORDINAL	082	FONDO DE MITIGACIÓN DE EMERGENCIAS - FOME	$817.715.040.000
TOTAL DISTRIBUCIÓN			**$817.715.040.000**

Artículo 2. *Vigencia*. La presente resolución, rige a partir de la fecha de su publicación y requiere para su validez de la aprobación de la Dirección General del Presupuesto Público Nacional.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 11 de febrero de 2020.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Alberto Carrasquilla Barrera.

Aprobado

La Directora General del Presupuesto Público Nacional,

Claudia Marcela Numa Páez.

(C. F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 0315 DE 2021

(febrero 11)

por la cual se autoriza la ampliación del cupo del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de Bogotá D. C. autorizado por la Resolución No. 192 del 12 de febrero de 2003, en seis billones quinientos mil millones de pesos ($6,500,000,000,000) moneda legal colombiana.

El Director General de Crédito Público y Tesoro Nacional, En uso de las facultades que le confieren el literal b) del artículo 2.2.1.3.5 del Decreto 1068 de 2015, el artículo 1° literal d) de la Resolución 2650 de 1996, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución número 192 del 12 de febrero de 2003, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público autorizó a Bogotá D. C. para realizar una Emisión de Bonos de Deuda Pública Interna a través de un Programa de Emisión y Colocación, hasta por la suma de seiscientos mil millones de pesos ($600.000.000.000) moneda legal colombiana;

Que mediante Resolución número 1785 del 26 de julio de 2005, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público amplió el Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de Bogotá D. C. autorizado por la Resolución número 192 del 12 de febrero de 2003, en un billón cuatrocientos mil millones de pesos ($1.400.000.000.000) moneda legal colombiana, los cuales se destinaron para operaciones de manejo de deuda, y la financiación de planes y programas de inversión contemplados en los Planes de Desarrollo del Distrito Capital, durante las vigencias 2005, 2006 y 2007;

Que mediante la Resolución número 1527 del 1° de junio de 2010, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público modificó el artículo 1° de la Resolución Número 1785 del 26 de julio de 2005, en lo que respecta a la distribución de los montos de los componentes del Programa de Emisión y Colocación de Bogotá D. C.;

Que mediante la Resolución número 125 del 25 de enero de 2011, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público modificó el artículo 1° de la Resolución número 1785 del 26 de julio de 2005, en el sentido de relacionar el adendo número 5 al Prospecto del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de Bogotá, D. C.;

Que mediante Resolución número 2133 del 20 de junio de 2014, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público modificó el artículo 1° de la Resolución número 1785 del 26 de julio de 2005, modificada mediante Resolución número 1527 del 1° de junio de 2010 y Resolución número 125 del 25 de enero de 2011 en lo referente a la distribución de los recursos por vigencia y por tipo de uso;

Que mediante Resolución número 3522 del 3 de octubre de 2019, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público amplió el Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de Bogotá D. C. autorizado por la Resolución número 192 del 12 de febrero de 2003, en un billón ciento cincuenta y ocho mil setecientos millones de pesos ($1,158,700,000,000) moneda legal colombiana y se actualizaron los términos y condiciones de los Títulos, para un cupo total de Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de Bogotá D. C. de dos billones de pesos ($2.000.000.000.000) moneda legal colombiana, los cuales se destinaron para operaciones de manejo de deuda, y la financiación de planes y programas de inversión contemplados en los planes de desarrollo del distrito capital hasta el año 2020;

Que según comunicación de la Secretaría Distrital de Hacienda número 2020EE191621O1 de fecha 23 de noviembre de 2020, radicada en este Ministerio bajo número 1-2020-113666 de fecha 9 de diciembre de 2020, en el marco del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de Bogotá D. C. durante los años 2019 y 2020 se han realizado ofertas por un valor de $2 billones y colocaciones efectivas por $1.399.998 millones realizada el 24 de octubre de 2019; y por $599.997 millones realizada el 21 de mayo de 2020; para un valor total de $1.999.996 millones, por lo cual a la fecha, el PEC no cuenta con saldo disponible, puesto que con las mencionadas colocaciones el saldo disponible fue agotado;

Que mediante Oficios números 2020EE191621O1 de fecha 23 de noviembre de 2020 y 2020EE199662O1 de fecha 30 de diciembre de 2020, radicados en este Ministerio bajo números 1-2020-113666 de fecha 9 de diciembre de 2020 y 1-2020-120811 de fecha 30 de diciembre de 2020 respectivamente, la Secretaría Distrital de Hacienda solicitó a este Ministerio la ampliación del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de Bogotá D. C. para llevarlo a seis billones quinientos mil millones de pesos ($6.500.000.000.000.00);

Que como consecuencia de las ampliaciones al Programa de Emisión y Colocación realizadas mediante las resoluciones referidas en los considerandos anteriores y, la que se autoriza por la presente resolución, el cupo global del programa de emisión y colocación de bonos de deuda pública interna de Bogotá D. C. alcanzaría la suma de hasta nueve billones seiscientos cincuenta y ocho mil setecientos millones de pesos ($9.658.700.000.000).

Que mediante comunicación suscrita por la Secretaria Distrital de Planeación de fecha 22 de diciembre de 2020, se determinó que es viable adelantar una operación de crédito público para la ampliación del Programa de Emisión y Colocación – PEC en $6,5 billones en desarrollo de la Estrategia de Financiamiento del Distrito Capital de conformidad con la solicitud de concepto presentada ante la Secretaría Distrital de Planeación, por la Secretaría Distrital de Hacienda. Así mismo, en dicha comunicación se particulariza que estos recursos serán una de las fuentes de financiamiento que utilizará la administración dentro del cupo de endeudamiento, para financiar el plan de desarrollo para la vigencia

2020-2024 "*Un Nuevo Contrato Social y Ambiental para la Bogotá del Siglo XXI – UNCSAB*";

RESUELVE:

Artículo 1°. *Autorización.* Autorizar a Bogotá, D. C., para ampliar el Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública de Bogotá D. C. autorizado mediante Resolución número 192 del 12 de febrero de 2003, ampliado mediante Resolución número 1785 del 26 de julio de 2005 y Resolución número 3522 del 3 de octubre de 2019, y modificado mediante Resolución número 1527 del 1° de junio de 2010, Resolución número 125 del 25 de enero de 2011 y, Resolución número 2133 del 20 de junio de 2014 y Resolución número 3522 del 3 de octubre de 2019, en seis billones quinientos mil millones de pesos ($6.500,000,000,000) moneda legal colombiana, para un cupo disponible del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de Bogotá D. C. de seis billones quinientos mil millones de pesos, ($6.500,000,000,000) moneda legal colombiana, los cuales se destinarán para operaciones de manejo de deuda, y a la financiación de planes y programas de inversión contemplados en los planes de desarrollo del distrito capital hasta el año 2024.

La ampliación de la emisión que por la presente resolución se autoriza y los títulos que se expidan en desarrollo de la misma, tendrán los términos y condiciones establecidos en la Resolución número 3522 del 3 de octubre de 2019 y las otras condiciones señaladas en las Adendas números 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10 y 11 al Prospecto del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de Bogotá, D. C. y demás documentos remitidos a la *Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional* mediante oficios con radicados números 1-2020-113666 de fecha 9 de diciembre de 2020 y 1-2020-120811 de fecha 30 de diciembre de 2020.

Artículo 2°. *Términos y Condiciones*. Los demás términos y condiciones establecidos en la Resolución número 3522 del 3 de octubre de 2019 no modificados por la presente Resolución, continúan vigentes.

Artículo 3°. *Afectación del Cupo de Endeudamiento*. El cupo de endeudamiento autorizado por la Secretaría Distrital de Planeación de seis billones quinientos mil millones de pesos, ($6.500,000,000,000), se verá afectado con la colocación de los Bonos de Deuda Pública Interna de que trata la presente resolución, en la fecha de su colocación, sin perjuicio de las demás afectaciones que se den por otras operaciones de crédito público que celebre la entidad.

Artículo 4°. *Inclusión* Base Única de Datos. Bogotá, D. C. deberá solicitar la inclusión en la Base Única de Datos de la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público de la ampliación del monto de emisión y colocación que por la presente resolución se autoriza. Así mismo, deberá enviar dentro de los diez (10) primeros días un informe mensual a la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional, sobre el pago de los bonos que por la presente resolución se autorizan emitir, hasta la redención total de los mismos, conforme a lo dispuesto por el artículo 13 de la Ley 533 de 1999.

Artículo 5°. *Remisión* de Información. Bogotá D. C. deberá enviar a la Subdirección de Financiamiento Interno de la Nación de la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha en la cual se efectúe la colocación parcial o total de los bonos autorizados por la presente resolución, información sobre fechas y valor de colocación, plazos, tasas de adjudicación y modalidad de pago de tasas de interés, para efectos de los reportes al Banco de la República.

Artículo 6°. *Operaciones de Manejo.* Sin perjuicio de lo establecido en el artículo anterior, para las operaciones de manejo de deuda, Bogotá D. C. deberá surtir los trámites y autorizaciones previstas en las leyes vigentes sobre la materia.

Artículo 7°. *Cumplimiento de Otras Normas*. La presente autorización no exime a Bogotá D.C. del cumplimiento de las normas de cualquier naturaleza que le sean aplicables, entre estas, el Decreto 2555 del 15 de julio de 2010, la Resolución Externa número 17 de 2015 de la Junta Directiva del Banco de la República, la Circular Reglamentaria Externa DODM- 145 del 30 de octubre de 2015 y demás normas que las modifiquen, sustituyan, adicionen o complementen.

Artículo 8°. *Modificaciones.* Cualquier modificación a las condiciones financieras establecidas en el Prospecto de Información de los Bonos de Deuda Pública Interna de Bogotá, D. C., se podrá autorizar por el Director General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante oficio. Esta autorización se podrá otorgar previa justificación de Bogotá D. C. y siempre que dichas modificaciones se ajusten a las condiciones del mercado.

Artículo 9°. *Pagos.* Los pagos de servicio de deuda, comisiones y gastos que se causen en desarrollo de la emisión que se autoriza por la presente resolución, estarán subordinados a las apropiaciones que para el efecto se hagan en los presupuestos de Bogotá D. C. para lo cual la Entidad deberá incluir las partidas necesarias en sus presupuestos anuales de gastos, hasta el pago total de los mismos.

Artículo 10. *Derogatorias y Vigencia.* La presente resolución deroga la Resolución número 0162 del 21 de enero de 2021 y rige a partir de su fecha de publicación en el ***Diario Oficial***, requisito que se entiende cumplido con la orden impartida por el Director General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, según lo dispuesto por el artículo 18 de la Ley 185 de 1995.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 11 de febrero de 2021.

El Director General de Crédito Público y Tesoro Nacional,

César Augusto Arias Hernández.

(C. F.).

Ministerio de Salud y Protección Social

Resoluciones

RESOLUCIÓN NÚMERO 00000148 DE 2021

(febrero 11)

por la cual se establece el procedimiento de habilitación transitoria del servicio de vacunación contra la COVID 19, para los administradores de los regímenes Especial y de Excepción.

El Ministro de Salud y Protección Social, En ejercicio de sus atribuciones, especialmente las conferidas en el parágrafo 2° del artículo 28 del Decreto 109 de 2021, y

CONSIDERANDO:

Que ante la declaración de pandemia por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19) por parte de la Organización Mundial de la Salud, este Ministerio declaró la emergencia sanitaria en el país mediante la Resolución número 385 de 2020, medida que se ha venido prorrogando a través de las Resoluciones 844, 1462 y 2230, todas de 2020, vigente hoy hasta el 28 de febrero del 2021.

Que, dentro de las medidas preventivas sanitarias, en materia de vigilancia y control epidemiológico, se encuentra la vacunación de las personas, correspondiendo a este Ministerio, como máxima autoridad sanitaria en el evento de una epidemia grave, ordenar dicha medida en los términos de los artículos 591 y 592 de la Ley 9 de 1979.

Que con el fin de garantizar la existencia y disponibilidad de bienes y servicios de salud el artículo 69 de la Ley 1753 de 2015 establece que este Ministerio determinará las acciones que se requieran para superar la emergencia sanitaria con fundamento en razones de urgencia extrema.

Que, con el propósito de contener la propagación del virus, el Gobierno nacional expidió el Decreto 109 de 2021, por medio del cual se adoptó el Plan Nacional de Vacunación contra la COVID-19, estableciendo en su artículo 28, las condiciones que deben cumplir los prestadores de servicios de salud para la aplicación de las vacunas, dentro de las que se encuentra contar con el servicio de vacunación habilitado.

Que la citada disposición prevé que tratándose de los regímenes Especial y de Excepción cuyos administradores quieran vacunar en lugares que pertenezcan a su organización, estos deberán surtir el procedimiento de habilitación transitoria del servicio de vacunación, que para el efecto establezca este Ministerio.

Que, en los términos dispuestos por el parágrafo del artículo 2° de la Resolución 3100 de 2019, acto administrativo a través del cual se definen los procedimientos y condiciones de inscripción de los prestadores de servicios de salud y de habilitación de los servicios de salud, las entidades pertenecientes a los regímenes Especial y de Excepción, determinadas en el artículo 279 de la Ley 100 de 1993, se encuentran exceptuadas de cumplir con tales requisitos, salvo que voluntariamente deseen inscribirse como prestadores de servicios de salud dentro del Sistema Obligatorio de Garantía de Calidad en Salud, o de manera obligatoria, en los casos que deseen ofertar y contratar sus servicios en el Sistema General de Seguridad Social en Salud.

Que, con el fin de alcanzar en el menor tiempo posible, una mayor cobertura de la población en cada fase de la vacunación contra la COVID 19, se requiere que las entidades pertenecientes a los regímenes Especial y de Excepción, que quieran vacunar en infraestructura perteneciente a su organización, puedan habilitar transitoriamente el servicio de vacunación cumpliendo el procedimiento aquí previsto.

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Objeto*. La presente resolución tiene por objeto establecer el procedimiento y los requisitos que deberán cumplir los administradores de los regímenes Especial y de Excepción, para habilitar transitoriamente el servicio de vacunación contra la COVID-19, en sus instalaciones.

Artículo 2°. *Campo de aplicación.* Las disposiciones contenidas en el presente acto administrativo aplican a los administradores de los regímenes Especial y de Excepción y a las secretarias de salud departamental o distrital, o las entidades que hagan sus veces.

Artículo 3. *Requisitos*. Los administradores de los regímenes Especial y de Excepción previo a presentar la solicitud ante la secretaria de salud departamental o distrital, o la entidad que haga sus veces, verificarán que cumplen con los requisitos de capacidad tecnológica y científica, establecidos en el numeral 11,2,3 "*servicio de vacunación*" del Manual de Inscripción de Prestadores y Habilitación de Servicios de Salud, adoptado por la Resolución 3100 de 2019, según la modalidad que pretendan ofertar, así:

3.1 Estándar de talento humano

3.2 Estándar de infraestructura

3.3 Estándar de dotación

3.4 Estándar de medicamentos, dispositivos médicos e insumos

3.5 Estándar de procesos prioritarios

3.6 Estándar de historia clínica y registros

3.7 Estándar de interdependencia

Artículo 4°. *Procedimiento.* La solicitud de habilitación transitoria para prestar el servicio de vacunación contra la COVID-19 deberá ser presentada por los administradores de los regímenes Especial y de Excepción ante la secretaria de salud departamental o distrital, o la entidad que haga sus veces, de la jurisdicción del lugar donde prestará el servicio, a través del "*Registro Especial de Prestadores de Servicios de Salud- REPS*", aportando la siguiente información:

4.1 Modalidad en la que se prestará el servicio:

4.1.1 Intramural.

4.1.2 Extramural: Unidad móvil, jornada de salud o domiciliaria.

4.2 Domicilio o lugar de la prestación del servicio.

4.3 Datos de contacto (correo electrónico y teléfono).

Con la presentación de la solicitud, que incluye la declaración del cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo anterior, se entiende que los administradores del Régimen Especial y de Excepción han verificado el cumplimiento de tales requisitos.

Recibida la información a través del REPS, la secretaria de salud departamental o distrital, o la entidad que haga sus veces, dará respuesta a la solicitud dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a su recibo, señalando la(s) modalidad(es) y el (los) lugar(es) habilitado(s) transitoriamente para prestar el servicio de vacunación.

La secretaria de salud departamental o distrital, o la entidad que haga sus veces podrá en cualquier momento realizar la visita de verificación al lugar donde se preste el servicio de vacunación y en caso de comprobar que no se cumple con las condiciones establecidas, suspenderá la habilitación transitoriamente otorgada.

Parágrafo 1°. El servicio de vacunación habilitado transitoriamente no será registrado en el REPS y solamente podrá prestarse durante el término que dure la emergencia sanitaria declarada por este Ministerio.

Parágrafo 2°. Las secretarias de salud departamental o distrital, o la entidad que haga sus veces, deberán llevar un registro de los servicios de vacunación habilitados transitoriamente a los administradores de los regímenes Especial y de Excepción, así como de las visitas de verificación que realicen y sus resultados. Dicho registro deberá contener como mínimo la información requerida en el presente artículo, suministrada por los administradores de tales regímenes.

Artículo 5°. *Visita de verificación*. En las visitas de verificación que realicen las secretarías de salud departamental o distrital, o la entidad que haga sus veces, se aplicarán los estándares y criterios de habilitación establecidos en el manual que adopta la Resolución 3100 de 2019, conforme lo determina el artículo 3° de la presente resolución, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

5.1 Comunicar por cualquier medio al prestador de servicios de salud de la realización de la visita con mínimo con un (1) día hábil de antelación, por medios físicos o electrónicos.

5.2 Conformar la comisión de verificación con un grupo de profesionales certificados conforme lo define la Resolución 077 de 2007 o la norma que la modifique o sustituya, quienes se encargan de la verificación

5.3 Realizar reunión de apertura de la visita, en el lugar donde se presta el servicio de vacunación, con la presencia de la comisión de verificación y del representante legal o la persona delegada para atender la visita. De esta reunión se levantará un acta.

5.4 Realizar reunión de cierre de la visita, de la cual se levantará acta suscrita por los participantes en ella.

5.5 Elaborar y presentar el informe de la visita, anexando los soportes recaudados durante esta y efectuar las recomendaciones a que haya lugar.

Con fundamento en el informe presentado se mantendrá, negará o suspenderá el servicio de vacunación habilitado transitoriamente.

Artículo 6°. *Seguimiento.* Corresponde a las secretarias de salud departamentales o distritales, o a las entidades que hagan sus veces, realizar el seguimiento al cumplimiento de lo declarado por los administradores de los regímenes Especial y de Excepción.

Artículo 7°. *Vigencia*. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación y surte efectos mientras dure la emergencia sanitaria declarada por este Ministerio.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 11 de febrero de 2021.

El Ministro de Salud y Protección Social,

Fernando Ruiz Gómez.

(C. F.).

Ministerio de Minas y Energía

Resoluciones

RESOLUCIÓN NÚMERO 40039 DE 2021

(febrero 11)

por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones 40029 del 9 de enero de 2015, 40095 del 1° de febrero de 2016, 40098 del 7 de febrero de 2017, 40404 del 15 de mayo de 2017 y 40790 del 31 de julio de 2018, asociadas a los Planes de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2014-2028, 2015-2029, 2016-2030 y 2017-2031.

El Ministro de Minas y Energía, en uso de las facultades legales y, en especial, la establecida en el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, y en el numeral 11 del artículo 2° y el numeral 8 del artículo 5° del Decreto 381 de 2012, y

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 17 de la Ley 143 de 1994 es competencia de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elaborar los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, siguiendo los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 18 1313 del 2 de diciembre de 2002.

Que de conformidad con lo indicado en el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, le *"compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución"*.

Que el inciso segundo de esta norma señala que *"los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional"*.

Que la Resolución 18 0924 del 15 de agosto de 2003, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, estableció y desarrolló la convocatoria pública como mecanismo para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

Que, adicionalmente, el artículo 6° de la Resolución CREG 011 de 2009 y el artículo 1° de la Resolución CREG 147 de 2011, por medio del cual se modifica el artículo 6° de la Resolución CREG 022 de 2001, establecen que harán parte del Plan de Expansión de Referencia los proyectos consistentes en la ampliación de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), que se encuentren en operación.

Que de acuerdo con el numeral 8, contenido en el artículo 5° del Decreto 381 de 2012, corresponde al Despacho del Ministro de Minas y Energía *"[a]doptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución"*.

Que mediante Resolución 40029 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014-2028, en el cual se recomendó varias obras de transmisión para ser ejecutadas, entre ellas "Circuito Guavio - Reforma y Guavio - Tunal", con fecha de entrada en operación noviembre de 2017.

Que a través de Resolución 40095 de 2016, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015-2029, incluyendo la obra denominada "Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV (nuevo punto de conexión en 230 kV), cuya fecha de puesta en operación fue modificada a través de la Resolución 40404 de 2017 hasta el 31 de mayo de 2021.

Que, en la misma resolución, el Ministerio de Minas y Energía estableció que otra de las obras de transmisión requeridas sería la de la "Subestación San Lorenzo 230 kV y líneas de transmisión asociadas", con fecha de puesta en operación mayo de 2022, según modificación hecha mediante Resolución MME 40404 del 15 de mayo de 2017.

Que el Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 40098 de 2017, adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2016-2030, en el cual se recomendaron las obras "nueva línea Alcaraván - San Antonio 230 kV", "Nueva línea Alcaraván- Banadía 230 kV" y "Nueva subestación del STN Nueva Granada 230 kV", las dos primeras con fechas de puesta en operación 30 de noviembre de 2021 y la última con fecha de puesta en operación 31 de diciembre de 2022.

Que mediante Resolución 40790 de 2018 se adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017-2031 en el que se incluyó la obra "nueva Subestación Salamina 230 kV" con fecha de puesta en operación noviembre de 2023.

Que de acuerdo con las Resoluciones CREG 051 de 1998, 004 de 1999, 022 de 2001 y 085 de 2002, la UPME contará con un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), con el objeto de compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

Que en cumplimiento del artículo 17 de la Ley 143 de 1994, la UPME, mediante el acta 186 realizada el 24 de julio de 2020, sometió a consulta del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), la modificación a las fechas de puesta en operación de siete (7) proyectos de expansión del Sistema de Transmisión: (i) Subestación El Siete 230 kV y líneas de transmisión asociadas; (ii) San Antonio - Alcaraván 230 kV; (iii) Alcaraván -

Banadía - La Paz 230 kV, (iv) Subestación Salamina 230 kV; (v) Subestación San Lorenzo 230 kV; (vi) Subestación Cabrera 230 kV; y (vii) Variante Guavio - Reforma 230 kV. Al respecto, las observaciones por parte de CELSIA, EPM, INTERCOLOMBIA y GEB están plasmadas en la respectiva Acta 186 del 24 de julio de 2020 del CAPT.

Que mediante oficio con radicado 20201520055881 (MME 1-2020-054111), la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME sometió a consideración del Ministerio de Minas y Energía la modificación de la fecha de entrada en operación de siete (7) proyectos de expansión del Sistema de Transmisión: Subestación El Siete 230 kV y líneas de transmisión asociadas, San Antonio - Alcaraván 230 kV, Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV, Subestación Salamina 230 kV, Subestación San Lorenzo 230 kV, Subestación Cabrera 230 kV y Variante Guavio - Reforma 230 kV, manifestando que:

"La Unidad, en el ejercicio de sus labores de planeamiento, definió a través de los Planes de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2014 - 2028, 2015 - 2029, 2016 - 2030 y 2017 - 2031, las obras enunciadas a continuación, las cuales tuvieron condicionamientos o situaciones que no permitieron avanzar en los procesos para su puesta en operación, hoy su plazo de ejecución no es suficiente y por tanto resulta necesario modificar la fecha de entrada en operación a efectos de iniciar con los procesos de convocatoria pública (...)".

Que teniendo en cuenta la importancia de estas obras en la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional, y acogiendo las recomendaciones del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), y atendiendo la solicitud de la UPME, este Ministerio encuentra pertinente la adopción de dichas modificaciones en la fecha de entrada en operación de los 7 proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

Que en cumplimiento de lo ordenado en el numeral 8 del artículo 8° de la Ley 1437 de 2011, *"Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo"*, el Ministerio de Minas y Energía publicó en su página web, del 23 de diciembre de 2020 al 7 de enero de 2021, el proyecto de resolución *"Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones 40029 del 9 de enero de 2015, 40095 del 1 de febrero de 2016, 40098 del 7 de febrero de 2017, 40404 del 15 de mayo de 2017 y 40790 del 31 de julio de 2018 asociadas a los Planes de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2014-2028, 2015-2029, 2016-2030 y 2017 - 2031"*, con el objeto de recibir opiniones, sugerencias o propuestas alternativas del público en general, las cuales fueron incorporadas a esta resolución en lo que se consideró pertinente.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. Modificar en el numeral II del artículo 1° de la Resolución 40095 del 1° de febrero de 2016, del inciso *"Obras Antioquia - Chocó"*, en lo relativo a la Fecha de Puesta en Operación del proyecto Subestación El Siete 230 kV y líneas de transmisión asociadas, señalando que la misma será el 30 de junio de 2025.

Artículo 2°. Modificar en el numeral II del artículo 1° de la Resolución 40790 del 31 de julio de 2018, del inciso *"Obras Antioquia"*, en lo relativo a la Fecha de Puesta en Operación del proyecto Subestación Salamina 230 kV y líneas de transmisión asociadas, señalando que la misma será el 31 de marzo de 2025.

Artículo 3°. Modificar en el numeral II del artículo 1° de la Resolución 40095 del 1 de febrero de 2016, del inciso *"Obras Antioquia - Chocó"* (modificado por el artículo 2° de la Resolución 40404 del 15 de mayo de 2017), en lo relativo a la Fecha de Puesta en Operación del proyecto Subestación San Lorenzo 230 kV y líneas de transmisión asociadas, señalando que la misma será el 31 de enero de 2025.

Artículo 4°. Modificar en el numeral I del artículo 1° de la Resolución 40098 del 7 de febrero de 2017, del inciso *"Obras Santander"*, en lo relativo a la Fecha de Puesta en Operación del proyecto Subestación Cabrera 230 kV y líneas de transmisión asociadas, señalando que la misma será el 31 de enero de 2025.

Artículo 5°. Modificar en el numeral I del artículo 1° de la Resolución 40029 del 9 de enero de 2015, del inciso *"Circuito Guavio - Reforma y Guavio - Tunal"*, en lo relativo a la Fecha de Puesta en Operación del proyecto Variante Guavio - Reforma 230 kV y líneas de transmisión asociadas, señalando que la misma será el 31 de enero de 2025.

Artículo 6°. Adoptar la modificación propuesta por la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, que contiene las siguientes obras de transmisión, las cuales deben ser ejecutadas a través de (i) Convocatoria Pública o (ii) ampliaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), según corresponda, asociadas al numeral I del artículo 1° de la Resolución 40098 del 7 de febrero de 2017, del inciso *"Obras Casanare - Arauca"*, así:

- **Modificación Obras Casanare - Arauca**

- Adicionar el segundo circuito, quedando un doble circuito Alcaraván - San Antonio 230 kV.

- Separación de los proyectos en: i) Doble circuito Alcaraván - San Antonio 230 kV (incluyendo el segundo circuito), y ii) Línea Alcaraván - Banadía - La Paz 230 kV.

- Nueva Fecha de Puesta en Operación del proyecto Subestación Alcaraván 230/115 kV y Doble Circuito Alcaraván - San Antonio 230 kV para el 30 de junio de 2025.

- Nueva Fecha de Puesta en Operación del Proyecto Alcaraván - Banadía 230 kV y Subestación La Paz 230/115 kV Reconfiguración Banadía - La Paz para el 31 de octubre de 2026.

Artículo 7°. Los proyectos aquí relacionados se consideran de utilidad pública e interés social, por así disponerlo los artículos 56 de la Ley 142 de 1994 y 5° de la Ley 143 de 1994.

Artículo 8°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 11 de febrero de 2021.

El Ministro de Minas y Energía,

Diego Mesa Puyo.

(C. F.).

Unidades Administrativas Especiales

Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil

Resoluciones

RESOLUCIÓN NÚMERO 000257 DE 2021

(febrero 11)

por la cual se aclara la Resolución 00233 del 9 de febrero de 2021.

El Director General de la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil, en uso de sus facultades legales y, en especial, las conferidas en el artículo 1782 y 1790 de Comercio, en concordancia con lo establecido en los artículos 2° y 5° numerales 4, 5 y 6; y el artículo 9° numeral 4 del Decreto 260 de 2004, modificado por el Decreto 823 de 2017, y

CONSIDERANDO:

Que la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil (UAEAC), como autoridad aeronáutica de la República de Colombia, en cumplimiento del mandato contenido en el artículo 37 del Convenio sobre Aviación Civil Internacional; y debidamente facultada por el artículo 1782 del Código de Comercio y el artículo 2° del Decreto 260 de 2004, modificado el Decreto 823 de 2017, es la encargada de expedir los Reglamentos Aeronáuticos de Colombia (RAC).

Que es función de la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil (UAEAC), como autoridad aeronáutica, garantizar el cumplimiento del Convenio sobre Aviación Civil Internacional junto con sus Anexos y armonizar los Reglamentos Aeronáuticos de Colombia (RAC), con las disposiciones que promulgue la Organización de Aviación Civil Internacional, tal y como se dispone en el artículo 4°, numerales 4 y 5 del Decreto 260 de 2004, modificado por el Decreto 823 de 2017.

Que con fundamento en lo anterior, la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil ha expedido los Reglamentos Aeronáuticos de Colombia, en concordancia con los Anexos técnicos al referido Convenio sobre Aviación Civil Internacional.

Que mediante Resolución 00233 del 9 de enero de 2021 se modificaron unas disposiciones de las normas RAC 11 y RAC 21 de los Reglamentos Aeronáuticos de Colombia y se derogaron otras disposiciones.

Que por error involuntario, en el artículo 1° de dicha Resolución, se mencionó el Párrafo del Apéndice del 1 del RAC 11, correspondiente a "Actuación de las dependencias de la UAEAC con posterioridad a la adopción de un Anexo o su enmienda" que estaba siendo objeto de modificación, como párrafo "(f)" cuando lo correcto de acuerdo con la nomenclatura propia de dicho Apéndice, sería "(g)".

Que por la misma razón, en el artículo 2° de la mencionada Resolución, las "Disposiciones finales" de dicho Apéndice, cuya designación, se estaba variando, se designaron como "(h)" cuando lo correcto habría sido "(i)" de acuerdo con la secuencia de su nomenclatura.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. Aclarar el artículo 1° de la Resolución 00233 del 9 de febrero de 2021, en el sentido de precisar que el párrafo correspondiente a "Actuación de las dependencias de la UAEAC, con posterioridad a la adopción de un Anexo o su enmienda", perteneciente al Apéndice 1 de la norma RAC 11 de los Reglamentos aeronáuticos de Colombia, se designa como párrafo **"(g) Actuación de las dependencias de la UAEAC con posterioridad a la adopción de un Anexo o su enmienda**". La nomenclatura y texto de los subpárrafos allí contenidos, siguen siendo los mismos previstos en la Resolución 00233 del 9 de febrero de 2021.

Artículo 2°. Aclarar el artículo 2° de la Resolución 00233 del 9 de febrero de 2021, en el sentido de precisar que el párrafo correspondiente a "Disposiciones finales", perteneciente al Apéndice 1 de la norma RAC 11 de los Reglamentos Aeronáuticos de Colombia, se designa como párrafo **"(i) Disposiciones finales".** La nomenclatura y texto de los subpárrafos allí contenidos, siguen siendo los mismos, previstos en la Resolución 00233 del 9 de febrero de 2021.

Artículo 3°. Las demás disposiciones contenidas en la Resolución 00233 del 9 de febrero de 2021, no sufren ninguna variación.

Artículo 4°. Previa su publicación en el ***Diario Oficial***, incorpórense las disposiciones de la presente Resolución en la versión oficial de la norma RAC 11 de los Reglamentos Aeronáuticos de Colombia, publicada en la página web: www.aerocivil.gov.co.

Artículo 6°. La presente resolución rige a partir de su publicación en el ***Diario Oficial*** y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D C., a 11 de febrero de 2021.

El Director General,

Juan Carlos Salazar Gómez.

(C. F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 0000265 DE 2021

(febrero 12)

por medio de la cual se modifica la Resolución 1545 de 2015, "por la cual se fijan los procedimientos de recaudo de Impuesto de Timbre Nacional".

El Director General de la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil, en ejercicio de sus facultades legales y, en especial, de las que le confiere el artículo 5° y lo dispuesto en el numeral 8, del artículo 9°, del Decreto 260 de 2004[1], modificado por el artículo 2° del Decreto 823 de 2017[2], y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 14 de la Ley 2ª de 1976, *"por la cual se reorganizan los impuestos de papel sellado y de timbre y se dictan otras disposiciones en materia de impuestos indirectos"*, determina como causa del impuesto de timbre *nacional "3. La salida al exterior de nacionales y extranjeros residentes en el País"*.

Que la Ley 20 del 1979, en el artículo 22, señala: *"La Administración, control y recaudo del impuesto de timbre nacional que origina la salida al exterior de nacionales y extranjeros residentes en Colombia, a que se refiere el numeral 3 del artículo 14 de la Ley 2ª de 1976, estará a cargo del Departamento Administrativo de la Aeronáutica Civil"*.

Que mediante Oficios 79232 de 2007 y 50435 de 2008, la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), estableció que la Aerocivil es la responsable de señalar los mecanismos y controles respectivos para garantizar la administración del recaudo de dicho impuesto.

Que el Decreto 4048 de 2008, artículo 1°, modificado por el artículo 1° de Decretos 1321 de 2011 y el artículo 1° de 1292 de 2015, indica que *"La administración de los impuestos comprende su recaudación, fiscalización, liquidación, discusión, cobro, devolución, sanción y todos los demás aspectos relacionados con el cumplimiento de las obligaciones tributarias."*.

Que la entidad expidió la Resolución 01545 de *2015, "por la cual se fijan los procedimientos de recaudo de Impuesto de Timbre Nacional"*, la cual entre otras disposiciones, estableció que las empresas de transporte aéreo deben girar semanalmente los valores en pesos colombianos que sean producto de lo recaudo por concepto de impuesto de timbre, a las cuentas que para tal efecto designe la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional.

Que debido a la pandemia derivada del Coronavirus (COVID-19), se presentó una difícil situación económica que aquejó a las empresas que prestan servicios de transporte aéreo de pasajeros, advertida entre otras por la Asociación Internacional de Transporte Aéreo (IATA), en su reporte económico de la primera semana de octubre[3], al reportar que el alto consumo de los recursos de las empresas tuvo que destinarse a su "sobrevivencia" mientras se recupera la demanda, comportamiento que se presentó desde el segundo trimestre del año 2020 y que se estimó que continuaría hasta el segundo trimestre de 2022.

Que la entidad expidió las Resoluciones 727, 1677, 1891 y 2132 de 2020, a través de las cuales se ordenó aplazar la fecha límite para que las empresas aéreas encargadas del recaudo del impuesto de timbre por salida del país hicieran el respectivo giro a las cuentas señaladas por la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional, de modo que el término se extendió hasta el *"quinto día hábil de diciembre de 2020"*.

Que dado el estado de avance en la recuperación de la industria, en el que las finanzas de las empresas se encuentran aún en proceso de regularización, la Entidad considera procedente modificar transitoriamente la fecha de reintegro y presentación de los valores recaudados por concepto de impuesto de timbre correspondiente a diciembre de 2020.

Que el Comité de Tarifas en sesión del 26 de enero de 2021, como consta en el Acta 1 de la misma fecha, recomendó establecer como fecha límite para reconocimiento y pago del impuesto de timbre nacional correspondiente al mes de diciembre de 2020, el 15 de febrero de 2021.

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. Establecer como fecha máxima de presentación y reintegro de los valores recaudados por concepto de impuesto de timbre nacional recaudado en diciembre de 2020 por las empresas de transporte de pasajeros internacionales, el 15 de febrero de 2021.

Parágrafo 1°. Los reportes establecidos para la presentación de los pasajeros embarcados, exentos y quienes cancelaron el impuesto se deberán continuar enviando de manera diaria a la Aerocivil de acuerdo con el procedimiento o mecanismo establecido.

Artículo 2°. En caso de mora en el reintegro de los valores de impuesto de timbre nacional por parte de las empresas aéreas, se liquidarán intereses por mora desde el momento de su vencimiento hasta el momento del pago, sin perjuicio de las medidas adicionales que adopte la Entidad, como hacer efectivas las garantías constituidas, suspender el crédito y reportar a las empresas y sus aeronaves en el aplicativo de alertas de morosidad.

Artículo 3°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 12 de febrero de 2021.

El Director General,

Juan Carlos Salazar Gómez.

(C. F.).

Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

Resoluciones

RESOLUCIÓN NÚMERO 8286 DE 2020

(noviembre 9)

por la cual se da por terminado un encargo, un nombramiento provisional y se efectúa un nombramiento de carácter provisional.

El Director General de la UAE, Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, en ejercicio de las facultades que le confieren los artículos 19, 20, 22 y 23 del Decreto Ley 071 de 2020, artículos 19 del Decreto Ley 1072 de 1999, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 22 del Decreto 071 del 2020, establece:

*"**Formas de proveer los empleos de carrera administrativa.** Las vacancias definitivas y temporales de los empleos de carrera administrativa se proveerán de las siguientes formas:*

22.2 (...)

*a) Encargo. Por el término de la vacancia temporal o hasta que se provea de forma definitiva el empleo, los empleados de carrera tendrán derecho a ser encargados de tales empleos, siempre y cuando acrediten los requisitos establecidos para el desempeño del empleo, **no hayan sido sancionados disciplinariamente en el último año** y su última evaluación del desempeño haya sido excelente. En el evento en que no haya empleados con evaluación excelente, se podrá encargar a los empleados con evaluación sobresaliente.*

(...)".

Que la servidora MARTHA FABIOLA CÓRDOBA RODRÍGUEZ, identificada con cédula de ciudadanía número 52080600, fue encargada mediante Resolución número 004632 del 23 de junio de 2016, en el empleo ANALISTA III CÓDIGO 203 GRADO 03 Rol IC2045 Tipo de Vacante Temporal, con ubicación en la Coordinación de Enlace Local e Internacional de la Dirección de Gestión Organizacional, actualmente ubicada con resolución número 002707 del 5 de abril de 2018, en el Órgano Especial Defensoría del Contribuyente y Usuario Aduanero de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.

Que en certificado de antecedentes disciplinarios número 150945650 de fecha 25 de septiembre de 2020, expedido por la Procuraduría General de Nación, con registro número 100156172 del Sistema de Información de Registros y Sanciones Disciplinarias, la servidora MARTHA FABIOLA CÓRDOBA RODRÍGUEZ, reporta sanción disciplinaria de Suspensión por el término de tres (3) meses, con efectos jurídicos desde el 24 de junio de 2020, que cobró efectividad a través de la Resolución número 3971 del 14 de julio de 2020.

Que, de conformidad con la regulación del sistema específico de carrera de los servidores de la DIAN, para tener derecho a encargo es requisito *sine qua non*, entre otros, que el servidor no reporte sanción disciplinaria en el último año de servicios. Al faltar este requisito, no puede predicarse que le asista derecho a encargo, por lo que debe darse por terminado.

Que en razón a lo anterior, se hace necesario dar por terminado el encargo efectuado en la Resolución número 004632 del 23 de junio de 2016, a la servidora MARTHA FABIOLA CÓRDOBA RODRÍGUEZ, identificada con cédula de ciudadanía número 52080600, en el empleo ANALISTA III CÓDIGO 203 GRADO 03 Rol IC2045 Tipo de Vacante Temporal, en la Coordinación de Enlace Local e Internacional de la Dirección de Gestión Organizacional, actualmente ubicada con Resolución número 002707 del 5 de abril de

[1] *"Por el cual se modifica la estructura de la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil (Aerocivil) y se dictan otras disposiciones".*

[2] *"Por el cual se modifica la estructura de la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil (Aerocivil) y se dictan otras disposiciones".*

[3] International Air Transport Association (IATA), IATA Economic's Chart of the Week (9 de octubre de 2020), https://www.iata.org/en/iata-repository/publications/economic-reports/airline-industry-will-continue-to-burn-through-cash-until-2022/.

2018, en el Órgano Especial Defensoría del Contribuyente y Usuario Aduanero, del cual tomó posesión el 13 de julio de 2016 con Acta número 1054.

Que como consecuencia de lo anterior, a partir de la fecha en que la servidora MARTHA FABIOLA CÓRDOBA RODRÍGUEZ, reasuma las funciones del empleo del cual es titular, debe darse por terminado el nombramiento provisional efectuado mediante Resolución número 00100 del 6 de enero de 2017, a la servidora YENNIFER PAOLA DELGADO PADILLA, identificada con la cédula de ciudadanía número 52956273 en el empleo FACILITADOR III CÓDIGO 103 GRADO 03, con el Rol FC1002, ubicado en el Despacho de la Subdirección de Gestión de Análisis Operacional.

Que en la Coordinación de Inventarios y Almacén de la Subdirección de Gestión de Recursos Físicos, a la fecha se encuentra en vacancia definitiva un empleo como FACILITADOR III CÓDIGO 103 GRADO 03, Empleo TP DE1015, el cual por necesidades del servicio requiere ser provisto mediante nombramiento en provisionalidad, y en razón a que agotado el procedimiento establecido para la provisión transitoria mediante encargo no fue posible proveerlo, se encuentra pertinente nombrar en él a YENNIFER PAOLA DELGADO PADILLA.

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. Dar por terminado el encargo a MARTHA FABIOLA CÓRDOBA RODRÍGUEZ, identificada con cédula de ciudadanía número 52080600, efectuado mediante Resolución número 004632 del 23 de junio de 2016, en el empleo ANALISTA III CÓDIGO 203 GRADO 03 Rol IC2045 Tipo de Vacante Temporal, en la Coordinación de Enlace Local e Internacional de la Dirección de Gestión Organizacional, actualmente ubicada con resolución número 002707 del 5 de abril de 2018, en el Órgano Especial Defensoría del Contribuyente y Usuario Aduanero de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.

Artículo 2°. Notificar a través de la Coordinación de Notificaciones de la Subdirección de Gestión de Recursos Físicos, de conformidad con los artículos 66 y siguientes del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, el contenido de la presente resolución a la servidora MARTHA FABIOLA CÓRDOBA RODRÍGUEZ, identificada con cédula de ciudadanía número 52080600, quien actualmente se encuentra ubicada en el Despacho del Órgano Especial Defensoría del Contribuyente y Usuario Aduanero de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales; informándole que contra la presente procede el recurso de reposición, en los términos y condiciones señaladas en el artículo 76 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, el cual deberá presentar dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la notificación en el Despacho de la Dirección General.

Artículo 3°. A partir de la fecha en que la decisión que se adopta en el presente acto administrativo quede en firme, la servidora MARTHA FABIOLA CÓRDOBA RODRÍGUEZ deberá reasumir las funciones del cargo del cual es titular.

Artículo 4°. A partir de la fecha en que la servidora a que refiere el artículo anterior reasuma las funciones del cargo del cual es titular, dar por terminado el nombramiento provisional otorgado mediante Resolución número 00100 del 6 de enero de 2017, a la servidora YENNIFER PAOLA DELGADO PADILLA, identificada con la cédula de ciudadanía número 52956273, en el empleo FACILITADOR III CÓDIGO 103 GRADO 03, con el Rol FC1002, ubicado en la Coordinación de Control y Facilitación de la Subdirección de Gestión de Análisis Operacional.

Artículo 5°. Nombrar con carácter provisional a YENNIFER PAOLA DELGADO PADILLA, identificada con la cédula de ciudadanía número 52956273, en el empleo FACILITADOR III CÓDIGO 103 GRADO 03, Empleo TP DE1015, ubicado en la Coordinación de Inventarios y Almacén de la Subdirección de Gestión de Recursos Físicos, por el término que el mismo permanezca vacante.

Artículo 6°. El nombramiento efectuado es susceptible de reclamación en los términos del parágrafo 2° del artículo 22 del Decreto Ley 071 de 2020 y para el efecto la presente Resolución a solicitud de la Subdirección de Gestión de Personal será publicada en la DIANNET.

Artículo 7°. De conformidad con el artículo 65 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, publicar en el ***Diario Oficial*** la presente Resolución.

Artículo 8°. Comunicar a través de la Coordinación de Notificaciones de la Subdirección de Gestión de Recursos Físicos, el contenido de la presente resolución y enviarle copia de la misma al correo electrónico institucional de los servidores: MARTHA FABIOLA CÓRDOBA RODRÍGUEZ y YENNIFER PAOLA DELGADO PADILLA.

Artículo 9°. A través de la Coordinación de Notificaciones de la Subdirección de Gestión de Recursos Físicos, enviar copia de la presente Resolución al Despacho, del Órgano Especial Defensoría del Contribuyente y Usuario Aduanero, al Despacho de la Subdirección de Gestion de Recursos Físicos, al Despacho y a las Coordinaciones de Provisión y Movilidad de Personal Nómina y de Historias Laborales de la Subdirección de Gestión de Personal y a la funcionaria que proyectó el presente acto administrativo.

Artículo 10. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su expedición.

Publíquese, notifíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 9 de noviembre de 2020.

El Director General,

José Andrés Romero Tarazona.

(C. F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 000825 DE 2021

(febrero 11)

por la cual se dan por terminados unos encargos y un nombramiento de carácter provisional, se efectúan una ubicación y un nombramiento provisional y se designa una jefatura.

El Director General de la UAE, Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, en uso de las facultades conferidas por los artículos 19 y 20 del Decreto 1072 de 1999, los artículos 19, 20, 22, 23, 64, 66, 67 y 68, del Decreto 071 del 24 de enero de 2020,

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución número 050 del 6 de agosto de 2019, se identificó la necesidad de efectuar la designación en la Jefatura del Grupo Interno de Trabajo Auditoría Tributaría II de la División de Gestión de Fiscalización de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.

Que, identificada la necesidad antes mencionada se adelantó el proceso de evaluación y selección a través de evaluación de competencias laborales, gerenciales, técnicas, éticas y comportamentales, entre otras, y como resultado del mismo se determinó que la funcionaria que será designada como jefe, en aplicación del principio del mérito es LILIAN DEL ROCÍO ANGULO MINA, identificada con cédula de ciudadanía número 31970735.

Que la funcionaria LILIAN DEL ROCÍO ANGULO MINA, identificada con cédula de ciudadanía número 31970735, quien superó el proceso de selección y fue tenida en cuenta para la designación, fue encargada mediante Resolución número 000458 de fecha 27 de enero de 2016, en el empleo Gestor IV Código 304 Grado 04, Rol FL3005 "Gestor IV de Fiscalización y Liquidación TACI" código de ficha actual "AT-FL-3005", con ubicación en el Grupo Interno de Trabajo Auditoría Tributaría II de la División de Gestión de Fiscalización de la Dirección Sección de Impuestos de Cali, cargo del cual tomó posesión según Acta número 13 del 12 de febrero de 2016.

Que, para efectos de realizar la designación de la jefatura en el Grupo Interno de Trabajo Auditoría Tributaría II de la División de Gestión de Fiscalización de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali a la funcionaria LILIAN DEL ROCÍO ANGULO MINA, se hace necesario dar por terminado el encargo en el empleo de Gestor IV Código 304 Grado 04 Rol FL3005 "Gestor IV de Fiscalización y Liquidación TACI", código de ficha actual "AT-FL-3005" tipo de vacante temporal, dado que la designación de jefatura y el encargo son dos situaciones administrativas que no pueden coexistir.

Que, en razón a lo anterior y a partir de la fecha en que la servidora LILIAN DEL ROCÍO ANGULO MINA, reasuma las funciones del empleo del cual es titular, deberá darse por terminado el encargo efectuado mediante Resolución número 3531 del 13 de mayo de 2016, al servidor LUIS ENRIQUE POLANCO TELLO, identificado con la cédula de ciudadanía número 16267426, en el empleo Gestor III Código 303 Grado 03 - ROL FL3006 "Gestor III de Fiscalización y Liquidación TACI", Código de ficha Actual "AT-FL-3006", quien fue ubicado en la División de Gestión de Fiscalización de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali posteriormente ubicado en la División de Gestión de Liquidación de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali de la Unidad Administrativa Especial de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.

Que, en razón a lo anterior y a partir de la fecha en que el servidor LUIS ENRIQUE POLANCO TELLO, reasuma las funciones del empleo del cual es titular, deberá darse por terminado el nombramiento provisional efectuado mediante Resolución número 5881 del 12 de agosto de 2016, a la servidora PAOLA ANDREA OSPINA ZAPATA, identificada con la cédula de ciudadanía número 66780350, en el empleo Gestor II Código 302 Grado 02- ROL FL3007 "Gestor II de Fiscalización y Liquidación TACI", código de ficha "AT-FL-3007" ubicada en la División de Gestión de Liquidación de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali posteriormente ubicada en el Grupo Interno de Trabajo de Devoluciones de la División de Gestión de Recaudo de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.

Que, en el Grupo Interno de Trabajo de Devoluciones de la División de Gestión de Recaudo de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali, a la fecha se encuentra en vacancia definitiva un empleo como GESTOR II CÓDIGO 302 GRADO 02, Empleo CT-CR-3007, el cual por necesidades del servicio requiere ser provisto mediante nombramiento en provisionalidad, y en razón a que agotado el procedimiento establecido para la provisión transitoria mediante encargo no fue posible proveerlo, se encuentra pertinente nombrar en él a PAOLA ANDREA OSPINA ZAPATA.

Que, el artículo 23 del Decreto número 071 del 24 de enero de 2020, establece que *"…el Director General de la DIAN, mediante resolución motivada, podrá dar por terminados encargos o disponer el retiro del servicio de un empleado vinculado mediante nombramiento provisional"*.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. A partir de la fecha de posesión de la designación como Jefe del Grupo Interno de Trabajo Auditoría Tributaría II de la División de Gestión de Fiscalización de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali, dar por terminado el encargo efectuado mediante Resolución número 458 del 27 de enero de 2016, en el empleo de Gestor IV Código 304

Grado 04 - Rol FL3005 "Gestor IV de Fiscalización y Liquidación TACI" código de ficha actual "AT-FL-3005, con ubicación en el Grupo Interno de Trabajo Auditoría Tributaría II de la División de Gestión de Fiscalización de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, a la funcionaria LILIAN DEL ROCÍO ANGULO MINA, identificada con cédula de ciudadanía número 31970735, reasumiendo así las funciones del empleo Gestor III Código 303 Grado 03 del cual es titular, por las razones expuestas en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°. Ubicar en el Grupo Interno de Trabajo Auditoría Tributaría II de la División de Gestión de Fiscalización de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales y designar funciones como JEFE de la misma, a LILIAN DEL ROCÍO ANGULO MINA, identificada con cédula de ciudadanía número 31970735, actual Gestor III Código 303 Grado 03.

Artículo 3°. A partir de la fecha en que la funcionaria a que refiere el artículo 1° de la presente resolución, reasuma las funciones del cargo del cual es titular, dar por terminado el encargo en el empleo Gestor III Código 303 Grado 03 - ROL FL3006 "Gestor III de Fiscalización y Liquidación TACI", Código de ficha Actual "AT-FL-3006", efectuado mediante Resolución número 3531 del 13 de mayo de 2016, ubicado en la División de Gestión de Fiscalización de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali posteriormente ubicado en la División de Gestión de Liquidación de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali de la Unidad Administrativa Especial de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales al servidor LUIS ENRIQUE POLANCO TELLO, identificado con la cédula de ciudadanía número . 16267426, reasumiendo así las funciones del empleo Gestor II Código 302 Grado 02 del cual es titular, por las razones expuestas en la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 4°. A partir de la fecha en que el funcionario a que refiere el artículo 3° de la presente resolución, reasuma las funciones del cargo del cual es titular, dar por terminado el nombramiento provisional efectuado mediante Resolución número 5881 del 12 de agosto de 2016, a la servidora PAOLA ANDREA OSPINA ZAPATA, identificada con la cédula de ciudadanía número 66780350, actual Gestor II Código 302 Grado 02 - ROL FL3007 "Gestor II de Fiscalización y Liquidación TACI, código de ficha "AT-FL-3007", ubicada en la División de Gestión de Liquidación de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali posteriormente ubicada en el Grupo Interno de Trabajo de Devoluciones de la División de Gestión de Recaudo de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.

Artículo 5°. Nombrar con carácter provisional en el empleo GESTOR II CÓDIGO 302 GRADO 02, Empleo CT-CR-3007, y ubicar en el Grupo Interno de Trabajo de Devoluciones de la División de Gestión de Recaudo de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali de la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales a PAOLA ANDREA OSPINA ZAPATA, identificada con la cédula de ciudadanía número 66780350, por el término que el mismo permanezca vacante.

Artículo 6°. A través de la Coordinación de Notificaciones de la Subdirección de Gestión de Recursos Físicos, comunicar el contenido de la presente resolución a los funcionarios LUIS ENRIQUE POLANCO TELLO y LILIAN DEL ROCÍO ANGULO MINA, al correo electrónico institucional, e informarle a esta última que para iniciar el desempeño de sus funciones como jefe del Grupo Interno de Trabajo Auditoría Tributaría II de la División de Gestión de Fiscalización de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali, deberá tomar posesión de la designación y la ubicación en los términos descritos en el párrafo 2° del artículo 67 del Decreto Ley 071 de 2020.

Artículo 7°. A través de la Coordinación de Notificaciones de la Subdirección de Gestión de Recursos Físicos, comunicar el contenido de la presente resolución a la funcionaria PAOLA ANDREA OSPINA ZAPATA, al correo electrónico institucional, e informarle que deberá tomar posesión del empleo en el cual fue nombrada, en los términos descritos en el artículo 2.2.5.1.7 del Decreto 1083 del 26 de mayo de 2015.

Artículo 8°. El nombramiento efectuado es susceptible de reclamación en los términos del artículo 22 del Decreto Ley 071 de 2020 y para el efecto la presente Resolución a solicitud de la Subdirección de Gestión de Personal será publicada en la DIANNET.

Artículo 9°. A través de la Coordinación de Notificaciones de la Subdirección de Gestión de Recursos Físicos, enviar copia de la presente Resolución al Despacho de la Dirección Seccional de Impuestos de Cali, al GIT de Personal o quien haga sus veces en esa Dirección Seccional, al Despacho y las Coordinaciones de Provisión y Movilidad de Personal, de Nómina e Historias Laborales de la Subdirección de Gestión de Personal y al funcionario que proyecta el presente acto administrativo.

Artículo 10. De conformidad con el artículo 65 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, publicar en el ***Diario Oficial*** la presente Resolución.

Artículo 11. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su expedición.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 11 de febrero de 2021.

El Director General,

José Andrés Romero Tarazona.

(C. F.).

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Acuerdos

ACUERDO NÚMERO 003 DE 2021

(febrero 11)

por el cual se aprueba el Modelo de Convenio de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P - Continental para Yacimientos Convencionales en Trampas.

El Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en ejercicio de las facultades legales y, en especial de las que le confiere el artículo 76 de la Ley 80 de 1993; los numerales 4, 7 y 8 del artículo 7° del Decreto 714 de 2012, que modifica el Decreto Ley 4137 de 2011, a su vez fue modificatorio del Decreto Ley 1760 de 2003, y

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política de Colombia determinó en su artículo 332, que el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables y le corresponde determinar las condiciones para su exploración y producción.

Que la misma norma en su artículo 334, dispone que el Estado, por mandato de la ley, intervendrá en la explotación de los recursos naturales, entre otros, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

Que el artículo 76 de la Ley 80 de 1993 somete los Contratos de Exploración y Explotación de recursos no renovables, así como los concernientes a su comercialización y a las demás actividades industriales y comerciales de las entidades competentes en esas materias, a la legislación especial aplicable a los mismos, al tiempo que asigna a tales entidades la responsabilidad de determinar en sus reglamentos internos el procedimiento de selección de los contratistas, las cláusulas excepcionales que han de pactarse, y las cuantías y los trámites a los que deben sujetarse esos contratos, con observancia del deber de selección objetiva y de los principios de transparencia, economía y responsabilidad.

Que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto 714 de 2012, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), tiene como objetivo administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional.

Que de conformidad con el artículo 3° del Decreto 714 de 2012, corresponde a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH): *"1. Identificar y evaluar el potencial hidrocarburífero del país; 2. Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales. 3. Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003, así como hacer el seguimiento al cumplimiento de todas las obligaciones previstas en los mismos; 4. Asignar las áreas para exploración y/o explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), adopte para tal fin; (...) 7. Convenir, en los contratos de exploración y explotación, los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratistas adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos; (...) 22. Ejercer las demás actividades relacionadas con la administración de los recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación"*.

Que el citado artículo 7° numeral 4 del Decreto 714 de 2012, establece que es función del Consejo Directivo de la ANH, *"4. Definir los criterios de administración y asignación de las áreas hidrocarburíferas de la Nación para su exploración y explotación"*.

Que igualmente, el artículo 7° del Decreto 714 de 2012 en su numeral 7, asigna al Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la función de *"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"*.

Que el Acuerdo 2 de 2017, que sustituyó el Acuerdo 4 de 2012 y sus modificatorios, señala los criterios de Administración y Asignación de Áreas para Exploración y Explotación de los Hidrocarburos, su clasificación y las reglas a las cuales deberá sujetarse el Proceso Permanente de Asignación de Áreas.

Que mediante Acuerdo 2 del 4 de febrero de 2019, el Consejo Directivo de la ANH aprobó el Proyecto de Modelo de Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P - Continental para Yacimientos Convencionales en Trampas, con sus respectivos anexos, los cuales se constituyen como los términos contractuales ofrecidos a la industria.

Que en virtud del Decreto Ley 1760 del 26 de junio de 2003 la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) fue escindida, creándose la Agencia Nacional de Hidrocarburos y organizándose la nueva estructura de ECOPETROL S. A.

Que según el numeral 11.5 del artículo 11 del Decreto Ley 1760 de 2003, forman parte del patrimonio de la ANH *"los derechos de producción y los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por terminación de los contratos de exploración y explotación vigentes, los que suscriba Ecopetrol S. A., hasta el 31 de diciembre de 2003, y aquellos que suscriba la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH."*.

Que con arreglo a lo dispuesto en el numeral 54.4 del artículo 54 del Decreto Ley 1760 de 2003, forman parte del patrimonio de ECOPETROL *"los derechos de producción en los campos que la Empresa Colombiana de Petróleos - Empresa Industrial y Comercial del Estado - se encuentre operando en la fecha de expedición del presente decreto y en los campos explotados en ejecución de contratos petroleros celebrados por dicha Empresa en la condición de administradora de los hidrocarburos de propiedad de la Nación que la misma detentaba con anterioridad a la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)."*.

Que de conformidad con lo dispuesto en numeral 54.6 del artículo 54 del Decreto Ley 1760 de 2003, forman parte del patrimonio de ECOPETROL, *"el activo originado en los derechos de ECOPETROL S. A. sobre la producción futura de hidrocarburos que se obtenga tanto en la operación directa como en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos celebrados por dicha sociedad."*.

Que por disposición del Decreto 2288 de 2004, reglamentario del Decreto Ley 1760 de 2003, para efecto de lo previsto en el numeral 11.5 y en los numerales 54.4 y 54.6 de los artículos 11 y 54, respectivamente del citado Decreto Ley 1760 de 2003, a la terminación de los contratos de asociación, los derechos sobre la producción de la respectiva área y sobre los bienes muebles e inmuebles continuarán en cabeza de ECOPETROL, en su calidad de empresa estatal, para lo cual la ANH y ECOPETROL deberán suscribir convenios en los cuales se definan las condiciones de exploración y explotación de dichas áreas.

Que si ECOPETROL suspende injustificadamente las actividades de análisis, evaluación o ejecución de sus proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en las áreas de operación directa las devolverá a la ANH, según lo dispuso el mencionado decreto reglamentario.

Que los tiempos y la forma de verificar el cumplimiento de los proyectos de exploración y producción de las áreas de operación directa por ECOPETROL serán establecidos en los convenios que suscriban dichas entidades, bajo los criterios generales establecidos por la ANH para la industria en general.

Que mediante el Acuerdo 018 del 15 de julio de 2004, en cumplimiento del mandato del Decreto Ley 1760 de 2003, la ANH adoptó los criterios generales de administración para las áreas de operación directa de ECOPETROL.

Que mediante el Acuerdo 034 de 2004, el Consejo Directivo de la ANH resolvió el recurso de reposición interpuesto por ECOPETROL al Acuerdo 18 de 2004, confirmando en su totalidad dicha normativa, la cual se encuentra vigente a la fecha de suscripción de este Convenio.

Que mediante el Acuerdo 004 del 21 de febrero de 2005, el Consejo Directivo de la ANH adicionó el artículo 1° del Acuerdo 018 citado para que, a discreción de la ANH, se apliquen a los convenios para la exploración y explotación de hidrocarburos de las áreas de operación directa de ECOPETROL, las condiciones más favorables para dicha empresa y contenidas en el modelo estándar del contrato de asociación vigente a la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003 frente a las estipuladas en la minuta vigente de contrato de exploración y explotación expedido por la ANH.

Que mediante el Acuerdo 043 del 29 de noviembre de 2006, el Consejo Directivo de la ANH, modificó el artículo 1° del Acuerdo 021 del 31 de mayo de 2006, *"por el cual se fijan directrices para la suscripción de convenio de áreas de operación directa de ECOPETROL S. A. en etapa de exploración."*, estableciendo el contenido de los programas exploratorios de las áreas en operación directa de acuerdo con los criterios que la ANH utiliza para la suscripción de contratos de exploración y explotación, previsto en el artículo 9° del Acuerdo 008 de 2004, así como el momento a partir del cual se contabiliza el plazo previsto para el programa exploratorio.

Que el área de operación del Convenio de Exploración y Explotación se circunscribe y limita al área remanente del Contrato de Asociación a su finalización, esto es, a un área previamente definida y determinada para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Que en sesión 27 celebrada el 17 de diciembre de 2020, el Consejo Directivo de la ANH aprobó la minuta aplicable a la suscripción de los convenios de exploración y explotación a ser suscritos con ECOPETROL, respecto de las áreas originadas de Contratos de Asociación, bajo los lineamientos previamente definidos para este propósito en particular los señalados en los Acuerdo 18 de 2004, Acuerdo 034 de 2004, Acuerdo 004 de 2005, Acuerdo 043 de 2006,

Que en consideración a que los convenios que suscriba la ANH con Ecopetrol tienen como origen el derecho que esta compañía ostenta respecto de las áreas remanentes provenientes de los Contratos de Asociación, de conformidad con los señalado en el Decreto Ley 1760 de 2003, y toda vez que la suscripción de estos convenios es exclusiva para Ecopetrol, en calidad de empresa estatal, y no se trata de una asignación de áreas directa, o a través de procesos competitivos, como tampoco de un proceso que pueda tener incidencia sobre la libre competencia en los mercados, no se configuran los elementos que determinen el deber de informar la expedición de este acto administrativos previa a sus expedición, conforme a los dispuesto en el artículo 7° de la Ley 1340 de 2009, reglamentada por el Decreto 2897 de 2010, respecto del concepto de abogacía de la competencia que emite la Superintendencia de Industria y Comercio.

Que, en mérito de lo expuesto, el Consejo Directivo de la ANH,

RESUELVE:

Artículo 1°. Aprobar la Minuta de Convenio de Exploración y Producción de Hidrocarburos, con sus respectivos anexos, que forman parte integral del presente Acuerdo.

Artículo 2°. El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. C., a 11 de febrero de 2021.

El Presidente del Consejo Directivo,

Diego Mesa Puyo,
Ministro de Minas y Energía.

La Secretaria del Consejo Directivo,

Mariela Hurtado Acevedo,
Gerente de Asuntos Legales y Contratación (e.).

CONVENIO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS ÁREA XXXXXXXXX

Entre

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Y

ECOPETROL S.A.

Celebrado en la ciudad de [***], el día [***] de [***] del año 20__

Tabla de contenido

CAPÍTULO I. REGLA GENERAL....7
CAPÍTULO II. OBJETO, ALCANCE Y DURACIÓN....8
CAPÍTULO III. ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN....24
CAPÍTULO IV. ACTIVIDADES DE PRODUC....CIÓN....36
CAPÍTULO V. CONDUCCIÓN Y OPERACIONES....46
CAPÍTULO VI. REGALÍAS....52
CAPÍTULO VII. DERECHOS CONTRACTUALES DE LA ANH....54
CAPÍTULO VII. INFORMACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD....57
CAPÍTULO VIII. RESPONSABILIDAD, INDEMNIDAD, GARANTÍAS Y SEGUROS....61
CAPÍTULO IX. GARANTÍAS....67
CAPÍTULO X. DEVOLUCIÓN DE ÁREAS....95
CAPÍTULO XI. VIGILANCIA DE LA EJECUCIÓN CONTRACTUAL....97
CAPÍTULO XII. MECANISMOS PARA GARANTIZAR EL CUMPLIMIENTO CONTRACTUAL....98
CAPÍTULO XIII. REVERSIÓN....111
CAPÍTULO XIV. SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS....115
CAPÍTULO XV. ASPECTOS AMBIENTALES Y SOCIALES....117
CAPÍTULO XVI. DISPOSICIONES VARIAS....120

CONVENIO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS ÁREA XXXXXXXXXXXX

Área de Operación	**XXXXXXXXXX**	
Cuenca: *xxxxxxxxxxxxxx*	**Localización**	*Continental*
Tipo de Yacimiento	**Yacimientos Convencionales en Trampas**	
Titular	**ECOPETROL S.A.**	
Operador	**ECOPETROL S.A.**	
Fecha de Suscripción del Convenio	**Xxxxxxxxxxxxxxxxx**	

P R E Á M B U L O

Las Partes Contratantes:

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, en adelante ANH, entidad estatal del sector descentralizado de la Rama Ejecutiva del orden nacional, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, técnica y financiera, adscrita al Ministerio de Minas y Energía; creada por el Decreto Ley 1760 de 2003 y modificada su naturaleza jurídica por el distinguido como 4137 de 2011, desarrollado por el Decreto 714 de 2012; con domicilio principal en la ciudad de [*]; representada legalmente por su Presidente, doctor [*], identificado con cédula de ciudadanía No. [*] expedida en Bogotá D.C., , cargo para el cual fue designado mediante [*] y del que tomó posesión el [*], según consta en Acta No. [*]; debidamente facultado para celebrar este negocio jurídico por los numerales 1, 3 y 17 del artículo 10 del referido Decreto Ley 4137 del 2011; de una parte, y, de la otra, **ECOPETROL S.A.**, en adelante "**ECOPETROL**", entidad descentralizada del orden nacional, organizada por la Ley 1118 de 2006 como sociedad de economía mixta, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, regida conforme a sus Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 685 del 2 de mayo de 2018, otorgada en la Notaría Veinte del Circulo Notarial de Bogotá D.C. a la cual corresponde el Número de Identificación Tributaria, NIT 899.999.068-1, con domicilio principal en [*], representada por [*] mayor de edad, identificado con cédula de ciudadanía No. [*], quien, en su condición de Vicepresidente Corporativo de Estrategia y Nuevos Negocios, obra en nombre y representación de **ECOPETROL**, y quienes convienen en celebrar el presente Convenio de Exploración y Producción de Hidrocarburos (en adelante el "Convenio") previas las siguientes:

C O N S I D E R A C I O N E S:

1. Que en virtud del Decreto Ley 1760 del 26 de junio de 2003 la Empresa Colombiana de Petróleos – Ecopetrol - fue escindida, creándose la Agencia Nacional de Hidrocarburos y organizándose la nueva estructura de **ECOPETROL S.A.**
2. Que según el numeral 11.5 del artículo 11 del Decreto Ley 1760 de 2003, forman parte del patrimonio de la **ANH** "*los derechos de producción y los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por terminación de los contratos de exploración y explotación vigentes, los que suscriba Ecopetrol S. A. hasta el 31 de diciembre de 2003 y aquellos que suscriba la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.*"
3. Que con arreglo a lo dispuesto en el numeral 54.4 del artículo 54 del Decreto Ley 1760 de 2003, forman parte del patrimonio de **ECOPETROL** "*los derechos de producción en los campos que la Empresa Colombiana de Petróleos – Empresa Industrial y Comercial del Estado - se encuentre operando en la fecha de expedición del presente decreto y en los campos explotados en ejecución de contratos petroleros celebrados por dicha Empresa en la condición de administradora de los hidrocarburos de propiedad de la Nación que la misma detentaba con anterioridad a la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH.*"
4. Que de conformidad con lo dispuesto en numeral 54.6 del artículo 54 del Decreto Ley 1760 de 2003, forman parte del patrimonio de **ECOPETROL,** "*el activo originado en los derechos de **ECOPETROL S.A.** sobre la producción futura de hidrocarburos que se obtenga tanto en la operación directa como en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos celebrados por dicha sociedad.*"
5. Que por disposición del Decreto 2288 de 2004, reglamentario del Decreto Ley 1760 de 2003, para efecto de lo previsto en el numeral 11.5 y en los numerales 54.4 y 54.6 de los artículos 11 y 54 , respectivamente del citado Decreto Ley 1760 de 2003, a la terminación de los contratos de asociación, los derechos sobre la producción de la respectiva área y sobre los bienes muebles e inmuebles continuarán en cabeza de **ECOPETROL**, en su calidad de empresa estatal, para lo cual la **ANH** y **ECOPETROL** deberán suscribir convenios en los cuales se definan las condiciones de exploración y explotación de dichas áreas.
6. Que de conformidad con el citado decreto reglamentario, previamente a la suscripción de los convenios a los cuales hace mención la consideración anterior, la **ANH** debe determinar los criterios generales para la exploración y explotación de las áreas de operación directa de **ECOPETROL.**
7. Que si **ECOPETROL** suspende injustificadamente las actividades de análisis, evaluación o ejecución de sus proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en las áreas de operación directa las devolverá a la **ANH**, según lo dispuso el mencionado decreto reglamentario.
8. Que los tiempos y la forma de verificar el cumplimiento de los proyectos de exploración y producción de las áreas de operación directa por **ECOPETROL** serán establecidos en los convenios que suscriban dichas entidades, bajo los criterios generales establecidos por la **ANH** para la industria en general.
9. Que mediante el Acuerdo 018 del 15 de julio de 2004, en cumplimiento del mandato de la Ley 1760 de 2003, la **ANH** adoptó los criterios generales de administración para las áreas de operación directa de **ECOPETROL**.
10. Que mediante el Acuerdo 034 de 2004, el Consejo Directivo de la **ANH** resolvió el recurso de reposición interpuesto por **ECOPETROL** al Acuerdo 18 de 2004, confirmando en su totalidad dicha normativa, la cual se encuentra vigente a la fecha de suscripción de este Convenio.
11. Que mediante el Acuerdo 004 del 21 de febrero de 2005, el Consejo Directivo de la **ANH** adicionó el artículo 1 del Acuerdo 018 citado para que, a discreción de la **ANH**, se apliquen a los convenios para la exploración y explotación de hidrocarburos de las áreas de operación directa de **ECOPETROL**, las condiciones más favorables para dicha empresa y contenidas en el modelo estándar del contrato de asociación vigente a la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003 frente a las estipuladas en la minuta vigente de contrato de exploración y explotación expedido por la **ANH**.
12. Que mediante el Acuerdo 043 del 29 de noviembre de 2006, el Consejo Directivo de la **ANH**, modificó el artículo 1º del Acuerdo 021 del 31 de mayo de 2006 "*Por el cual se fijan directrices para la suscripción de convenio de áreas de operación directa de ECOPETROL S.A. en etapa de exploración*.", estableciendo el contenido de los programas exploratorios de las áreas en operación directa de acuerdo con los criterios que la ANH utiliza para la suscripción de contratos de exploración y explotación, previsto en el artículo 9 del Acuerdo 008 de 2004, así como el momento a partir del cual se contabiliza el plazo previsto para el programa exploratorio. En el mencionado artículo también se indica que "*No obstante lo anterior, la ANH podrá apartarse de estos criterios en aquellos eventos en que se prevea la devolución de áreas en las que ECOPETROL S.A., no tenga interés en explorar*".
13. Que el xxx de XXXXXXX de XXXX, finalizó el Contrato de Asociación XXXXXXXXXXX ("Contrato de Asociación"), suscrito el xxxx entre Ecopetrol y la Asociada.
14. Que según los registros de la ANH y la información suministrada por ECOPETROL, los términos y condiciones del Contrato de Asociación se enmarcaron según los siguientes otrosíes: [Detallar si hay otrosíes del Contrato de Asociación, fecha y el propósito de cada uno]
15. Que mediante radicado No. Xxxx del XX de XXXX de XXXX, complementado con radicado No. Xxx del xxx Ecopetrol solicitó la suscripción del Convenio de Exploración y Explotación XXXXXXXXXXXXXX, programa exploratorio y área de interés exploratorio (si aplica)
16. Que el área de operación del Convenio de Exploración y Explotación se circunscribe y limita al área remanente del Contrato de Asociación a su finalización, esto es, a un área previamente definida y determinada para la exploración y explotación de hidrocarburos.
17. Que mediante Acuerdo No. Xxxx el Consejo Directivo de la **ANH** aprobó la minuta aplicable a la suscripción de los convenios de exploración y explotación a ser suscritos con **ECOPETROL**, respecto de las áreas originadas de Contratos de Asociación, bajo los lineamientos previamente definidos para este propósito
18. Que mediante radicado No. Xxxxx la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones, informó la delimitación de las áreas activas y en producción, al momento de la terminación del Contrato de Asociación, así como la existencia de Recursos y Reservas en las mismas.
19. Que mediante radicado No. Xxxx la Vicepresidencia Técnica, manifestó su conformidad con el Programa Exploratorio Mínimo propuesto por ECOPETROL para las áreas en Exploración dentro del área objeto del convenio.
20. Que mediante radicado No. Xxxx la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas, emitió concepto al Presidente de la ANH respecto de la suscripción del Convenio de Exploración y Explotación XXXXXXXXX.
21. Que mediante radicado No. Xxxx el Presidente de la ANH aprobó la suscripción del Convenio de Explotación Piedemonte con **ECOPETROL**.
22. Que la **ANH** en ejercicio de sus funciones públicas de administración del recurso hidrocarburífero de la Nación, y en cumplimiento de las normas anteriormente citadas, celebra con **ECOPETROL** el presente Convenio de Exploración y Producción XXXXXXXXXXX (en adelante el "Convenio"), el cual se regirá por la legislación colombiana que regula la materia, en especial por las siguientes:

CLÁUSULAS

CAPÍTULO I. REGLA GENERAL.

Cláusula 1 DEFINICIONES E INTERPRETACIÓN:

1.1. Expresiones, términos y conceptos.

Para efectos de la interpretación, ejecución, terminación y liquidación de este convenio y sus anexos, los términos y las expresiones que se consignan con mayúscula inicial en su texto, tienen el significado que a cada uno se asigna en el Anexo No. 1 al Acuerdo 2 de 18 de mayo de 2017, cuyos conceptos técnicos fueron tomados de los reglamentos expedidos por el Ministerio de Minas y Energía, contenidos en las Resoluciones 181495 de 2009, modificada por la distinguida como 40048 de 2015, 180742 de 2012, modificada por la identificada como 4 1251 de 2016, de manera que ha de acudirse a las mismas, y, en eventos de reforma o sustitución, deben aplicarse las últimas. También se emplearon como fuente de información algunos textos de referencia de geología del petróleo. No obstante, en aquellas definiciones en que se haga mención al "Contratista", para los efectos de este Convenio, se sustituirá dicha expresión por "ECOPETROL" cuando este haga parte del Convenio.". En aquellas definiciones en las que se haga referencia a derechos económicos, prevalecerán las disposiciones de este Convenio en tanto tales derechos económicos no aplican a la Producción de Campos Activos y en Producción Vigentes a la firma del presente Convenio, de acuerdo con lo establecido en el Decreto Ley 1760 del 26 de junio de 2003 y en el Decreto 2288 de 2004.

1.2. Interpretación.

Salvo que el contexto del presente Convenio lo requiera de manera diferente, las siguientes reglas serán utilizadas para interpretar el Convenio:

1.2.1. Salvo disposición expresa en contrario, cuando en el presente Convenio se haga referencia a la ANH se entenderá que se refiere a dicha entidad en su calidad de administradora del recurso hidrocarburífero dentro del presente Convenio;

1.2.2. Las referencias a un género incluyen todos los géneros;

1.2.3. Los términos que denoten singular también incluyen el plural y viceversa, siempre y cuando el contexto así lo requiera;

1.2.4. Los términos incluidos en este Convenio se entenderán en su sentido natural y obvio, según el uso general de dichos términos, salvo que las normas establezcan un significado especial para ciertas materias, caso en el cual se aplicará el significado establecido en la regulación respectiva, o salvo que se trate de términos técnicos de cierta ciencia o arte, caso en el cual se tomarán en el sentido que les den los que profesan la misma ciencia o arte;

1.2.5. Cuando se mencionen las palabras "cláusulas", "secciones", "puntos", "numerales", "parágrafos, y "anexos", se entiende que se está haciendo referencia a las cláusulas, secciones, puntos, numerales, parágrafos y anexos del presente Convenio, salvo que expresamente se indique lo contrario;

1.2.6. Los encabezamientos y títulos de los artículos y secciones que se utilicen en este Convenio servirán sólo para referencia y facilidad de consulta, pero no afectarán la interpretación del texto del mismo;

1.2.7. "Incluyendo" deberá entenderse como "incluyendo sin limitación", salvo que del texto se desprenda que se trata de una enunciación taxativa;

1.2.8. Las referencias a leyes aplicables o a disposiciones legales, incluyen todas las leyes aplicables o disposiciones legales adicionadas, extendidas, consolidadas, modificadas o remplazadas de tiempo en tiempo y a cualquier orden, regulación, instrumento u otra disposición realizada en virtud de los mismos;

1.2.9. Todos los términos contables que no se encuentren específicamente definidos en este Convenio deberán ser interpretados de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados y las leyes aplicables a las Partes.

CAPÍTULO II. OBJETO, ALCANCE Y DURACIÓN

Cláusula 2 OBJETO:

2.1. Enunciación.

Para efecto de lo previsto en el sub numeral 11.5 del artículo 11 y en los sub numerales 54.4, 54.5, 54.6 y 54.7 del artículo 54 del Decreto Ley 1760 de 2003, en razón a la terminación del Contrato de Asociación xxxxxxx y siguiendo lo establecido en el artículo 2 del Decreto 2288 de 2004, la ANH y ECOPETROL, a la terminación de los contratos de asociación, deben suscribir convenios que definan las condiciones de exploración y explotación de las respectivas áreas, prospectiva para Yacimientos con Acumulaciones en Trampas, en función de los procesos de migración y entrampamiento de los Hidrocarburos, ubicada en la Cuenca xxx, dentro de cuya delimitación se encuentren derechos sobre la producción en campos activos y en producción y sobre los bienes muebles e inmuebles, y que continuarán en cabeza de ECOPETROL hasta el agotamiento del recurso o hasta que devuelva el área, y en las que ECOPETROL tiene derecho exclusivo y obligación de acometer y desarrollar Actividades Exploratorias, conforme al Programa Mínimo pactado; a realizar las inversiones requeridas para el efecto, así como a Producir hasta el agotamiento del recurso los Hidrocarburos propiedad del Estado que se encuentren en producción al momento de la firma de este Convenio, todo lo cual realiza en nombre propio y por su cuenta y riesgo, y a cambio de retribuciones consistentes en el pago de Regalías al Estado. En aplicación de lo previsto en el artículo 3 del Decreto 2288 de 2004 y en el artículo 1 del Acuerdo 18 de 2004 del Consejo Directivo de la ANH , la ANH no exigirá a ECOPETROL el pago de derechos económicos, cánones, rentas o participaciones respecto de los campos que se encuentren en producción al momento de la firma de este Convenio mientras ECOPETROL sea titular del mismo. En caso de cesión total o parcial de los derechos y obligaciones del presente convenio, el primer cesionario gozará de esta prerrogativa en los términos establecidos en la Cláusula 64.

Así mismo, ECOPETROL dentro del área de operación tiene el derecho exclusivo y la obligación de acometer y desarrollar Actividades Exploratorias, conforme al Programa Mínimo; a realizar las inversiones requeridas para el efecto, así como a Producir los Hidrocarburos propiedad del Estado que se descubran en el subsuelo de dicha Área, todo lo cual realiza en nombre propio y por su cuenta y riesgo, con arreglo a Programas específicos, y a cambio de retribuciones consistentes en el pago de Regalías.

ECOPETROL tiene además derecho a la parte de la Producción de Hidrocarburos que le corresponda, proveniente del Área de Operación, en los términos del Decreto Ley 1760 y del presente Convenio.

2.2. Condiciones.

En ejercicio de los derechos y en cumplimiento de las obligaciones de que trata la presente estipulación, ECOPETROL ha de desarrollar las actividades y ejecutar las Operaciones inherentes a la Exploración y Producción de Hidrocarburos en el Área de Operación, en su nombre, por su cuenta y a sus exclusivos costos, gastos y riesgo, al tiempo que ha de proporcionar los recursos de todo orden que resulten necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo todas las actividades y Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción.

2.3. Alcance:

2.3.1. Extensión de la Exclusividad.

2.3.1.1. La exclusividad en este negocio jurídico, se circunscribe al Tipo de Yacimientos para cuya Exploración y Producción ha sido celebrado, es decir, a los denominados Convencionales o provenientes de acumulaciones en Trampas que se encuentran descubiertos o se puedan descubrir en el Área de Operación.

2.3.1.2. No obstante lo anterior, y de acuerdo con lo previsto en el artículo 73 del Acuerdo 2 de 2017 de la ANH, siempre que la ley y el Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos de propiedad de la Nación, permitan el desarrollo de Yacimientos en Roca Generadora, se suscribirá a solicitud de ECOPETROL un Convenio Adicional, previa determinación de los criterios generales por parte de la ANH.

2.3.1.3. En efecto, ni el Objeto ni el Alcance del presente Convenio comprenden la posibilidad de Explorar ni de Producir Gas Metano Asociado a Mantos de Carbón (CBM), Hidrocarburos provenientes de Hidratos de Metano, ni Arenas Bituminosas. Por consiguiente, si ECOPETROL encuentra este Tipo de Yacimientos, debe informarlo inmediatamente a la ANH para que siempre que la ley y el Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos de propiedad de la Nación lo permitan, la ANH suscriba a solicitud de ECOPETROL un Convenio Adicional, previa determinación de los criterios generales por parte de la ANH.

2.3.2. **Limitación**: Los derechos de ECOPETROL se refieren en forma exclusiva a los Hidrocarburos de propiedad del Estado descubiertos o que se descubran dentro del Área de Operación y, por consiguiente, no se extienden a cualquier otro recurso que pueda existir en la misma ni en el Bloque correspondiente a ella.

2.3.3. **Separación**: Conforme a lo establecido precedentemente, en el evento de que ECOPETROL se encuentre Habilitado por la ANH para Explorar y Producir tanto Hidrocarburos provenientes de Yacimientos en Trampas, como de acumulaciones en Rocas Generadoras en la misma Área de Operación, cada proceso de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción debe mantenerse separado e independiente uno del otro y se regirá por el Convenio Adicional para acumulaciones en Rocas Generadoras sometido a lo que sobre el particular disponga la ley y el Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos de propiedad de la Nación, vigente al momento de su celebración, no obstante la titularidad sobre los derechos otorgados en el Decreto Ley 1760 de 2003. Además, ninguno de los compromisos, obligaciones, plazos y términos de un proceso, pueden extenderse ni se aplican al otro. Las anteriores circunstancias no impiden que ECOPETROL pueda emplear elementos de

infraestructura comunes, ni compartir procedimientos técnicos, información y facilidades de superficie para el desarrollo de los dos (2) Tipos de Yacimientos. En todo caso, la infraestructura de fiscalización debe ser independiente.

2.3.4. **Excepciones**:

2.3.4.1. Si durante el Período de Exploración o en el de Producción del presente Convenio, ECOPETROL concluye que en el Área de Operación existe prospectividad para Acumulaciones de Hidrocarburos en Rocas Generadoras, y no se trata de porciones ya retornadas a la ANH o de un Área Devuelta a la Entidad, aquel debe informarlo así por escrito, dentro de los veinte (20) Días Hábiles siguientes a la fecha en que concluya tal prospectividad, y acompañar los estudios que soporten sus conclusiones. Puesta en conocimiento de la ANH, y siempre que la ley y el Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos de propiedad de la Nación vigente para ese momento lo permita y se encuentre habilitado por la ANH para el efecto, conforme a lo establecido en artículo 73 del Acuerdo 02 de 2017, ECOPETROL podrá acometer las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción correspondientes a los mismos, en los términos del Convenio Adicional que se celebre entre las Partes para regular las particularidades correspondientes.

2.3.5. **Área de Operación:**

2.3.5.1. Concepto:

2.3.5.1.1. Superficie Continental, que determina el o los Bloques del subsuelo en los cuales ECOPETROL podrá realizar y ejecutar actividades para Explorar y Producir Hidrocarburos provenientes de Yacimientos en Trampas, con estricta sujeción al alcance del Convenio; removerlos de su lecho natural; transportarlos hasta un punto en la superficie, y adquirir la propiedad de la parte que corresponda a aquel, alinderada en el Anexo A. De acuerdo con la etapa contractual en ejecución, se subdivide en Área en Exploración y/o Área en Producción.

2.3.6. **Delimitación**: Comprende la superficie delimitada por las coordenadas que se consignan en el Anexo A.

2.3.7. **Restricciones**.

2.3.7.1. Si con posterioridad a la celebración del presente Convenio, una o más porciones del Área de Operación es o son restringida(s) o limitada(s) por disposición normativa de obligatorio acatamiento que así lo imponga, o por la pretensión de título de propiedad sobre los Hidrocarburos provenientes del subsuelo de la misma, a favor de terceros, mediante determinación adoptada por sentencia judicial ejecutoriada y en firme, ECOPETROL se obliga irrevocablemente a respetar en su integridad las condiciones y reglas a las que se someta el Área de que se trate, y a cumplir las obligaciones y requisitos derivados de tal condición, con arreglo al régimen jurídico y al presente Convenio. La ANH no asume responsabilidad alguna por los anteriores conceptos.

2.3.7.2. Las limitaciones de que trata la presente Cláusula pueden surgir, entre otras razones, por la existencia de zonas comprendidas en el Sistema de Parques Nacionales y Regionales Naturales, de Ecosistemas Estratégicos, o de otras superficies reservadas, excluidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad correspondiente, o porque sobre el Área de Operación se extiendan zonas con las mismas o similares características y limitaciones.

2.3.8. **Efectos de la Reducción del Área**.

2.3.8.1. La reducción del Área de Operación, por cualquiera de los motivos relacionados en el Numeral 2.3.7 precedente, NO genera responsabilidad alguna a cargo de la ANH, ni será considerada como desacuerdo entre las Partes, de manera que no podrá ser sometida a Arbitraje conforme a la Cláusula 60; no obstante, si la afectación es total, procede la terminación de este Convenio por imposibilidad de ejecutarlo, debido a un acto de autoridad.

2.3.8.2. Además, si ECOPETROL demuestra mediante estudios debidamente soportados, que la afectación sobreviniente parcial impide la ejecución contractual o la torna inviable técnica y/o económicamente, en función de la superficie afectada y de las limitaciones impuestas, las Partes pueden convenir una reducción proporcional de tales actividades. No obstante, las inversiones correspondientes a las actividades Exploratorias ya ejecutadas no son susceptibles de devolución.

2.4. Término de vigencia, plazo de ejecución y períodos.

2.4.1. **Vigencia**: El presente Convenio se extiende desde la fecha de firma de su texto escrito por los representantes autorizados de las Partes, y culmina con la liquidación definitiva de los derechos, obligaciones y compromisos recíprocos, salvo aquellos que por su naturaleza se extienden más allá, conforme a la ley y a los términos de la Garantía de Obligaciones Laborales y del Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual.

2.4.2. **Plazo de Ejecución**: Comienza en la Fecha de Suscripción del Convenio y termina vencido el Período de Exploración, sin que se haya presentado Descubrimiento, salvo las excepciones pactadas, o culminado el Período de Producción, sin perjuicio también de las excepciones estipuladas en este Convenio.

Para los campos Activos y en Producción vigentes a la suscripción del presente Convenio, el plazo de ejecución será hasta el agotamiento del recurso del campo asociado a la formación productora, de acuerdo con lo establecido en el Decreto Ley 1760 de 2003 y el Decreto 2288 de 2004.

2.4.3. **Duración de los Períodos**: El término de cada Período, se regula como se estipula a continuación.

Cláusula 3 FASE PRELIMINAR:

Tiene duración de hasta veinticuatro (24) Meses, contados a partir de la fecha de suscripción de este Convenio y hasta el inicio de la Fase de Exploración respecto de las áreas en exploración, prorrogable por términos consecutivos de seis (6) meses en los términos de la Cláusula 3.3 siguiente del presente Convenio:

3.1. Obligaciones a cargo de ECOPETROL en la Fase Preliminar:

3.1.1. Iniciar, dentro de los primeros noventa (90) Días Calendario o comunes, contados a partir de la suscripción del presente Convenio, todos los trámites de verificación, confirmación y/o certificación acerca de la posible presencia de grupos o comunidades étnicas en la Zona de Influencia de las actividades de Exploración, y, en todo caso, en forma previa al comienzo de cualquiera de ellas.

3.1.2. En caso afirmativo, emprender las actividades y los trabajos inherentes a la realización o confirmación de la o las Consultas Previas a que haya lugar, con el lleno de todos los requisitos establecidos en el ordenamiento superior para el efecto.

3.1.3. Someter a la ANH un Cronograma con el detalle de las actividades que ECOPETROL se propone desarrollar durante el plazo de la Fase Preliminar y los tiempos previstos para llevarlas a cabo, dentro de los quince (15) Días Calendario siguientes a la obtención de la certificación de presencia de Comunidades Étnicas.

3.2. Durante la Fase Preliminar no se generan Derechos Económicos a favor de la ANH, de que trata el Capítulo VII.

3.3. ECOPETROL reconoce que el tiempo es factor esencial para la ejecución del Contrato y para los intereses de la Entidad. En consecuencia, es responsable de impulsar diligentemente y con profesionalidad el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones de su resorte durante la Fase Preliminar.

3.4. Prórroga del Período de Fase Preliminar: ECOPETROL puede solicitar a la ANH prorrogar la Fase Preliminar, mediante petición escrita debidamente motivada, con expresión de las razones que la justifiquen y fundamenten. Corresponde a la Entidad analizar la procedencia de otorgar la extensión solicitada, siempre que se cumplan las siguientes condiciones concurrentes:

3.4.1. Que la solicitud sea presentada con una antelación no inferior a treinta (30) Días Calendario anteriores al vencimiento de la Fase Preliminar.

3.4.2. Que ECOPETROL demuestre haber actuado oportuna y diligentemente en procura de satisfacer en tiempo y en forma eficaz y eficiente las obligaciones de su cargo, inherentes a la Fase Preliminar.

3.4.3. Que acompañe a la solicitud de prórroga un cronograma con el detalle de las actividades que pretende adelantar durante la misma, y los tiempos previstos para llevarlas a cabo.

3.4.4. Que, con fundamento en tal demostración, la ANH valore como necesaria y conveniente la extensión solicitada, que no podrá exceder de seis (6) meses cada una.

3.4.5. Lo dispuesto en el presente numeral debe entenderse sin perjuicio naturalmente de la aplicación de las instituciones jurídicas de fuerza mayor y hechos exclusivos de terceros, que eximen de responsabilidad cuando a ellas haya lugar, conforme a la legislación común, civil y comercial, y a la Cláusula 65 del presente Contrato.

3.5. Terminación de la Fase Preliminar

3.5.1. Son causales de terminación de la misma:

3.5.1.1. Cuando conforme al régimen jurídico aplicable, se concluya que NO es necesario adelantar consulta previa alguna, o,

3.5.1.2. Una vez satisfechos todos los requisitos legales de verificación y certificación

acerca de la presencia de grupos o comunidades étnicos y, en su caso, surtida la o las correspondientes consultas previas con el lleno de las formalidades inherentes a las mismas, siempre que se hayan realizado dentro del plazo de la Fase Preliminar o de su prórroga.

3.5.2. Corresponde a ECOPETROL informar por escrito a la ANH acerca del cumplimiento de las obligaciones inherentes a la Fase Preliminar, y someterle los soportes correspondientes, sin perjuicio de presentarle comunicaciones con datos sobre el estado de ejecución de las distintas actividades y compromisos, y de las pruebas documentales que lo demuestren, en el curso de su desarrollo.

3.5.3. **Efectos de la Terminación de la Fase Preliminar**:

3.5.3.1. Es determinante de la Fecha de Inicio del Periodo de Exploración, una vez radicado en la Entidad el escrito que dé cuenta del cumplimiento de las obligaciones y compromisos inherentes a la Fase Preliminar, junto con sus soportes, dentro de los quince (15) Días Calendario siguientes a la terminación de dicha Fase, y que la ANH los encuentre satisfechos a cabalidad, para cuya constancia debe emitir a ECOPETROL certificación acerca de la Fecha de Inicio del Periodo de Exploración, dentro de los treinta (30) Días Calendario siguientes al recibo de escrito y soportes.

3.5.3.2. Si por alguna razón vence el plazo de la Fase Preliminar o de sus prórrogas, sin que se hayan satisfecho las obligaciones inherentes a la misma; obtenido las autorizaciones requeridas o surtidos los trámites legales para iniciar el Período de Exploración, y entregados a la ANH informe y soportes sobre su ejecución, por causas imputables a la responsabilidad y diligencia de ECOPETROL, se entiende que el Convenio termina por cumplimiento de esta precisa condición resolutoria, y el Área de Operación será considerada como Área Disponible para todos los efectos. Además, ECOPETROL contrae la obligación de pagar a la ANH el valor equivalente a las actividades del Programa Mínimo no ejecutadas de la Fase 1.

3.5.4. **Actividades e Información**: Mensualmente, durante la Fase Preliminar, ECOPETROL debe dar cuenta a la ANH acerca del desarrollo de las actividades inherentes a la misma y hacerle entrega de la información obtenida en la medida de su ejecución. En todo caso, dentro de los quince (15) Días Calendario o comunes siguientes a la terminación de la Fase Preliminar, toda la referida información debe ser consolidada y puesta a disposición de la Entidad.

3.5.5. Responsabilidad

3.5.5.1. La certificación de la ANH acerca de la Fecha de Inicio del Periodo de Exploración, no puede ser interpretada como liberación de responsabilidad por concepto del cumplimiento de las obligaciones a cargo del Contratista, en cuanto corresponde a la certificación sobre la existencia de grupos o comunidades étnicos, ni respecto de sus deberes en materia de ejecución de la o las consultas previas. Tampoco se tendrá como culminación del ejercicio de las atribuciones asignadas por el ordenamiento jurídico a las autoridades estatales competentes en estas materias.

3.5.5.2. En el evento de que alguna o algunas de las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos en el Área de Operación, afecte a grupos o comunidades étnicos cuya existencia haya sido certificada por la autoridad competente, la ANH evaluará la procedencia de otorgar plazo adicional destinado al cumplimiento de las actividades correspondientes a la Fase en ejecución. La extensión respectiva procede siempre que ECOPETROL haya llevado a cabo en forma oportuna y diligente las actividades inherentes al desarrollo de la o las correspondientes consultas previas.

Cláusula 4 PERÍODO DE EXPLORACIÓN:

4.1. Duración.

4.1.1. Tiene término de seis (6) Años, contados a partir de la Fecha de Suscripción del Convenio, sin perjuicio de eventuales extensiones o prórrogas autorizadas por la ANH y formalizadas mediante Otrosí.

4.1.2. Se divide en dos (2) Fases de treinta y seis (36) Meses cada una, como se estipula en el Anexo B. La primera, denominada Fase I, comienza en la Fecha de Suscripción del Convenio. La segunda, Fase II, el Día Calendario inmediatamente posterior al de finalización de la Fase que la precede.

4.1.3. No obstante, el término de duración de cada Fase puede ser materia de extensión o prórroga, por causas fundadas, ajenas a la responsabilidad y diligencia de ECOPETROL, con arreglo al ordenamiento superior y las estipulaciones de este negocio jurídico. Para el efecto, ha de suscribirse Otrosí con el ajuste pertinente.

4.1.4. También puede haber lugar a restituciones de tiempo, si las Partes acuerdan suspensiones de plazos, también debidamente justificadas, por razones de fuerza mayor o caso fortuito, o por causas atribuibles exclusivamente a terceros. Las restituciones se disponen por la ANH, mediante acta que ponga término a la suspensión convenida.

4.2. Prospectividad para Acumulaciones de Hidrocarburos provenientes de Rocas Generadoras: En el evento de que ECOPETROL determine que en el Área de Operación como prospectiva para el desarrollo de Yacimientos de Hidrocarburos en Trampas, existe potencial para Acumulaciones de Hidrocarburos provenientes de Rocas Generadoras, según lo dispuesto en la Cláusula 2.3 denominada Alcance, y sin perjuicio del derecho de renuncia consagrado más adelante, podrá celebrar un Convenio Adicional en los términos del numeral 2.3.4.1 de la Cláusula Segunda, siempre que la ley y el Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos de propiedad de la Nación vigente para ese momento lo permita y se encuentre habilitado por la ANH.

4.3. Programa Exploratorio Mínimo: Consiste en el conjunto de actividades técnicas de Exploración que ECOPETROL se compromete a desarrollar en el curso de cada una de las dos (2) Fases que integran el Período de Exploración, valoradas en por lo menos XXXXXX Puntos, conforme al inciso quinto del Artículo 33 del Acuerdo 2 de 2017, invirtiendo los recursos que demande su cumplida y oportuna ejecución. Estas actividades y puntaje que se consignan en el Anexo B, en concordancia con lo señalado en el Acuerdo 043 de 2006, y en áreas con oportunidad exploratoria identificadas en el Anexo A, diferentes a las Áreas en Producción.

4.4. Programa Exploratorio Posterior:

4.4.1. Consiste en el Plan de Operaciones de Exploración que ECOPETROL somete a la ANH y se compromete a ejecutar con posterioridad a la finalización de las dos (2) Fases que integran del Período de Exploración. Por consiguiente, culminadas aquellas y siempre que exista por lo menos un (1) Área en Evaluación, un (1) Área en Producción diferente a las existentes a la Fecha de Suscripción del Convenio, o un (1) Descubrimiento debidamente informado a la ANH, ECOPETROL puede retener el cincuenta por ciento (50%) del área en exploración identificada a la firma del Convenio, excluidas aquellas que conformen Áreas en Evaluación y/o en Producción y/o correspondientes al Descubrimiento, existentes, con el fin de ejecutar Programa Exploratorio Posterior, de acuerdo con el procedimiento y con los requisitos pactados en la Cláusula 7.5.

4.4.2. Por consiguiente, si finalizado el Período Exploratorio y ejecutadas todas las actividades inherentes al mismo, ECOPETROL opta por desarrollar un Programa Exploratorio Posterior, debe ofrecer a la ANH y comprometerse a ejecutar las actividades que hayan de integrarlo, incluida la perforación de un (1) Pozo Exploratorio A3, que se considera como Mínima requerida.

4.4.3. El Programa Exploratorio Posterior tiene duración de hasta veinticuatro (24) Meses.

4.5. Valoración de Actividades Exploratorias: Para efectos de determinar el valor de las Actividades Remanentes de los Programas Exploratorios Mínimo y Posterior; de las Garantías de Cumplimiento; de multas y sanciones pecuniarias; de eventuales indemnizaciones de perjuicios, y de los Programas en Beneficio de las Comunidades, los puntajes totales correspondientes al Programa Exploratorio Mínimo o al Programa Exploratorio Posterior, en su caso, obtenidos como resultado de la aplicación de la Tabla consignada en el Artículo 33 del Acuerdo 2 de 2017, deben multiplicarse por el valor correspondiente a cada Punto, para cuya determinación ha de emplearse como factor de conversión la cotización promedio de la referencia Cushing, OK WTI *"Spot Price"* FOB, tomada de la Base de Datos *"US Energy Information Administration, EIA"*, de los seis (6) Meses calendario inmediatamente anteriores a la fecha de valoración de las Actividades Remanentes, del otorgamiento de la correspondiente Garantía, de la imposición de multas, sanciones pecuniarias o indemnizaciones de perjuicios, o de sometimiento del correspondiente Programa en Beneficio de las Comunidades a la ANH, según la Tabla consignada en el último inciso del mismo artículo 33.

4.6. Derecho de Renuncia durante el Período de Exploración o en el curso del Programa Exploratorio Posterior:

4.6.1. En cualquiera de las Fases del Período de Exploración, ECOPETROL tiene potestad para renunciar al negocio jurídico, siempre que haya dado cumplimiento satisfactorio a las obligaciones y compromisos de su resorte, incluida la ejecución de las actividades inherentes al Programa Exploratorio Mínimo de la Fase de que se trate, sin perjuicio de lo previsto en el Artículo 34 del Acuerdo 2 de 2017. Para tal efecto, debe dar aviso escrito a la ANH, con anticipación no inferior a treinta (30) Días Calendario anteriores a la fecha de vencimiento del término de duración de la Fase de que se trate.

4.6.2. En curso del Programa Exploratorio Posterior ECOPETROL podrá renunciar siempre que haya dado satisfactorio cumplimiento a las obligaciones y compromisos a su cargo, incluida la ejecución de por lo menos el cincuenta por ciento (50%) de las actividades que integran dicho Programa, sin perjuicio de lo previsto en el Artículo 34 del Acuerdo 2 de 2017. En este caso ECOPETROL debe poner en conocimiento de la ANH su determinación, también por lo menos treinta (30) Días Calendario antes de la fecha de vencimiento del término de duración del Programa Exploratorio Posterior.

4.6.3. En caso de renuncia en el curso del Programa Exploratorio Posterior, ECOPETROL debe devolver a la ANH toda la superficie del Área de Operación que haya sido retenida para acometerlo, excluidas las Áreas en Evaluación, en Producción y las correspondientes a los Descubrimientos oportuna y debidamente informados a la ANH, existentes para esa oportunidad.

4.6.4. La ANH debe comunicar su determinación sobre la renuncia, dentro de los treinta (30) Días Calendario siguientes a la radicación del correspondiente aviso.

4.6.5. En todos los casos anteriores es obligación ECOPETROL entregar a la ANH el valor equivalente de aquellas actividades inherentes a los Programas Exploratorios Mínimo o del Programa Exploratorio Posterior, que no hayan sido íntegra y satisfactoriamente ejecutadas, conforme a los Numerales 4.6.1 y 4.6.2 precedentes, dentro de los treinta (30) Días Hábiles siguientes al pronunciamiento de la Entidad sobre la renuncia.

4.6.6. Para establecer el valor equivalente materia de devolución, debe aplicarse el Artículo 33 del Acuerdo 2 de 2017.

4.6.7. No obstante, una vez iniciados, los Pozos Estratigráficos o Exploratorios deben ejecutarse integralmente. De lo contrario y salvo que se trate de los eventos previstos en el Artículo 34 del referido Acuerdo 2 de 2017, procede el reconocimiento y pago del monto total del Pozo correspondiente, valorado conforme al citado Artículo 33.

4.6.8. La realización de Actividades Exploratorias en Áreas Libres o Disponibles de Interés de la ANH, permite a ECOPETROL participar en el Proceso Permanente de Asignación de Áreas y selección de Contratistas que se encuentre en curso, con el fin de optar por Área o Áreas de la misma naturaleza, localización geográfica, grado de conocimiento geológico, potencial y prospectividad, de acuerdo con la Habilitación que haya obtenido u obtenga para el efecto, en las mismas condiciones previstas para el Proponente Inicial o Primer Oferente, conforme al Artículo 38.1 del Acuerdo 2 de 2017.

4.6.9. Para el efecto, junto con la comunicación de renuncia, se debe presentar solicitud escrita de autorización, debidamente motivada.

4.6.10. De aceptar la renuncia, las dos (2) Partes deben acordar el Programa Exploratorio por desarrollar y el plazo de ejecución correspondiente, al tiempo que suscribir los negocios jurídicos adicionales a que haya lugar.

4.7. Propiedad de la Información:

Toda la Información obtenida por ECOPETROL en ejecución del Programa Exploratorio, corresponde a la ANH, en condición de administradora del recurso hidrocarburífero debe ser entregada para efectos de almacenamiento y custodia a quien esta última determine, dentro de los treinta (30) Días Calendario siguientes al vencimiento de la respectiva Fase o a la terminación del Convenio, según el caso.

4.8. Prórroga de Fases del Período de Exploración.

4.8.1. Previa solicitud de ECOPETROL, la ANH está facultada para autorizar la extensión del término de cualquiera de las Fases del Período de Exploración, que se encuentre en ejecución, hasta que finalicen las actividades de perforación, pruebas y completamiento de Pozos Exploratorios, la Adquisición de Programas Sísmicos, así como su correspondiente Procesamiento e Interpretación, lo mismo que la ejecución de las demás actividades Exploratorias pactadas, siempre que se hayan cumplido las siguientes condiciones concurrentes y ECOPETROL se comprometa a cumplir con los compromisos, según el caso:

4.8.1.1. Que las actividades mencionadas formen parte del Programa Exploratorio y se hayan iniciado por lo menos tres (3) Meses antes de la fecha de terminación de la respectiva Fase del Período de Exploración.

4.8.1.2. Que ECOPETROL haya ejecutado en forma ininterrumpida tales actividades.

4.8.1.3. Que, a pesar de la responsabilidad y diligencia de su proceder, en el cumplimiento de las prestaciones y compromisos de su cargo, ECOPETROL considere razonablemente que el tiempo restante es insuficiente para concluirlas, antes del vencimiento de la Fase en curso.

4.8.1.4. Que se extiendan proporcionalmente las garantías que respalden el cumplimiento de las obligaciones, la ejecución de las actividades y la realización de las inversiones correspondientes a la Fase de que se trate, así como la Garantía de Obligaciones Laborales y el Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual, de resultar procedente conforme al Acuerdo 2 de 2017 y al presente Convenio, de manera que este esté siempre debidamente amparado, y

4.8.1.5. Que se cancele el valor de los Derechos Económicos por concepto de Uso del Subsuelo en aquellas áreas en exploración y el Aporte para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología, correspondientes al término de la prórroga, dentro de los 30 Días Calendario siguientes a su iniciación, en los eventos señalados en la cláusula 64. ECOPETROL estará exento del pago del Derechos Económicos. En caso de cesión, se causarán los derechos económicos en los términos establecidos en la Cláusula 64.

4.8.2. Con la solicitud de extensión, ECOPETROL debe someter a la ANH los documentos en los que fundamenta su petición, acompañados de un cronograma de actividades que asegure la finalización de los trabajos y la entrega de la Información técnica dentro del término de la prórroga.

4.8.3. Las solicitudes deben formularse con antelación no inferior a quince (15) Días Calendario respecto de la fecha de terminación de la Fase en curso.

4.8.4. La prórroga de las garantías, conforme a los requisitos estipulados en las Cláusulas 35 a 38, debe ser sometida a la ANH, dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes a la aprobación de la correspondiente extensión, so pena de entenderse revocada.

4.8.5. Para aplicar de lo dispuesto en esta estipulación, las Operaciones de Exploración Sísmica inician con el registro continuo, y la perforación de Pozos con taladro comienza cuando este último se encuentre en funcionamiento y se haya avanzado un pie en profundidad.

4.9. Imposibilidad de realizar las actividades del Programa de Exploración: En el evento de que ECOPETROL no pueda realizar las actividades del Programa de Exploración por causas no imputables a su responsabilidad y diligencia, se dará aplicación a lo dispuesto en la Cláusula 2.3.8.

Cláusula 5 PERÍODO DE PRODUCCIÓN:

5.1. Término de Duración: ECOPETROL ostentará el derecho de producción hasta el agotamiento del recurso mientras haya producción regular. Por lo tanto, el termino de duración se extiende hasta el agotamiento del recurso respecto de los campos que se encuentren en producción a la firma del presente Convenio y los que descubra mientras haga parte del presente Convenio o hasta que ECOPETROL devuelva voluntariamente el área o que proceda la devolución obligatoria de la misma a la ANH.

En caso de cesión total, el término de duración del Periodo de Producción para los campos que se encuentren en producción a la firma de la primera cesión se extenderá hasta el agotamiento del recurso. En caso de presentarse cesiones subsiguientes, el plazo del Periodo de Producción se extiende por el término de veinticuatro (24) Años, contados a partir del Día en que formalice la cesión de la segunda cesión.
Así mismo, en caso de cesión total, el término de duración del Periodo de Producción para nuevos descubrimientos se extiende por un término de veinticuatro (24) Años, contados a partir del Día en que la ANH reciba Declaración de Comercialidad del Campo o Campos de que se trate.
Por consiguiente, el Período de Producción se predica separadamente respecto de cada Área en Producción, de manera que todas las menciones sobre la duración, extensión o terminación del mismo se refieren a cada Área en Producción en particular, sin perjuicio de lo previsto en el Numerales 13.2 de la Cláusula 13 y 2.4. de la Cláusula 2 del presente Convenio, sobre Englobe de Campos y Separación.

5.2. Prórroga del Período de Producción. Por solicitud del contratista, la ANH está facultada para prorrogar el Período de Producción por lapsos sucesivos que no superen diez (10) Años, y hasta el Límite Económico del Campo. No obstante, para acometer el estudio de solicitudes de extensión, para cada una debe acreditarse el cumplimiento efectivo de las siguientes condiciones concurrentes:

5.2.1. Que se formule la correspondiente petición por escrito, con antelación no superior a cuatro (4) Años, pero tampoco inferior a un (1) Año, con respecto a la fecha de vencimiento inicial del Período de Producción de la respectiva Área en Producción.

5.2.2. Que el Área de que se trate se encuentre en Producción continua de Hidrocarburos, durante los dos (2) Años anteriores a la fecha de la respectiva solicitud.

5.2.3. Que se demuestre fehacientemente a la Entidad que durante los cuatro (4) Años anteriores a la fecha de la solicitud, ha ejecutado efectiva y satisfactoriamente: (i) un (1) proyecto de mantenimiento de presión o de recuperación secundaria, terciaria o mejorada, y (ii) un (1) programa de perforación, que incluya por lo menos-dos (2) Pozos de Desarrollo por cada Año, para el caso de Yacimientos de Hidrocarburos en Trampas.

5.2.4. Que durante la o las prórrogas, se ponga a disposición de la ANH, en el Punto de Entrega, como mínimo un diez por ciento (10%) adicional de la Producción de Hidrocarburos Líquidos, o un cinco por ciento (5%) también adicional de la de Gas Natural no Asociado o de Hidrocarburos Líquidos Pesados o Extrapesados, en ambos casos después de Regalías y otros Derechos Económicos, en los términos de la Cláusula 27, Numeral 27.4 sobre Participación Adicional en la Producción.

5.2.5. Queda entendido que la negativa a otorgar cualquier prórroga, no se considera desacuerdo entre las Partes, de manera que no se somete al Arbitraje de que trata la Cláusula 60.

5.3. Formalización. En todos los casos, la prórroga del Período de Producción ha de pactarse mediante Otrosí a este contrato suscrito por los representantes autorizados de las Partes, debidamente facultados.

5.4. Terminación voluntaria del Periodo de Producción: En cualquier momento ECOPETROL podrá dar por terminado este Convenio, para lo cual informará por escrito a la ANH con una anticipación no inferior a tres (3) Meses, sin perjuicio del cumplimiento de las demás obligaciones.

5.5. Efectos de la terminación del Período de Producción: Cuando se terminen los derechos y obligaciones operativas respecto del Área de Operación en los términos de este Convenio, ECOPETROL dejará en buen estado los pozos que en tal época sean productivos y las construcciones y otras propiedades muebles e inmuebles indispensables para mantener las condiciones de explotación existentes al momento de la entrega, todo lo cual pasará gratuitamente a la **ANH** con las servidumbres y bienes adquiridos para beneficio de la explotación hasta el Punto de Fiscalización, aunque tales bienes se encuentren fuera del Área de Operación.

Cláusula 6 SUPERPOSICIÓN CON OTROS TÍTULOS:

6.1. Procedimiento:

6.1.1. Si todo o parte del Área corresponde a superficies sobre las cuales se desarrollen actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos provenientes de otro Tipo de Yacimientos, o existen títulos mineros, de manera que se presente superposición parcial o total de actividades en materia de Hidrocarburos y/o de minería, deben aplicarse las reglas y los procedimientos previstos en la Resolución 180742 del 16 de mayo de 2012, del Ministerio de Minas y Energía, o en las normas que la modifiquen o sustituyan.

6.1.2. Por consiguiente, con el fin de evitar que las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y/o Producción en el Área de Operación, interfieran con o sean interferidas por programas de trabajo e inversiones aprobados a otros Contratistas por la ANH, o a terceros por la autoridad competente, correspondientes a contratos para la exploración y explotación de (i) minerales que puedan encontrarse en la misma Área, u (ii) otro Tipo de Yacimiento para cuyo desarrollo no se encuentre Habilitado ECOPETROL, este asume la obligación de hacer su mejor esfuerzo y de emplear toda su diligencia y Capacidad Técnica y Operacional para suscribir con los Contratistas de tales negocios jurídicos o los terceros con título para el desarrollo de actividades mineras, uno o varios Acuerdos Operacionales, en los términos del artículo 18 de la Resolución 180742 de 2012, del Ministerio de Minas y Energía, o de las disposiciones que lo sustituyan, modifiquen o adicionen.

6.1.3. No obstante, si no se alcanza consenso al respecto, la o las diferencias se someterán al procedimiento previsto en el artículo 19 de la citada Resolución, o en las disposiciones que lo sustituyan, modifiquen o adicionen.

6.1.4. En todo caso, durante el término previsto para llevar a cabo la correspondiente negociación y el fijado para la resolución de la o las diferencias, en su caso, se suspenderá el cumplimiento de las obligaciones inherentes a aquellas actividades de Exploración, Evaluación, Desarrollo y/o Producción real y efectivamente afectadas con la discrepancia.

6.1.5. Además, el lapso durante el cual se extienda tal suspensión será restituido y adicionado al plazo que falte para satisfacer las obligaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y/o Producción que se vieron afectadas, siempre que ECOPETROL demuestre haber procedido con diligencia y responsabilidad en la gestión de la negociación y resolución del desacuerdo con el otro contratista o con el o los terceros.

CAPÍTULO III. ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN

Cláusula 7 PROGRAMA EXPLORATORIO:

7.1. Propósito.

7.1.1. Durante el Período de Exploración, ECOPETROL asume la obligación de ejecutar las actividades y los trabajos que integran el Programa Exploratorio, correspondiente a cada una de las dos (2) Fases en que se divide aquel, con arreglo a lo estipulado en el Anexo B, para cuyo efecto se compromete a realizar las inversiones que demande su cumplida y oportuna ejecución.

7.1.2. En general, todos los Pozos Exploratorios deben ser del Tipo A3, salvo que previa solicitud acompañada de la correspondiente justificación técnica y económica, la ANH autorice su sustitución por Pozos Exploratorios Tipo A2.

7.2. Planes de Exploración:

7.2.1. Con antelación no inferior a treinta (30) Días Calendario respecto de la fecha de inicio de la Primera Fase (Fase I), o a diez (10) días Hábiles respecto de la correspondiente a la Segunda (Fase II), ECOPETROL debe someter a la ANH el Plan de Exploración correspondiente a la Fase por comenzar, acompañado de cronograma de actividades, en cuyo texto ha de describir la forma como se propone cumplir las obligaciones derivadas del mismo.

7.2.2. Los Planes de Exploración deben sujetarse al ordenamiento superior, en especial, a los reglamentos técnicos contenidos en las Resoluciones 181495 del 2009, modificada por la distinguida como 40048 de 2015, y 180742 de 2012, modificada por la identificada como 4 1251 de 2016, todas del Ministerio de Minas y Energía, o a las normas que las sustituyan, adicionen o modifiquen, y ser consistentes con las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

7.3. Modificaciones al Programa Exploratorio: Se rigen por las siguientes estipulaciones:

7.3.1. En el transcurso de la primera mitad del término de duración de cualquiera de las dos (2) Fases del Período de Exploración, previa autorización escrita de la ANH, ECOPETROL puede sustituir la Adquisición y Procesamiento de un (1) Programa Sísmico contenido en el Programa Exploratorio aprobado para la Fase en ejecución, por alguna de las siguientes opciones:

7.3.2. La perforación de uno (1) o más Pozos Exploratorios A3, salvo lo previsto en el último inciso del Numeral 7.1.2 precedente, o,

7.3.3. La Adquisición y Procesamiento de otro tipo de Programa Sísmico, siempre que el valor equivalente sea igual o superior al del que pretende sustituirse para la respectiva Fase.

7.3.4. Con el fin de obtener la autorización de la ANH, es preciso someter previamente a la Entidad propuesta escrita de modificación, debidamente sustentada desde el punto de vista técnico, y con la correspondiente valoración de conformidad con el Artículo 33 del Acuerdo 2 de 2017, adecuadamente soportada. La ANH dispone de sesenta (60) Días Calendario para pronunciarse, vencidos los cuales sin que se haya comunicado respuesta, se entenderá que la autorización ha sido negada.

7.3.5. Perforado un Pozo Exploratorio que resulte seco, ECOPETROL puede valorar si las perspectivas del Área de Operación determinada como exploratoria justifican o no la perforación de otro previsto en el Programa Exploratorio. En caso negativo, debe solicitar por escrito a la ANH autorización para sustituir la perforación de hasta un (1) Pozo Exploratorio por la Adquisición y el Procesamiento de un (1) Programa Sísmico, siempre que la inversión sea equivalente, según valoración debidamente soportada, también de acuerdo con el Artículo 33 del Acuerdo 2 de 2017.

7.3.6. Con el fin de obtener la autorización de la ANH, es preciso también someter previamente a la Entidad propuesta escrita de modificación, debidamente sustentada desde el punto de vista técnico, con la correspondiente valoración. La ANH dispone igualmente sesenta (60) Días Calendario para pronunciarse, vencidos los cuales sin que se haya comunicado respuesta, se entenderá que la solicitud ha sido improbada.

7.3.7. En el transcurso de la ejecución de este Convenio, los Pozos Estratigráficos pueden ser sustituidos por Pozos Exploratorios, previa aprobación escrita de la ANH y siempre que la inversión requerida sea igual o superior a la prevista originalmente, según valoración debidamente soportada, de acuerdo con el Artículo 33 del Acuerdo 2 de 2017.

7.4. Programa Exploratorio Mínimo:

7.4.1. Las actividades del Programa Exploratorio que debe tener lugar en cada una de las dos (2) Fases que integran, deben corresponder a cantidades expresadas en número de Pozos Estratigráficos y/o Exploratorios; de Adquisición, Procesamiento e Interpretación, o de Reprocesamiento e Interpretación de kilómetros (km) de Sísmica 2D; de kilómetros (km) de Adquisición Aerogeofísica; de Adquisición, Procesamiento e Interpretación, o de Reprocesamiento e Interpretación de kilómetros cuadrados (km 2) de Sísmica 3D; de Geoquímica de Superficie en kilómetros cuadrados (km 2) , y/o de kilómetros cuadrados (km2) de Adquisición, Procesamiento e Interpretación de Imágenes de Sensores Remotos.

7.4.2. Los Pozos Estratigráficos y Exploratorios, deben ejecutarse integralmente una vez iniciado cada uno, y las actividades correspondientes al Programa Exploratorio deben desarrollarse necesariamente en el curso de la Fase del Período de Exploración en la que se pacten.

7.5. Programa Exploratorio Posterior:

Corresponde al Plan de Operaciones de Exploración que ECOPETROL somete a la ANH y se compromete a ejecutar con posterioridad a la finalización del Período Exploratorio.

Por consiguiente, culminado este último, y siempre que exista por lo menos un (1) Área en Evaluación, un (1) Área en Producción diferente a las existentes a la Fecha de Suscripción del Convenio, o un (1) Descubrimiento debidamente informado a la ANH, ECOPETROL puede retener el cincuenta por ciento (50%) del área en exploración identificada a la firma del Convenio, excluidas las superficies que conformen Áreas en Evaluación y/o en Producción y/o correspondientes al Descubrimiento, existentes, con el fin de ejecutar un Programa Exploratorio Posterior, de acuerdo con el procedimiento y con los requisitos pactados en el este negocio jurídico.

7.6. Procedimiento:

Si ECOPETROL proyecta desarrollar un Programa Exploratorio Posterior, integrado por una (1) Fase de hasta veinticuatro (24) meses, ha de surtirse el siguiente procedimiento:

7.6.1. Con antelación no inferior a sesenta (60) Días Calendario respecto de la fecha de terminación de la última Fase del Período de Exploración, debe radicar aviso escrito a la ANH, acerca de su intención de acometer Programa Exploratorio Posterior.

7.6.2. El aviso debe describir las Operaciones de Exploración que integran el Programa propuesto, que ECOPETROL se compromete a desarrollar a partir de la terminación de la última Fase del Período Exploratorio, el Cronograma correspondiente, así como la superficie de su interés.

7.6.3. El Programa Exploratorio Posterior debe contener, como mínimo, la perforación de un Pozo Exploratorio del Tipo A-3.

7.6.4. Las actividades que hayan de integrar el Programa Exploratorio Posterior, su duración, así como la extensión y la localización del Área correspondiente, deben ser revisados por la ANH dentro de los dos (2) Meses siguientes a su presentación por ECOPETROL. Vencido este término sin respuesta de la Entidad, se entenderá que el Programa Exploratorio Posterior ha sido aprobado en los términos propuestos por aquel.

7.6.5. En adición a la actividad a que refiere el numeral 7.6.3, las actividades del Programa Exploratorio Posterior podrán consistir en la Adquisición, Procesamiento e Interpretación de Sísmica 2D y/o 3D.

7.6.6. Finalizado el Programa Exploratorio Posterior, el Área materia de Convenio quedará reducida a las áreas en Evaluación y/o en Producción, y/o correspondientes a los Descubrimientos oportuna y debidamente informados a la ANH, existentes en el área en la correspondiente oportunidad, por lo cual procede la devolución automática de las áreas en exploración y la suscripción del acta respectiva en un plazo de noventa (90) días calendario siguientes a la fecha en que ocurre el caso previsto para su devolución, so pena de configurar causal de incumplimiento según lo previsto en el la Cláusula 49 del presente Convenio

7.7. Exploración Adicional:

7.7.1. ECOPETROL está facultada para llevar a cabo Operaciones de Exploración en el Área de Operación, de acuerdo a la legislación vigente en su oportunidad, , adicionales a las contenidas en el Programa Exploratorio y en el Programa Exploratorio Posterior, sin que por razón de las mismas se modifique el plazo pactado para la ejecución de uno u otro. Tales Operaciones pueden desarrollarse en la Fase que se encuentre en curso o en la subsiguiente, si se trata del Período de Exploración, o en el término del Programa Exploratorio Posterior. Para el efecto, debe informar previamente y por escrito a la ANH acerca de las Operaciones de Exploración adicionales que se propone acometer.

7.7.2. Si dichas Operaciones corresponden a las previstas en el Programa Exploratorio de la siguiente Fase, y ECOPETROL tiene interés en que le sean acreditadas al cumplimiento de los compromisos exploratorios de esa Fase siguiente, debe solicitarlo así por escrito motivado a la ANH, quien a su sola discreción determinará si acepta o no dicha acreditación, en el plazo máximo de veinte (20) Días Hábiles contados a partir del día siguiente de la solicitud. En caso de que la solicitud sea aceptada por parte de la ANH, ésta determinará la forma como se acreditarán en todo o en parte las Actividades Adicionales de Exploración ejecutadas a la Fase siguiente del Período de Exploración.

7.7.3. Durante la vigencia del Convenio, ECOPETROL podrá desarrollar actividades de exploración en las porciones del Área de Operación que se encuentren en producción, dando aplicación previa a lo señalado en los numerales 7.7.1. y 7.7.2. anteriores. En este caso, los Planes de Exploración deben sujetarse al ordenamiento superior, en especial, a los reglamentos técnicos contenidos en las Resolución 181495 de 2009, incluyendo sus adiciones y modificaciones, y deben ser consistentes con las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

Cláusula 8 ACTIVIDADES EXPLORATORIAS REMANENTES:

8.1. Concepto: Corresponden a aquellas a cargo de ECOPETROL, que conforman el Programa Mínimo, si se trata del Programa Exploratorio, al igual que las correspondientes al Programa Exploratorio Posterior, de haberlo, que no han sido efectiva y satisfactoriamente ejecutadas al vencimiento del correspondiente Período o Programa. Previa autorización y acuerdo con la ANH, aquellas que por su naturaleza sean divisibles, como la adquisición Sísmica, o aquellas indivisibles como la Perforación de Pozos, pueden ser desarrolladas en Áreas correspondientes a otro u otros contratos de Exploración y Producción, E&P, o Convenios entre las mismas Partes, o, en Áreas Disponibles de interés para la ANH, caso en el cual, la información recabada o el resultado de las actividades Exploratorias son propiedad exclusiva de esta última, y deben serle entregadas en el sitio que la Entidad determine para recepción y custodia. De lo contrario, es decir, si no se opta y formaliza alguna de las posibilidades señaladas, ECOPETROL debe entregar a la ANH, en dinero, el valor equivalente a las actividades que no hubiera realizado íntegra y efectivamente, bien las correspondientes al Programa Exploratorio y/o al Programa Exploratorio Posterior, valoradas con arreglo al Artículo 33 del Acuerdo 2 de 2017.

8.2. Procedimiento: Por consiguiente, ECOPETROL debe informar a la ANH la opción seleccionada, dentro de los quince (15) Días Hábiles siguientes a la terminación de la Fase correspondiente del Período de Exploración o del término del Programa Exploratorio Posterior, según el caso, y se procederá de la siguiente manera:

8.2.1. Por término de hasta treinta (30) Días comunes o Calendario siguientes a aquel en que la ANH sea informada del interés ECOPETROL, las Partes negociarán y acordarán la posibilidad de acometer las Actividades Remanentes, bien en Áreas correspondientes a otro u otros Convenios de Exploración y Explotación, E&P o de Evaluación Técnica, TEA entre ellas, o bien en Áreas Libres o Disponibles administradas por la Entidad, en los términos del numeral 8 del Artículo 48 del Acuerdo 2 de 2017, modificado por el Artículo 2 del Acuerdo 3 de 2019 y el reglamento vigente al momento de la solicitud. En este último caso, toda la información técnica obtenida por ECOPETROL será de propiedad de la ANH y debe serle entregada en su condición de administradora del recurso hidrocarburífero, sin perjuicio de la entidad responsable de su archivo y custodia, según la misma ANH lo determine.

8.2.2. Alcanzado acuerdo entre esta última y ECOPETROL, se suscribirán los Otrosíes, Contrato Adicional o Convenio Adicional a que haya lugar, según corresponda, en los que se consignarán por escrito las actividades por emprender y los términos y condiciones para su ejecución en Áreas administradas por la ANH.

8.2.3. De no obtener consenso, ECOPETROL queda en la obligación de transferir a la ANH el valor equivalente a las Actividades Remanentes, establecido con arreglo al Artículo 33 del Acuerdo 2 de 2017, dentro de los treinta (30) Días Hábiles siguientes al vencimiento del plazo de negociación. Expirado este término, sin que se haya satisfecho integralmente este compromiso, se causarán intereses moratorios a favor de aquella, a la tasa más alta fijada por la Superintendencia Financiera para eventos de retardo en el pago de obligaciones dinerarias, además de que se podrá hacer efectiva la correspondiente Garantía de Cumplimiento, sin perjuicio de la reparación completa de los perjuicios irrogados a la Entidad.

8.3. Efecto: La circunstancia de que la ANH no autorice desarrollar las Actividades Remanentes según las opciones estipuladas en la presente Cláusula, no será considerada como diferencia entre las Partes, de manera que no es susceptible de ser sometida al Arbitraje a que se refiere la Cláusula 60.

Cláusula 9 PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS:

9.1. Concepto: Si en el curso de la perforación de cualquier Pozo Exploratorio y antes de alcanzar la profundidad objetivo, sobrevienen problemas de tipo operacional no controlables, tales como cavidades, presiones anormales, formaciones impenetrables, pérdidas severas de circulación, u otras condiciones de naturaleza técnica, que impidan continuar los trabajos de perforación, a pesar de la diligencia con la que debe proceder ECOPETROL con arreglo a las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo, lo mismo que cuando la profundidad del Pozo en cuestión haya superado al menos el cincuenta por ciento (50%) de la profundidad objetivo, aquel puede solicitar a la ANH considerar cumplida la obligación de Perforación, mediante la presentación de un informe técnico escrito, en el que se describan en detalle tanto la situación presentada como los esfuerzos realizados para superar los problemas técnicos encontrados, en plazo no mayor de quince (15) Días Calendario, contados desde su respectiva ocurrencia.

9.2. Efectos: En el evento de aceptar la ANH que ECOPETROL dé por terminadas las Operaciones de Perforación del Pozo de que se trate, debe adquirir un registro de resistividad y otro de rayos gama, hasta la máxima profundidad posible, y abandonar o completar dicho Pozo hasta la profundidad alcanzada. En este caso, la obligación contenida en el Programa Exploratorio al que corresponda el referido Pozo se entenderá debidamente cumplida.

9.3. En el evento contrario, dentro de plazo razonable otorgado por la ANH, ECOPETROL debe perforar el Pozo Exploratorio con desviación ("*sidetrack")* o uno (1) nuevo.

9.4. Además, puede igualmente solicitar por escrito a la Entidad la posibilidad de dar por cumplida la obligación de perforación del Pozo a una profundidad distinta de la prevista en esta Cláusula, siempre que así lo justifiquen razones técnicas, debidamente comprobadas.

Cláusula 10 AVISO DE DESCUBRIMIENTO:

10.1. Enunciación:

Dentro de los cuatro (4) Meses siguientes a la fecha en que tenga lugar el hecho previsto en el numeral 10.1.1, o dentro del Año siguiente al Día en que termine la perforación del Pozo Exploratorio cuando se trate del numeral 10.1.2, si los resultados indican que se ha producido un Descubrimiento, ECOPETROL debe informarlo así por escrito a la ANH:

10.1.1. La finalización de la perforación de cualquier Pozo Exploratorio A-3, si se trata de Yacimientos de Hidrocarburos en Trampas en Áreas en Exploración.

10.1.2. Si se trata de un descubrimiento en Áreas en Producción, no hay lugar a un Programa de Evaluación ni Declaración de Comercialidad.

10.2. Procedimiento:

10.2.1. En todos los casos, el Aviso de Descubrimiento debe acompañarse de un Informe Técnico que contenga los resultados de las pruebas practicadas, la descripción de los aspectos geológicos y los análisis efectuados a fluidos y a rocas, acompañado de los cálculos y de la información adicional de soporte presentada a la autoridad competente para efectos de su clasificación, además de los requisitos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía o por la autoridad a quien se asigne esa facultad, con sujeción a las normas técnicas expedidas por dicho Ministerio.

10.2.2. Si el Descubrimiento es de Gas Natural no Asociado o de Hidrocarburos Líquidos Pesados o Extrapesados, ECOPETROL debe igualmente poner a disposición de la ANH los cálculos y la información adicional de soporte presentada a la autoridad competente, para efectos de su clasificación.

10.3. Omisión:

De omitir ECOPETROL la presentación del Aviso de Descubrimiento o de abstenerse de someter a la Entidad cualquier información exigida en esta materia, dentro del plazo y en los términos establecidos en la presente Cláusula, perderá todos los derechos sobre los Yacimientos contenidos en la estructura o trampa geológica que alberga el respectivo Descubrimiento.

Cláusula 11 PROGRAMA DE EVALUACIÓN:

11.1. Concepto:

11.1.1. Consiste en el Plan de Operaciones de Evaluación destinado a analizar un Descubrimiento y determinar su comercialidad. Su ejecución y el consiguiente sometimiento del Informe de Resultados a la ANH son requisitos para la correspondiente Declaración de Comercialidad.

11.1.2. Por lo tanto, si ECOPETROL estima que un determinado Descubrimiento tiene potencial comercial, debe someter a la ANH Programa de Evaluación del mismo, en la oportunidad y con los requisitos pactados en el presente Convenio.

11.1.3. Si se trata de un descubrimiento en Áreas en Producción activas, no hay lugar a un Programa de Evaluación ni Declaración de Comercialidad, en concordancia con el numeral 10.1.2; sin perjuicio del deber de presentar el informe de evaluación de que trata el numeral 11.6.

11.2. Presentación.

11.2.1. El Programa de Evaluación debe someterse a la ANH dentro de los cuatro (4) Meses siguientes a la fecha de radicación del respectivo Aviso de Descubrimiento.

11.2.2. La demora o la omisión no justificada en presentar el referido Programa de Evaluación, dentro del plazo y en los términos estipulados en la presente Cláusula, comporta la pérdida de todos los derechos de Producción sobre el o los respectivos Yacimientos, contenidos en la estructura o trampa geológica correspondiente al Descubrimiento.

11.3. Contenido del Programa de Evaluación:

11.3.1. Debe contar, como mínimo, con los siguientes elementos:

11.3.1.1. Mapa Geológico con las coordenadas del Área en Evaluación, en el tope de la formación objetivo.

11.3.1.2. Descripción y objetivos de cada una de las Operaciones de Evaluación, así como detalle de la información que se propone obtener, en orden a determinar si el Descubrimiento puede ser declarado como Comercial.

11.3.1.3. Plazo completo de dicho Programa, que no puede exceder de dos (2) Años, si incorpora perforación de Pozos Exploratorios, o de un (1) Año, en los demás casos, términos que se contarán a partir de la presentación del Programa de Evaluación a la ANH. Dicho programa debe contemplar los tiempos estimados requeridos para obtener los permisos que corresponda otorgar a otras autoridades.

11.3.1.4. Cronograma para la realización de las Operaciones de Evaluación, dentro del Plazo total.

11.3.1.5. Información sobre la destinación de los Hidrocarburos y demás fluidos que ECOPETROL espera recuperar, como resultado de las Operaciones de Evaluación.

11.3.1.6. Propuesta de Punto de Entrega, para consideración de la ANH.

11.3.2. Adicionalmente, debe acompañarse la Garantía de Cumplimiento respecto a la realización y cumplimiento del Programa de Evaluación, conforme a lo dispuesto en este Convenio.

11.3.3. La ANH debe pronunciarse sobre el plazo del Programa de Evaluación propuesto, dentro de los sesenta (60) Días Calendario siguientes a la fecha de su sometimiento por ECOPETROL.

11.4. Prórroga del Plazo del Programa de Evaluación.

11.4.1. En el evento de que ECOPETROL decida perforar Pozos Exploratorios adicionales, no previstos en el Programa de Evaluación, la ANH está facultada para extender el término de duración del dicho Programa, por lapso adicional no superior a un (1) Año, siempre que se cumplan las siguientes condiciones concurrentes:

11.4.2. Que la correspondiente solicitud escrita se radique en la Entidad, con por lo menos dos (2) Meses de anticipación respecto de la fecha de terminación del Plazo total originalmente convenido.

11.4.3. Que ECOPETROL haya adelantado diligentemente las Operaciones previstas en el Programa de Evaluación, y,

11.4.4. Que la prórroga requerida se justifique por el tiempo necesario para llevar a cabo la perforación y las pruebas del o de los Pozos adicionales de Exploración proyectados.

11.4.5. Con la solicitud, deben someterse a la ANH los documentos que le sirvan de fundamento y el Cronograma de actividades con los tiempos previstos para su ejecución.

11.4.6. Adicionalmente, en el evento de que el Descubrimiento sea de Gas Natural no Asociado o de Hidrocarburos Líquidos Pesados o Extrapesados, en cualquier oportunidad durante la ejecución del Programa de Evaluación, ECOPETROL puede solicitar a la ANH prorrogar dicho Programa, hasta por dos (2) Años adicionales, con el propósito de llevar a cabo estudios de factibilidad para la construcción de infraestructura; sobre métodos de Producción, o para el desenvolvimiento de mercados. En estos casos, la solicitud debe incorporar en el Programa de Evaluación, la información relacionada con esos estudios y actividades que ECOPETROL considera necesario llevar a cabo. Al término de la prórroga, deben entregarse a la ANH dichos estudios, junto con el resultado de las actividades adelantadas en el curso de la misma.

11.4.7. Por su parte, la Entidad debe pronunciarse antes de dos (2) Meses, contados a partir de la fecha de recepción de la documentación completa. De no hacerlo oportunamente, se entiende que la petición ha sido aprobada.

11.5. Modificaciones al Programa de Evaluación:

En cualquier oportunidad durante los seis (6) Meses siguientes a la fecha de presentación del Programa de Evaluación a la ANH, ECOPETROL puede modificarlo, para cuyo efecto debe informar su intención oportunamente a la Entidad y adecuar el plazo total del mismo, que, en ningún evento, puede exceder del término máximo de dos (2) Años, si incorpora perforación de Pozos Exploratorios, o de un (1) Año, en los demás casos, sin que por razón de tales ajustes se modifique la fecha de inicio de las actividades que integran dicho Programa.

11.6. Informe de Evaluación:

ECOPETROL asume la obligación de someter a la ANH Informe completo sobre los resultados del Programa de Evaluación, dentro de los tres (3) Meses siguientes a la fecha de terminación del referido programa. Debe contener como mínimo:

11.6.1. Descripción y resultados de cada una de las Operaciones de Evaluación ejecutadas, incluido el resultado de las pruebas practicadas;

11.6.2. Descripción geológica del Descubrimiento, así como de la trampa, por Yacimiento, incluidos Mapas, con los respectivos contactos agua aceite (OWC), y/o último nivel de aceite conocido (LKO), así como su configuración estructural;

11.6.3. Evaluación petrofísica y caracterización las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos presentes en el Tipo de Yacimiento, asociados al Descubrimiento;

11.6.4. Presión, volumen y análisis de temperatura de los fluidos de los Yacimientos;

11.6.5. Tipo de Yacimiento;

11.6.6. Resultados de las pruebas de presión;

11.6.7. Índices de productividad;

11.6.8. Estimado del Hidrocarburo in situ (OOIP-OGIP);

11.6.9. Factor de recobro con el detalle del análisis practicado para su determinación;

11.6.10. Capacidad de producción, por Pozo y la correspondiente a todo el Descubrimiento, y

11.6.11. Un estimado de las reservas recuperables de Hidrocarburos.

11.7. Limitación: Solamente dan lugar a la aplicación de lo establecido en esta Cláusula, los Descubrimientos resultantes de Pozos Exploratorios descubridores, perforados por fuera de las Áreas de Evaluación o de Producción. Por lo tanto, si los nuevos volúmenes de Hidrocarburos encontrados forman parte de una misma Área en Evaluación o en Producción, no habrá lugar a nuevo Período de Evaluación.

11.8. Exclusión: Si ECOPETROL estima procedente realizar Declaración de Comercialidad, sin necesidad de llevar a cabo Programa de Evaluación, puede solicitar a la ANH excluirlo, siempre que esté en condiciones de probarlo debida y suficientemente, con la demostración del Tipo de Yacimiento, su tamaño y su delimitación, entre otros elementos. Para el efecto, debe someter el correspondiente escrito de conformidad con lo señalado en la cláusula 12.

Cláusula 12 DECLARACIÓN DE COMERCIALIDAD:

12.1. Procedencia: Dentro de los cinco (5) Meses siguientes al vencimiento del término estipulado para la ejecución del Programa de Evaluación, prorrogable hasta por otros tres (3) meses; en eventos de prórroga del mismo conforme al Numeral 11.4 precedente, o recibida decisión afirmativa de excluir Programa de Evaluación según el numeral 11.8, debe someterse a la ANH Declaración escrita que contenga de manera clara y precisa la determinación incondicional de Explotar Comercialmente el respectivo Descubrimiento.

12.2. Descubrimiento No Comercial: Si ECOPETROL no entrega a la ANH la correspondiente Declaración de Comercialidad dentro del plazo estipulado, o si manifiesta a la Entidad que el Descubrimiento de que se trata no es Comercial, en ambos casos, se considerará definitivamente que el Descubrimiento no es Comercial, y aquel acepta que no se generó en su favor derecho alguno. En consecuencia, renuncia a reclamar cualquier concepto sobre dicho Descubrimiento. En las anteriores condiciones, el Área en Evaluación será objeto de devolución para lo cual la ANH iniciará el trámite correspondiente, haciendo exigible a ECOPETROL el cumplimiento de las obligaciones en materia de Abandono, estipuladas en la Cláusula 18.

CAPÍTULO IV. ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN

Cláusula 13 ÁREA EN PRODUCCIÓN:

13.1. Concepto: Porción o porciones del Área de Operación, en las que se localizan uno o más Campos y donde existe producción de Hidrocarburos. Está delimitada por un polígono o por una o varias formas geométricas regulares, según el caso, que comprenden el Campo o los Campos, o la porción de éste o de estos, que se localicen dentro del Área de Operación, más un margen alrededor de cada Campo no mayor de un (1) kilómetro, siempre que se encuentre dentro de aquella. Como quiera que el Área del Campo o de los Campos contenidos en el Área en Producción puede variar, el Área en Producción ha de permanecer inalterable, salvo lo estipulado en la siguiente subcláusula.

13.2. Englobe de Campos: Sin perjuicio de lo pactado en la Cláusula 2.3. del presente Convenio, denominada Alcance, cuando dos (2) o más Campos se superpongan total o parcialmente; estén separados en superficie por una distancia inferior a dos (2) kilómetros, o compartan facilidades de Producción, deben ser englobados en una única Área en Producción.

13.3. A la firma de este Convenio se identificarán en el Anexo A, las Áreas en Producción correspondientes, a que las que no les será aplicable la Cláusula 14 y por consiguiente, su duración será hasta el agotamiento del recurso.

Cláusula 14 DURACIÓN:

ECOPETROL ostentará el derecho de producción hasta el agotamiento del recurso, siempre y cuando haya producción regular.

Sin embargo, en caso de cesión total, tratándose de campos existentes a la firma de este convenio y nuevos descubrimientos, el termino de duración de Periodo de Producción se extiende por lapso de veinticuatro (24) Años, contados a partir del Día de la firma del Otrosí de cesión total o del Día en que la ANH reciba Declaración de Comercialidad del Campo o Campos de que se trate.

Cláusula 15 AMPLIACIÓN DEL ÁREA EN PRODUCCIÓN:

15.1. Si durante el Periodo de Producción, ECOPETROL evidencia que un Campo se extiende más allá del Área en Producción, pero dentro de la superficie que para la oportunidad tenga el Área de Operación, es decir, excluidas las porciones devueltas, debe solicitar a la ANH la ampliación de aquella, mediante petición escrita, acompañada de los soportes correspondientes.

15.2. Cumplidos a satisfacción estos requisitos, la ANH tiene la potestad de disponer la ampliación del Área en Producción.

15.3. Cuando el Área solicitada por ECOPETROL para la ampliación del Área en Producción, se extienda al exterior del Área de Operación, la ANH podrá ampliar el Área de Operación donde ECOPETROL llevará a cabo un Programa de Evaluación en los términos de la Cláusula 11 del presente Convenio, con el objetivo de delimitar el Yacimiento y por consiguiente lograr definir el Campo Comercial y el Área en Producción, a menos que sobre el área solicitada se presente alguna de las siguientes situaciones:

15.4. Que se trate de un Área asignada por la ANH.

15.5. Que el área esté en proceso de asignación por parte de la ANH;

15.6. Que existan restricciones ordenadas por autoridad competente que impidan adelantar las actividades objeto del Convenio.

Cláusula 16 PLAN DE DESARROLLO:

16.1. Oportunidad y Contenido:

Dentro de los tres (3) Meses siguientes a la presentación de la Declaración de Comercialidad de que trata la Cláusula 12, ECOPETROL debe entregar a la ANH el Plan de Desarrollo inicial, que debe contener, como mínimo, la siguiente información:

16.1.1. Mapa con las coordenadas del Área en Producción, delineado en detalle.

16.1.2. Cálculo de Reservas y de la Producción acumulada de Hidrocarburos, diferenciada por Tipo de Yacimiento e Hidrocarburo.

16.1.3. Esquema general proyectado para el Desarrollo del Campo, que incluya una descripción del Programa de Perforación de Pozos de Desarrollo; de los métodos de extracción; de las facilidades proyectadas, y de los procesos a los cuales se someterán los fluidos extraídos, antes del Punto de Entrega.

16.1.4. Pronóstico de Producción anual de Hidrocarburos y sus sensibilidades, mediante la utilización de la tasa óptima de Producción, que permita lograr la máxima recuperación económica de las reservas.

16.1.5. Identificación de los factores críticos para la ejecución del Plan de Desarrollo, tales como aspectos ambientales, sociales, económicos y logísticos, así como las opciones para su manejo.

16.1.6. Programa de Abandono, para efectos de la Cláusula 18, con el detalle de las actividades que lo integran, los recursos requeridos para su completa ejecución, y el Cronograma previsto para llevarlas a cabo.

16.2. Entrega del Plan de Desarrollo:

16.2.1. El Plan de Desarrollo se considera recibido por la ANH, cuando se radique toda la información reseñada en el Numeral precedente, debidamente soportada.

16.2.2. Si la ANH no recibe el Plan de Desarrollo con la totalidad de la información exigida, requerirá a ECOPETROL remitir los datos faltantes, en término máximo de veinte (20) Días Hábiles, contados desde la fecha de recibo del requerimiento. La ANH se pronunciará dentro de los veinte (20) Días Hábiles siguientes a la radicación completa del Plan de Desarrollo con todos sus anexos.

16.2.3. Si el Plan de Desarrollo no se somete a la ANH oportunamente, o si esta no recibe en tiempo la documentación faltante requerida, se configura incumplimiento de acuerdo con lo pactado en la Cláusula 40.

16.3. Actualización del Plan de Desarrollo:

16.3.1. Cuando se requiera modificar el Plan de Desarrollo, ECOPETROL debe ajustar y someter a la ANH su texto completo, debidamente reformado para cada una de las Áreas en Producción, junto con sus anexos, con sujeción a lo dispuesto en la presente Cláusula.

16.3.2. Cuando la Producción real de Hidrocarburos del Año Calendario inmediatamente anterior, difiera en más de un quince por ciento (15%) con respecto al pronóstico de Producción anual establecido en el Plan de Desarrollo, respecto de cualquier Área en Producción, ECOPETROL debe someter por escrito a la ANH las explicaciones de rigor, dentro de los veinte (20) Días Calendario posteriores a aquel en que se actualice el Plan de Desarrollo.

Cláusula 17 PROGRAMA ANUAL DE OPERACIONES:

17.1. Oportunidad de Presentación:

Dentro de los tres (3) Meses siguientes a la fecha en que haya tenido lugar la Declaración

de Comercialidad, y -a más tardar- el 1 de Abril de cada Año Calendario posterior, ECOPETROL debe presentar a la ANH un Programa Anual de Operaciones para ese período anual, que debe reunir los siguientes requisitos:

17.2. Contenido:

El Programa Anual de Operaciones para cada Área en Producción, debe contener, como mínimo:

17.2.1. Descripción detallada de las Operaciones de Desarrollo y de Producción que se proyectan llevar a cabo durante el mismo Año, con el respectivo Cronograma, discriminado por proyecto y por trimestre calendario, y el detalle de los plazos requeridos para obtener las autorizaciones y los permisos que procedan de las autoridades competentes. En desarrollo del Decreto 3176 de 2002 y de las normas que lo modifiquen, estas Operaciones incluirán aquellas indicadas en el respectivo Proyecto de Producción Incremental, en el caso de que haya sido aprobado por la ANH para el área objeto del presente Convenio.

17.2.2. Pronóstico de Producción mensual del Área en Producción para el Año Calendario correspondiente.

17.2.3. Pronóstico de Producción anual promedio hasta el final de la vida económica del o de los Yacimientos que se encuentren dentro del Área en Producción, y

17.2.4. Estimado de egresos, gastos e inversiones para los cuatro (4) Años Calendario siguientes, o hasta la terminación del Período de Producción, lo que sea más corto.

17.3. Ejecución y Ajustes:

17.3.1. Las Operaciones de Desarrollo y de Producción del Programa Anual de Operaciones de los que trata el Numeral 17.2.1 precedente son de obligatoria ejecución. En caso de no ejecutarse las actividades mencionadas se configura incumplimiento de acuerdo con lo pactado en la Cláusula 37, salvo que su no ejecución esté justificada en razones técnicas, operativas y financieras que deberán ser expuestas por parte de ECOPETROL a la ANH.

17.3.2. Durante su ejecución, pueden realizarse ajustes al Programa Anual de Operaciones para el Año Calendario en curso, siempre que NO impliquen disminución en la Producción, superior al quince por ciento (15%) respecto del pronóstico inicial. Tales ajustes no pueden ser formulados con frecuencia inferior a tres (3) Meses, salvo situaciones de emergencia. ECOPETROL asume la obligación de informar previamente y por escrito cualquier ajuste que se proponga introducir al Programa Anual de Operaciones.

Lo anterior sin perjuicio de que las Operaciones de Desarrollo y de Producción del Programa Anual de Operaciones no se puedan ejecutar por razones técnicas, operativas y financieras que deberán ser expuestas por parte de ECOPETROL a la ANH y aprobadas por esta Entidad.

17.3.3. El primero de los Programas Anuales de Operaciones debe abarcar el período restante del Año Calendario correspondiente. Cuando falten menos de tres (3) Meses para la terminación del primer Año Calendario, el primer Programa Anual de Operaciones debe incorporar el Año inmediatamente posterior.

Cláusula 18 ABANDONO:

18.1. Enunciación: Sin perjuicio de lo estipulado en la Cláusula sobre Reversión de Activos, en todos los casos en que haya lugar a la devolución de Áreas, así como en todos los eventos de terminación del presente negocio jurídico, ECOPETROL tiene la obligación de programar y acometer en forma oportuna, eficaz y eficientemente, hasta su culminación definitiva, todas y cada una de las actividades de Abandono, de conformidad con la legislación sobre la materia, en especial el Acuerdo 2 de 2017 y los reglamentos técnicos del Ministerio de Minas y Energía, así como con plena observancia de las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo, en los términos y condiciones establecidos en el Anexo No. 1 del referido Acuerdo[1] y en la Resolución 40048 de 2015 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

[1] **Abandono de Campos y Áreas**: Conjunto de actividades que debe ejecutar el Contratista para dejar la superficie en condiciones seguras y ambientalmente adecuadas, entre ellas, el taponamiento y cierre técnico de Pozos, el desmantelamiento de construcciones, instalaciones y equipos de Producción, medición, tratamiento, almacenamiento y transporte, así como la limpieza y restauración ambiental de las zonas donde se hayan realizado Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y/o Producción, con arreglo al ordenamiento superior y las estipulaciones contractuales, y con plena observancia de las Buenas Prácticas de la Industria del
Petróleo.

Abandono de Pozos: Taponamiento y Cierre Técnico de Pozos. Corresponde al conjunto de operaciones que deben ejecutarse a lo largo de la cavidad de los Pozos y en el espacio anular entre estos y los revestimientos, para asegurar el aislamiento apropiado de las formaciones almacenadoras de Petróleo o Gas, así como de los acuíferos existentes, con el fin de prevenir la migración de fluidos hacia la superficie del terreno o el fondo marino, o entre las diferentes formaciones. Requiere autorización previa del Ministerio de Minas y Energía, Entidad que delegó en la ANH las atribuciones de fiscalización.

Puede ser tanto Definitivo como Temporal.

18.2. Regla General.

18.2.1. Con por lo menos cuarenta (40) Días Hábiles de anticipación a la fecha en que deba tener lugar la devolución de Áreas en Exploración o en Evaluación, ECOPETROL debe presentar a la ANH un Programa de Abandono para su aprobación, que incluya el cronograma para llevarlo a cabo. Este Programa de Abandono clasificará e incluirá una lista de todos los Pozos, construcciones y/u otras propiedades inmuebles ubicadas en el Área, así como de las maquinarias y demás elementos que tengan el carácter de bienes muebles a ser retirados de acuerdo con tal Programa de Abandono.

18.2.2. Solo después de la aprobación del Programa de Abandono por parte de la ANH, quien contará con veinte (20) Días Hábiles para tomar una decisión de fondo, ECOPETROL deberá iniciar el procedimiento de Abandono, desarrollarlo y culminarlo en las condiciones y con los requisitos de que trata la cláusula 18.2.1 anterior, a satisfacción de la ANH y de las demás autoridades competentes.

18.2.3. Dicho procedimiento no puede ser interrumpido sin plena justificación y previo aviso escrito a la Entidad.

18.3. Abandono de Áreas en Producción: El Plan de Desarrollo de cada Área en Producción debe incluir el correspondiente Programa de Abandono, con el detalle del Cronograma para llevarlo a cabo y de las actividades que lo integran. Así mismo, en las actualizaciones de dicho Plan, de que trata el numeral 16.3 de la cláusula 16, deben incorporarse los ajustes requeridos al Programa de Abandono.

Cláusula 19 GARANTÍA DEL FONDO DE ABANDONO:

19.1. Provisión Contable

Mientras ECOPETROL no haga devolución y abandone totalmente las Áreas en Producción o todas aquellas facilidades existentes en el área a la firma del presente Convenio, y se mantenga como único titular del Convenio, deberá provisionar contablemente la totalidad del valor del fondo de abandono, cuyos recursos estarán destinados al desarrollo de actividades de abandono durante la vigencia del Convenio, asumiendo el riesgo de abandono de pozos, campos y áreas y declara indemne a la ANH sobre las actividades de restauración ambiental que se consideren necesarias por la autoridad ambiental competente.

En caso de cesión total o parcial del Convenio, el Cesionario y/o ECOPETROL deberá constituir respecto del porcentaje cedido el fondo de abandono como garantía líquida, de acuerdo con las reglas que se describen a continuación, desde la fecha en que se hubiera iniciado la producción en el Área de Operación, la cual puede ser previa a la Fecha de Suscripción del Convenio. Si ECOPETROL mantiene participación, seguirá obligado a mantener la provisión contable antes mencionada en proporción a su porcentaje de participación.

19.2. Obligación: ECOPETROL y/o su Cesionario está(n) en el deber de garantizar la ejecución de las actividades inherentes al Programa de Abandono de Pozos y de restitución ambiental de las Áreas en Producción al finalizar el Período correspondiente a cada una de ellas, o siempre que haya lugar a la devolución de tales Áreas por renuncia o extinción de los derechos y obligaciones inherentes a las actividades de Operación y Producción en las mismas, de acuerdo con el ordenamiento superior, las Resoluciones Nos. 181495 del 2009, modificada por la distinguida como 40048 de 2015, y 180742 de 2012, modificada por la identificada como 41251 de 2016, todas del Ministerio de Minas y Energía, o las que las modifiquen, sustituyan o complementen, y las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo, con sujeción a las siguientes estipulaciones:

19.3. Constitución, Objeto y Vigencia: En caso de cesión, el Cesionario deberá entregar para aprobación de la ANH, dentro de los doce (12) Meses siguientes a la Declaración de Comercialidad de cada Área en Producción y/o a la firma del Otrosí de Cesión, la Garantía del Fondo de Abandono debidamente constituida, efectuando el registro contable correspondiente, certificado por el Revisor Fiscal.

La citada garantía debe tener por objeto garantizar la disponibilidad de los recursos requeridos para adelantar las actividades de Abandono, cubrir el valor señalado en la Cláusula 19.4, permanecer vigente siempre que existan obligaciones relativas a la ejecución del Programa de Abandono y restitución ambiental de las Áreas en Producción.
La Garantía del Fondo de Abandono y las obligaciones del garante deberán mantener su vigencia y producir plenos efectos de manera ininterrumpida, hasta la culminación de las actividades de Abandono.
En caso de que la Garantía del Fondo de Abandono no satisfaga integralmente cualquier requisito, la ANH solicitará al Cesionario inmediatamente las enmiendas, ajustes o correcciones pertinentes, con la determinación del plazo perentorio para adoptarlos, de manera que no se presenten lapsos sin cobertura. La ANH rechazará las garantías presentadas por el Cesionario, cuando no reúnan la

totalidad de los requisitos legales o contractuales. La no obtención, renovación o ampliación por parte del Cesionario de la Garantía del Fondo de Abandono en los términos exigidos, constituye una causal de incumplimiento grave del Convenio y facultará a la ANH para ejecutar la Garantía del Fondo de Abandono vigente.

19.4. Valor:

19.4.1. Al finalizar cada Año Calendario durante el Período de Producción, el valor del Fondo de Abandono debe corresponder al resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$A = (P/R) \times C$$

Donde:

A Es el valor al que debe ascender el Fondo de Abandono para cada Área en Producción, al finalizar cada Año Calendario.

P Corresponde a la Producción acumulada de Hidrocarburos de cada Área en Producción, a 31 de diciembre del Año Calendario para el cual se realiza el cálculo, expresada en Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP).

R Es el volumen de las reservas probadas desarrolladas de Hidrocarburos de cada Área en Producción, expresado en Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP) a 31 de diciembre del Año Calendario para el cual se realiza el cálculo, más la producción acumulada de Hidrocarburos (P).

C Es el costo estimado de las operaciones de Abandono del Área en Producción, actualizado a la fecha de cálculo, expresado en el valor de moneda para esta última fecha. Cuando se trate de reajustes anuales, el valor de C se reducirá en el monto de los costos de Abandono ya invertidos en tales actividades.

19.4.2. Los cálculos de Producción y de Reservas de Hidrocarburos de la fórmula (P y R), deben expresarse en Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP). Para el efecto, las Partes convienen que la equivalencia corresponde a cinco mil setecientos (5.700) pies cúbicos de Gas, en condiciones estándar, por un (1) Barril de Petróleo.

19.4.3. Para los efectos del presente numeral, se consideran Reservas Probadas Desarrolladas, aquellos volúmenes de Hidrocarburos por recuperar, a partir de Pozos, facilidades de Producción y métodos operacionales existentes, de acuerdo con el artículo 2.2.1.1.1.1.1.1 del Decreto Único No. 1073 de 2015, o las normas que modifiquen o sustituyan este concepto.

19.4.4. El cumplimiento de las obligaciones de que trata esta Cláusula no exime a ECOPETROL del deber de ejecutar, oportuna, eficaz y eficientemente todas las operaciones de Abandono en cada Área en Producción, a su costo y bajo su exclusivo riesgo.

19.5. Moneda de denominación y pago de la Garantía Fondo de Abandono

La Garantía Fondo de Abandono deberá estar denominada en Dólares de los Estados Unidos de América y será pagadera en pesos colombianos, liquidados a la Tasa Representativa del Mercando vigente para la fecha de pago, certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia o quien haga sus veces.

19.6. Beneficiario de la Garantía Fondo de Abandono

Deberá designarse como beneficiario único y exclusivo de la Garantía del Fondo de Abandono a la ANH.

19.7. No limitación de responsabilidad y derecho a indemnización plena

19.7.1. La ejecución total o parcial de la Garantía del Fondo de Abandono no constituye una limitación de responsabilidad ni podrá interpretarse en ese sentido, y debe entenderse sin perjuicio del derecho que asiste a la ANH a reclamar la indemnización completa por todas las pérdidas, daños y perjuicios ocasionados por causas imputables a ECOPETROL.

19.7.2. Adicionalmente, la ejecución de la Garantía del Fondo de Abandono por parte de la ANH no exonera a ECOPETROL del cumplimiento de todas sus obligaciones.

19.8. Costos asociados con la Garantía Fondo de Abandono y gastos de ejecución

La totalidad de los gastos y costos asociados con la Garantía del Fondo de Abandono, incluyendo los necesarios para su emisión, mantenimiento, renovación, prórroga y modificaciones, así como comisiones, precios, primas y honorarios, serán asumidos en su totalidad, sin excepción y exclusivamente por ECOPETROL.

19.9. Tipo de garantías Fondo de Abandono.

Con el fin de garantizar la disponibilidad de los recursos requeridos para el efecto, ECOPETROL podrá escoger cualquiera de los siguientes tipos de garantía, siempre que las mismas cumplan, además de los requisitos previstos en el presente Convenio para la Garantía Fondo de Abandono, los especiales que se establecen a continuación:

Tipo de garantía	Características mínimas del emisor	Reglas aplicables
Carta de crédito standby emitida en Colombia	• Debe ser un establecimiento bancario colombiano vigilado por la Superintendencia Financiera de Colombia. • Debe tener a la fecha de emisión, una calificación de contraparte de largo plazo de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia, de reconocimiento internacional, de mínimo: (i) AAA si es una calificación local, o (ii) BBB- si es una calificación de escala global.	• ISP98 o UCP600
Carta de crédito standby emitida fuera de Colombia	• Debe ser una entidad financiera en el lugar de la emisión. • Debe tener a la fecha de emisión, una calificación de escala global mínimo de BBB-, de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia, de reconocimiento internacional.	• ISP98 o UCP600 • Debe ser avisada por un establecimiento bancario colombiano.
Fiducia mercantil con fines de garantía	• Debe tratarse de un fideicomiso en garantía cuyo vocero sea una sociedad fiduciaria colombiana; • La sociedad fiduciaria deberá expedir un certificado de garantía a favor de la ANH; • El fideicomiso no podrá tener ningún otro beneficiario	• Código de Comercio • Circular Básica Jurídica Superintendencia Financiera de Colombia • Ley 1176 de 2013 • Decreto 1038 de 2015

CAPÍTULO V. CONDUCCIÓN Y OPERACIONES

Cláusula 20 AUTONOMÍA:

20.1. Regla General: Corresponde a ECOPETROL o al Operador, ejercer la dirección, el manejo, el seguimiento, la vigilancia y el control de todas las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción que se realicen en cumplimiento y ejecución del presente Convenio. Por consiguiente, es de su exclusiva responsabilidad planear, preparar, realizar y controlar el desarrollo de todas las actividades inherentes a las mismas, con sus propios medios, y con plena autonomía directiva, técnica y en materia de administración, de conformidad con el ordenamiento superior y con rigurosa observancia de las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

20.2. Contratación con Terceros: La circunstancia de que alguna o algunas de las actividades inherentes a la ejecución contractual se confíe a terceros, no libera a ECOPETROL de responsabilidad porque las mismas se desarrollen y lleven a cabo en forma oportuna, eficaz y eficiente, con sujeción al régimen jurídico, a las estipulaciones contractuales y a dichas Prácticas, de manera que aquel responde directamente ante la ANH por todas las consecuencias y efectos de las actuaciones y las omisiones suyas, de sus proveedores y subcontratistas, y por las de los empleados y trabajadores tanto a su servicio, como al de estos últimos.

20.3. Autoridad: La autonomía de que trata esta Cláusula no obsta para que la ANH y las demás autoridades competentes, ejerzan plenamente sus facultades legales, reglamentarias y regulatorias, en todos los asuntos de su respectivo resorte, sin limitación alguna.

20.4. Ninguna autorización de la ANH ni las instrucciones que imparta en desarrollo del **presente** Convenio o de sus atribuciones legales, exime de responsabilidad a ECOPETROL, ni altera la autonomía con la que ha de cumplir sus obligaciones y ejecutar las prestaciones a su cargo.

Cláusula 21 OPERADOR:

21.1. Concepto: El Operador es la persona jurídica, Contratista individual o la persona jurídica integrante de Contratista plural, responsable de dirigir y conducir las actividades de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos; de asumir el liderazgo y la representación de aquellos, así como de dirigir y conducir la ejecución contractual y las relaciones con la ANH. Individualmente debe contar con y mantener los requisitos de Capacidad Jurídica, Técnica y Operacional, Medioambiental y en materia de Responsabilidad Social Empresarial, de conformidad con el Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la ANH y los Términos de Referencia del Proceso Permanente de Asignación de Áreas. Para todos los efectos, el Operador asume la representación del Contratista ante la ANH.

21.2. Sin perjuicio de que pueda ejercer la operación directamente, ECOPETROL podrá realizar sus operaciones directamente o mediante contratos de servicios o similares con terceros siempre y cuando demuestre experiencia, idoneidad y solidez financiera conforme a las condiciones exigidas por la ANH en el Acuerdo 02 de 2017 y previa aprobación expresa y escrita de la ANH. ECOPETROL será responsable de todas las acciones y omisiones de su operador como si estuviere operando directamente.

21.3. En caso de cesión, cuando el titular del Convenio esté conformado por dos o más empresas, se deberá establecer un acuerdo o contrato de colaboración empresarial bajo Unión Temporal o Consorcio, en que el se establecerá claramente y se indicará cuál de ellas, que reúna los requisitos de Capacidad, actuará como operador, el cual deberá ser aprobado previamente por la ANH. En todo caso los titulares del Convenio responderán solidariamente por las operaciones dentro del Área de Operación en los términos de este Convenio.

21.4. Cuando la operación sea realizada mediante contratos de servicios o similares con terceros y la ANH tenga conocimiento de que ha asumido conductas negligentes o contrarias a las Buenas Prácticas de la Industria Petrolera en relación con el cumplimiento de las obligaciones objeto de este Convenio, dará aviso de ello al titular, quien dispondrá de un término de noventa (90) Días calendario contados a partir del requerimiento para adoptar los correctivos del caso. Si vencido el mencionado término persiste el comportamiento mencionado, la ANH podrá exigir el cambio de operador ante lo cual el titular deberá obrar de conformidad.

Cláusula 22 COORDINACIÓN EN MATERIA DE SEGURIDAD:

22.1. Sin perjuicio de las gestiones que se emprendan para administrar y dar cobertura adecuada a los riesgos que puedan comprometer la seguridad de actividades, operaciones, equipos e instalaciones, conceptos que son de su responsabilidad exclusiva, ECOPETROL asume las siguientes obligaciones y compromisos en materia de seguridad:

22.1.1. Cumplir las políticas, los estándares, procedimientos y protocolos correspondientes, establecidos por el Ministerio de Defensa Nacional y la Fuerza Pública, con el objeto de mitigar los riesgos de seguridad.

22.1.2. Establecer canales de comunicación con las autoridades departamentales y municipales, locales, la Policía y las Fuerzas Militares, a fin de coordinar aquellas actividades que, conforme a los estándares y protocolos adoptados, exijan o hagan aconsejable tal coordinación.

Cláusula 23 PERMISOS:

23.1. Responsabilidad:

En nombre propio y por sus exclusivos costos, cuenta y riesgo, ECOPETROL asume las obligaciones de solicitar, tramitar, reunir los requisitos, cumplir las condiciones impuestas, obtener y respetar todas las licencias, autorizaciones, permisos y demás derechos que resulten necesarios o procedentes conforme al ordenamiento superior para cumplir oportuna, eficaz y eficientemente las prestaciones y compromisos objeto del presente Convenio.

23.2. Respeto del Régimen Jurídico:

Además, ECOPETROL garantiza observar puntualmente el ordenamiento jurídico colombiano en el desenvolvimiento de las actividades de Exploración, Evaluación, Desarrollo, Producción, Abandono y, en general, en todo el curso de la ejecución contractual, particularmente, en materia de Hidrocarburos, protección del medio ambiente y de los recursos naturales renovables, y relaciones con la comunidad y con los grupos étnicos asentados en el Área de Operación.

Cláusula 24 SUBCONTRATISTAS:

24.1. Procedencia:

24.1.1. Con excepción de todas aquellas funciones y responsabilidades inherentes a la condición de Operador, que NO pueden ser subcontratadas ni total ni parcialmente en ninguna oportunidad a lo largo de la ejecución contractual, para el desarrollo de actividades, labores o prestaciones determinadas o con el fin de satisfacer compromisos y responsabilidades específicos, vinculados a dicha ejecución, con plena observancia del ordenamiento superior aplicable a la materia de que se trate y por los exclusivos costos, cuenta y riesgo de ECOPETROL, pueden celebrarse subcontratos de todo orden con personas naturales y/o jurídicas tanto en el país como en el exterior, en materia de obras, bienes y servicios, así como consultorías o asesorías, siempre que aquellas dispongan de capacidad y experiencia comprobados en el desarrollo del objeto correspondiente.

24.1.2. Para efectos del presente Numeral, se consideran funciones inherentes al Operador, las de dirección, conducción, manejo y liderazgo de las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo, Producción de Hidrocarburos y Abandono, así como la representación de ECOPETROL ante la ANH.

24.2. Registro:

24.2.1. De todos los subcontratos debe abrirse, llevarse y mantenerse actualizado un registro y un expediente, en el que se especifiquen y detallen nombre completo o razón social, identificación, Registro Único Tributario, RUT, antecedentes y experiencia, objeto, plazo, precio, forma de pago, y condiciones de cumplimiento de las prestaciones recíprocas.

24.2.2. La ANH se reserva la facultad de solicitar información incorporada al registro.

24.3. Responsabilidad:

24.3.1. ECOPETROL asume plena, total y exclusiva responsabilidad por concepto de la negociación, celebración, ejecución, terminación y liquidación de todos los negocios jurídicos que emprenda para contar o disponer de obras, bienes y servicios requeridos para la ejecución contractual, o para asumir el desarrollo de las actividades objeto del Convenio, así como de eventuales reclamaciones o procesos jurisdiccionales por diferencias o incumplimientos, sin que la ANH asuma compromiso, obligación o responsabilidad alguna por ninguno de los anteriores conceptos, ya que entre ella y los subcontratistas, así como los empleados, trabajadores o contratistas de los mismos, no existe ni se genera vínculo o relación de ninguna naturaleza.

24.3.2. Es responsabilidad de ECOPETROL exigir a sus subcontratistas las garantías y seguros que amparen el cumplimiento de sus obligaciones y eventos de responsabilidad civil extracontractual.

24.3.3. A la terminación de los subcontratos, deben someterse a la Entidad certificados de paz y salvo por concepto de los celebrados, ejecutados y liquidados.

Cláusula 25 PRODUCCIÓN:

25.1. Medición:

25.1.1. Corresponde a ECOPETROL llevar a cabo la medición, el muestreo y el control de calidad de los Hidrocarburos Producidos, y mantener calibrados los equipos o instrumentos de medición, conforme a las normas y métodos aceptados por las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo y a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables, en especial, las contenidas en la Resolución No. 41251 del 23 de diciembre de 2016, proferida por el Ministerio de Minas y Energía, o las disposiciones que las modifiquen o sustituyan, así como practicar los análisis a que haya lugar y adoptar las correcciones pertinentes, con el fin de permitir la liquidación de los volúmenes netos de Hidrocarburos recibidos y entregados, es decir, descontados los volúmenes de Hidrocarburos utilizados en beneficio de las operaciones de extracción y los que inevitablemente se desperdicien en ellas, así como los de Gas que se reinyecten en el mismo Campo en Producción, en condiciones estándar.

25.1.2. Es de su exclusiva responsabilidad acometer todas las acciones necesarias para preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de instalaciones, equipos e instrumentos de medición o fiscalización.

25.2. Conservación:

25.2.1. Durante el término previsto en el artículo 60 del Código de Comercio y las demás disposiciones pertinentes para los libros y papeles del comerciante, ECOPETROL está en la obligación de conservar los registros de calibración periódica de tales equipos o instrumentos, lo mismo que las mediciones diarias de Producción y consumo de Hidrocarburos y fluidos en cada Campo, para revisión y control de la ANH y las demás autoridades con competencia en la materia.

25.2.2. La Entidad se reserva el derecho de inspeccionar registros de calibración, mediciones, y consumo, bien directamente o por intermedio de terceros contratistas, en cualquier tiempo, lo mismo que los equipos de medición y, en general, todas las unidades dispuestas para el efecto.

25.2.3. Siempre que dos (2) o más Campos se sirvan de las mismas instalaciones de Producción, estas deben contar con un sistema de medición que permita determinar aquella proveniente de cada Campo.

25.2.4. A partir del Punto de Fiscalización o de Medición Oficial y sin perjuicio de las disposiciones legales que regulen la materia o de eventuales restricciones para satisfacer el abastecimiento interno, ECOPETROL tiene libertad de vender en el país o de exportar los Hidrocarburos que le correspondan, y, en general, de disponer de los mismos según su criterio.

25.3. Unificación: Cuando uno o más Yacimientos de Hidrocarburos explotables económicamente se extiendan en forma continua a otra u otras Áreas Contratadas o Asignadas, por fuera de los límites de la que es objeto de este negocio, ECOPETROL deberá poner en práctica, de acuerdo con los demás interesados y previa aprobación de la autoridad competente, un Plan Unificado de Explotación, con sujeción a lo establecido en la legislación colombiana.

25.4. Gas Natural: El Gas Natural presente en cualquier Área en Evaluación o en Producción, se somete a las siguientes estipulaciones:

25.5. Restricción de Desperdicio y Utilización:

Es responsabilidad de ECOPETROL evitar el desperdicio del Gas Natural extraído de cualquier Campo. Por consiguiente, siempre que sea antes del Punto de Fiscalización o de Medición Oficial correspondiente y con estricta sujeción a las disposiciones legales y reglamentarias sobre la materia, aquel está facultado para emplearlo como combustible para la ejecución de las Operaciones; como fuente de energía, a fin de obtener la máxima recuperación final de las reservas de Hidrocarburos, o, finalmente, para confinarlo en los mismos Yacimientos, con el propósito de utilizarlo en los objetivos señalados, durante la vigencia del Convenio.

25.6. Daños y Pérdidas de Activos:

Todos los costos y/o gastos en que haya de incurrirse para reemplazar o reparar daños o pérdidas de bienes y/o equipos, ocurridos por fuego, inundaciones, tormentas, accidentes u otros hechos similares, corren por cuenta de ECOPETROL y son de sus exclusivos cargo y riesgo. Para cubrirlos deben contratarse los seguros pertinentes.

CAPÍTULO VI. REGALÍAS

Cláusula 26 NORMAS GENERALES:

26.1. Forma de Recaudo:

Es obligación esencial de ECOPETROL poner a disposición de la ANH, en el Punto de Entrega, el porcentaje de la Producción de Hidrocarburos establecido en la ley, por concepto de Regalías. Su recaudo puede tener lugar en especie o en dinero, según lo determine la Entidad.

26.2. En Especie:

Cuando el recaudo de las Regalías deba llevarse a cabo en especie, ECOPETROL está en la obligación de entregar a la ANH en forma completa, técnica, oportuna y segura la cantidad de Hidrocarburos correspondiente, para cuyo efecto las dos (2) Partes deben acordar por escrito el procedimiento aplicable, la programación de las entregas y los demás aspectos relevantes.

26.3. Almacenamiento:

26.3.1. En todo caso, la ANH dispone de un (1) Mes para retirar el volumen entregado. Vencido este término, sin que la Entidad lo haya hecho, y siempre que exista capacidad disponible de almacenamiento en las facilidades de ECOPETROL, es obligación suya almacenar los Hidrocarburos hasta por término máximo de tres (3) Meses consecutivos.

26.3.2. Si ECOPETROL no cuenta con disponibilidad de almacenamiento, puede continuar la Producción de Hidrocarburos y disponer del volumen de Regalías correspondiente a la ANH, pero mantiene la obligación de poner a disposición de aquella posteriormente el volumen correspondiente a las Regalías no entregadas en su oportunidad.

26.4. Comercialización:

26.4.1. Vencido el citado plazo de tres (3) Meses, sin que la ANH haya retirado los Hidrocarburos correspondientes a las Regalías en Especie, ECOPETROL queda en libertad de comercializarlos, con sujeción a lo dispuesto en el Numeral 26.6 y en el deber de entregar el producido a la Entidad.

26.4.2. En igual forma, ocupado un ochenta por ciento (80 %) de la capacidad de almacenamiento del Área en Producción, ECOPETROL queda facultado para disponer del volumen de Regalías, y la ANH puede llevar a cabo los retiros correspondientes a su mejor conveniencia, pero siempre a una tasa de entrega compatible con la capacidad de Producción del o de los Campos en el Área en Producción.

26.5. Recaudo en Dinero:

Siempre que ECOPETROL deba pagar a la ANH las Regalías en dinero, debe poner a su disposición los montos correspondientes, en los plazos establecidos por la ley o por la autoridad competente, o en los acordados entre las Partes, según el caso. Si incurre en mora, asume la obligación de reconocer y pagar a la Entidad la cantidad necesaria para cubrir el monto insoluto, los correspondientes Intereses Moratorios, y los gastos en que aquella haya incurrido para hacer efectivos los pagos en su favor.

26.6. Comercialización del Volumen de Regalías en Especie:

26.6.1. Cuando la ANH lo estime conveniente y siempre que las disposiciones legales y reglamentarias lo permitan, ECOPETROL debe comercializar la porción de la Producción de Hidrocarburos que corresponda a las Regalías, y entregar a la Entidad el dinero proveniente de las ventas.

26.6.2. Con este propósito, las Partes deben acordar por escrito los términos particulares de la comercialización. En todo caso, ECOPETROL debe hacer su mejor esfuerzo para comercializar la Producción correspondiente, al precio más alto posible en los mercados disponibles, pero siempre con prioridad para el abastecimiento interno del país.

26.6.3. En estos casos, la ANH reconocerá a ECOPETROL los costos directos en que haya incurrido para llevar a cabo la comercialización y/o un margen razonable, que debe ser convenido previamente entre las dos (2) Partes.

26.6.4. La cantidad de dinero final que ECOPETROL entregue a la ANH por concepto de la comercialización, descontados costos y/o margen acordados por escrito con la debida anticipación, NO podrá ser inferior -en ningún caso-, al valor de liquidación de las Regalías, determinado según las disposiciones legales y reglamentarias aplicables. A falta de acuerdo entre las Partes, hay lugar a aplicar la cláusula Compromisoria pactada en la Cláusula 60.

26.7. Incumplimiento de la Obligación de Pago de las Regalías: El incumplimiento injustificado de ECOPETROL en satisfacer íntegra y oportunamente sus obligaciones de reconocimiento, liquidación y pago efectivo de las Regalías, se considera insatisfacción o incumplimiento grave del presente Convenio y da lugar tanto al reconocimiento y pago de intereses de mora, como a la aplicación de las sanciones pactadas.

26.8. Precios para Abastecimiento Interno: Cuando ECOPETROL sea requerido para vender Hidrocarburos Líquidos de su propiedad, con el fin de atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, los precios correspondientes han de calcularse con base en el precio internacional, en la forma establecida en la Resolución No. 18 1709 del 23 de diciembre de 2003, del Ministro de Minas y Energía, o en la disposición que la modifique, adicione o sustituya. Tratándose de Gas Natural, ha de aplicarse lo dispuesto por el artículo 27 del Decreto 2100 de 2011 y por la Resolución CREG 041 de 2013, o en la norma legal o reglamentaria y regulatoria que los modifique, adicione o sustituya.

CAPÍTULO VII. DERECHOS CONTRACTUALES DE LA ANH

Cláusula 27 DERECHOS ECONÓMICOS:

No se causarán derechos económicos con cargo a ECOPETROL. Sin embargo, cuando los Convenios sean cedidos, se causan los Derechos que se relacionan en la presente Cláusula, en los términos establecidos en la Cláusula 64.

Los Hidrocarburos obtenidos como resultado de la práctica de pruebas de Producción, también causan Derechos Económicos por concepto del Uso del Subsuelo sobre la Producción en cada Descubrimiento, Campo y Área asignada en Producción, de

Participación en la Producción (X%), de Participación Adicional en la Producción y de Precios Altos, en su caso.

Los derechos económicos a que se refiere esta Cláusula corresponden a los descritos en el Acuerdo 2 de 2017, "Reglamento de Asignación de Áreas para Exploración y Producción de Hidrocarburos", tal como se describen a continuación. Las eventuales modificaciones, sustituciones o derogatorias del mencionado Reglamento, no alterarán las estipulaciones aquí convenidas.

27.1 Por concepto del Uso del Subsuelo

27.1.1. Con arreglo al Artículo 82 del Acuerdo 2 de 2017 y al Anexo C, Numeral C.1 del presente Contrato.

27.1.2 La Producción de Gas Natural destinada a operaciones de reinyección o a otros procesos industriales directamente relacionados con la Producción del mismo Yacimiento del cual se extrae, no causa Derechos sobre la Producción de ECOPETROL.

En caso de cesiones totales para Áreas en Exploración, no se varían las condiciones de dichas áreas que aplicaban a Ecopetrol, prerrogativa aplicable únicamente a su primer cesionario, para cesiones posteriores, se aplicará lo dispuesto en el Anexo C.

27.2 Aportes por concepto de Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología

27.2.1 Con arreglo al Artículo 83 del mismo Acuerdo 2 de 2017 y al Anexo C, Numeral C.2.

27.2.2 Las actividades científicas y tecnológicas a las que se destinen recursos provenientes de estos Aportes han de regirse por las disposiciones de los convenios especiales de cooperación previstos en la ley colombiana, así como por lo dispuesto en los reglamentos de la ANH sobre la materia.

27.3 Por concepto de Participación en la Producción (X%)

27.3.1 Con arreglo al Artículo 84 del referido Acuerdo 2 de 2017 y al Anexo D, Numeral C.3 del presente Contrato.

27.3.2 Sobre esta Participación no se causan Derechos Económicos por concepto del Uso del Subsuelo sobre la Producción del Contratista ni por concepto de “Precios Altos”, de que tratan los numerales 27.1 y 27.5. Por consiguiente, tanto uno como otro han de liquidarse una vez descontado el de Participación en la Producción de que trata este Numeral.

27.4 Participación adicional en la producción durante eventuales prórrogas del período de producción

27.4.1 En todos los eventos de prórroga del Período de Producción, ECOPETROL debe reconocer, liquidar y pagar a la ANH, un Derecho Económico a título de Participación Adicional en la Producción, con arreglo al Artículo 85 del mismo Acuerdo 2 de 2017 y al Anexo C, Numeral C.4 del presente Contrato.

27.4.2 Esta Participación Adicional se liquida sobre la Producción Total obtenida a partir de la fecha de vencimiento del Término de Duración inicial del Período de Producción, valorizada en el Punto de Fiscalización o de Medición Oficial, después de descontar el porcentaje correspondiente a las Regalías y a los Derechos Económicos por concepto del Uso de Subsuelo sobre la Producción del Contratista.

27.4.3 Por consiguiente, sobre esta Participación Adicional en la Producción no se causan Derechos Económicos por concepto del Uso del Subsuelo cuando exista Producción ni de “Precios Altos”.

27.4.4 Durante eventuales extensiones del Período de Producción, los Derechos Económicos por concepto del Uso del Subsuelo y de “Precios Altos”, solamente se causan sobre el volumen de Producción de propiedad de ECOPETROL, una vez descontados o restados los derechos de Participación en la Producción (X%) y de Participación Adicional en la Producción.

27.5 Derecho Económico por concepto de “Precios Altos”

Sobre la Producción de propiedad de ECOPETROL, con arreglo al Artículo 86 del Acuerdo 2 de 2017, y al Numeral C.5 del Anexo C.

27.6 Aplicación de disposiciones reglamentarias:

Se aplican a los derechos económicos en favor de la ANH por concepto de la asignación del área y de la celebración y ejecución del presente Contrato, los artículos 87, sobre actualización de tarifas y del precio base, Po; 88, en materia de intereses de mora; 89, sobre costos deducibles; 90, en materia de formatos, y 91, sobre verificación y compensaciones, todos del Acuerdo 2 de 2017, Reglamento de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

CAPÍTULO VII. INFORMACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD.

Cláusula 28 ENTREGA DE INFORMACIÓN TÉCNICA:

28.1. Obligación General:

ECOPETROL debe mantener oportuna y permanentemente informada a la ANH acerca del progreso y de los resultados de las actividades de Exploración, Evaluación, Desarrollo, Producción y Abandono; en torno a la ejecución de la o las consultas previas y la o las licencias y permisos ambientales; sobre los trabajos de protección al medio ambiente y a los recursos naturales renovables; respecto de la aplicación de los Programas en Beneficio de las Comunidades, PBC, y, en general, acerca del cumplimiento de las obligaciones, prestaciones y compromisos a su cargo y la ejecución del o de los Cronogramas.

28.2. Oportunidad:

Por consiguiente, además de los documentos requeridos en otras estipulaciones de este Convenio, debe someter a la Entidad, en condición de Contratante, en la medida en que la misma sea obtenida y, en todo caso, antes de la fecha de vencimiento del término de cada una de las Fases en que se divide el Período de Exploración, el Programa de Evaluación y por Año Calendario durante el Período de Producción, toda la información de carácter científico, técnico y medioambiental obtenida en cumplimiento del presente negocio jurídico. Dicha información ha de ser entregada en el sitio que la ANH disponga para efectos de custodia y conservación.

28.3. Normativa:

La entrega de esta Información ha de llevarse a cabo con estricta sujeción al Manual de Entrega de Información Técnica vigente en la oportunidad de iniciar la Fase del Período de Exploración o Programa de Evaluación durante la cual se ejecutó la correspondiente actividad. En lo que concierne al Período de Producción, la entrega de la Información pertinente debe hacerse también con apego al referido Manual de Entrega de Información Técnica también vigente en la oportunidad de su puesta a disposición. Para la fecha de suscripción de este Convenio, dicho Manual está contenido en la Resolución ANH No. 183 de 13 de marzo de 2013 o la norma que la modifique o derogue.

28.4. Demora Justificada:

Eventuales incumplimientos de las obligaciones inherentes a la entrega de Información, debidamente justificados por escrito a la ANH, pueden dar lugar a la ampliación del o de los plazos correspondientes.

Cláusula 29 CONFIDENCIALIDAD:

29.1. Premisa General:

29.1.1. Salvo mandato legal o disposición de autoridad competente, todos los datos y, en general, la información técnica a que se refiere el Capítulo VIII de este Convenio, producidos, obtenidos o desarrollados como resultado de la ejecución contractual, son estrictamente confidenciales y las dos (2) Partes se comprometen a guardar reserva en torno a los mismos, durante cinco (5) Años Calendario, contados a partir del vencimiento de aquel en el que se hubieran producido, obtenido o desarrollado, o hasta la terminación del Convenio o la oportunidad de devolución parcial o total del Área de Operación, en lo que se refiere a la Información adquirida en las porciones devueltas, lo que ocurra primero.

29.1.2. En lo que corresponde a las interpretaciones basadas en los datos obtenidos como resultado de las Operaciones, el plazo será de diez (10) Años Calendario, contados a partir de la fecha en que deban ser entregados a la ANH, o hasta la terminación del Convenio o la oportunidad de devolución parcial o total del Área de Operación en lo que se refiere a la información adquirida en las porciones devueltas, lo que ocurra primero.

29.2. Excepción:

29.2.1. La regla del numeral precedente no se aplica a aquella información ni a los datos que las Partes deban publicar o entregar a terceros, de acuerdo con el ordenamiento superior; ni a los que requieran autoridades competentes con jurisdicción sobre cualquiera de ellas; a los que impongan normas de cualquier bolsa de valores en la que se encuentren inscritas o registradas acciones de ECOPETROL, o de sociedades vinculadas a estos; ni a los requeridos por matrices o subordinadas, auditores, consultores, contratistas, asesores legales o entidades financieras, para las funciones o los propósitos de su exclusivo resorte, o, finalmente, otros terceros, para efectos de los Acuerdos Operacionales de que trata la Resolución 180742 de 2012, ambas expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, o las disposiciones que la sustituyan o modifiquen.

29.2.2. No obstante, en todos estos casos, se debe poner inmediatamente en conocimiento de la otra Parte tanto la información entregada, como su destinatario

y propósito, y, de requerirse, copia del o de los compromisos de confidencialidad correspondientes.

29.2.3. Además, las restricciones a la divulgación de Información no impiden que se suministren datos pertinentes a terceros interesados en una eventual cesión de derechos contractuales, siempre que se suscriban los correspondientes acuerdos de confidencialidad.

Cláusula 30 DERECHOS SOBRE LA INFORMACIÓN:

30.1. Transferencia de la Propiedad: Transcurrido el lapso de confidencialidad establecido conforme a la Cláusula precedente, se entiende que ECOPETROL transfiere a la ANH, la totalidad de los derechos sobre la información técnica y los datos adquiridos completos, así como sobre sus interpretaciones, sin que por esta circunstancia aquel pierda el derecho a utilizarlos.

30.2. A partir de entonces, la ANH está plenamente facultada para disponer de esa información técnica libremente, sin perjuicio de lo que proceda según el ordenamiento superior para efectos de depósito y custodia.

Cláusula 31 INFORMACIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL:

31.1. Deber de Información:

ECOPETROL asume la obligación de mantener integral, oportuna y permanentemente informada a la ANH acerca del avance de los trámites ambientales y sociales, inclusive respecto de todo cuanto se relacione con:

31.1.1. Su iniciación;

31.1.2. La obtención de las respectivas licencias, permisos y demás pronunciamientos de fondo de las autoridades competentes;

31.1.3. Eventuales actuaciones administrativas sancionatorias;

31.1.4. Imposición de medidas preventivas y/o sanciones, y, en general,

31.1.5. Cualquier otra información relevante para efectos de la cumplida y oportuna ejecución contractual.

31.2. Queda entendido que ninguno de los datos ni de la información a que se refiere la presente Cláusula tiene naturaleza reservada ni carácter confidencial.

31.3. Cada Parte debe comunicar por escrito a la otra, tan pronto como tenga conocimiento sobre cualquier tipo de reclamo o procedimiento judicial o administrativo que pueda afectar los derechos de la otra Parte, derivados de este Convenio, para que esta última pueda adoptar las medidas que estime más convenientes con el fin de defender sus intereses.

Cláusula 32 INFORMES EJECUTIVOS SEMESTRALES Y ANUAL:

32.1. Enunciación: Además de la información a que se refieren otras estipulaciones del presente Convenio, el Manual de Entrega de Información Técnica contenido en la Resolución ANH No. 183 de 13 de marzo de 2013 o normas que la modifiquen o sustituyan, y de la exigida por la legislación colombiana, ECOPETROL asume el compromiso de entregar a la ANH la información básica y resumida de todos los asuntos de interés relacionados con la ejecución de las actividades de Exploración, Evaluación, Desarrollo, Producción y Abandono; en torno a la ejecución de la o las consultas previas y la o las licencias ambientales; sobre los trabajos de protección al medio ambiente y a los recursos naturales renovables; respecto de la aplicación de los Programas en Beneficio de las Comunidades, PBC, y, en general, acerca del cumplimiento de las obligaciones, prestaciones y compromisos a su cargo y la ejecución del o de los Cronogramas.

32.2. Contenido: Estos informes deben contener, entre otros y sin limitarse a ellos, datos acerca de:

32.2.1. Prospectividad;

32.2.2. Reservas;

32.2.3. Producción actual;

32.2.4. Ejecución y proyecciones para el Año Calendario siguiente;

32.2.5. Personal y seguridad industrial;

32.2.6. Medio ambiente;

32.2.7. Comunidades y grupos étnicos;

32.2.8. Estado de cumplimiento de los Programas en Beneficio de las Comunidades, PBC, de acuerdo con el Anexo D, y

32.2.9. Participación local, regional y nacional en subcontratos.

32.3. Oportunidad:

Los Informes Ejecutivos Semestrales deben entregarse a la Entidad, dentro de los sesenta (60) Días Calendario o comunes siguientes al vencimiento de cada semestre Calendario. El correspondiente al Segundo Semestre se considera también Informe Anual de Operaciones.

32.4. Reuniones informativas, de seguimiento, verificación y control:

32.4.1. La ANH está facultada para convocar a ECOPETROL a celebrar reuniones informativas y de seguimiento, verificación y control, a las que debe concurrir un representante suyo debidamente autorizado, con conocimiento y facultades para suministrar o recibir información y para adoptar determinaciones que por su naturaleza y alcance no requieran documento escrito o ajuste contractual.

32.4.2. Las citaciones deben tener lugar con anticipación razonable, en cualquier oportunidad durante el término de vigencia del presente Convenio.

CAPÍTULO VIII. RESPONSABILIDAD, INDEMNIDAD, GARANTÍAS Y SEGUROS

Cláusula 33 Responsabilidad:

Además de las establecidas en el ordenamiento superior y de las estipuladas en otras cláusulas contractuales y en los documentos que integran el presente negocio jurídico, ECOPETROL asume, por su exclusiva cuenta y riesgo, las que se determinan a continuación:

33.1. Responsabilidad Técnico Científica:

Corresponde a la derivada de la ejecución de las Operaciones de Evaluación Técnica, Exploración, Evaluación, en su caso, Desarrollo, Producción y Abandono, que deben tener lugar con estricta sujeción al ordenamiento superior, y a las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

Las referidas Operaciones deben ser desarrolladas de manera oportuna, profesional, diligente, responsable, eficaz y eficiente desde los puntos de vista jurídico, administrativo, técnico científico y económico financiero.

ECOPETROL es responsable exclusivo por pérdidas, daños, perjuicios y sanciones derivados de acciones u omisiones suyos, del personal a su servicio, de sus subcontratistas y del personal vinculado a estos últimos, con ocasión de las actividades y de las Operaciones inherentes a la ejecución contractual.

Las actividades, obras, bienes, servicios y demás prestaciones subcontratados, se entienden realizados, construidos, suministrados, prestados o realizados en nombre y por cuenta y riesgo exclusivos de ECOPETROL, de manera que este asume responsabilidad directa por todas las prestaciones y las obligaciones objeto de los correspondientes subcontratos, de cuya ejecución no puede exonerarse por razón de los mismos.

La ANH no asume responsabilidad alguna por concepto o con ocasión de pérdidas, daños ni perjuicios causados a la Entidad o a terceros, como consecuencia de acciones u omisiones de ECOPETROL sus empleados y subcontratistas, o los empleados de estos últimos, ni por eventuales sanciones de todo orden que en desarrollo de las Operaciones se impongan a unos y otros.

33.2. Laboral:

Para todos los efectos legales y, particularmente, para la aplicación del Artículo 34 del Código Sustantivo del Trabajo, ECOPETROL es único beneficiario del trabajo de los empleados y operarios que vincule al servicio de la ejecución contractual y titular exclusivo de todas las actividades, obras y labores ejecutadas en desarrollo de la misma. Las relaciones laborales comprometen exclusivamente a las partes de los respectivos contratos de trabajo. Por consiguiente, entre la ANH y el personal al servicio de ECOPETROL o de sus subcontratistas, no existe ni existirá relación ni vinculación jurídica de ninguna naturaleza, ni la Entidad asume responsabilidad solidaria alguna por concepto de salarios, prestaciones sociales, aportes parafiscales, al Sistema General de Seguridad Social, así como de eventuales indemnizaciones laborales.

ECOPETROL es único empleador de los trabajadores que contrate para el desarrollo de las actividades y, en consecuencia, es responsable exclusivo de la satisfacción oportuna, eficaz y eficiente de las obligaciones laborales, conforme a la legislación colombiana.

Es responsabilidad exclusiva de ECOPETROL capacitar y entrenar adecuada y diligentemente al personal, en especial, al de nacionalidad colombiana que haya de reemplazar trabajadores foráneos.

Es obligatorio dar estricto cumplimiento a las disposiciones legales que imponen una determinada proporción entre empleados y operarios nacionales y extranjeros.

33.2.1. Es obligatorio, además, dar estricto cumplimiento a las disposiciones legales referidas a la homologación de títulos y certificados de formación profesional y técnica o tecnológica.

33.2.2. En cumplimiento de la Resolución 1796 de 2018, proferida por el Ministerio de la Protección Social, ECOPETROL se compromete a no contratar menores de edad, para desarrollar cualquier actividad o trabajo que por su naturaleza o por las condiciones en que deba realizarse, genere riesgos de daño a la salud, la seguridad o la moralidad, incluidas las labores relacionadas directamente con la extracción de petróleo crudo y de gas natural.

33.2.3. Además, debe cumplir las normas aplicables en materia de contratación de menores de edad, incluidas las contenidas en las Convenciones 138 y 182 de la Organización Internacional del Trabajo - OIT-, y la Convención de las Naciones Unidas sobre los Derechos del Niño, el Código Sustantivo del Trabajo, la Ley 1098 de 2006, Código de la Infancia y de la Adolescencia, y las normas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

33.3. Responsabilidad Ambiental:

33.3.1. Es obligación esencial de ECOPETROL prestar la más exigente atención a la protección y restauración del medio ambiente y de los recursos naturales renovables, así como al cumplimiento estricto de la normatividad aplicable en estas materias, incluidas las obligaciones derivadas de permisos y licencias ambientales, así como a las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

33.3.2. Son deberes de su exclusivo resorte adoptar y ejecutar planes de contingencia específicos para atender emergencias, así como mitigar, prevenir y reparar daños, de manera eficiente y oportuna.

33.3.3. Corresponde a ECOPETROL acometer los estudios de impacto ambiental necesarios; obtener los permisos de esta naturaleza y de utilización de recursos naturales renovables que imponga el ordenamiento superior; solicitar, tramitar y conseguir las licencias ambientales que amparen el desarrollo de todas las actividades inherentes a la ejecución contractual, requeridas para la realización de las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos que lo impongan; satisfacer los requisitos para el efecto; cumplir oportuna, eficaz y eficientemente las actividades de Abandono, así como los términos y condiciones de permisos, autorizaciones y licencias.

33.3.4. Para el desarrollo de actividades sometidas al otorgamiento de licencias, permisos, concesiones o autorizaciones ambientales, los trámites correspondientes deben iniciarse, a más tardar, dentro de los noventa (90) Días Calendario siguientes a la Fecha de Suscripción del Convenio, y, en cualquier otra ocasión que se deba obtener licencias ambientales, por lo menos un (1) Año antes de la fecha programada en el respectivo Plan de Exploración para dar comienzo a la ejecución de la actividad sometida al respectivo requisito, así como tramitarse oportuna y diligentemente, con todos los requerimientos impuestos por el ordenamiento superior y surtir las actuaciones de rigor ante las autoridades competentes.

33.3.5. Deben tomarse en consideración los términos establecidos de licenciamiento ambiental, para estar en condiciones de cumplir en tiempo las actividades previstas en todas las Fases y Períodos de ejecución del Convenio. El trámite establecido de licencias ambientales no puede oponerse como justificación para solicitar prórrogas, restituciones o suspensiones de términos en los plazos contractuales. En todo caso, durante el transcurso de dichos plazos, ECOPETROL debe informar oportuna y documentalmente a la ANH acerca del inicio y de los avances de las gestiones encaminadas al cumplimiento de las obligaciones y deberes en materia de permisos y licencias ambientales.

33.3.6. Se considera oportunamente iniciado el trámite de solicitud de licencia ambiental, cuando se sometan a la Entidad los siguientes documentos:

33.3.6.1. Constancia de solicitud de inicio del trámite de licenciamiento ambiental ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA, y/o,

33.3.6.2. Constancia de solicitud de inicio de trámites para la obtención de permisos, o autorizaciones, requeridos para la obtención de la licencia ambiental.

33.3.6.3. Para los que requieren permisos ambientales: Constancia de solicitud de inicio de trámites para la obtención de permisos, concesiones o autorizaciones, para el desarrollo de las actividades contractuales.

33.3.7. El incumplimiento de los s establecidos en la presente Cláusula, o la falta de la diligencia debida en el curso de los trámites en materia ambiental, no pueden invocarse para justificar retrasos en la obtención de licencias, permisos, concesiones o autorizaciones ni como fundamento para acceder a la prórroga o suspensión de las obligaciones contractuales.

33.3.8. Cuando el desarrollo de cualquier actividad u Operación requiera la obtención de permisos, autorizaciones, concesiones o licencias ambientales, ECOPETROL está en el deber de abstenerse de ejecutarla hasta que no los haya obtenido. Además, sin la aprobación de los estudios de impacto ambiental y la expedición de las licencias ambientales correspondientes, o la satisfacción de cualquier otro requisito aplicable al caso, NO se puede iniciar la respectiva actividad u Operación.

33.3.9. Mientras se respeten por las autoridades competentes los plazos establecidos por dicho ordenamiento para la solicitud, trámite y obtención de Licencias Ambientales, ECOPETROL no puede argumentar justificación para pedir prórrogas, restituciones o suspensiones de términos en los plazos contractuales. En todo caso, durante el transcurso de dichos plazos, ECOPETROL debe informar oportuna y documentadamente a la ANH acerca del inicio y los avances de las gestiones encaminadas al cumplimiento de las obligaciones y deberes en materia de permisos y licencias ambientales.

33.3.10. Las sanciones y las medidas preventivas adoptadas por autoridad ambiental competente, debidas al incumplimiento de obligaciones en materia de preservación de recursos naturales renovables y protección del medio ambiente, constituyen incumplimiento contractual, siempre que, como resultado de las mismas, se vea o pueda verse afectada la satisfacción de las prestaciones y compromisos inherentes a la ejecución contractual.

33.3.11. Es responsabilidad exclusiva de ECOPETROL informar puntualmente a la ANH acerca de la aplicación de planes preventivos y de contingencia, y sobre el estado de las gestiones adelantadas ante las autoridades ambientales en materia de permisos, autorizaciones, concesiones o licencias, según sea el caso, al cierre de cada trimestre calendario, lo mismo que sobre los aspectos ambientales de las Operaciones en curso.

33.4. Responsabilidad Social Empresarial:

En forma acorde con las disposiciones nacionales e internacionales sobre adopción y ejecución de políticas corporativas en esta materia, ECOPETROL debe desarrollar las actividades y Operaciones de Exploración y Producción de Hidrocarburos a su cargo, fundados en valores éticos; el respeto al Estado, sus trabajadores y contratistas; la sociedad, las comunidades y el ambiente, y la protección de la diversidad e identidad cultural de Grupos Étnicos, así como emprender acciones que contribuyan al progreso económico y social de unas y otros, y al desenvolvimiento sostenible e incluyente.

Cláusula 34 INDEMNIDAD:

Es responsabilidad de ECOPETROL mantener indemne a la Nación, en condición de propietaria de los recursos del subsuelo, y a la ANH, por concepto de cualquier reclamo, acción, demanda, sanción y/o condena que llegue a iniciarse o imponérseles y se deriven de acciones u omisiones en que incurran tanto aquel como sus subcontratistas, o el personal al servicio de unos y otros, en el desarrollo y ejecución contractual.

Corresponde por tanto a ECOPETROL asumir las consecuencias de tales acciones u omisiones, por concepto de daños o pérdidas de cualquier naturaleza, causados a la Nación, la ANH, y a terceros, o a bienes de los que estos sean titulares, derivados de tales acciones u omisiones, de manera que corresponde a aquel asumir la defensa judicial y administrativa de la Nación y/o de la ANH, incluidos los costos y gastos asociados, así como cancelar cualesquiera sanciones y condenas, lo mismo que la indemnización de perjuicios de todo orden que llegue a imponerse, todo con arreglo al ordenamiento superior y las correspondientes determinaciones, debidamente ejecutoriadas o en firme.

Para la efectividad de esta cláusula, ECOPETROL debe ser oportunamente informado de todo reclamo, procedimiento, acción o demanda, que se inicie contra la Nación o la ANH, por concepto de acciones u omisiones imputables a la diligencia y responsabilidad de aquel. Para efectos de satisfacer estas obligaciones, debe seguirse el procedimiento que se enuncia a continuación:

34.1. La ANH pondrá en conocimiento de ECOPETROL el reclamo, la demanda, la acción, la sanción o, en general, la actuación correspondiente, dentro de los tres (3) Días Hábiles siguientes a su respectiva notificación, comunicación o recepción, o de la fecha en que por cualquier medio tenga conocimiento de su existencia.

34.2. En todo caso, la ANH se reserva el derecho de asignar, a su propio costo, el conocimiento o seguimiento del caso a cualquier profesional seleccionado por ella, que tendrá el deber de interactuar con la firma o persona designada por ECOPETROL para ejercer la representación administrativa o judicial del o los imputados y la defensa de sus intereses.

34.3. En la medida en que el ordenamiento superior aplicable lo permita, ECOPETROL asumirá directamente la reclamación, sanción, acción, demanda, condena o litigio, de manera que se libere de toda responsabilidad a la Nación y/o a la ANH.

34.4. Si lo anterior no fuera posible, ECOPETROL tendrá derecho de participar en la defensa de los intereses de aquellas, con la firma o los abogados que seleccione.

34.5. Son de cargo de ECOPETROL todas las sumas que resulten necesarias para cancelar cualquier sanción, cumplir toda condena y reparar los perjuicios irrogados, inclusive para atender eventuales embargos, requerimiento de cauciones o garantías, y cualquier consecuencia de naturaleza económica o pecuniaria, dentro de los diez (10) Días Hábiles posteriores a cualquier solicitud que en ese sentido formule la Entidad, soportada en copia de acto administrativo, sentencia judicial u orden de autoridad competente, debidamente ejecutoriada y en firme.

34.6. Todo lo anterior se entiende sin perjuicio de la utilización por cualquiera de las Partes, de los instrumentos administrativos o procesales que resulten aplicables,

siempre que no comporten conflicto con la obligación de indemnidad estipulada en esta Cláusula.

34.7. En todo caso, ECOPETROL, deberá responder por aquellas obligaciones ambientales derivadas de las operaciones anteriores a la suscripción del presente Convenio de las cuales sea responsable de acuerdo con la legislación aplicable y mantendrá indemne a la ANH por ese concepto.

CAPÍTULO IX. GARANTÍAS

Corresponde a ECOPETROL afianzar el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las prestaciones que integran el objeto contractual, y de los compromisos y obligaciones que adquiere con motivo de la celebración, ejecución, terminación y liquidación de este Convenio, incluida la inversión efectiva de los recursos requeridos para desarrollar los Programas Exploratorios, mediante los instrumentos que se relacionan a continuación.

Cláusula 35 GARANTÍA DE CUMPLIMIENTO:

35.1. Obligación de constituir y mantener la garantía de cumplimiento

ECOPETROL está obligado a obtener y mantener vigente una garantía de cumplimiento en los términos del presente Convenio y el no hacerlo constituye una causal de incumplimiento grave del mismo.

35.2. Objeto de la garantía de cumplimiento y Periodo de Cubrimiento.

35.2.1. La garantía de cumplimiento debe tener por objeto caucionar y afianzar todas las obligaciones contraídas por ECOPETROL en virtud del presente Convenio, que deban ejecutarse entre (A) Fecha de Suscripción del Convenio y (B) La duración de cada una de las fases del Periodo Exploratorio, incluido el Posterior y seis (6) meses más, y el Programa de Evaluación y seis (6) meses más, o la fecha de liquidación del Convenio y seis (6) meses más, lo que ocurra primero. (“Periodo Cubierto Garantía Cumplimiento”). Lo anterior sin perjuicio de la opción consagrada en el primer inciso del numeral 53.4 del Acuerdo 2 de 2017, referida a su otorgamiento por períodos anuales y seis (6) Meses más.

35.2.2. Por ello, en la medida que resulte aplicable, la garantía de cumplimiento debe tener por objeto caucionar y afianzar todas las obligaciones contraídas por ECOPETROL s en virtud del presente Convenio, que deban ejecutarse en el periodo exploratorio y en el periodo exploratorio posterior, así como en cada una de sus fases y prórrogas, incluyendo los periodos y plazos para dar avisos de descubrimiento, para presentar los programas de evaluación, para dar aviso de descubrimientos, para ejecutar los programas de evaluación individual, para entregar a la ANH la declaración de comercialidad y para presentar el plan de desarrollo inicial.

35.2.3. Lo previsto en las Cláusulas 35.2.1 y 35.2.2, sin perjuicio de la posibilidad de presentar garantías de cumplimiento independientes para cada fase del Convenio.

35.3. Cobertura de la Garantía de Cumplimiento.

La garantía de cumplimiento cubrirá al menos lo siguiente:

35.3.1. Los daños y perjuicios derivados o relacionados con el incumplimiento por parte de ECOPETROL de las obligaciones contraídas en virtud del presente Convenio, incluyendo los daños y perjuicios derivados o relacionados con (i) el incumplimiento total o parcial del Convenio por parte de ECOPETROL; y (ii) el cumplimiento tardío o defectuoso del Convenio por parte de ECOPETROL;

35.3.2. Los valores que deba pagar ECOPETROL en virtud del presente Convenio por concepto de multas y sanciones;

35.3.3. Los valores que deba pagar ECOPETROL en virtud del presente Convenio por concepto de cláusula penal pecuniaria;

35.3.4. Los valores que deba pagar ECOPETROL en virtud del presente Convenio por concepto de perjuicios.

35.4. Fecha en que debe emitirse o expedirse la garantía de cumplimiento y revisión y aprobación por la ANH

35.4.1. La garantía de cumplimiento deberá expedirse, emitirse, renovarse y entregarse formalmente a la ANH para su aprobación, con una antelación no inferior a un (1) mes a la fecha en que deba iniciar su vigencia conforme a la Cláusula 35.4.5 del presente Convenio. La garantía de cumplimiento que ampara las obligaciones de la Fase 1 del Período de Exploración, deberá entregarse a la ANH dentro de los ocho (8) Días hábiles siguientes a la declaración de Fecha de Suscripción del Convenio. La que ampara el cumplimiento de las obligaciones de la Fase del Programa Exploratorio Posterior, deberá presentarse a la ANH dentro de los ocho (8) Días hábiles siguientes a la aprobación de dicho Programa o, de la fecha en que se entiende que el mismo fue aprobado, de conformidad con lo dispuesto en la cláusula 7.6.4, lo que ocurra primero.

35.4.2. Para efectos de aprobar o improbar la garantía de cumplimiento, la ANH deberá:

35.4.2.1. Constatar su autenticidad con quien la emite o expide;

35.4.2.2. Verificar que la misma cumpla con todos los requisitos exigidos en el presente Convenio.

35.4.3. En caso de que la garantía de cumplimiento no satisfaga integralmente cualquier requisito, la ANH solicitará a ECOPETROL las enmiendas, ajustes o correcciones pertinentes, otorgando un plazo de (8) Días hábiles para adoptarlos, de manera que no se presenten lapsos sin cobertura. La ANH rechazará las garantías de cumplimiento presentadas por ECOPETROL, cuando no reúnan la totalidad de los requisitos legales o contractuales. La no obtención, renovación o ampliación por parte de ECOPETROL de la garantía de cumplimiento en los términos exigidos, constituye una causal de incumplimiento grave del Convenio y dará derecho a la ANH para ejecutar la garantía de cumplimiento vigente, en los términos de la Cláusula 35.11. del presente Convenio.

35.4.4. **Garantía de cumplimiento frente a modificaciones del Convenio.**

Si por cualquier causa se introducen ajustes o modificaciones al presente Convenio, ECOPETROL está obligado, si fuere necesario, a (i) obtener la modificación de la garantía de cumplimiento, y (ii) a surtir el trámite de aprobación frente a la ANH a que se refiere la Cláusula 34.4 del presente Convenio.

35.4.5. **Vigencia de la garantía de cumplimiento.**

35.4.5.1. La garantía de cumplimiento y las obligaciones del garante deberán estar vigentes y producir plenos efectos, de manera ininterrumpida, durante todo el Periodo Cubierto Garantía Cumplimiento.

35.4.5.2. ECOPETROL podrá presentar garantías de cumplimiento independientes para cada fase del Convenio, las cuales deberán estar vigentes y producir plenos efectos, de manera ininterrumpida, mínimo durante la fase respectiva del Convenio.

35.4.5.3. Antes de la terminación de la vigencia y aplicando al efecto el procedimiento previsto en la Cláusula 34.4 del presente Convenio, ECOPETROL está obligado a obtener nuevas garantías de cumplimiento en los términos del presente Convenio, garantizando que siempre haya una garantía de cumplimiento vigente que produzca plenos efectos, de manera ininterrumpida, durante todo el Periodo Cubierto Garantía Cumplimiento.

35.4.5.4. En todo evento de extensión o prórroga del plazo de ejecución de la fase o periodo cubiertos, o por razón de restituciones de tiempos durante alguna fase o periodo, ECOPETROL deberá ampliar el término de vigencia de la garantía de cumplimiento respectiva, para que la misma esté vigente y produzca plenos efectos, de manera ininterrumpida, durante todo el plazo de la fase o periodo respectivos, incluyendo las extensiones o prórrogas.

35.4.5.5. Las garantías de cumplimiento se mantendrán vigentes y no se verán afectadas como consecuencia de modificaciones al Convenio.

35.5. Monto:

35.5.1. La o las garantías destinadas a afianzar cada Fase del Período de Exploración, debe ascender a suma equivalente al: (i) diez por ciento (10%) del valor total del Programa Exploratorio Mínimo; (ii) y, (iii) el cincuenta por ciento (50%) del valor del Programa Exploratorio Posterior.

35.5.2. La Garantía de Cumplimiento del Programa de Evaluación, tendrá un monto fijo que asciende a la suma de cien mil dólares de los Estados Unidos de América (USD100.000).

35.5.3. Han de estar nominadas en dólares de los Estados Unidos de América y ser pagaderas en la misma moneda.

35.5.4. En ningún caso, el valor de la Garantía correspondiente a cada Fase del Período de Exploración puede ser inferior a cien mil dólares de los Estados Unidos de América (USD 100.000). La garantía del Programa de Evaluación no podrá ser objeto de reducción de que trata la cláusula 34.6 de este Convenio.

35.6. Reducción de la Garantía de Cumplimiento.

35.6.1. En la medida de la ejecución efectiva de las actividades correspondientes a las inversiones exploratorias, una vez recibida en el Banco de Información Petrolera, BIP o EPIS, la información técnica resultante, y previa autorización expresa y escrita de la ANH, ECOPETROL puede reducir el monto de la correspondiente garantía de cumplimiento, de acuerdo con la cuantía de las actividades real y totalmente ejecutadas a satisfacción de aquella sin que en ningún caso, el valor de la Garantía sea inferior al diez por ciento (10%) del valor de la inversión del Programa Exploratorio Mínimo, del Posterior o del de Evaluación, ni a la suma a que refiere la cláusula 35.5.4.

Transcurridos dos (2) meses desde la recepción de la información técnica pertinente por el BIP o EPIS, sin pronunciamiento del mismo y sin que éste haya expedido el certificado de paz y salvo correspondiente, podrá tenerse en cuenta la inversión asociada a las actividades exploratorias respecto de las cuales se suministró información al Banco de Información Petrolera, BIP o EPIS, para efectos del cálculo pertinente para la reducción respectiva.

35.6.2. Para efectos de establecer el valor en el que pueden ser reducidas las garantías de cumplimiento, en lo que corresponde a actividades distintas de sísmica y de perforación de pozos, es responsabilidad de ECOPETROL presentar los documentos de soporte que acrediten fehacientemente su valor, a satisfacción de la ANH, para lo cual como mínimo deberá presentar a la ANH certificaciones (i) del representante legal y (ii) del revisor fiscal o auditor externo, o cuando ECOPETROL no tenga revisor fiscal o auditor externo, del auditor interno o "Controller" o contador de ECOPETROL .

35.7. Moneda de denominación y pago de la garantía de cumplimiento.

La garantía de cumplimiento deberá estar denominada en dólares de los Estados Unidos de América y será pagadera la misma moneda.

35.8. Beneficiario de la garantía de cumplimiento.

Deberá designarse como beneficiario único y exclusivo de la garantía de cumplimiento a la ANH.

35.9. Causales de ejecución de la garantía de cumplimiento.

La ANH tendrá derecho a ejecutar la garantía de cumplimiento cuando ECOPETROL incumpla cualquiera de las obligaciones contraídas en virtud del presente Convenio, incluyendo y/o además cuando ocurra y/o continúe cualquiera de los eventos que se especifican a continuación **("Causales de Ejecución Cumplimiento")**:

35.9.1. Incumplimiento total o parcial del Convenio por parte de ECOPETROL;

35.9.2. Cumplimiento tardío o defectuoso del Convenio por parte de ECOPETROL;

35.9.3. Declaratoria de Caducidad;

35.9.4. Declaratoria de terminación unilateral del Convenio por incumplimiento de ECOPETROL;

35.9.5. Incumplimiento total o parcial (incluyendo cumplimiento tardío o defectuoso) por parte de ECOPETROL, de sus obligaciones relacionadas con la garantía de cumplimiento.

35.10. Procedimiento de ejecución de la garantía de cumplimiento. Ante la ocurrencia de cualquiera de las Causales de Ejecución Cumplimiento, la ANH procederá a ejecutar la garantía de cumplimiento, para lo cual procederá así:

35.10.1. Dando plena aplicación al principio de debido proceso y a los demás principios aplicables a las actuaciones administrativas, con plena garantía a ECOPETROL de los derechos de representación, defensa y contradicción, la ANH proferirá un acto administrativo mediante el cual declarará la ocurrencia de las causales de incumplimiento correspondientes, y cuando ello proceda, hará efectiva la cláusula penal pecuniaria y las multas, cuantificará los perjuicios, ordenará los pagos a que haya lugar por todos los conceptos a ECOPETROL y a los garantes, y señalará con precisión y claridad los hechos y las disposiciones legales y contractuales en que fundamenta sus decisiones. Para el efecto, la ANH deberá surtir el procedimiento previsto en la Cláusula 42 del presente Convenio.

35.10.2. El acto administrativo, junto con el Convenio y los documentos en que constan las garantías de cumplimiento, constituye título ejecutivo y prestará mérito ejecutivo para su cobro coactivo y mediante proceso ejecutivo, y por si sólo constituye prueba de la ocurrencia del siniestro amparado por la garantía y título suficiente para su ejecución frente al garante en los términos del acto administrativo correspondiente.

35.11. Ejecución de la garantía por falta de renovación oportuna.

35.11.1. Las Partes reconocen que la no renovación y entrega de la garantía de cumplimiento dentro del término establecido en la Cláusula 35.4 constituye un incumplimiento grave del Convenio que facultará a la ANH para ejecutar la garantía de cumplimiento vigente, si el incumplimiento no ha sido subsanado faltando tres (3) Días Hábiles para la fecha en que termine vigencia de la garantía vigente.

35.11.2. Cuando se ejecute la garantía en los términos de la Cláusula 35.11.1 anterior, el valor objeto de la misma sólo podrá imputarse por la ANH en los términos del acto administrativo ejecutoriado en los términos de la Cláusula 43 del presente Convenio.

35.12. No limitación de responsabilidad y derecho a indemnización plena.

35.12.1. La ejecución total o parcial de la garantía de cumplimiento no constituye una limitación de responsabilidad ni podrá interpretarse en ese sentido, y debe entenderse sin perjuicio del derecho que asiste a la ANH a reclamar la indemnización completa por todas las pérdidas, daños y perjuicios ocasionados por causas imputables a ECOPETROL.

35.12.2. Adicionalmente, la ejecución de la garantía de cumplimiento por parte de la ANH no exonera a ECOPETROL del cumplimiento de todas sus obligaciones.

35.13. Costos asociados con la garantía de cumplimiento y gastos de ejecución.

35.13.1. La totalidad de los gastos y costos asociados con la garantía de cumplimiento, incluyendo los necesarios para su emisión, mantenimiento, renovación, prórroga y modificaciones, así como comisiones, precios, primas y honorarios, serán asumidos en su totalidad, sin excepción y exclusivamente por ECOPETROL.

35.13.2. ECOPETROL estará obligado también a asumir, cubrir y pagar, en su totalidad, sin excepción y exclusivamente, todos y cada uno de los deducibles a que haya lugar.

35.13.3. ECOPETROL también está obligado a asumir y reembolsar la totalidad de los gastos en que deba incurrir la ANH para la ejecución de la garantía de cumplimiento.

35.14. Aplicación analógica de las normas de garantías de contratación estatal.

En lo no previsto específicamente por este Convenio en materia de garantías, se aplicarán las normas en materia de garantías en contratación estatal, en especial la Ley 1150 de 2007 y el Decreto Único Reglamentario 1082 de 2015, o las disposiciones que los modifiquen, complementen o sustituyan.

35.15. Tipos de garantías de cumplimiento

ECOPETROL podrá escoger cualquiera de los siguientes tipos de garantía, siempre que las mismas cumplan, además de los requisitos previstos en el presente Convenio para todas las garantías de cumplimiento, los especiales que se establecen a continuación:

Tipo de garantía	Características mínimas del emisor	Reglas aplicables
Carta de crédito standby emitida en Colombia	• Debe ser un establecimiento bancario colombiano. El establecimiento bancario emisor debe tener a la fecha de emisión, una calificación de contraparte de largo plazo de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia, de reconocimiento internacional, de mínimo: (i) AAA si es una calificación local, o (ii) BBB- si es una calificación de escala global.	• ISP98 o UCP600
Carta de crédito standby emitida fuera de Colombia	• Debe ser una entidad financiera en el lugar de la emisión. El establecimiento bancario emisor debe tener a la fecha de emisión, una calificación de contraparte de largo plazo de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de	• ISP98 o UCP600 • Debe ser confirmada por un establecimiento bancario colombiano.

	Colombia, de reconocimiento internacional, de mínimo: (i) AAA si es una calificación local, o (ii) BBB- si es una calificación de escala global.	
Garantía a primer requerimiento emitida en Colombia	• Debe ser una entidad vigilada por la Superintendencia Financiera. Debe tener a la fecha de emisión, una calificación de contraparte de largo plazo de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia, de reconocimiento internacional, de mínimo: (i) AAA si es una calificación local, o (ii) BBB- si es una calificación de escala global.	• URDG758

35.16. Obligaciones adicionales que debe asumir el garante.

Además de todas las obligaciones que debe asumir para cumplir con los requisitos y exigencias del presente Convenio, el garante de la garantía de cumplimiento debe asumir las siguientes obligaciones:

35.16.1. Obligación de pago del garante debe ser a primer requerimiento:

35.16.1.1. El garante deberá obligarse incondicional, absoluta, solidaria e irrevocablemente a pagar a la ANH, las sumas que esta le exija hasta el valor total de la garantía de cumplimiento, a primer requerimiento, en los términos previstos en la garantía y en el presente Convenio;

35.16.1.2. El garante deberá obligarse a cumplir con sus obligaciones bajo la garantía de cumplimiento ante la simple notificación de incumplimiento que le haga la ANH;

35.16.1.3. El garante deberá obligarse en el sentido que no podrá pedir o exigir documentación o requisito adicional alguno al requerimiento de la ANH, para cumplir con su obligación de pagar.

35.16.2. Obligaciones del garante deben ser irrevocables:

35.16.2.1. El garante deberá obligarse en el sentido que tanto la garantía de cumplimiento como las obligaciones que asume en virtud de la misma son irrevocables, y que cualquier cancelación, modificación o revocatoria de la garantía debe necesariamente contar con el visto bueno previo, escrito y expreso de la ANH para que proceda.

35.16.3. Obligaciones del garante deben ser autónomas e independientes de las de ECOPETROL y la ANH. El garante deberá obligarse en el sentido que:

35.16.3.1. La garantía de cumplimiento es autónoma e independiente de las obligaciones de ECOPETROL, y de cualquier otra garantía constituida a favor de la ANH y podrá hacerse efectiva a primer requerimiento, con independencia de la ejecución de cualquier otra garantía vigente otorgada por el garante y/o por ECOPETROL a favor de la ANH.

35.16.3.2. Las obligaciones del garante son exigibles independientemente de cualquiera de las siguientes circunstancias:

35.16.3.2.1. Cambios en la existencia corporativa de ECOPETROL o del garante, de su composición accionaria, u ocurrencia de cualquier otro procedimiento que pueda afectar a ECOPETROL o al garante;

35.16.3.2.2. La existencia de cualquier reclamación, compensación o derecho que el garante pueda tener en cualquier momento contra ECOPETROL;

35.16.3.2.3. La existencia de cualquier reclamación, compensación o derecho que el garante pueda tener en cualquier momento contra la ANH;

35.16.3.2.4. Cualquier controversia, independientemente de su naturaleza, que exista o pueda existir entre ECOPETROL y/o la ANH y/o el garante, independientemente de que dichas controversias estén o puedan estar sujetas a la decisión de una autoridad judicial o arbitral;

35.16.3.2.5. Cualquier enmienda, extensión, renuncia, u otra modificación de las obligaciones de ECOPETROL o del Convenio, sea que hayan sido aprobadas o no por el garante;

35.16.3.2.6. Cualquier proceso de quiebra, insolvencia, reorganización, reestructuración, reajuste, cesión de pasivos a los acreedores, liquidación, cesión de activos y pasivos o un proceso similar en relación con ECOPETROL o con cualquiera de sus propiedades, ya sea voluntario o involuntario, o la acción tomada por el agente, promotor o autoridad en dicho procedimiento.

35.16.3.3. No proposición de excepciones y renuncias mínimas:

35.16.3.3.1. El garante deberá obligarse a abstenerse de proponer a la ANH cualquier tipo de excepción real o personal, incluyendo cualquiera relacionada con el Convenio, la garantía o los actos administrativos que profiera la ANH en relación con la ejecución de la garantía y del convenio.

35.16.3.3.2. El garante deberá renunciar irrevocablemente:

35.16.3.3.2.1. A cualquier derecho que impida, disminuya, desmejore, demore u objete los derechos de la ANH al pago y ejecución de la garantía de cumplimiento, renuncia que deberá incluir entre otras pero sin limitarse, el derecho a retractarse o revocar su obligación, así como los derechos consagrados en los artículos 2381, 2382, 2383, 2392 y 2394 del Código Civil colombiano, o las normas que los modifiquen y sustituyan y cualquiera y todas otras situaciones que puedan tener o no fundamento en la situación financiera, jurídica o administrativa de ECOPETROL y/o del garante, o en un reclamo directo o indirecto a ECOPETROL y/o al garante o de ECOPETROL y/o el garante a la ANH.

35.16.3.3.2.2. Cualquier requerimiento judicial o extrajudicial para la constitución en mora.

35.16.3.3.2.3. A objetar o negarse al pago por cualquier circunstancia de hecho o de derecho, distinta a la ausencia de requerimiento de pago por parte de la ANH.

35.16.3.3.2.4. A objetar o negarse al pago por inexactitudes o reticencias atribuibles a la ANH o a ECOPETROL.

35.16.3.4. Plazo para el pago.

El garante deberá obligarse en el sentido que las sumas adeudadas con base en el requerimiento de pago por la ANH deberán depositarse en la cuenta que la ANH determine cuando haga el requerimiento de pago respectivo, en un plazo máximo de un (1) mes siguiente a la recepción del requerimiento de pago.

35.16.3.5. Pagos netos.

35.16.3.5.1. El garante deberá obligarse en el sentido que los pagos que haga a la ANH deberán hacerse en la misma moneda en que fue emitida la garantía, libres de toda deducción por impuestos presentes y futuros, cargos, contribuciones, deducciones, tasas o retenciones, establecidos por cualquier jurisdicción competente.

35.16.3.5.2. El garante deberá obligarse en el sentido que si la ley requiere que él o cualquier entidad financiera deduzca y/o retenga cualquiera de estos rubros con respecto a cualquier suma que deba ser pagada bajo la garantía de cumplimiento, la suma a pagar deberá aumentarse tanto como sea necesario de modo que, luego de hacer todas las deducciones y/o retenciones necesarias (incluyendo las deducciones y retenciones aplicables a las sumas adicionales que se deban pagar de conformidad con esta Cláusula), la ANH reciba un monto igual a la suma que hubiera recibido si tales deducciones y/o retenciones no se hubieran efectuado.

35.16.4. Pago directo.

El garante deberá obligarse a pagar directamente a la ANH y a abstenerse de hacerlo por intermedio de terceros salvo que la ANH lo haya autorizado expresa y previamente.

35.16.5. Obligaciones cambiarias.

El garante deberá obligarse a cumplir la totalidad de las obligaciones y realizar la totalidad de los trámites aplicables y pertinentes conforme a las normas de cambios internacionales previstas en las normas colombianas y/o de la jurisdicción de emisión y/o de cualquier otra jurisdicción que establezca alguna exigencia en materia cambiaria.

35.16.6. Información a la ANH.

El garante deberá obligarse a informar de manera inmediata a la ANH, sobre cualquier hecho o circunstancia que pueda afectar la existencia, validez, oponibilidad, cumplimiento o ejecución de la garantía de cumplimiento.

Cláusula 36 PÓLIZA DE CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES LABORALES:

36.1. Obligación de constituir y mantener la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales.

ECOPETROL está obligado a obtener y mantener vigente una póliza de cumplimiento de obligaciones laborales en los términos del presente Convenio y el no hacerlo constituye una causal de incumplimiento grave del mismo.

36.2. Objeto y cobertura de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales y Periodo de Cubrimiento

36.2.1. La póliza de cumplimiento de obligaciones laborales debe tener por objeto caucionar y afianzar todas las obligaciones laborales, de seguridad social, y seguridad y salud en el trabajo de ECOPETROL, derivadas de la contratación del personal utilizado (incluyendo empleados y contratistas de ECOPETROL así como contratistas de estos últimos) para la ejecución del objeto del Convenio y/o el cumplimiento de las obligaciones contraídas por ECOPETROL en virtud del presente Convenio, incluyendo el pago de todos los valores que deba asumir la ANH por concepto de cualquier pérdida, obligación, daño, expensa, costo y/o costa, ocasionados o relacionados con cualquier acción, demanda o reclamación administrativa, judicial o extrajudicial, que deba asumir la ANH como resultado de cualquier incumplimiento de ECOPETROL de sus obligaciones laborales, de seguridad social, y seguridad y salud en el trabajo de ECOPETROL, derivadas de la contratación del personal utilizado (incluyendo empleados y contratistas de ECOPETROL así como contratistas de estos últimos) para la ejecución del objeto del Convenio y/o el cumplimiento de las obligaciones contraídas por ECOPETROL en virtud del presente Convenio, causadas entre (A) la fecha de firma del presente Convenio, y (B) tres (3) años después de la liquidación del Convenio (“Periodo Cubierto Obligaciones Laborales”).

36.2.2. Lo anterior, sin perjuicio de la posibilidad prevista en la Cláusula 35.5 de presentar pólizas de cumplimiento independientes para cada fase del Convenio.

36.3. Fecha en que debe emitirse o expedirse la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales y revisión y aprobación por la ANH.

36.3.1. Dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes a la fecha de suscripción del presente Convenio, ECOPETROL debe constituir póliza de cumplimiento de las obligaciones laborales, y someterla a aprobación de la ANH en los términos de la presente Cláusula. La póliza de cumplimiento de obligaciones laborales deberá expedirse, emitirse, renovarse y entregarse formalmente a la ANH para su aprobación, con una antelación no inferior a un (1) mes a la fecha en que deba iniciar su vigencia.

36.3.2. Para efectos de aprobar o improbar la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales, la ANH deberá:

36.3.2.1. Constatar su autenticidad con quien la emite o expide;

36.3.2.2. Verificar que la misma cumpla con todos los requisitos exigidos en el presente Convenio.

36.3.3. En caso que la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales no satisfaga integralmente cualquier requisito, la ANH solicitará a ECOPETROL, las enmiendas, ajustes o correcciones pertinentes, con la determinación de un plazo de ocho (8) Días hábiles para adoptarlos, de manera que no se presenten lapsos sin cobertura. La ANH rechazará las pólizas de cumplimiento de obligaciones laborales presentadas por ECOPETROL, cuando no reúnan la totalidad de los requisitos legales o contractuales. La no obtención, renovación o ampliación por parte de ECOPETROL de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales en los términos exigidos, constituye una causal de incumplimiento grave del Convenio y dará derecho a la ANH para ejecutar la garantía de cumplimiento vigente, cuyo valor se imputará en los términos de la Cláusula 36.11 del presente Convenio.

36.4. Póliza de cumplimiento de obligaciones laborales frente a modificaciones del Convenio.

Si por cualquier causa se introducen ajustes o modificaciones al presente Convenio, ECOPETROL está obligado, si fuere necesario, a (i) obtener la modificación de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales, (ii) obtener constancia escrita emitida por la aseguradora en la que conste expresamente que conoce la modificación contractual y la eventual variación del estado del riesgo, si ese fuere el caso, y (iii) a surtir el trámite de aprobación frente a la ANH a que se refiere la Cláusula 36.3 del presente Convenio.

36.5. Vigencia de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales.

36.5.1. La póliza de cumplimiento de obligaciones laborales y las obligaciones del garante deberán estar vigentes y producir plenos efectos, de manera ininterrumpida, durante todo el Periodo Cubierto Obligaciones Laborales.

36.5.2. ECOPETROL podrá presentar póliza de cumplimiento de obligaciones laborales independientes para cada fase del Período Exploratorio o cada Período subsiguiente del Convenio, las cuales deberán estar vigentes y producir plenos efectos, de manera ininterrumpida, mínimo durante la fase respectiva del Convenio y 3 años más.

36.5.3. Antes de la terminación de la vigencia y aplicando al efecto el procedimiento previsto en la Cláusula 36.3 anterior, ECOPETROL está obligado a obtener nuevas póliza de cumplimiento de obligaciones laborales en los términos del presente Convenio, garantizando que siempre haya una póliza de cumplimiento de obligaciones laborales vigente que produzca plenos efectos, de manera ininterrumpida, durante todo el Periodo Cubierto Obligaciones Laborales.

36.5.4. En todo evento de extensión o prórroga del plazo de ejecución de la fase o periodo cubiertos, o por razón de restituciones de tiempos durante alguna fase o periodo, ECOPETROL deberá ampliar el término de vigencia de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales respectiva, para que la misma esté vigente y produzca plenos efectos, de manera ininterrumpida, durante todo el plazo de la fase o periodo respectivos, incluyendo las extensiones o prórrogas.

36.5.5. La aseguradora deberá obligarse en el sentido de informar al asegurado y a la ANH su intención de no renovar el seguro con una antelación no menor a sesenta (60) Días Hábiles.

36.6. Valor de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales.

36.6.1. La póliza de cumplimiento de obligaciones laborales deberá emitirse por un valor equivalente a los porcentajes que se señalan a continuación:

36.6.2. Durante el Período de Producción: diez por ciento (10%) de los costos totales anuales del personal destinado directamente al desarrollo de las actividades y labores en las Áreas en Evaluación y/o Producción, para el primer Año de vigencia de la Garantía o para cada Año subsiguiente, con el compromiso de ajustarlo para cada renovación, también debidamente soportado en documentos idóneos respaldados con certificación del Revisor Fiscal, Auditor Externo, Auditor Interno o Controller, y, en defecto de todos ellos, por el Contador responsable del registro de las Operaciones de la Empresa.

36.6.3. ECOPETROL debe restablecer o reponer el valor de las pólizas, siempre que éste se haya visto reducido como consecuencia de la ejecución de la póliza, dentro de los treinta (30) Días Hábiles siguientes a la fecha en que se profiere el acto administrativo por medio del cual se ejecuta la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales.

36.7. Moneda de denominación y pago de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales.

La póliza de cumplimiento de obligaciones laborales deberá estar denominada en pesos colombianos o en dólares de los Estados Unidos de América. En caso de ser constituida en dólares de los Estados Unidos de América será pagadera en pesos colombianos con base en la tasa representativa del mercado vigente para la fecha de pago, según sea certificada por la Superintendencia Financiera o por quien haga sus veces.

36.8. Asegurados y beneficiarios de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales.

Deberán designarse como tomador afianzado a ECOPETROL, como asegurado de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales a la ANH y como beneficiario a la ANH.

36.9. Causales de ejecución de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales.

La ANH tendrá derecho a ejecutar la póliza (i) cuando ECOPETROL incumpla cualquiera de las obligaciones laborales, de seguridad social, y seguridad y salud en el trabajo de ECOPETROL , derivadas de la contratación del personal utilizado (empleados y contratistas de ECOPETROL así como contratistas de estos últimos) para la ejecución del objeto del Convenio y/o el cumplimiento de las obligaciones contraídas por ECOPETROL en virtud del presente Convenio, y (ii) como consecuencia de dicho incumplimiento la ANH resulte obligada a pagar o indemnizar a cualquier empleado y/o ECOPETROL de ECOPETROL y/o contratistas de estos últimos (“Causales de Ejecución Obligaciones Laborales”).

36.10. Procedimiento de ejecución de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales

36.10.1. Ante la ocurrencia de cualquiera de las Causales de Ejecución Obligaciones Laborales, dando plena aplicación al principio de debido proceso y a los demás principios aplicables a las actuaciones administrativas, con plena garantía a ECOPETROL de los derechos de representación, defensa y contradicción, la ANH proferirá un acto administrativo mediante el cual declarará la ocurrencia de las causales de ejecución, y cuando ello proceda, hará efectivas la cláusula penal pecuniaria y multas, cuantificará los perjuicios, ordenará los pagos a que haya lugar por todos los conceptos a ECOPETROL y a los garantes, y señalará con precisión y claridad los hechos y las disposiciones legales y contractuales en que fundamenta sus decisiones. Para el efecto, la ANH deberá surtir el procedimiento previsto en la Cláusula 42 del presente Convenio.

36.10.2. El acto administrativo, junto con el Convenio y los documentos en que consta la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales, constituye título ejecutivo y prestará mérito ejecutivo para su cobro coactivo y mediante proceso ejecutivo, y por si sólo constituye prueba de la ocurrencia del siniestro amparado por la póliza y título suficiente para su ejecución frente al garante en los términos del acto administrativo correspondiente.

36.11. Ejecución de la póliza por falta de renovación oportuna

36.11.1. Las Partes reconocen que la no renovación y entrega de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales dentro del término establecido en la Cláusula 36.3 constituye un incumplimiento grave del Convenio que facultará a la ANH para ejecutar la garantía de cumplimiento vigente, si el incumplimiento no ha sido subsanado faltando tres (3) Días Hábiles para la fecha en que termine vigencia de la póliza vigente.

36.11.2. Cuando se ejecute la póliza en los términos de la Cláusula 36.11.1 anterior, el valor objeto de la misma sólo podrá imputarse por la ANH en los términos del acto administrativo ejecutoriado en los términos de la Cláusula 43 del presente Convenio.

36.12. No limitación de responsabilidad y derecho a indemnización plena

36.12.1. La ejecución total o parcial de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales constituyen una limitación de responsabilidad ni podrán interpretarse en ese sentido, y deben entenderse sin perjuicio del derecho que asiste a la ANH a reclamar a ECOPETROL la indemnización completa por todas las pérdidas, daños y perjuicios ocasionados por causas imputables a ECOPETROL.

36.12.2. Adicionalmente, la ejecución de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales por parte de la ANH no exonera a ECOPETROL del cumplimiento de todas sus obligaciones laborales, de seguridad social, y seguridad y salud en el trabajo.

36.13. Costos asociados con la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales y gastos de ejecución

36.13.1. La totalidad de los gastos y costos asociados con la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales, incluyendo los necesarios para su emisión, mantenimiento, renovación, prórroga y modificaciones, así como comisiones, precios, primas y honorarios, serán asumidos en su totalidad, sin excepción y exclusivamente por ECOPETROL.

36.13.2. ECOPETROL estará obligado también a asumir, cubrir y pagar, en su totalidad, sin excepción y exclusivamente, todos y cada uno de los deducibles a que haya lugar.

36.14. Reglas adicionales por ser una póliza

Por tratarse de una póliza de seguros, se aplicarán las reglas previstas en los artículos 2.2.1.2.3.2.1 a 2.2.1.2.3.2.7 del Decreto Único Reglamentario 1082 de 2015 o las disposiciones que los modifiquen, complementen o sustituyan, en aquello que no esté expresamente regulado en el presente Convenio.

36.15. Aplicación analógica de las normas de garantías de contratación estatal

En lo no previsto específicamente por este Convenio en materia de garantías, se aplicarán las normas en materia de garantías en contratación estatal, en especial la Ley 1150 de 2007 y el Decreto Único Reglamentario 1082 de 2015, o las disposiciones que los modifiquen, complementen o sustituyan.

36.16. Características mínimas de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales

ECOPETROL deberá obtener y mantener vigente una póliza de seguros que cumpla con las siguientes características:

36.16.1. Modelos registrados

Los modelos de las pólizas de seguro con sus anexos deben haber sido registradas por la entidad aseguradora en la Superintendencia Financiera de Colombia, de acuerdo con lo dispuesto en la Circular Básica Jurídica de dicha entidad (C.E. 029/14).

36.16.2. Características del emisor y requisitos

36.16.2.1. Las pólizas deben ser emitidas por compañías de seguros colombianas.

36.16.2.2. Cuando conforme a los términos de las pólizas de seguros la retención de riesgos de las compañías de seguros colombianas que las emiten sea igual o superior al 10% del riesgo, deberán cumplirse los siguientes requisitos concurrentemente:

36.16.2.2.1. Las compañías de seguros colombianas emisoras deben tener a la fecha de emisión, una calificación de fortaleza financiera, de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia de reconocimiento internacional de (i) AAA si es una calificación local, o de (ii) mínimo BBB- si es una calificación de escala global;

36.16.2.2.2. Las compañías reaseguradoras que asuman el riesgo que no asuman las compañías de seguros colombianas emisoras, deben encontrarse inscritas en el REACOEX y tener a la fecha de emisión, una calificación de fortaleza financiera, de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia de reconocimiento internacional, de (i) AAA si es una calificación local, o de (ii) mínimo BBB- si es una calificación de escala global, y

36.16.2.2.3. Las compañías reaseguradoras que asuman el riesgo que no asuman las compañías de seguros colombianas emisoras, deberán emitir una confirmación del respaldo de reaseguro de los términos de las pólizas de seguros emitidas por las compañías de seguros colombianas emisoras.

36.16.2.3. Cuando conforme a los términos de las pólizas de seguros la retención de riesgos de las compañías de seguros colombianas que las emiten sea inferior al 10% del riesgo, deberán cumplirse los siguientes requisitos concurrentemente:

36.16.2.3.1. Las compañías de seguros colombianas emisoras deben tener a la fecha de emisión, una calificación de fortaleza financiera, de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia de reconocimiento internacional de (i) AA- si es una calificación local, o de (ii) mínimo BB- si es una calificación de escala global,

36.16.2.3.2. Las compañías reaseguradoras que asuman el riesgo que no asuman las compañías de seguros colombianas emisoras, deben encontrarse inscritas en el REACOEX y tener a la fecha de emisión, una calificación de fortaleza financiera, de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia de reconocimiento internacional, de (i) AAA si es una calificación local, o de (ii) mínimo BBB- si es una calificación de escala global, y

36.16.2.3.3. Las compañías reaseguradoras que asuman el riesgo que no asuman las compañías de seguros colombianas emisoras, deberán emitir una confirmación del respaldo de reaseguro de los términos de las pólizas de seguros emitidas por las compañías de seguros colombianas emisoras.

36.16.3. Plazo para el pago

El garante deberá obligarse en el sentido que las sumas adeudadas con base en el requerimiento de pago por la ANH deberán depositarse en la cuenta que la ANH determine cuando haga el requerimiento de pago respectivo, en un plazo máximo de un (1) mes siguiente a la recepción del requerimiento de pago.

36.16.4. Pagos netos:

36.16.4.1. El garante deberá obligarse en el sentido que los pagos que haga a la ANH deberán hacerse en pesos colombianos, libres de toda deducción por impuestos presentes y futuros, cargos, contribuciones, deducciones, tasas o retenciones, establecidos por cualquier jurisdicción competente.

36.16.4.2. El garante deberá obligarse en el sentido que si la ley requiere que él o cualquier entidad financiera deduzca y/o retenga cualquiera de estos rubros con respecto a cualquier suma que deba ser pagada bajo la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales, la suma a pagar deberá aumentarse tanto como sea necesario de modo que, luego de hacer todas las deducciones y/o retenciones necesarias (incluyendo las deducciones y retenciones aplicables a las sumas adicionales que se deban pagar de conformidad con esta Cláusula), la ANH reciba en pesos colombianos un monto igual a la suma que hubiera recibido si tales deducciones y/o retenciones no se hubieran efectuado.

36.16.5. Pago directo

El garante deberá obligarse a pagar directamente a la ANH y a abstenerse de hacerlo por intermedio de terceros salvo que la ANH lo haya autorizado expresa y previamente.

36.16.6. Información a la ANH

El garante deberá obligarse a informar de manera inmediata a la ANH, sobre cualquier hecho o circunstancia que pueda afectar la existencia, validez, oponibilidad, cumplimiento o ejecución de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales.

Cláusula 37 SEGUROS DE RESPONSABILIDAD CIVIL EXTRACONTRACTUAL:

37.1. Obligación de constituir y mantener seguro de responsabilidad civil extracontractual

ECOPETROL está obligado a obtener y mantener vigente una o más pólizas de seguro de responsabilidad civil extracontractual en los términos del presente Convenio y el no hacerlo constituye una causal de incumplimiento grave del mismo.

37.2. Objeto del seguro de responsabilidad civil extracontractual y Periodo de Cubrimiento

37.2.1. La póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual debe tener por objeto asegurar todas las obligaciones a cargo de ECOPETROL , que tengan como fuente la causación de daños o perjuicios a terceros, derivados de actuaciones, hechos u omisiones imputables a ECOPETROL y/o sus empleados y/o dependientes y/o agentes y/o representantes y/o contratistas y/o subcontratistas, ocurridos entre (A) la Fecha de Suscripción del Convenio y (B) tres (3) años después de la liquidación del Convenio ("Periodo Cubierto Responsabilidad Extracontractual").

37.2.2. Lo anterior, sin perjuicio de la posibilidad prevista en la Cláusula 37.5 de presentar seguros de responsabilidad civil extracontractual independientes para cada fase del Convenio.

37.3. Cobertura del seguro de responsabilidad civil extracontractual

37.3.1. Los seguros de responsabilidad civil extracontractual cubrirán, mediante una o más pólizas de seguros, al menos lo siguiente:

37.3.1.1. Predios Labores y operaciones

37.3.1.2. Daño emergente

37.3.1.3. Lucro cesante

37.3.1.4. Daño moral y perjuicios extrapatrimoniales

37.3.1.5. Automotores propios y no propios

37.3.1.6. Amparo de contratistas y subcontratistas

37.3.1.7. Responsabilidad civil cruzada

37.3.1.8. Responsabilidad civil patronal

37.3.1.9. Responsabilidad civil por polución y contaminación súbita, accidental e imprevista

37.3.1.10. Gastos médicos sin demostración previa de responsabilidad

37.3.1.11. Bienes bajo cuidado, tenencia y control

37.3.1.12. Operaciones de cargue y descargue

37.3.1.13. Vigilantes

37.3.1.14. Gastos de defensa

37.3.1.15. Costas del proceso y cauciones judiciales

37.3.1.16. Responsabilidad civil por uso de explosivos

37.4. Fecha en que deben emitirse o expedirse el seguro de responsabilidad civil extracontractual, su revisión y aprobación por la ANH

37.4.1. El seguro de responsabilidad civil extracontractual deberá expedirse, emitirse, renovarse y entregarse formalmente a la ANH para su aprobación, con una antelación no inferior a un (1) mes antes de la fecha en que deba iniciar su vigencia conforme a la Cláusula 37.6 del presente Convenio. Si ECOPETROL hace uso de la opción que consagra la Cláusula 37.6.2, el seguro de responsabilidad civil extracontractual vigente durante la Fase 1 del Período de Exploración, debe entregarse a la ANH dentro de los ocho (8) Días Hábiles siguientes a la declaración de Fecha de Suscripción del Convenio.

37.4.2. Para efectos de aprobar o improbar el seguro de responsabilidad civil extracontractual, la ANH deberá:

37.4.2.1. Constatar su autenticidad con quien la emite o expide;

37.4.2.2. Verificar que la misma cumpla con todos los requisitos exigidos en el presente Convenio.

37.4.3. En caso que la póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual no satisfaga integralmente cualquier requisito, la ANH solicitará a ECOPETROL las enmiendas, ajustes o correcciones pertinentes, con la determinación de un plazo de ocho (8) Días hábiles para adoptarlos, de manera que no se presenten lapsos sin cobertura. La ANH rechazará las pólizas de seguro presentadas por ECOPETROL, cuando no reúnan la totalidad de los requisitos legales o contractuales. La no obtención, renovación o ampliación por parte de ECOPETROL de los seguros de responsabilidad civil extracontractual en los términos exigidos, constituye una causal de incumplimiento grave del Convenio y dará derecho a la ANH para ejecutar la garantía de cumplimiento vigente.

37.5. Seguros de responsabilidad civil extracontractual frente a modificaciones del Convenio.

Si por cualquier causa se introducen ajustes o modificaciones al presente Convenio, ECOPETROL está obligado, si fuere necesario, a (i) obtener la modificación de los seguros de responsabilidad civil extracontractual, (ii) obtener constancia escrita emitida por las aseguradoras en la que conste expresamente que conocen la modificación contractual y la eventual variación del estado del riesgo, si ese fuere el caso, y (iii) a surtir el trámite de aprobación frente a la ANH a que se refiere la Cláusula 37.4 del presente Convenio.

37.6. Vigencia del seguro de responsabilidad civil extracontractual

37.6.1. El seguro de responsabilidad civil extracontractual y las demás obligaciones de las aseguradoras deberán estar vigentes y producir plenos efectos, de manera ininterrumpida, durante todo el Periodo Cubierto Responsabilidad Extracontractual.

37.6.2. ECOPETROL podrá presentar seguros de responsabilidad civil extracontractual independientes para cada fase del Convenio, los cuales deberán estar vigentes y producir plenos efectos, de manera ininterrumpida, mínimo durante la fase respectiva del Convenio.

37.6.3. Antes de la terminación de la vigencia y aplicando al efecto el procedimiento previsto en la Cláusula 37.4 del presente Convenio, ECOPETROL está obligado a obtener nuevos seguros de responsabilidad civil extracontractual en los términos del presente Convenio, garantizando que siempre haya seguros de responsabilidad civil extracontractual vigentes que produzcan plenos efectos, de manera ininterrumpida, durante todo el Periodo Cubierto Responsabilidad Extracontractual.

37.6.4. En todo evento de extensión o prórroga del plazo de ejecución de la fase o periodo cubiertos, o por razón de restituciones de tiempos durante alguna fase o periodo, ECOPETROL deberá ampliar el término de vigencia de los seguros de responsabilidad civil extracontractual, para que los mismos estén vigentes y produzcan plenos efectos, de manera ininterrumpida, durante todo el plazo de la fase o periodo respectivos, incluyendo las extensiones o prórrogas.

37.6.5. Los seguros de responsabilidad civil extracontractual deberán otorgarse bajo la modalidad de ocurrencia pura por lo que el daño que sufra la víctima debe ocurrir durante la vigencia de la póliza, aunque la reclamación sea posterior, siempre que no haya ocurrido la prescripción. En consecuencia, los seguros de responsabilidad civil extracontractual no podrán establecer términos para presentar la reclamación, inferiores a los términos de prescripción previstos en la ley para la acción de responsabilidad correspondiente.

37.6.6. La aseguradora deberá obligarse en el sentido de informar al asegurado y a la ANH su intención de no renovar el seguro con una antelación no menor a sesenta (60) Días Hábiles.

37.7. Valor:

Para cada Póliza de Seguro con vigencia anual, Quince Millones de Dólares Estadounidenses (USD 15.000.000).

ECOPETROL debe restablecer o reponer el valor de esta garantía, siempre que éste se haya visto reducido como consecuencia de la ocurrencia de cualquier siniestro, dentro de los treinta (30) Días Hábiles siguientes a tal afectación.

37.8. Moneda de denominación y pago de los seguros de responsabilidad civil extracontractual

El seguro de responsabilidad civil extracontractual deberá estar denominado en dólares de los Estados Unidos de América y será pagadero en pesos colombianos con base en la tasa representativa del mercado vigente para la fecha de pago, según sea certificada por la Superintendencia Financiera o por quien haga sus veces.

37.9. Beneficiario del seguro de responsabilidad civil extracontractual

Deberá designarse como asegurado l ECOPETROL y como asegurado adicional a la ANH, por los hechos realizados por el(los) Contratista(s) por los cuales resulte solidariamente responsable. Adicionalmente, deberán designarse como beneficiarios de los seguros de responsabilidad civil extracontractual a terceros, incluido la ANH en su calidad de tercero.

37.10. Causales de ejecución del seguro de responsabilidad civil extracontractual

La ANH tendrá derecho a presentar reclamación con base en el seguro de responsabilidad civil extracontractual, cuando (i) cualquier persona que sufra un daño y que tenga derecho a reclamar perjuicios con base en los términos del seguro presente una reclamación contra la ANH por responsabilidad civil extracontractual, o (ii) cuando la ANH sufra un daño y tenga derecho a reclamar perjuicios con base en los términos de los seguros de responsabilidad civil extracontractual.

37.11. Procedimiento de reclamación del seguro de responsabilidad civil extracontractual

37.11.1. Ante la ocurrencia de cualquiera de las Causales de reclamación, la ANH procederá a presentar reclamación con base en los seguros de responsabilidad civil extracontractual, dando plena aplicación al principio de debido proceso.

37.11.2. El Convenio y las pólizas de los seguros de responsabilidad civil extracontractual, constituyen título ejecutivo y prestarán mérito ejecutivo para su cobro coactivo y mediante proceso ejecutivo, y por si sólo constituye prueba de la ocurrencia del siniestro amparado por los seguros y título suficiente para su ejecución frente al asegurador.

37.12. Reclamación por falta de renovación oportuna

37.12.1. Las Partes reconocen que la no renovación y entrega de los seguros de responsabilidad civil extracontractual dentro del término establecido en la Cláusula 37.4 anterior del presente Convenio, constituye un incumplimiento grave del Convenio por parte de ECOPETROL que facultará a la ANH para presentar reclamación con base en la garantía de cumplimiento vigente, si el incumplimiento no ha sido subsanado faltando tres (3) Días Hábiles para la fecha en que termine vigencia de los seguros vigentes respectivos.

37.12.2. Cuando se presente reclamación en los términos de la Cláusula 37.12.1 anterior, el valor objeto de la misma sólo podrá imputarse por la ANH en los términos del acto administrativo ejecutoriado en los términos de la Cláusula 43 del presente Convenio.

37.13. No limitación de responsabilidad y derecho a indemnización plena

37.13.1. La reclamación total o parcial del seguro de responsabilidad civil extracontractual no constituye una limitación de responsabilidad ni podrá interpretarse en ese sentido, y deben entenderse sin perjuicio del derecho que asiste a la ANH a reclamar la indemnización completa por todas las pérdidas, daños y perjuicios ocasionados por causas imputables a ECOPETROL.

37.13.2. Adicionalmente, la reclamación de los seguros de responsabilidad civil extracontractual por parte de la ANH no exonera a ECOPETROL del cumplimiento de todas sus obligaciones.

37.14. Costos asociados con los seguros de responsabilidad civil extracontractual y gastos de reclamación

37.14.1. La totalidad de los gastos y costos asociados con los seguros de responsabilidad civil extracontractual, incluyendo los necesarios para su emisión, mantenimiento, renovación, prórroga y modificaciones, así como sus comisiones, precios, primas y honorarios, serán asumidos en su totalidad, sin excepción y exclusivamente por ECOPETROL.

37.14.2. ECOPETROL estará obligado también a asumir, cubrir y pagar, en su totalidad, sin excepción y exclusivamente, todos y cada uno de los deducibles a que haya lugar.

37.14.3. ECOPETROL también está obligado a asumir la totalidad de los gastos en que deba incurrir la ANH para la reclamación de los seguros de responsabilidad civil extracontractual.

37.15. Reglas adicionales especiales por ser una póliza de seguros

Por ser una póliza de seguros, se aplicarán las reglas previstas en los artículos 2.2.1.2.3.2.1 a 2.2.1.2.3.2.7 del Decreto Único Reglamentario 1082 de 2015 o las disposiciones que los modifiquen, complementen o sustituyan, en aquello que no esté expresamente regulado en el presente Convenio.

37.16. Aplicación analógica de las normas de garantías de contratación estatal

En lo no previsto específicamente por este Convenio en materia de seguros de responsabilidad civil extracontractual, se aplicarán las normas en materia de garantías en contratación estatal, en especial el Código de Comercio, la Ley 1150 de 2007 y el Decreto Único Reglamentario 1082 de 2015, o las disposiciones que los modifiquen, complementen o sustituyan.

37.17. Reglas especiales de los seguros de responsabilidad civil extracontractual

37.17.1. Modelos registrados

Los modelos de las pólizas de seguro con sus anexos deben haber sido registradas por la entidad aseguradora en la Superintendencia Financiera de Colombia, de acuerdo con lo dispuesto en la Circular Básica Jurídica de dicha entidad (C.E. 029/14).

37.17.2. **Características del emisor y requisitos**

37.17.2.1. Las pólizas deben ser emitidas por compañías de seguros colombianas.

37.17.2.2. Cuando conforme a los términos de las pólizas de seguros la retención de riesgos de las compañías de seguros colombianas que las emiten sea igual o superior al 10 % del riesgo, deberán cumplirse los siguientes requisitos concurrentemente:

37.17.2.2.1. Las compañías de seguros colombianas emisoras deben tener a la fecha de emisión, una calificación de fortaleza financiera, de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia de reconocimiento internacional de (i) AAA si es una calificación local, o de (ii) mínimo BBB- si es una calificación de escala global;

37.17.2.2.2. Las compañías reaseguradoras que asuman el riesgo que no asuman las compañías de seguros colombianas emisoras, deben encontrarse inscritas en el REACOEX y tener a la fecha de emisión, una calificación de fortaleza financiera, de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia de reconocimiento internacional, de (i) AAA si es una calificación local, o de (ii) mínimo BBB- si es una calificación de escala global, y

37.17.2.2.3. Las compañías reaseguradoras que asuman el riesgo que no asuman las compañías de seguros colombianas emisoras, deberán emitir una confirmación del respaldo de reaseguro de los términos de las pólizas de seguros emitidas por las compañías de seguros colombianas emisoras.

37.17.2.3. Cuando conforme a los términos de las pólizas de seguros la retención de riesgos de las compañías de seguros colombianas que las emiten sea inferior al 10% del riesgo, deberán cumplirse los siguientes requisitos concurrentemente:

37.17.2.3.1. Las compañías de seguros colombianas emisoras deben tener a la fecha de emisión, una calificación de fortaleza financiera, de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia de reconocimiento internacional de (i) AA- si es una calificación local, o de (ii) mínimo BB- si es una calificación de escala global,

37.17.2.3.2. Las compañías reaseguradoras que asuman el riesgo que no asuman las compañías de seguros colombianas emisoras, deben encontrarse inscritas en el REACOEX y tener a la fecha de emisión, una calificación de fortaleza financiera, de una agencia calificadora de riesgo autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia de reconocimiento internacional, de (i) AAA si es una calificación local, o de (ii) mínimo BBB- si es una calificación de escala global, y

37.17.2.3.3. Las compañías reaseguradoras que asuman el riesgo que no asuman las compañías de seguros colombianas emisoras, deberán emitir una confirmación del respaldo de reaseguro de los términos de las pólizas de seguros emitidas por las compañías de seguros colombianas emisoras.

37.17.3. **Plazo para el pago**

El asegurador deberá obligarse en el sentido que las sumas adeudadas con base en la reclamación de la ANH deberán depositarse en la cuenta que la ANH determine cuando haga el requerimiento de pago respectivo, en un plazo máximo de un (1) mes siguiente a la recepción del requerimiento de pago.

37.17.4. **Pagos netos**

37.17.4.1. El asegurador deberá obligarse en el sentido que los pagos que haga a la ANH deberán hacerse en pesos colombianos, libres de toda deducción por impuestos presentes y futuros, cargos, contribuciones, deducciones, tasas o retenciones, establecidos por cualquier jurisdicción competente.

37.17.4.2. El asegurador deberá obligarse en el sentido que si la ley requiere que él o cualquier entidad financiera deduzca y/o retenga cualquiera de estos rubros con respecto a cualquier suma que deba ser pagada bajo el seguro de responsabilidad civil extracontractual o de los seguros especiales por contaminación (RC ambiental), la suma a pagar deberá aumentarse tanto como sea necesario de modo que, luego de hacer todas las deducciones y/o retenciones necesarias (incluyendo las deducciones y retenciones aplicables a las sumas adicionales que se deban pagar de conformidad con esta Cláusula), la ANH reciba en pesos colombianos un monto igual a la suma que hubiera recibido si tales deducciones y/o retenciones no se hubieran efectuado.

37.17.5. **Pago directo**

El asegurador deberá obligarse a pagar directamente a la ANH y a abstenerse de hacerlo por intermedio de terceros salvo que la ANH lo haya autorizado expresa y previamente.

37.17.6. **Obligaciones cambiarias**

El asegurador deberá obligarse a cumplir la totalidad de las obligaciones y realizar la totalidad de los trámites aplicables y pertinentes conforme a las normas de cambios internacionales previstas en las normas colombianas y/o de la jurisdicción de emisión y/o de cualquier otra jurisdicción que establezca alguna exigencia en materia cambiaria.

37.17.7. **Información a la ANH**

El asegurador deberá obligarse a informar de manera inmediata a la ANH, sobre cualquier hecho o circunstancia que pueda afectar la existencia, validez, oponibilidad, cumplimiento o reclamación del seguro de responsabilidad civil extracontractual, daños ambientales y polución.

Cláusula 38 OTROS SEGUROS:

38.1. Para la administración de sus propios riesgos, es deber de ECOPETROL tomar todos los seguros requeridos por el ordenamiento superior, las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo y sus parámetros de responsabilidad social empresarial.

38.2. Le corresponde igualmente exigir a cada subcontratista obtener y mantener vigentes garantías y seguros que afiancen el cumplimiento de las obligaciones y responsabilidades materia de cada subcontrato.

38.3. Todos los costos y gastos inherentes a la contratación y mantenimiento de garantías y seguros corren por cuenta y son de responsabilidad exclusiva de ECOPETROL.

CAPÍTULO X. DEVOLUCIÓN DE ÁREAS

Cláusula 39 FORZOSA U OBLIGATORIA:

39.1. Regla General: En principio, ECOPETROL no está sometido a la obligación realizar devoluciones parciales de Áreas, sino exclusivamente al finalizar Período de Exploración o el Programa Exploratorio Posterior.

39.2. Excepciones: No obstante, deben devolverse a la ANH las Áreas en Exploración, en Evaluación y/o en Producción, en todos los casos previstos en este Convenio como causales para el efecto, en concordancia con el artículo 6 del Acuerdo 2 de 2017, así:

39.2.1. Por renuncia debidamente aceptada.

39.2.2. Por vencimiento del término total del Período de Exploración,

39.2.3. Por paso al Programa Exploratorio Posterior así: cincuenta por ciento (50%) del área exploratoria, excluidas las áreas que se consideren con Producción a la firma de este Convenio,

39.2.4. Por vencimiento del Programa Exploratorio Posterior, sin que se hayan realizado Descubrimientos.

39.2.5. Por vencimiento del Período de Producción hasta el agotamiento del recurso o por devolución voluntaria por parte de Ecopetrol.

39.2.6. En el evento pactado en el numeral 12.2, Descubrimiento No Comercial, de la Cláusula 12, sobre Declaración de Comercialidad.

39.2.7. Por no desarrollar las actividades establecidas en los correspondientes Programas de Trabajo, sin justificación, por el término previsto en este Convenio, y,

39.2.8. En general, por cualquier otra causal pactada contractualmente, que imponga devoluciones parciales o totales de Áreas.

39.3. Devoluciones voluntarias:

En cualquier oportunidad durante la ejecución contractual ECOPETROL puede realizar devoluciones parciales del Área de Operación, siempre que no se afecte el cumplimiento de las obligaciones, compromisos y prestaciones a su cargo.

39.4. Delineación de las áreas devueltas:

Las devoluciones deben comprender el mayor número viable de bloques rectangulares contiguos, limitados por líneas en dirección norte-sur y este-oeste, siguiendo, en lo posible, una rejilla similar a la formada por las planchas cartográficas del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, con una resolución no inferior a dos grados y medio (2,5º) en coordenadas referidas al datum MAGNA-SIRGAS, origen Bogotá.

39.5. Restauración de áreas devueltas:

Es deber de ECOPETROL realizar todas las actividades requeridas para prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos y efectos ambientales negativos que se causen por el desarrollo de las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción, así como cumplir oportuna, eficaz y eficientemente las obligaciones inherentes al Abandono.

39.6. Formalización de las devoluciones:

Toda devolución de Áreas debe formalizarse mediante acta suscrita por representantes autorizados de las Partes. Las Áreas devueltas a la Entidad adquieren nuevamente la condición de Áreas Disponibles, salvo que requieran nueva delimitación, caso en el cual deben incorporarse en el Mapa de Áreas, una vez demarcadas y clasificadas por la ANH.

CAPÍTULO XI. VIGILANCIA DE LA EJECUCIÓN CONTRACTUAL

Cláusula 40 SEGUIMIENTO, INSPECCIÓN Y CONTROL:

40.1. Premisa General:

La ANH tiene a su cargo la dirección de la gestión contractual y le corresponde ejercer seguimiento permanente, inspección, control y vigilancia en torno de la ejecución oportuna, eficaz y eficiente del presente Convenio, y sobre el cumplimiento de obligaciones, prestaciones y compromisos, bien directamente, mediante las unidades y dependencias competentes, de acuerdo con su estructura orgánica y funcional; como mediante un supervisor, o por intermedio de agentes o representantes suyos, en el evento de contratarse interventoría de las materias técnicas, administrativas, económico financieras y/o ambientales y sociales. Por su parte, ECOPETROL asume los deberes correlativos.

40.2. Visitas al Área de Operación y Atribuciones:

40.2.1. En cualquier tiempo durante la vigencia del presente Convenio y mediante el empleo de los procedimientos apropiados, bien directamente o por intermedio de terceros, sean autoridades o contratistas, la ANH se reserva y está investida con amplias atribuciones y facultades para realizar visitas al Área de Operación, con el fin de inspeccionar, hacer seguimiento, verificar y controlar todas y cada una de las actividades y Operaciones inherentes a la ejecución contractual, en particular, las relativas a Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción, a la protección del medio ambiente y de los recursos naturales renovables, a las relaciones con las comunidades, así como a mediciones, entregas, y liquidación y pago de Regalías y Derechos Económicos.

40.2.2. Estas atribuciones pueden ser ejercidas directamente sobre la empresa e instalaciones de ECOPETROL como respecto de las de sus subcontratistas, exclusivamente relacionadas con la ejecución de prestaciones y el cumplimiento de compromisos y obligaciones surgidos del presente Convenio, a fin de adquirir certeza sobre su oportuno, eficaz y eficiente desarrollo y satisfacción.

40.3. Formulación de Observaciones y Solicitud de Informes y Soportes:

40.3.1. Cuando cualquier representante, agente o delegado de la Entidad detecte fallas, incumplimientos o irregularidades, debidas a acción u omisión imputable a la responsabilidad y diligencia de ECOPETROL, tiene facultad para formular observaciones y solicitar informes y documentos de soporte, que deben ser atendidos por escrito, dentro del plazo o plazos dispuestos para el efecto y sin perjuicio del procedimiento pactado en la Cláusula 42.

40.3.2. Además de los pactados contractualmente, la ANH puede requerir a ECOPETROL la entrega de informes o reportes especiales, relacionados con la ejecución de las obligaciones de carácter legal, técnico, económico, ambiental, social y administrativo, que se deriven del ordenamiento superior, los reglamentos técnicos y el presente negocio jurídico, para asegurar la correcta ejecución de prestaciones, compromisos y obligaciones inherentes a las actividades de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción.

40.4. Contratos con Terceros:

Como se estipula en esta Cláusula, sin perjuicio del cumplimiento de sus funciones, la ANH está facultada para contratar con terceros, total o parcialmente, las actividades de seguimiento, inspección, evaluación, vigilancia, control y fiscalización de las Operaciones y de las labores en el Área de Operación, a fin de asegurarse del cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de obligaciones, compromisos y prestaciones, en los términos del ordenamiento superior, las estipulaciones contractuales y las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

40.5. Entendimiento:

La falta de ejercicio de cualquiera de las actividades reseñadas, o la ausencia de observaciones o requerimientos, no exime a ECOPETROL de tal cumplimiento, ni comporta o implica aprobación respecto de ninguna de sus obligaciones, ni acerca de los resultados de la ejecución contractual, al tiempo que tampoco modifica ni reduce las atribuciones de la Entidad ni los deberes de aquel.

CAPÍTULO XII. MECANISMOS PARA GARANTIZAR EL CUMPLIMIENTO CONTRACTUAL

Cláusula 41 DERECHO DE LA ANH PARA DECLARAR EL INCUMPLIMIENTO DEL CONVENIO:

La ANH estará facultada para declarar el incumplimiento del Convenio por parte de ECOPETROL y de las obligaciones que le corresponden en virtud del mismo, en cualquiera de los siguientes eventos:

41.1. Incumplimiento total o parcial por parte de ECOPETROL del Convenio o de las obligaciones que le corresponden conforme al mismo;

41.2. Cumplimiento tardío o defectuoso por parte de ECOPETROL del Convenio o de las obligaciones que le corresponden conforme al mismo;

41.3. Incumplimiento total o parcial, o cumplimiento tardío o defectuoso, de las obligaciones laborales, de seguridad social, y seguridad y salud en el trabajo ECOPETROL, derivadas de la contratación del personal utilizado (empleados, contratistas, subcontratistas, o subcontratistas de los subcontratistas), para la ejecución del objeto del Convenio y/o el cumplimiento de las obligaciones contraídas por ECOPETROL en virtud del presente Convenio.

Cláusula 42 PROCEDIMIENTO PARA DECLARAR EL INCUMPLIMIENTO:
La ANH deberá surtir el siguiente procedimiento para declarar el incumplimiento de ECOPETROL de las obligaciones que le corresponden conforme al presente Convenio:

42.1. Evidenciado un posible incumplimiento de las obligaciones a cargo ECOPETROL, la ANH notificará por cualquier medio a ECOPETROL de ese hecho. ECOPETROL contará con un plazo de veinte (20) Días Hábiles para sanear el incumplimiento que se le ha notificado, contado desde la fecha en que ha recibido la notificación respectiva, salvo que la ANH, con base en la información, pruebas y documentos que aporte en ese plazo ECOPETROL, considere que existen justificaciones razonables para otorgar un plazo superior para remediar el eventual incumplimiento o adoptar otras medidas orientadas a reconsiderar la decisión de dar inicio al proceso administrativo, decisión que dependerá exclusivamente de la ANH, con base en concepto previo de la vicepresidencia que haya solicitado la apertura del proceso, en coordinación con la Vicepresidencia de Convenios de Hidrocarburos o quien haga sus veces dentro de la ANH.

42.2. Cumplido el periodo a que se refiere la Cláusula 42.1, sin que ECOPETROL remedie el incumplimiento, la ANH lo citará a audiencia para debatir lo ocurrido. En la citación (i) Se hará mención expresa y detallada de los hechos que soportan y dieron lugar a iniciar la actuación, (ii) Se acompañará el informe de interventoría o de supervisión en el que se sustente la actuación, (iii) Se enunciarán las normas y/o cláusulas posiblemente vulneradas, (iv) Se enunciarán las consecuencias que podrían derivarse para ECOPETROL en desarrollo de la actuación, (v) Se establecerá el lugar, fecha y hora para la realización de la audiencia. Así mismo serán citados aquellos garantes que, conforme a los términos del presente Convenio y a los términos de las garantías respectivas, puedan estar obligados a responder por el incumplimiento de ECOPETROL o el pago de las multas y cláusula penal pecuniaria a que haya lugar.

42.3. Desarrollo de la Audiencia.

42.3.1. El representante de la ANH o su delegado (i) Presentará las circunstancias de hecho que motivan la actuación, (ii) Enunciará las normas o cláusulas posiblemente violadas, (iii) Enunciará las consecuencias que podrían derivarse para ECOPETROL en desarrollo de la actuación y (iv) Relacionará y exhibirá los medios de prueba de que dispone, en relación con los hechos que motivaron la actuación.

42.3.2. A continuación, se concederá el uso de la palabra al representante legal de ECOPETROL o a quien lo represente, y a los garantes, para que presenten sus descargos, en desarrollo de lo cual podrán rendir las explicaciones del caso, aportar pruebas y controvertir las presentadas por la ANH. Para lo anterior la ANH otorgará a ECOPETROL un tiempo razonable, que fijará teniendo en cuenta la naturaleza y complejidad de los hechos en que se funda la actuación.

42.3.3. En cualquier momento del desarrollo de la audiencia, el representante de la ANH, o su delegado, podrá suspenderla cuando de oficio o a petición de parte, ello resulte en su criterio necesario para allegar o practicar pruebas que estime conducentes y pertinentes, o cuando por cualquier otra razón debidamente sustentada, ello resulte necesario para el correcto desarrollo de la actuación administrativa. En todo caso, al adoptar la decisión, se señalará fecha y hora para reanudar la audiencia.

42.3.4. En caso que hubiere lugar a la práctica de pruebas, deberá tener lugar dentro del término de treinta (30) Días Hábiles siguientes a la fecha de la audiencia en que sean decretadas, sin perjuicio de que pueda extenderse hasta por quince (15) Días Hábiles más, en función de la naturaleza, complejidad y lugar de origen o práctica de alguna o algunas de ellas. De las mismas debe darse traslado a las partes y a los garantes citados para su contradicción, cuando aplique, con plazo de diez (10) Días Hábiles, para que estos puedan presentar sus alegaciones en torno a aquellas. Vencido el término probatorio debe reanudarse la audiencia, a más tardar dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes.

42.3.5. Si ECOPETROL y/o los garantes citados no concurren a la audiencia o a sus reanudaciones, y no demuestran causa legal o contractual que justifique su inasistencia, o no formulan oposición, se entiende que aceptan los hechos que dieron lugar a la actuación y las determinaciones adoptadas en desarrollo de ésta.

42.4. La ANH podrá dar por terminado el procedimiento en cualquier momento, si por algún medio tiene conocimiento del saneamiento del posible incumplimiento.

42.5. Agotados los trámites anteriores, con fundamento en todos los elementos que integren el expediente, mediante acto administrativo debidamente motivado en el que se consigne lo ocurrido en desarrollo de la audiencia, y se señalen con precisión y claridad las circunstancias de hecho y derecho (legales y contractuales) en que fundamenta la decisión, la ANH procederá a decidir sobre el incumplimiento o archivo definitivo del procedimiento (y en su caso cuando aplique, sobre cuantificación de los perjuicios, la imposición o no de las multas, la ejecución de la cláusula penal pecuniaria pactada en el Convenio, ejercicio de potestades excepcionales, declaración de terminación unilateral por incumplimiento, devolución de Pozos, Campos y/o áreas en Evaluación o en Producción, ejecución de las garantías pactadas en el Convenio, etc.). El acto administrativo deberá ser notificado de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 66 a 71 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo -CPACA, y contra el mismo solamente procede el Recurso de Reposición con arreglo a previsto en los artículos 74 a 82 del citado Código.

42.6. Surtido el procedimiento descrito, si la ANH declarará la ocurrencia del incumplimiento, ordenará a ECOPETROL y a los garantes los pagos a que haya lugar.

42.7. Una vez ejecutoriado el Acto Administrativo que contenga la decisión sancionatoria, junto con el Convenio y los documentos en que constan las garantías, constituye título ejecutivo y prestará mérito ejecutivo para su cobro coactivo, y mediante proceso ejecutivo, tanto respecto de ECOPETROL como de los garantes, y por si sólo constituye prueba de la ocurrencia del incumplimiento y, según aplique, del valor de las multas, cláusula penal pecuniaria y garantías, así como ocurrencia de los siniestros amparados, etc.; así mismo se tendrá como título suficiente para su ejecución en los términos del acto administrativo correspondiente. Igualmente, cuando haya lugar a ello, ordenará la cancelación de la inscripción en el registro de interesados.

Cláusula 43 PROCEDIMIENTO APLICABLE A OTRAS ACTUACIONES DE LA ANH:

43.1. El procedimiento previsto en la Cláusula 42 del presente Convenio referente a la declaratoria de incumplimiento, en lo que resulte aplicable y con los ajustes que se requieran, será igualmente utilizado en las siguientes actuaciones:

43.1.1. Imposición y ejecución de multas pactadas en el Convenio;

43.1.2. Ejecución de la cláusula penal pecuniaria pactada en el Convenio;

43.1.3. Ejercicio de potestades excepcionales;

43.1.4. Declaración de terminación por incumplimiento;

43.1.5. Exigir la devolución de Pozos, Campos y/o áreas en Evaluación o en Producción;

43.1.6. Ejecución de las garantías pactadas en el Convenio.

43.2. La declaratoria de incumplimiento no limita de ninguna manera los derechos y potestades de la ANH para imponer y cobrar multas, ejecutar total o parcialmente las garantías para su pago, hacer efectiva la cláusula penal pecuniaria pactada, terminar el Convenio por incumplimiento de ECOPETROL, terminarlo unilateralmente o declarar su caducidad en ejercicio de potestades excepcionales en los términos del presente Convenio, y hacer efectivas las garantías.

Cláusula 44 MULTAS:

44.1. Derecho de la ANH para imponer multas

La ANH queda facultada para imponer multas sucesivas a ECOPETROL, en los términos del presente Convenio, en cualquiera de los siguientes eventos:

44.1.1. Incumplimiento parcial del Convenio por parte de ECOPETROL;

44.1.2. Cumplimiento tardío o defectuoso del Convenio por parte de ECOPETROL;

44.1.3. Incumplimiento total o parcial, o cumplimiento tardío o defectuoso, de las obligaciones laborales, de seguridad social, y seguridad y salud en el trabajo ECOPETROL, derivadas de la contratación del personal utilizado (empleados, contratistas, subcontratistas, o subcontratistas de los subcontratistas), para la ejecución del objeto del Convenio y/o el cumplimiento de las obligaciones contraídas por ECOPETROL en virtud del presente Convenio.

44.2. Función y naturaleza.

La multa pactada en el presente Convenio tiene por objeto conminar ECOPETROL al cumplimiento de sus obligaciones, mediante la imposición de una sanción de tipo pecuniario, que no tiene función indemnizatoria.

44.3. Multas diarias por evento.

Ante la ocurrencia de cualquiera de los eventos de incumplimiento a que se refiere la cláusula 44.1 anterior del presente Convenio, la ANH podrá imponer multas diarias sucesivas, respecto de cada uno de los eventos de incumplimiento, con base en los valores previstos en la cláusula 44.4 del presente Convenio.

44.4. Valor diario de multa por evento y valor máximo acumulado por evento.

El valor diario de las multas, por evento de incumplimiento, ocurrido durante la vigencia del presente Convenio ascenderá al uno por ciento (1%) del monto equivalente de la actividad en mora, por cada Día Calendario de retraso, y hasta un máximo equivalente al treinta por ciento (30%) de dicho monto, cuando se trate de obligaciones susceptibles de valorar en cuantía determinada. Respecto de compromisos de valor indeterminado, será de cinco mil dólares de los Estados Unidos de América (US$ 5.000) por cada día Calendario de mora o retraso, hasta completar cien mil dólares de los Estados Unidos de América (US $100.000).

44.5. Límite temporal para la imposición de multas.

El acto administrativo mediante el cual se impongan multas sólo podrá proferirse si aún están pendientes de ejecución obligaciones a cargo de ECOPETROL en virtud del presente Convenio y no procederá cuando haya habido un incumplimiento total y definitivo del Convenio. En esa medida, ECOPETROL podrá remediar su incumplimiento en cualquier tiempo, antes de que se profiera el Acto Administrativo mediante el cual se imponga la multa.

Las multas impuestas sólo podrán hacerse efectivas, una vez se encuentre en firme el Acto Administrativo que las imponga.

44.6. Procedimiento de imposición de multas.

La ANH deberá surtir el procedimiento previsto en la Cláusula 42 del presente Convenio, para la imposición, ejecución y cobro de las multas pactadas en el mismo.

44.7. Ejecución de la garantía para el pago de las multas impuestas.

Las multas que imponga la ANH conforme al procedimiento a que se refiere la Cláusula 42del presente Convenio, se harán efectivas directamente por la ANH, pudiendo acudir para el efecto entre otros a la ejecución y cobro de las garantías presentadas por ECOPETROL.

44.8. Información de multas.

La ANH deberá enviar mensualmente a la Cámara de Comercio de su domicilio, copia de los actos administrativos en firme, por medio de los cuales haya impuesto multas y sanciones.

44.9. No limitación de responsabilidad y derecho a indemnización plena.

44.9.1. Ni la imposición y cobro de multas, ni la ejecución total o parcial de las garantías para su pago, constituyen una limitación de responsabilidad, ni podrán interpretarse en ese sentido, y deben entenderse sin perjuicio del derecho que asiste a la ANH de reclamar la indemnización completa por todas las pérdidas, daños y perjuicios ocasionados por causas imputables a ECOPETROL.

44.9.2. Adicionalmente, ni la imposición y cobro de multas, ni la ejecución total o parcial de las garantías para su pago por parte de la ANH, exonera a ECOPETROL del cumplimiento de todas las obligaciones adquiridas con la suscripción de este Convenio.

44.10. No limitación del ejercicio de otros derechos o potestades.

Ni la imposición y cobro de multas, ni la ejecución total o parcial de las garantías para su pago, limitan los derechos y potestades de la ANH para hacer efectivas la cláusula penal pecuniaria pactada, terminar el Convenio por incumplimiento de ECOPETROL, terminarlo unilateralmente o declarar su caducidad en ejercicio de Potestades Excepcionales en los términos descritos en las Cláusulas 51 y 52 del presente Convenio, y hacer efectivas las garantías.

Cláusula 45 CLÁUSULA PENAL PECUNIARIA:

45.1. Derecho de la ANH para cobrar la cláusula penal pecuniaria.

En caso de declaratoria de terminación por incumplimiento de ECOPETROL, terminación unilateral por causas imputables a ECOPETROL y Caducidad, la ANH estará facultada para cobrar a ECOPETROL la cláusula penal pecuniaria, siempre que el mencionado incumplimiento haya sido declarado conforme al procedimiento previsto en la Cláusula 41 del presente Convenio.

45.2. Función y naturaleza de la cláusula penal pecuniaria

45.2.1. La cláusula penal pecuniaria prevista en este Capítulo se tiene como una estimación anticipada de los perjuicios por lucro cesante sufridos por la ANH, como consecuencia del incumplimiento por parte de ECOPETROL de las obligaciones que le corresponden en virtud del presente Convenio.

45.2.2. La cláusula penal pecuniaria libera a la ANH de la carga de probar los perjuicios, su naturaleza y cuantía, respecto del lucro cesante causado por el incumplimiento de ECOPETROL.

45.3. Valor de la cláusula penal pecuniaria

Las Partes estiman que los perjuicios por lucro cesante sufridos por la ANH, como consecuencia del incumplimiento por parte de ECOPETROL de las obligaciones que le corresponden en virtud del presente Convenio, ascienden a la suma de Diez Millones (USD$10.000.000) de Dólares de los Estados Unidos de América.

45.4. Procedimiento para ejecución y cobro de la cláusula penal pecuniaria

La ANH deberá surtir el procedimiento previsto en la Cláusula 41 del presente Convenio, para la ejecución y cobro de la cláusula penal pecuniaria prevista en el presente Capítulo.

45.5. Ejecución de la garantía para el pago de la cláusula penal pecuniaria

La cláusula penal pecuniaria que tenga derecho a cobrar la ANH conforme al procedimiento a que se refiere la Cláusula 41 anterior, se hará efectiva directamente por la ANH, pudiendo acudir para el efecto entre otros, a la ejecución y cobro de las garantías a que haya lugar.

45.6. No limitación de responsabilidad y derecho a indemnización plena

45.6.1. Ni la ejecución y cobro de la cláusula penal pecuniaria, ni la ejecución total o parcial de las garantías para su pago, constituyen una limitación de responsabilidad ni podrán interpretarse en ese sentido, y deben entenderse sin perjuicio del derecho que asiste a la ANH de reclamar la indemnización completa por todas las pérdidas, daños y perjuicios ocasionados por causas imputables a ECOPETROL. Por ello, la ANH podrá valorar los perjuicios realmente causados y si el valor total de los mismos excede los montos de la cláusula penal pecuniaria, quedará habilitada para adelantar los trámites pertinentes para el cobro total de los perjuicios.

45.6.2. Adicionalmente, ni la ejecución y cobro de la cláusula penal pecuniaria, ni la ejecución total o parcial de las garantías para su pago por parte de la ANH, exonera a ECOPETROL del cumplimiento de las obligaciones adquiridas con la suscripción de este Convenio.

45.7. No limitación del ejercicio de otros derechos o potestades

Ni la ejecución y cobro de la cláusula penal pecuniaria, ni la ejecución total o parcial de las garantías para su pago, limitan los derechos y potestades de la ANH para imponer las multas pactadas y hacerlas efectivas, terminar el Convenio por incumplimiento de ECOPETROL, terminarlo unilateralmente o declarar su caducidad, en ejercicio de potestades excepcionales en los términos descritos en la Cláusula 50 y Cláusula 51 del presente Convenio, y hacer efectivas las garantías.

Cláusula 46 TERMINACIÓN:

El presente Convenio termina por las causales establecidas en el presente Convenio. Como consecuencia de la terminación del Convenio, se extinguen los derechos establecidos y las obligaciones y prestaciones contraídas, salvo aquellas que han de permanecer vigentes hasta la liquidación definitiva de los compromisos recíprocos, y, aún después, hasta la prolongación de sus efectos, en los casos del amparo de obligaciones laborales y del Seguro de Responsabilidad civil extracontractual, daños ambientales y polución, con las consecuencias adicionales previstas para cada una, de manera que procede, por tanto, tal liquidación definitiva.

Cláusula 47 CAUSALES DE TERMINACIÓN ORDINARIA:

Son causales de Terminación Ordinaria de este Convenio, las siguientes:

47.1. Renuncia de ECOPETROL en el período de Exploración, una vez haya sido aceptada por la ANH y sin óbice de la satisfacción oportuna, eficaz y eficiente de las obligaciones causadas hasta tal aceptación y demás efectos estipulados contractualmente, incluida la cancelación del valor de las Actividades Remanentes, de proceder.

47.2. Vencimiento del Término de Ejecución, incluidas eventuales prórrogas.

47.3. Acuerdo de las Partes, en cualquier oportunidad durante su vigencia.

47.4. Vencimiento del Período de Exploración, sin que ECOPETROL hubiera radicado en la ANH Aviso de Descubrimiento, conforme a la Cláusula 10 del presente Convenio, lo anterior en caso de que no existan otras Áreas en Programa de Evaluación o Período de Producción.

47.5. Culminación del Período de Exploración, si ECOPETROL ha radicado dicho Aviso de Descubrimiento, pero no sometió a la ANH el respectivo Programa de Evaluación, con arreglo al presente Convenio, lo anterior en caso de que no existan otras Áreas en Programa de Evaluación, Retención de Descubrimiento o Período de Producción.

47.6. Renuncia de ECOPETROL, en cualquier oportunidad durante el Periodo de Producción.

47.7. Vencimiento del plazo del Periodo de Producción, en cuyo caso terminan los efectos del Convenio, exclusivamente respecto del Área en Producción para la cual se hubiera extinguido el plazo.

Cláusula 48 TERMINACIÓN POR VENCIMIENTO DEL PERÍODO DE EXPLORACIÓN Y/O DE EVALUACIÓN:

48.1. Este Convenio termina en la fecha de vencimiento del Período de Exploración, siempre que para esa precisa oportunidad NO existan Áreas en Producción o en Evaluación, ni se hubiera radicado en la ANH Aviso de Descubrimiento en el Área de Operación, durante la última fase del Período de Exploración, o en el Periodo Exploratorio Posterior.

48.2. De la misma forma, el presente Convenio finaliza, de culminar uno o más Períodos de Evaluación, sin que se haya Declarado Comercialidad del o de los correspondientes Descubrimientos, siempre para la correspondiente oportunidad haya terminado el Período Exploratorio y No existan Áreas en Producción.

48.3. En estos casos, procede la devolución obligatoria de la totalidad del Área de Operación, o de las Áreas en Evaluación, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones pendientes de satisfacer, en especial, las relativas al Abandono, cuya satisfacción debe acreditarse mediante comprobación de que los Pozos perforados han sido debidamente taponados y abandonados; que las instalaciones de superficie han sido totalmente desmanteladas, y que se han llevado a cabo efectivamente las labores de limpieza y restauración ambiental, de conformidad con la normatividad aplicable y con el presente Convenio.

Cláusula 49 TERMINACIÓN VOLUNTARIA DEL PERIODO DE PRODUCCIÓN:

En cualquier oportunidad durante el curso del Periodo de Producción, ECOPETROL puede solicitar a la ANH que el presente Convenio se dé por terminado respecto de determinada o determinadas Áreas en Producción, o respecto de todas ellas, mediante escrito radicado con anticipación no inferior a tres (3) Meses, sin perjuicio del deber de dar estricto cumplimiento a las obligaciones y compromisos pendientes de satisfacer, particularmente, los correspondientes a la Reversión de Activos pactada en el Capítulo XIV del presente Convenio, y las de Abandono, de que trata el Capítulo IV del presente Convenio, de resultar aplicables.

Cláusula 50 TERMINACIÓN POR INCUMPLIMIENTO:

50.1. Además de las pactadas en las cláusulas 16.2.3, 17.3.1, 19.3, 26.7, 35.1, 35.4, y las demás Cláusulas del presente Convenio, son causales de terminación unilateral de este Convenio por incumplimiento de ECOPETROL, previo el procedimiento estipulado en la Cláusula 42, las que se relacionan a continuación:

50.1.1. Realizar actividades bajo el presente Convenio sin haber obtenido los permisos, autorizaciones, concesiones o licencias ambientales que de acuerdo con la normatividad aplicable se requieran para ello.

50.1.2. No obtener de manera oportuna los permisos, autorizaciones, concesiones o licencias ambientales que de acuerdo con la normatividad aplicable se requieran para ello, conforme los términos establecidos en el presente convenio.

50.1.3. Suspender injustificadamente las Operaciones de Exploración durante más de seis (6) Meses continuos en el curso de una misma fase.

50.1.4. No ejecutar los programas exploratorios en los plazos pactados y en las fases correspondientes, salvo justificación aprobada por la ANH.

50.1.5. Suspender injustificadamente las Operaciones de Evaluación, Desarrollo y/o de Producción, por término mayor a la mitad del plazo del Programa de Evaluación, en un Área en Evaluación, o durante seis (6) Meses consecutivos en un Área en Producción. En estos casos, solamente terminan los efectos del Convenio respecto del o de las Áreas en Evaluación o en Producción en la o las que se haya presentado la suspensión de Operaciones.

50.1.6. No ejecutar los programas de trabajos de explotación en las vigencias respectivas y en los plazos pactados, salvo justificación aprobada por la ANH.

50.1.7. Persistir en la omisión injustificada en el cumplimiento de una obligación contractual transcurridos dos (2) meses de la imposición de la multa en firme por estos mismos hechos.

50.1.8. No establecer sucursal o no modificar la establecida, cuando ello se requiera por la ANH, transcurridos dos (2) meses de la imposición de la multa en firme por estos mismos hechos.

50.1.9. Omisión injustificada en la constitución y sometimiento oportuno de cualquiera de las garantías y seguros exigidos, con arreglo a los requisitos y en los términos y condiciones establecidos por el ordenamiento superior sobre la materia o estipulados en este Convenio.

50.1.10. Omitir injustificadamente la entrega oportuna y completa del Programa Exploratorio, durante más de tres (3) meses después de los términos fijados en el presente Convenio.

50.1.11. Omitir injustificadamente la entrega o actualización oportuna y completa del Plan de Desarrollo de Producción, durante más de tres (3) meses después de los términos fijados en el presente Convenio. En este evento, cesarán los efectos del Convenio en relación con el Área en Producción respecto de la cual se incumplió la referida obligación, delimitada en los términos del numeral 13.1. de la Cláusula 13 precedente.

50.1.12. Omitir injustificadamente la entrega o actualización oportuna y completa del Programa Anual de Operaciones, durante más de tres (3) meses después de los términos fijados en el presente Convenio.

50.1.13. La no ejecución de los Pozos Exploratorios a los que se comprometió ECOPETROL para obtener la prórroga o términos adicionales en el desarrollo del Programa de Evaluación, acorde con lo establecido en el presente Convenio. En estos casos, solamente terminan los efectos del Convenio respecto del o de las Áreas en Evaluación.

50.1.14. Celebrar cualquier transacción que comporte cambio del Beneficiario Real o Controlante, o llevar a cabo fusión o escisión de ECOPETROL, del Operador y/o de quien o quienes hubieran acreditado los requisitos de Capacidad Económico Financiera, en casos de Contratistas Plurales, o transformación societaria sin autorización previa, expresa y escrita de la ANH, o no informar a la ANH cualquiera de las referidas transacciones, cuando se requiera autorización o aviso.

50.1.15. Ceder o transferir total o parcialmente las participaciones en la persona jurídica Contratista, u otro integrante que hubiera acreditado los requisitos de Capacidad Económico Financiera, o llevar a cabo operaciones de fusión o escisión, sin la autorización previa, expresa y escrita de la ANH, así como no informar a la ANH cualquiera de las referidas transacciones, en los términos previstos en el presente Convenio.

50.1.16. Ceder o transferir bien el presente Convenio, total o parcialmente, o bien la participación e intereses de cualquier integrante, sin autorización previa, expresa y escrita de la ANH, y/o sin haber dado estricto cumplimiento a los demás requisitos previstos en la Cláusula 64 del presente Convenio, así como subcontratar, también total o parcialmente, la Operación del mismo.

50.1.17. Incumplimiento de las obligaciones inherentes al reconocimiento, liquidación y de pago de Regalías a favor de la ANH, durante más de seis (6) meses después de las fechas previstas en el presente Convenio.

50.1.18. Se exceptúan de lo dispuesto en las Secciones 50.1.14, 50.1.15 y 50.1.16 precedentes, salvo la posibilidad de subcontratar, total o parcialmente, la Operación, las transacciones celebradas en bolsas de valores, así como aquellas en las cuales el monto total de la inversión exploratoria correspondiente al o a los Contratos celebrados con la ANH, incluidas tanto la Mínima obligatoria como la Adicional ofrecida y pactada, y/o los activos derivados de la Etapa de Producción de tales Contratos, respectivamente, no superen el veinte por ciento (20%) de los activos totales de ECOPETROL Individual, el Operador y quien o quienes hubieran acreditado la Capacidad Económico Financiera en casos de Contratistas Plurales.

50.2. En los casos previstos en esta Cláusula, la ANH está facultada para:

50.2.1. Adoptar la terminación unilateral por incumplimiento;

50.2.2. Imponer las multas que procedan de conformidad con la Cláusula 42 del presente Convenio.

50.2.3. Disponer la efectividad de la cláusula penal pecuniaria y de las garantías que resulten aplicables al riesgo cubierto; y

50.2.4. Valorar fundadamente los perjuicios sufridos, previo el procedimiento establecido en la Cláusula 42 del presente Convenio.

Cláusula 51 TERMINACIÓN UNILATERAL COMO POTESTAD EXCEPCIONAL:

51.1. La ANH, mediante acto administrativo debidamente motivado y aplicando al efecto el procedimiento previsto en la Cláusula 42 del presente Convenio, dispondrá la terminación anticipada del convenio con base en el ejercicio de su potestad excepcional en los siguientes eventos:

51.2. Cuando las exigencias del servicio público lo requieran o la situación de orden público lo imponga.

51.3. En eventos de iniciación de proceso de disolución y liquidación judicial o administrativa, o de circunstancia semejante, según la legislación del país de origen de la persona jurídica ECOPETROL, como quiebra, liquidación voluntaria o forzosa, y, en general, cualquier actuación, proceso o procedimiento que tenga como consecuencia la extinción de aquella.

51.4. Cesación de pagos, embargo judicial, litigios pendientes, procesos jurisdiccionales en curso, u otra situación o contingencia semejante de ECOPETROL o de cualquiera de las personas jurídicas que integren Contratistas Plurales, siempre que se compruebe que afecta gravemente e' cumplimiento del negocio jurídico con la ANH. En estos eventos, la Entidad se reserva el derecho de establecer la suficiencia de las provisiones y/o cauciones constituidas para respaldar su eventual materialización, y/o de exigir garantía adicional. La ANH puede también autorizar la cesión del Convenio o de los intereses de la persona afectada, en favor de un tercero que reúna las mismas o mejores condiciones de Capacidad del cedente.

51.5. Por las demás causales previstas en la ley para el efecto.

Cláusula 52 CADUCIDAD:

52.1. Una vez surtido y agotado previamente el procedimiento a que se refiere las Cláusulas 42 ó 43 del presente Convenio, la ANH estará facultada para declarar la Caducidad Administrativa y las consiguientes terminación anticipada y liquidación de los Convenios, por incumplimiento de cualquiera de las obligaciones a cargo ECOPETROL, que afecte de manera grave y directa la ejecución de aquellos, al punto que quede en evidencia que puede conducir a su paralización, cuando ocurra alguna de las causales previstas en los artículos 5 y 18 de la Ley 80 de 1993; 25 de la Ley 40 de 1993; 90 de la Ley 418 de 1997, prorrogada por la distinguida como 548 de 1999 y modificada por la Ley 782 de 2002, artículo 31; 61 de la 610 de 2000; 1 de la Ley 828 de 2003 y 15 de la Ley 1738 de 2014, o las disposiciones que los modifiquen, sustituyan o complementen, y demás normas aplicables. No obstante, cuando la ley exija declarar la Caducidad Administrativa, la ANH estará obligada a hacerlo.

52.2. Son aplicables a los Convenios de Exploración y Producción de Hidrocarburos, en lo pertinente, los artículos 14 a 18 de la Ley 80 de 1993 y sus reglamentos y desarrollos.

CAPÍTULO XIII. REVERSIÓN

Cláusula 53 REVERSIÓN DE ACTIVOS:

53.1. Terminado el Convenio respecto de cualquier Área en Producción, por cualquier causa, y cuando se deba asegurar la continuidad de la Explotación de Hidrocarburos ECOPETROL está obligado a dejar en perfecto estado de Producción los Pozos que en tal época sean productivos, lo mismo que en buen estado las construcciones y otras propiedades inmuebles ubicadas en el Área de Operación, todo lo cual pasará gratuitamente a poder de la Nación, con las servidumbres, permisos y Licencia Ambiental en vigor.

53.2. Respecto de las propiedades muebles, su precio se fijará por peritos, y ECOPETROL tendrá la obligación de venderlas a la ANH, si así se lo exigiere, dentro de los seis (6) meses siguientes a la terminación del Convenio.

53.3. La determinación del carácter de mueble o inmueble, en caso de desacuerdo, la harán los peritos, teniendo en cuenta la naturaleza y destinación de tales bienes, según lo dispone el Código Civil. Los peritos serán nombrados y procederán como se indica en los Artículos 59, 60 y 61 de la Ley 1563 de 2012.

53.4. Queda entendido que, en caso de prórroga del Convenio respecto de cualquier Área en Producción, la reversión de las mejoras a favor de la Nación no se producirá sino al vencimiento de la correspondiente extensión.

53.5. La ANH está facultada para impetrar, en cualquier tiempo, las providencias conservatorias que le convengan, para impedir que se perjudiquen o inutilicen, por culpa de ECOPETROL, el o los Campos de Hidrocarburos o sus instalaciones y dependencias.

53.6. En todo caso, si dentro del plazo de la Exploración y de sus prórrogas, el Convenio termina por renuncia, ECOPETROL puede retirar libremente las maquinarias y demás elementos que destinó a la exploración.

53.7. Cuando el Convenio termine por renuncia antes de vencerse los primeros veinte (20) años del Periodo de Explotación, también puede ECOPETROL retirar sus maquinarias y demás elementos, pero la ANH tiene respecto de los mismos los derechos de compra de que trata esta cláusula.

Cláusula 54 ENTREGA DE POZOS, CAMPOS Y ÁREAS EN EVALUACIÓN Y/O PRODUCCIÓN:

La ANH se reserva el derecho de exigir a ECOPETROL la entrega de áreas así:

(i) Áreas en Evaluación, cuando se suspendan injustificadamente las Operaciones correspondientes por tiempo superior a la mitad del término del Programa de Evaluación, y,

(ii) Áreas en Producción, si se suspenden por más de seis (6) Meses consecutivos las actividades de Producción, también injustificadamente, con el fin de que aquella pueda desarrollarlas mediante otros negocios jurídicos.

En estos casos, solamente terminan los efectos del Convenio respecto del o de las Áreas en Evaluación o en Producción en la o las que se haya presentado la suspensión de Operaciones.

Para dar aplicación a lo aquí previsto, se deberá agotar lo dispuesto en la Cláusula 42 de este Convenio.

Cláusula 55 INVENTARIOS:

ECOPETROL deberá efectuar anualmente inventarios físicos de los equipos y bienes destinados a las Operaciones de Producción y Desarrollo, haciendo entrega de los mismos a la ANH, con el detalle de naturaleza, marca, modelo, características, especificaciones técnicas, estado de operación y funcionamiento, clasificándolos según sean de propiedad de ECOPETROL o de terceros. El inventario deberá venir certificado por el Revisor Fiscal del propietario de los equipos y bienes.

La ANH tiene derecho de estar representada en la oportunidad de elaboración de tales inventarios. Para dicho efecto, ECOPETROL asume el compromiso remitir a la Entidad aviso escrito, con antelación no inferior a quince (15) Días Hábiles.

De igual manera, la Entidad está facultada para verificar en cualquier tiempo los inventarios, para lo cual formulará solicitud a ECOPETROL con quince (15) Días Calendario de anticipación, y este tiene el deber de entregarlos dentro de los cinco (5) Días Hábiles siguientes, debidamente actualizados.

Cláusula 56 DISPOSICIÓN DE LOS ACTIVOS:

ECOPETROL está facultado para disponer en cualquier tiempo de los bienes y equipos ubicados, situados, instalados o montados hasta el Punto de Entrega, siempre que no sean indispensables para mantener las condiciones de Producción existentes. No obstante lo anterior, transcurridos diez (10) Años del Período de Producción de cada Área en Producción, o cuando se haya producido un ochenta por ciento (80%) de sus reservas probadas, lo primero que ocurra, tal disposición requerirá la aprobación previa, expresa y escrita de la ANH.

En este último evento, contados dos (2) Meses a partir de la radicación de la respectiva solicitud de aprobación, sin que la ANH haya emitido pronunciamiento sobre el particular, se entenderá que la solicitud ha sido aprobada. Si ECOPETROL dispone de los bienes y equipos sin solicitar aprobación previa, escrita y expresa de la ANH, con antelación no inferior a dos (2) Meses al acto de disposición, se aplicará lo dispuesto en la Cláusula 42.

Cláusula 57 OBLIGACIONES POSTERIORES:

Terminado el presente Convenio por cualquier causa y en cualquier tiempo, las Partes quedan en la obligación de cumplir oportuna, eficaz y eficientemente aquellas obligaciones derivadas del ordenamiento superior y/o del mismo, tanto las recíprocas como aquellas para con terceros, que surjan o hayan de satisfacerse con posterioridad a tal terminación.

Este deber general incluye para ECOPETROL asumir la responsabilidad por pérdidas, daños y perjuicios resultantes de eventuales incumplimientos, siempre que por causas imputables a su responsabilidad y diligencia hayan de reconocerse y pagarse indemnizaciones y/o compensaciones de todo orden y naturaleza, conforme al régimen jurídico aplicable a este Convenio.

Cláusula 58 LIQUIDACIÓN:

58.1. Oportunidad:

Terminado el presente Convenio por vencimiento del plazo de ejecución o por cualquier otra causa legal o contractual, procede su liquidación dentro del término pactado o del que convengan las Partes para el efecto. A falta de uno y otro, ha de tener lugar dentro de los diez (10) Meses siguientes.

58.2. Instrumento y Contenido:

58.2.1. La diligencia de liquidación debe llevarse a cabo de común acuerdo entre las Partes y, a falta de consenso total o parcial sobre sus términos y condiciones, mediante decisión unilateral de la ANH. En el proyecto de acta o en la providencia administrativa correspondiente, según el caso, deben consignarse las características generales del Convenio; la forma y oportunidad de cumplimiento de las obligaciones a cargo de cada una de las Partes y de ejecución jurídica, administrativa, técnica y operacional, económico financiera, ambiental y social de las prestaciones recíprocas; los acuerdos, conciliaciones y transacciones a que lleguen aquellas para poner fin a eventuales diferencias; los compromisos pendientes y la forma y oportunidad para satisfacerlos, entre ellos, la extensión y ajuste de la Garantía de Obligaciones Laborales y del Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual, que deban permanecer vigentes con posterioridad, de manera que, cumplidos aquellos, las Partes puedan declararse en paz y a salvo.

58.2.2. En esta etapa se pueden igualmente acordar otros reconocimientos a que haya lugar, con apego al ordenamiento superior.

58.3. Procedimiento:

58.3.1. Representante o apoderado de ECOPETROL, debidamente facultado para el efecto, debe ser convocado para surtir la diligencia de liquidación, con veinte (20) días Calendario de anticipación. A la convocatoria debe acompañarse el proyecto de Acta, de conformidad con el numeral precedente, así como solicitar la información y los soportes adicionales requeridos que no obren en el Expediente del Convenio.

58.3.2. La liquidación ha de llevarse a cabo en el curso de las reuniones que resulten necesarias para el efecto, dentro del término previsto para realizarla de común acuerdo.

58.3.3. De alcanzarse consenso en torno a los términos de la liquidación, se consignarán en el Acta, que deben suscribir los representantes autorizados de las Partes, y el Supervisor o Interventor, a quienes se haya confiado el seguimiento, control y vigilancia de la ejecución contractual.

58.3.4. Si dentro del plazo dispuesto en la presente Cláusula, representante o representantes autorizados de ECOPETROL no concurren a las diligencias, no presentan los documentos de su resorte para llevarla a cabo, o las Partes no logran consenso sobre los términos de la misma, la ANH debe disponerla unilateralmente mediante providencia motivada, dentro de los cuatro (4) Meses siguientes al vencimiento de dicho término, sin perjuicio de los recursos y acciones de ley, o de la aplicación de los instrumentos alternativos de solución de conflictos, de ser procedentes.

CAPÍTULO XIV. SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

Cláusula 59 INSTANCIA EJECUTIVA:

59.1. Concepto y Procedimiento:

Toda diferencia, desacuerdo o controversia que surja entre las Partes con ocasión de la celebración, ejecución, interpretación, terminación o liquidación del presente Convenio y en relación con el mismo, procurará resolverse directamente entre ellas mediante acuerdo recíproco de sus respectivos representantes, autorizados específicamente para el efecto, en término de treinta (30) días Calendario, contados a partir de la fecha en que una de ellas comunique por escrito a la otra el motivo del conflicto o de la controversia y sus pretensiones y fundamentos, al tiempo que la convoque para su arreglo. Dicho término puede prorrogarse hasta por lapso igual, de acordarlo así las Partes.

59.2. Instancia Superior:

59.2.1. Si en dicho término o en la extensión, de convenirse, la diferencia o el desacuerdo no ha sido resuelto mediante convenio recíproco, el asunto puede ser sometido por cualquiera de las Partes al Presidente de la ANH y al más alto ejecutivo de ECOPETROL residente en Colombia, a fin de que ellos procuren una solución conjunta.

59.2.2. Si dentro de los treinta (30) Días Calendario siguientes a la fecha en que aquellos hayan acometido el conocimiento de la controversia, también prorrogables por lapso igual si así se conviene, las Partes alcanzan acuerdo sobre el asunto materia de controversia, suscribirán acta con los términos completos del mismo y se procederá a ajustar consecuentemente el Convenio, mediante la celebración de Adicional, de ser ello procedente.

59.2.3. De lo contrario, las Partes quedan en libertad para acudir a arbitraje, de acuerdo con la Cláusula siguiente o a la Jurisdicción Contencioso Administrativa, según la naturaleza de la controversia.

Cláusula 60 COMPROMISORIA:

60.1. Aplicación y Naturaleza:

Salvo que en el presente Convenio se disponga otra cosa, cualquier diferencia, desacuerdo, conflicto o controversia relativo a asuntos de libre disposición o para los cuales la ley autorice este instrumento alternativo, derivado de o relacionado con la celebración, ejecución, interpretación, terminación o liquidación del mismo, incluidas las consecuencias económicas de los actos administrativos expedidos en ejercicio de facultades excepcionales, puede ser sometido por cualquiera de las Partes a la determinación final de un Tribunal de Arbitraje Institucional, que debe fallar en derecho, en los términos, conforme a las disposiciones y con arreglo al procedimiento establecidos en la Ley 1563 de 2012, en especial, al último inciso del artículo 1.

60.2. Integración y Designación:

El Tribunal estará compuesto por tres (3) árbitros, que deben reunir las condiciones establecidas en los artículos 7 y 8 de la citada Ley 1563 de 2012, y, además, tener experiencia comprobada en asuntos relativos a la Exploración y Producción de Hidrocarburos. Han de ser designados de común acuerdo por las Partes. Si estas no alcanzan consenso sobre uno o más árbitros, el o los faltantes serán seleccionados por el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá, previa solicitud escrita de cualquiera de ellas.

60.3. Requisitos:

El Tribunal debe aplicar la legislación colombiana, sesionar en Bogotá, en el referido Centro y conforme a su reglamento, y desarrollarse en idioma Español.

60.4. Exclusión:

60.4.1. No pueden someterse a este instrumento alternativo, todos aquellos asuntos expresamente excluidos del mismo por el presente Convenio, ni la interpretación de las estipulaciones que los determinan.

60.4.2. Por consiguiente, las diferencias, desacuerdos o controversias sobre asuntos y materias excluidas por la ley y por este Convenio de la aplicación de la Cláusula Compromisoria, deben someterse a la Jurisdicción Contencioso Administrativa, de conformidad con el Código de la materia y las demás leyes aplicables.

CAPÍTULO XV. ASPECTOS AMBIENTALES Y SOCIALES

Cláusula 61 APLICACIÓN DEL RÉGIMEN SUPERIOR Y RESTRICCIONES:

61.1. Las actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos deben desarrollarse con sujeción a las normas superiores en materia ambiental y social y respetar el patrimonio arqueológico de la Nación.

61.2. Quedan exceptuados de la posibilidad de aprovechamiento los recursos naturales no renovables del subsuelo en zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas por autoridad competente, con fundamento en consideraciones ambientales, de protección de recursos naturales renovables y del Patrimonio Arqueológico de la Nación, salvo que las mismas consignen expresamente las actividades que pueden desarrollarse en ellas, con la determinación de las condiciones y requisitos conforme a los cuales han de ejecutarse, con apego al régimen jurídico sobre la materia.

61.3. En la ejecución de sus actividades, ECOPETROL deberá efectuar la debida diligencia ambiental y social, respetar las normas y principios de Derechos Humanos y prevenir, reducir, mitigar y dar correcto manejo a los riesgos sociales, ambientales y económicos que afecten en forma negativa el ambiente y las comunidades asentadas en los municipios en los que se ejecutan. Para este efecto, además de ejecutar el Programa en Beneficio de las Comunidades, ECOPETROL deberá:

61.3.1. Desplegar las labores y gestiones necesarias para lograr el fin descrito en estricta sujeción a las normas superiores y a los principios constitucionales.

61.3.2. Atender los requerimientos de información de la ANH y de las autoridades competentes sobre los riesgos y las medidas para atenderlos, así como sobre la ejecución de dicho Programa.

61.3.3. Efectuar las modificaciones y los ajustes que fueren necesarios para hacer compatible los compromisos del Programa con las políticas públicas, tanto del nivel nacional como de las entidades territoriales.

61.3.4. Colaborar con la ANH y demás autoridades con la información y participación que se le solicite en los espacios de comunicación y coordinación entre las autoridades nacionales y territoriales, y en el desarrollo de los mecanismos de participación ciudadana relacionados con el objeto del Convenio.

61.3.5. Establecer condiciones de ejecución de las actividades de sus subcontratistas que repliquen en estos los deberes contenidos en el presente numeral.

Cláusula 62 RÉGIMEN DE RESPONSABILIDAD:

Corresponde al estipulado en el Numeral 33.3 y 33.4 de la Cláusula 33, sobre responsabilidad ambiental y social empresarial respectivamente.

Cláusula 63 INVERSIÓN SOCIAL -PROGRAMAS EN BENEFICIO DE LAS COMUNIDADES:

63.1. En desarrollo del presente Convenio, ECOPETROL debe emprender obras, trabajos y/o labores en beneficio de las comunidades del Área de Interés de las Operaciones, en Áreas Continentales, en las que se desarrollen actividades de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos, para cuya ejecución han de destinarse recursos que contribuyan al mejoramiento de la calidad y las condiciones de vida de sus habitantes.

En cumplimiento de este compromiso, ECOPETROL debe diseñar y desarrollar Programas en Beneficio las Comunidades, PBC, establecidas o asentadas en dichas áreas, destinados a fomentar el desenvolvimiento sostenible, el fortalecimiento del entorno social, cultural y económico, y a mejorar las condiciones de bienestar.

La ANH está facultada para acompañar a ECOPETROL en los procedimientos de presentación y concertación de tales Programas con las autoridades que representen dichas comunidades o con personeros de las mismas.

63.2. Obligación General:

63.2.1. En el Plan de Exploración, en el Programa Exploratorio Posterior, en el Programa de Evaluación, en el Plan de Desarrollo, y en cada Programa Anual de Operaciones, ECOPETROL debe incorporar un capítulo especial con los programas y proyectos que se propone llevar a cabo en beneficio de las comunidades, de acuerdo con los términos y las condiciones establecidos en el Anexo D.

63.2.2. Han de consistir en el desarrollo de iniciativas de infraestructura, salud y saneamiento básico y/o educación, así como de proyectos productivos y de desarrollo, y demás que se indican en el Anexo D del presente Convenio.

63.2.3. La inversión de recursos en el desarrollo de los PBC ha de corresponder a la suma equivalente al uno por ciento (1%) del Valor Total del Programa de Exploración Mínimo y de cada Fase del Período de Exploración, y los eventuales Programas Exploratorio Posterior y de Evaluación, así como al uno por ciento (1%) de la cuantía del Programa Anual de Operaciones de todos los Campos Comerciales del Área o Áreas en Producción durante el Período correspondiente.

63.2.4. Debe tratarse de proyectos y actividades diferentes de aquellos que ECOPETROL está en el deber de acometer en cumplimiento de licencias y de planes de manejo ambiental, o en ejecución de medidas de manejo acordadas en procedimientos de consulta previa, para prevenir, corregir, mitigar y/o compensar impactos derivados de la ejecución del Convenio en comunidades y grupos étnicos, todo ello con sujeción al ordenamiento superior.

63.2.5. Han de reflejarse en erogaciones que beneficien efectiva y directamente a las comunidades, sin incluir costos de personal, logísticos, administrativos u otros indirectos en que incurra ECOPETROL para dar cumplimiento a los programas y proyectos de Inversión Social.

63.3. Sometimiento a la ANH:

63.3.1. Las actividades correspondientes a dichos programas y proyectos se entienden convenidas entre las Partes y a cargo de ECOPETROL, una vez la ANH se haya pronunciado sobre aquellos sometidos a su consideración, dentro de los tres (3) Meses siguientes al recibo del respectivo Plan o Programa que contiene el capítulo pertinente. Evaluadas las sugerencias razonables de la ANH, deben ajustarse los Programas y Proyectos en Beneficio de las Comunidades.

CAPÍTULO XVI. DISPOSICIONES VARIAS

Cláusula 64 CESIÓN Y OTRAS TRANSACCIONES:

64.1. Regla General:

ECOPETROL no está facultado para ceder o transferir, ni total ni parcialmente, sus intereses, derechos, obligaciones y/o compromisos adquiridos o contraídos en razón del presente Convenio, ni en general su posición contractual, sin la autorización previa, expresa y escrita de la ANH.

En caso de cesión ya sea total o parcial, la ANH evaluará las capacidades del cesionario aplicando los mismos criterios y condiciones que para el efecto exija la ANH a la industria al momento de la presentación de la solicitud de cesión.

En aplicación del Decreto 2288 de 2004, la ANH no exigirá a ECOPETROL, ni a su cesionario el pago de derechos económicos, cánones, rentas o participaciones a su favor que hagan variar las condiciones económicas que aplicaban en el área antes de la cesión. Dicha prerrogativa será aplicable por una sola vez; esto es, al primer cesionario de este convenio. En consecuencia, no se variarán las condiciones en materia de derechos económicos, cánones, rentas y/o participaciones en relación a los campos activos y en producción al momento de la firma de la primera cesión.

En los casos de cesión total del Convenio, a los nuevos descubrimientos que se realicen después de la cesión en el Área de Operación se les aplicará todos los derechos económicos vigentes exigidos a la industria en general al momento de presentación de la solicitud de cesión.

Cuando la cesión sea parcial, se aplicarán dichos derechos económicos al cesionario en proporción a su participación, únicamente para los nuevos descubrimientos, de conformidad con lo dispuesto en la cláusula 27.

Para segundas cesiones y posteriores, le serán aplicables al cesionario, en proporción a su participación, todos los derechos económicos vigentes exigidos a la industria en general al momento de presentación de la solicitud de cesión, tanto para los campos que se encuentren en producción al momento de la cesión, como a todo tipo de descubrimientos en el Área de Operación del Convenio.

Tampoco se impondrá términos que limiten el Periodo de Producción, respecto de los campos activos y en producción vigentes al momento de la firma de la primera cesión de Ecopetrol. Por lo tanto, tratándose de cesiones totales, y por una sola vez, esto es, al primer cesionario de este convenio, los campos activos y en producción no tendrán límite del periodo de producción.

64.1.1. De proyectarse ceder intereses o participaciones entre quienes integran Contratistas plurales, es requisito esencial que el Operador mantenga, como mínimo, el treinta por ciento (30%) de su participación en el negocio jurídico y que con la cesión se conserven las condiciones de Capacidad que dieron lugar a la suscripción del presente Convenio.

64.1.2. La cesión de participaciones de integrantes de los titulares del Convenio entre sí, en favor de terceros, impone la modificación correspondiente del respectivo acuerdo o convenio de colaboración empresarial, o de las participaciones en la sociedad prometida, y requiere también autorización previa, expresa y escrita de la ANH, con la limitación que se consigna en el siguiente numeral, y que debe recaer siempre en persona jurídica que reúna, cuando menos, las mismas o superiores condiciones de Capacidad Económico Financiera, Técnica y Operacional, Medioambiental y en materia de Responsabilidad Social Empresarial para este tipo de áreas, y, en todo caso, aquellas que exija el Reglamento de Contratación de actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la ANH, vigente para la oportunidad de la correspondiente transacción, cumpliendo el cesionario cuando menos, las mismas o superiores capacidades exigidas por la ANH a la industria al momento de la presentación de la solicitud.

64.1.3. El Operador está obligado a mantener participación mínima del treinta por ciento (30%) en la asociación de que se trate.

64.1.4. La cesión total o parcial del Convenio tiene también que recaer siempre en persona jurídica que reúna, cuando menos, las mismas o superiores condiciones de Capacidad Económico Financiera, Técnica y Operacional, Medioambiental y en materia de Responsabilidad Social Empresarial del cedente, del tipo de área a la celebración del Convenio, y, en todo caso, aquellas que exija el Reglamento de Contratación de actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la ANH, vigente para la oportunidad de la correspondiente transacción.

64.1.5. En el caso de cesión, total o parcial, las prerrogativas de que gozan los campos que se encuentren activos y en producción al momento de la firma de este convenio solo les serán transferibles al primer cesionario. Para nuevos descubrimientos en el Área de Operación, las prerrogativas de duración de la producción y de derechos económicos serán aplicables únicamente a los derechos de producción de los cuales ECOPETROL sea titular directo.

64.2. Otras Transacciones:

Conforme al Acuerdo 2 de 2017, las siguientes transacciones requieren informar previa y expresamente por escrito a la ANH y pronunciamiento también expreso de esta última:

64.2.1. Cualquier operación que comporte cambio del Beneficiario Real o Controlante de ECOPETROL o de cualquiera de los integrantes de Contratistas plurales, así como eventos de fusión o escisión ECOPETROL, del Operador, y/o de quien o quienes hubieran acreditado los requisitos de Capacidad Económico Financiera, en casos de Contratistas Plurales, en todos los eventos salvo las sociedades inscritas en bolsas de valores, o de transformaciones societarias.

64.3. Procedimiento:

64.3.1. Para tramitar la correspondiente autorización o pronunciamiento, ECOPETROL debe radicar solicitud o comunicación de información formal ante la ANH, con indicación de la naturaleza, objeto y demás elementos de la transacción propuesta; la minuta del negocio por celebrar, si se trata de cesión total o parcial del negocio jurídico, y la determinación precisa de todas las condiciones de Capacidad de la persona o personas jurídicas en quienes recaería la cesión proyectada, o de la persona jurídica que resultaría de alguna de las transacciones previstas en esta Cláusula, debidamente acreditadas con todos los documentos exigidos por la ANH a la industria al momento de presentación de la solicitud y, la minuta de reforma al convenio de asociación correspondiente o de cesión de derechos societarios.

64.3.2. De requerirse documentos no acompañados, modificación de los sometidos y/o información no suministrada, por una sola vez, la Entidad pedirá a ECOPETROL introducir los ajustes y realizar las aportaciones pertinentes. En estos eventos, el plazo para resolver comenzará a contarse desde la radicación de todos los requisitos exigidos.

64.3.3. La improbación expresa o tácita de la solicitud no es considerada desacuerdo o controversia sometida a arbitraje.

Cláusula 65 Fuerza mayor y hechos exclusivos de terceros:

65.1. Concepto y Efectos:

65.1.1. Fuerza mayor o caso fortuito es el imprevisto al que no es posible resistir. Por su parte, hecho exclusivo de terceros, es el evento, también irresistible, jurídicamente ajeno a la Parte que lo alega y que no puede ser imputado a su responsabilidad y diligencia.

65.1.2. Tanto las circunstancia de fuerza mayor como los hechos exclusivos de terceros se consideran eximentes de responsabilidad y dan lugar a la suspensión de los términos fijados para el cumplimiento de las obligaciones que no tengan carácter económico, directa e integralmente afectadas por unas u otros, siempre que estén fuera del control y/o de la previsión razonable de la Parte afectada y que, puestos oportunamente en conocimiento de la otra, no se controvierta su imprevisibilidad, irresistibilidad y el carácter de impedimento para la satisfacción de las obligaciones contractuales.

65.1.3. La suspensión de plazos operará durante el tiempo en que se mantengan las causas que dieron lugar a ella.

65.1.4. La ocurrencia de circunstancias de fuerza mayor y/o de hechos exclusivos de terceros se reconocerá como sigue:

65.2. Aviso:

Cuando cualquiera de las Partes se vea afectada por alguna circunstancia de las previstas en esta estipulación, debe dar aviso a la otra, dentro de los quince (15) Días Calendario siguientes a su ocurrencia, con el detalle de las circunstancias invocadas, las obligaciones afectadas, las razones en que se fundamenta tal afectación, el período estimado de impedimento, y cualquier otra información que permita demostrar la ocurrencia del hecho o circunstancia, su imprevisibilidad, irresistibilidad y efectos.

65.3. Aceptación y Suspensión Temporal de Obligaciones:

65.3.1. En el mismo término de quince (15) Días Calendario siguientes al recibo del aviso, la Parte no afectada debe responder si la(s) circunstancia(s) o el (los) hecho(s) invocado(s) como eximente(s) de responsabilidad reúne(n) los requisitos fijados en el ordenamiento superior y/o estipulados en el presente Convenio para eximir de responsabilidad a la Parte presuntamente afectada y dar lugar a la suspensión de términos. De aceptarlas, se suspenden los plazos para el cumplimiento de las obligaciones directamente afectadas con el hecho o circunstancia alegada, a partir de la fecha en de su ocurrencia efectiva y hasta la cesación de los efectos que tornen imposible tal cumplimiento.

65.3.2. Si la Parte no afectada no responde oportunamente, se considera aceptada la ocurrencia de la causal invocada y suspendido el o los plazos afectados.

65.3.3. En todo caso, la suspensión sólo interrumpe el cumplimiento de aquellas prestaciones real y efectivamente imposibles de satisfacer debido al o a los hechos invocados.

65.4. Cesación de la Suspensión:

El o los plazos se reanudarán y la Parte afectada está en el deber de retomar la satisfacción de la o las obligaciones suspendidas, dentro del Mes siguiente a la desaparición del o de los hechos que hubieran afectado los plazos, circunstancia que debe ser puesta en conocimiento de la otra Parte, dentro de los diez (10) Días Calendario o corridos siguientes.

65.5. Restitución de Plazos:

65.5.1. Cuando el (los) hecho(s) exclusivos de terceros o la(s) circunstancia(s) de fuerza mayor impidan efectivamente el desarrollo de las Operaciones por más de dos (2) Meses consecutivos, se restituirá todo el plazo contractual pendiente de correr para la terminación de la respectiva Fase o Período, en la oportunidad de inicio de la suspensión, sin perjuicio del deber que pesa sobre ECOPETROL de prorrogar las garantías y el seguro de responsabilidad civil extracontractual o de constituir nuevos, en los términos del Capítulo IX.

65.5.2. Para efectos del presente Convenio, ni las condiciones climáticas o climatológicas ni las temporadas de invierno usuales en determinadas regiones del País, ni los trámites de licenciamiento ambiental, mientras la autoridad competente cumpla los plazos dispuestos por el ordenamiento superior para resolver sobre su otorgamiento, constituyen causales de exoneración de responsabilidad por fuerza mayor o hechos exclusivos de terceros.

65.6. Cumplimiento de otras Obligaciones:

Además de las obligaciones de carácter económico financiero, pesa sobre la Parte afectada el deber de satisfacer oportuna, eficaz y eficientemente los demás compromisos y prestaciones no afectados por aquellos, así como acometer todas las acciones y esfuerzos razonables para mitigar su impacto.

Cláusula 66 IMPUESTOS, COSTOS Y GASTOS:

Tanto ECOPETROL, como sus actividades y Operaciones, se someten a la legislación tributaria colombiana.

Son de cargo de aquel todos los costos y gastos derivados de la celebración, ejecución, terminación y liquidación del presente Convenio.

Cláusula 67 MONEDA:

Todos los pagos en dinero a que haya lugar en favor de la ANH, así como los correspondientes a Regalías, cuando su reconocimiento deba llevarse a cabo también en dinero, en cumplimiento del presente Convenio, deben ser realizados en pesos colombianos. Como las obligaciones están nominadas en Dólares de los Estados Unidos de América, debe realizarse la correspondiente conversión, de acuerdo con lo estipulado en la Cláusula siguiente.

Los recursos deben ser depositados en la cuenta y entidad financiera que la ANH determine para el correspondiente propósito.

Cláusula 68 TASA DE CAMBIO:

Siempre que haya lugar a convertir Dólares de los Estados Unidos de América a Pesos colombianos, debe aplicarse la Tasa de Cambio Representativa del Mercado, TRM, certificada por la Superintendencia Financiera, o por la entidad que haga sus veces, correspondiente al Día inmediatamente anterior a aquel en que tenga lugar el pago efectivo de la obligación de que se trate.

Para el cálculo de Intereses de Mora, la conversión debe llevarse a cabo de acuerdo con la Tasa Representativa del Mercado, TRM, de cada uno de los días de retardo, como se dispone en el Artículo 88 del Acuerdo 2 de 2017.

Cláusula 69 INTERESES DE MORA:

La demora en cancelar cualquier concepto a cargo de ECOPETROL conforme al presente negocio jurídico causa Interés Moratorio, con arreglo al Artículo 88 del Acuerdo 2 de 2017, sin perjuicio de cualquier otra acción o sanción derivada del incumplimiento.

Cláusula 70 COMUNICADOS EXTERNOS:

Siempre que ECOPETROL proyecte hacer declaraciones públicas, anuncios o comunicados en torno a la ejecución contractual, que comporten difundir información que pueda afectarla, debe informarlo previamente a la ANH.

En todo caso, las comunicaciones externas sobre Descubrimientos realizados y volúmenes de Reservas de Hidrocarburos requieren aprobación previa, expresa y escrita de la Entidad.

Para el efecto, debe someterse a su consideración el comunicado que se pretende emitir, en idioma español, con antelación mínima de dos (2) Días Calendario a la fecha en que se proyecte su difusión.

Cuando ECOPETROL se encuentre inscrito en el mercado de valores de Colombia o de cualquier otro país, la información relevante dirigida a los mercados debe ser sometida a la ANH, también en español, con antelación mínima de un (1) Día Calendario, o dentro de los términos señalados por la Superintendencia Financiera de Colombia o por autoridad competente, sea en Colombia o en el exterior.

Cláusula 71 LEGISLACIÓN Y RÉGIMEN JURÍDICO:

Este Convenio se rige por las leyes de la República de Colombia. Le son aplicables las normas concernientes a la Exploración y Explotación de Hidrocarburos y al Sistema General de Regalías, en especial, las leyes 756 de 2002 y 1530 de 2012 y sus reglamentos, así como las normas que las modifiquen, deroguen o sustituyan; las disposiciones pertinentes del Código de Petróleos; los Decretos Leyes 1760 de 2003, en todo aquello no modificado o sustituido por el distinguido como 4137 de 2011; este último; el Reglamento de Contratación expedido por el Consejo Directivo de la ANH contenido en Acuerdo 2 de 2017; las leyes 80 de 1993 y 1150 de 2007, y 1474 de 2011, y el Decreto Ley 19 de 2012, sus desarrollos y reglamentos, en cuanto resulten pertinentes y aplicables, así como las normas generales del derecho privado contenidas en los códigos Civil y de Comercio, o las disposiciones que sustituyan, modifiquen, adicionen o complementen las anteriores.

Siempre que en el presente Convenio se haga mención de una norma jurídica, se entiende que corresponde también a aquella o aquellas que la modifiquen, sustituyan, adicionen o complementen.

Cláusula 72 BIENES Y SERVICIOS LOCALES, REGIONALES Y NACIONALES:

En igualdad de condiciones competitivas de calidad, oportunidad y precio, en el cumplimiento de las obligaciones, prestaciones y compromisos a su cargo, conforme al presente Convenio, ECOPETROL está en el deber de otorgar preferencia a los oferentes de bienes y servicios de origen local, regional y nacional, en ese orden.

Cláusula 73 RECLAMACIÓN DIPLOMÁTICA:

Para los casos en que ECOPETROL ceda total o parcialmente su participación en este Convenio, el cesionario renuncia expresamente a intentar reclamación diplomática en todo cuanto corresponde a los derechos, obligaciones, compromisos, prestaciones y

Operaciones relacionados con este Convenio, excepto en el caso de denegación de justicia.

Se entiende que no se presenta denegación de justicia, cuando aquel ha tenido acceso a todos los recursos y medios de acción que proceden conforme a las leyes colombianas.

Cláusula 74 IDIOMA:

Para todos los efectos y actuaciones relacionados con este Convenio, el idioma oficial es el español.

Toda la información que se debe entregar a la ANH ha de ser proporcionada tanto en medio físico como magnético, en caso de ser expresamente requerido así.

Cláusula 75 DOMICILIO Y CORRESPONDENCIA:

75.1. Domicilio:

Para todos los efectos, las Partes acuerdan expresamente como domicilio contractual, la ciudad de Bogotá, D.C., República de Colombia.

75.2. Correspondencia:

Para cualquier propósito relacionado con la celebración, ejecución, terminación y liquidación del presente Convenio, las comunicaciones, notificaciones y, en general, toda correspondencia que se crucen las Partes debe ser remitida por escrito y en medio magnético, de ser requerido por la ANH, a las siguientes direcciones:

ANH: **Agencia Nacional de Hidrocarburos**
Avenida Calle 26 No. 59 – 65, Piso 2
Bogotá, Distrito Capital
Teléfonos: (571) 593-17-17
Fax: (571) 593-17-18
Correo Electrónico: correspondenciaanh@anh.gov.co

Contratista: (Razón Social de ECOPETROL individual o de los integrantes de Contratistas Plurales y el de la Asociación seleccionada.)
(Nombre del Representante)
(Dirección)
Teléfonos: xxxx
Fax: xxxx
Correo Electrónico: xxxx

Cualquier modificación en estas direcciones debe ser comunicada por escrito a la otra Parte. Dicha comunicación solamente surtirá efectos transcurridos tres (3) Días Calendario, contados a partir de su radicación en la sede de la ANH o en las oficinas de ECOPETROL. Hasta esa fecha, cualquier comunicación enviada a la dirección consignada en este Convenio, se entenderá recibida por la otra Parte el día de recepción.

Toda comunicación de ECOPETROL a la ANH debe ser suscrita por representante legal o convencional, o por mandatario o apoderado, debidamente constituido y facultado. ECOPETROL declara y garantiza que toda solicitud, petición y/o comunicación que cumpla esta formalidad se entiende hecha por persona con plenas capacidades y facultades para representarlo y comprometerlo, sin limitaciones.

Cláusula 76 AUTORIZACIONES, APROBACIONES O PRONUNCIAMIENTOS:

Cualquier determinación que conforme al presente Convenio requiera autorización, aprobación o pronunciamiento de la ANH y no tenga previsto plazo determinado de respuesta, debe ser adoptada en término máximo de tres (3) Meses.

Salvo que este negocio jurídico disponga lo contrario, transcurrido este término sin pronunciamiento de la Entidad, se entiende negada o improbada la correspondiente solicitud, sin perjuicio de que posteriormente ésta pueda evaluar si modifica la decisión presunta, en el evento de mediar aceptación de ECOPETROL.

Este acepta y reconoce que cualquier autorización o aprobación de la ANH, en desarrollo del presente Convenio, no comporta ni implica garantía alguna acerca del resultado del objeto de tales pronunciamientos.

Cláusula 77 SUBSISTENCIA:

La terminación o extinción de este Convenio por cualquier causa, no extinguirá las obligaciones que por su naturaleza deban subsistir a tales eventos, como las derivadas de garantías y de la responsabilidad de ECOPETROL.

El presente Convenio se suscribe por los representantes autorizados de las Partes y se perfecciona con la firma de su texto escrito.

Para constancia se suscribe en Bogotá, D.C., a los _____ (___) días del mes de _____ del 202_, en dos (2) ejemplares del mismo tenor literal.

Contratante	**Contratista**
Agencia Nacional de Hidrocarburos	**ECOPETROL S.A.**
José Armando Zamora Reyes	_____
Presidente	**Representante**

ANEXO A
ÁREA DE OPERACIÓN
ANEXO AL CONVENIO DE E&P DEL BLOQUE
" XXXXXXXX"

ANEXO B - PROGRAMA EXPLORATORIO

FASE	ACTIVIDAD	PUNTAJE
Fase I 36 meses	XXXXXXXXXXX (Actividad sísmica, cubrimiento 100% área en exploración)	XXX
Total Puntaje por unidad de Actividad Exploratoria Fase I		XXX
Fase II 36 meses	Un (1) Pozo exploratorio A3	XXX
Total Puntaje por unidad de Actividad Exploratoria Fase II		XXX
Total Puntaje Programa Exploratorio Mínimo		XXX
Total término ejecución Programa Exploratorio Mínimo		6 AÑOS

EMERGENTE	LLA PIEDEMONTE	1	200	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	5900						
		Total	6100						
MADURA	SIN SJ	1	120	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	6000						
		Total	1120						
EMERGENTE	SIN SJ	1	120	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	1000						
		Total	1120						
EMERGENTE	TUM	1	100	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	1400						
		Total	1500						
EMERGENTE	URA	1	100	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	1000						
		Total	1100						
EMERGENTE	VAU-AMA	1	100	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	1400						
		Total	1500						
MADURA	VIM	1	150	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	1000						
		Total	1150						
EMERGENTE	VIM	1	150	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	1000						
		Total	1150						
MADURA	VMM	1	200	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	1000						
		Total	1200						
EMERGENTE	VMM	1	200	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	1000						
		Total	1200						
MADURA	VSM	1	200	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	1200						
		Total	1400						
EMERGENTE	VSM	1	200	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	1200						
		Total	1400						
MADURA	COSTA AFUERA < 200 M DE PROFUNDIDAD LAMINA DE AGUA	1	800	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	8700						
		3	100						
		Total	9100						
EMERGENTE	COSTA AFUERA < 200 M DE PROFUNDIDAD LAMINA DE AGUA	1	800	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	8700						
		3	100						
		Total	9100						
MADURA	COSTA AFUERA > 200 M DE PROFUNDIDAD LAMINA DE AGUA	1	800	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	18100						
		3	100						
		Total	18500						
EMERGENTE	COSTA AFUERA >200 M DE PROFUNDIDAD LAMINA DE AGUA	1	800	1%	Mayor Actividad Exploratoria Adicional respecto del Programa Exploratorio Mínimo establecido por la ANH, expresada en puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo establecido por la ANH.	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Propuesta Inicial, en múltiplos de 100 puntos.	Mayor Participación en la Producción (3%) ofrecida. Debe corresponder a un número entero, igual o superior al mínimo ofrecido en la Propuesta Inicial .	Mayor Actividad Exploratoria Adicional a la ofrecida en la Contraoferta Más Favorable, en múltiplos de 100 puntos, e igual o superior. Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en esta última, so pena de rechazo.
		2	18100						
		3	100						
		Total	18500						

Requisitos de Contraoferta y opción de mejorar la Contraoferta más Favorable:

(i) Las Actividades Adicionales de Exploración ofrecidas para superar la Propuesta Inicial o Contraoferta más Favorable, según corresponda, deben sujetarse a los porcentajes dispuestos en el tercer inciso del numeral 6.3 de los Términos de Referencia, so pena de rechazo del ofrecimiento.

(ii) Debe ser igual o superior al Porcentaje de Participación en la Producción (3%) al ofrecido en la Propuesta Inicial o Contraoferta más Favorable, según corresponda, so pena de rechazo.

Convenio de Exploración y Producción
de Hidrocarburos, E&P No. XX de xx de xx de 20XX

Anexo C

Derechos Económicos
Continental

Área XX-XX

Continental, Madura o Explorada **o** Emergente o Semiexplorada **o** Frontera o Inmadura *(Seleccionar según el grado de conocimiento geológico y su potencial),* prospectiva para el desarrollo de Acumulaciones en Trampas.

C.1 Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo

Acuerdo 2 de 2017, Artículo 82

C.1.1 **Período de Exploración**, incluido eventual Programa Exploratorio Posterior, **Descubrimientos** y **Programas de Evaluación sin Producción**:

Causación: Anualmente o en forma proporcional por fracciones inferiores, a partir de la Fecha Efectiva, durante el Período Exploratorio, sus prórrogas, eventual Programa Exploratorio Posterior, Descubrimientos y Programas de Evaluación, sin que exista Producción.

Liquidación: Corresponde al Contratista, mediante el diligenciamiento del correspondiente Formulario.

Se calcula sobre la superficie total del Área Asignada o su Remanente, de mediar devoluciones, deducidas las Áreas en Explotación o en Producción, medida en hectáreas (ha) y fracciones de hectárea aproximadas hasta centésimas, según su estado a 31 de diciembre del Año inmediatamente anterior, a la tarifa fijada por la ANH en Dólares de los Estados Unidos de América por unidad de superficie (USD/ha).

Para el año 20XX dicha tarifa es:

Áreas Prospectivas para Acumulaciones de Hidrocarburos en Trampas **Tarifa - TAUS (USD/ha)**	
Áreas Continentales	XX

Esta tarifa se actualiza anualmente con arreglo al Artículo 87 del Acuerdo 2 de 2017. Por consiguiente, como quiera que el Índice aplicable para el Año inmediatamente anterior solamente se publica en el Mes de abril, la providencia de actualización se expide en mayo siguiente.

Para liquidar el Derecho se aplica la siguiente fórmula:

$$DUS_{PE} = S * TAUS$$

Donde:

- DUS_{PE} corresponde al Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo durante el Período de Exploración
- S es la superficie del Área Asignada o la del Área Remanente menos las Áreas en Explotación o en Producción, expresada en hectáreas y fracciones de hectárea (ha) aproximadas hasta centésimas
- TAUS corresponde a la tarifa anual por concepto del Uso del Subsuelo vigente, expresada en Dólares de los Estados Unidos de América por unidad de superficie, actualizada anualmente por la ANH

Oportunidad de Pago:

En forma anticipada, dentro del Mes siguiente a la Fecha Efectiva, por la fracción remanente del Año de que se trate, excepto que la Fecha Efectiva tenga lugar entre enero y abril, caso en el cual debe pagarse en mayo, lo mismo que para cada Año calendario completo posterior. Si el Período Exploratorio, el Programa Exploratorio Posterior y/o los Programas de Evaluación terminan antes de completarse el Año calendario de que se trate, los Aportes a que se refiere este numeral deben liquidarse y pagarse proporcionalmente por la fracción que corresponda.

Debe pagarse en pesos colombianos, mediante la aplicación de la Tasa Representativa del Mercado, TRM certificada por el Banco de la República, vigente el Día Hábil inmediatamente anterior a la fecha en que tenga lugar su cubrimiento efectivo.

C.1.2 Período de Explotación, Descubrimientos y Programas de Evaluación con Producción

Causación: Por semestre calendario vencido.

Liquidación: Corresponde al Contratista, mediante el diligenciamiento del correspondiente Formulario.

Se calcula sobre la Producción Base, descontados los volúmenes correspondientes al Derecho Económico de Participación en la Producción (X%) y de Participación Adicional en la misma, de resultar aplicable, por las tarifas fijadas por la ANH en Dólares de los Estados Unidos de América por volumen de Producción, es decir, por Barril de Hidrocarburo Líquido o por miles de Pies Cúbicos de Gas Natural.

Las tarifas del Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo en Áreas en Explotación o en Producción, en Descubrimientos o en desarrollo de Programas de Evaluación con Producción, para el año XXX, son las siguientes:

✓ XXXX Dólares (USD XXXX) por Barril de Hidrocarburo Líquido, y

✓ XXXX Dólares (USD XXXX) por cada mil Pies Cúbicos (1.000 ft^3) de Gas Natural.

Esta tarifa se actualiza anualmente con arreglo al Artículo 87 del Acuerdo 2 de 2017.

Para liquidar este Derecho se aplica la siguiente fórmula:

$$DUS_P = PBD * TUP$$

Donde:

- DUS_P corresponde al Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo sobre la Producción proveniente de Descubrimientos, de Áreas en Evaluación o de Campos en Producción.

- PB o Producción Base, es la Producción medida en el Punto de Medición Oficial o Punto de Fiscalización, después de descontar las Regalías expresadas en volumen, que resultan de la fórmula PB = PT - R

- PT es la Producción Total de cada Descubrimiento, de cada Área en Evaluación o de cada Campo en cada Área asignada en Producción, expresada en volumen, Barriles de Hidrocarburos Líquidos o miles de Pies Cúbicos de Gas Natural, también correspondiente al Período mensual de Liquidación de que se trate, una vez descontados los volúmenes de Hidrocarburos utilizados en beneficio de las operaciones de extracción y los que inevitablemente se desperdicien en ellas, así como los de Gas que se reinyecten en el mismo Campo en Producción

- R es el volumen de Regalías inherente al Período Mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Barriles (bbl) o en miles de Pies Cúbicos (kft^3), según sea Hidrocarburo Líquido o Gas Natural

- PBD es la Producción Base para el cálculo del Derecho en dinero, que resulta, a su vez, de la siguiente fórmula PBD = PB * (1 - XP)

- XP corresponde al Porcentaje de Participación en la Producción (X%), más la Participación Adicional en la misma, de resultar aplicable, pactados en el Contrato

- TUP es la Tarifa por Unidad de Producción, fijada en Dólares de los Estados Unidos de América por Barril de Hidrocarburo Líquido (USD/bbl), o por miles de Pies Cúbicos de Gas Natural (USD/kft^3), actualizada por la ANH para el Año calendario de que se trate

Oportunidad de Pago: Dentro del primer Mes del semestre calendario inmediatamente siguiente al de su respectiva causación.

Debe pagarse en pesos colombianos, mediante la aplicación de la Tasa Representativa del Mercado, TRM, certificada por el Banco de la República, vigente el Día Hábil inmediatamente anterior a la fecha en que tenga lugar su cubrimiento efectivo.

C.1.3 Concurrencia del Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo sobre el Área y sobre la Producción

En el evento de que se encuentre en curso el Período Exploratorio sobre todo o parte del Área Asignada y -simultáneamente- exista Producción en Descubrimientos y/o en ejecución de Programas de Evaluación, o en Áreas en Producción, el Contratista debe liquidar y pagar este Derecho Económico tanto sobre la Área asignada o remanente, como sobre la Producción. No obstante, de dicha Área se deduce aquella establecida en los referidos Programas de Evaluación o la correspondiente de las Áreas en Producción.

En todo caso, en el evento de presentarse períodos mensuales sin Producción en el desarrollo de Programas de Evaluación, lo liquidado y pagado por concepto del Uso del Subsuelo sobre la superficie del Área en Evaluación durante tales períodos, no es susceptible de devolución ni de compensación. Por el contrario, en los casos de períodos mensuales con Producción, el Contratista tiene derecho a deducir o compensar eventuales saldos a su favor por concepto de lo liquidado y pagado por Uso del Subsuelo sobre la superficie del Área en Evaluación, en la siguiente liquidación semestral sobre la Producción y/o Anual sobre la superficie.

C.2 Aportes para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología:

Acuerdo 2 de 2017, Artículo 83

C.2.1 Período de Exploración incluido eventual Programa Exploratorio Posterior, Descubrimientos y Programas de Evaluación sin Producción

Causación: Los Aportes por concepto de Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología se causan anualmente, a partir de la Fecha Efectiva, durante el Período Exploratorio, sus prórrogas, eventuales Programas Exploratorios Posteriores, Descubrimientos y Programas de Evaluación.

Liquidación: Corresponde al Contratista, mediante el diligenciamiento del Formulario correspondiente.

Estos Aportes equivalen al veinticinco por ciento (25%) del Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo.

Para su liquidación se aplica la siguiente fórmula:

$$ATT_{PE} = DUS_{PE} * 25\%$$

Donde:

- ATT_{PE} corresponde al Aporte para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología

- DUS_{PE} es el Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo

En ningún caso, el valor de los Aportes puede exceder la suma de XXXX dólares de los Estados Unidos de América (USD XXXX) por Año Calendario, para el año XXXX.

Este límite se actualiza cada Año, mediante la aplicación del Índice de Precios al Productor, IPP, "*Final Demand",* WPUFD4, publicado por el Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América, como se determina en el Artículo 87 del Acuerdo 2 de 2017.

Oportunidad de Pago: En forma anticipada, dentro del Mes siguiente a la Fecha Efectiva, por la fracción remanente del Año de que se trate, excepto que la Fecha Efectiva tenga lugar entre enero y abril, caso en el cual debe pagarse en mayo, lo mismo que para cada Año calendario completo posterior. Si el Período Exploratorio, el Programa Exploratorio Posterior y/o los Programas de Evaluación terminan antes de completarse el Año calendario de que se trate, los Aportes a que se refiere este numeral deben liquidarse y pagarse proporcionalmente por la fracción que corresponda.

Debe pagarse en pesos colombianos, mediante la aplicación de la Tasa Representativa del Mercado, TRM certificada por el Banco de la República, vigente el Día Hábil inmediatamente anterior a la fecha en que tenga lugar su cubrimiento efectivo.

C.2.2 Período de Explotación, Descubrimientos y Programas de Evaluación con Producción

Causación: Por semestre calendario vencido.

Liquidación: Corresponde al Contratista, mediante el diligenciamiento del Formulario respectivo.

Equivale al diez por ciento (10%) del Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo durante el Período de Explotación, y sobre la Producción en Descubrimientos o en Programas de Evaluación, liquidado para el mismo semestre.

Para liquidar los Aportes debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$ATT_P = DUS_P * 10\%$$

Donde:

- ATT_P corresponde al Aporte para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología en el Período de Explotación, en Descubrimientos o en Programas de Evaluación cuando exista Producción

- DUS_P corresponde al Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo en el Período de Explotación, en Descubrimientos o en Programas de Evaluación si existe Producción

En ningún caso, el valor de los Aportes puede exceder la suma de XXXX dólares de los Estados Unidos de América (USD XXXX) por Año Calendario, para el año XXXX.

Este límite también se actualiza cada Año, mediante la aplicación del Índice de Precios al Productor, IPP, "*Final Demand",* WPUFD4, publicado por el Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América, como se determina en el Artículo 87 del Acuerdo 2 de 2017.

Oportunidad de Pago: Dentro del primer Mes del semestre siguiente al de su causación.

C.2.3 Concurrencia de los Aportes para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología en el Período de Exploración, incluido eventual Programa Exploratorio Posterior, Descubrimientos y Programas de Evaluación, y sobre la Producción

En el evento de que se encuentre en curso el Período Exploratorio sobre todo o parte del Área Asignada y -simultáneamente- exista Producción en Descubrimientos y/o en ejecución de Programas de Evaluación o en Áreas en Producción, el Contratista debe liquidar y pagar los Aportes tanto sobre el Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo correspondiente a la Área contratada o remanente, como sobre la Producción. No obstante, de dicha Área se deduce aquella establecida en los referidos Programas de Evaluación o la correspondiente de las Áreas en Producción.

C.3 Derecho Económico por concepto de Participación en la Producción (X%):

Acuerdo 2 de 2017, Artículo 84

La Participación en la Producción (X%) ofrecida en la Propuesta y aplicable a la ejecución del presente Contrato se consigna en el siguiente Cuadro.

Porcentaje de Participación en la Producción Ofrecido y Pactado (X%)	
Yacimientos en Trampas	**Yacimientos en Rocas Generadoras**
XXXXXX por ciento (XX%)	XXX por ciento (XX%)

Causación: Por Mes Calendario sobre la Producción obtenida en el mismo.

Liquidación: Corresponde al Contratista, mediante el diligenciamiento del respectivo Formulario.

Se calcula sobre la Producción Base, de acuerdo con el Porcentaje de Participación en la Producción (X%) ofrecido y pactado en el Contrato.

Para liquidar este Derecho se aplique la siguiente fórmula sobre la Producción de cada Campo en cada Área asignada en Producción, así como sobre la proveniente de cada Yacimiento, en Descubrimientos y en Áreas donde se desarrollen Programas de Evaluación:

$$DPP_{VOL} = PB * XP * FM$$

Donde:

- DPP_{VOL} es el Derecho Económico por concepto de Participación en la Producción (X%) para el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en volumen, en Barriles de Petróleo o en miles de Pies Cúbicos de Gas Natural

- PB o Producción Base, es la Producción medida en el Punto de Medición Oficial o Punto de Fiscalización, después de descontar las Regalías expresadas en volumen, que resultan de la fórmula PB = PT - R

- PT es la Producción Total del Descubrimiento, de cada Área en Evaluación o de cada Campo en cada Área asignada en Producción, expresada en volumen, Barriles de Hidrocarburos Líquidos o miles de Pies Cúbicos de Gas Natural, también correspondiente al Período mensual de Liquidación de que se trate, una vez descontados los volúmenes de Hidrocarburos utilizados en beneficio de las operaciones de extracción y los que inevitablemente se desperdicien en ellas, así como los de Gas que se reinyecten en el mismo Campo en Producción

- R es el volumen de Regalías inherente al Período Mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Barriles de Hidrocarburos Líquidos o en miles de Pies Cúbicos de Gas Natural, según el caso

- XP corresponde al Porcentaje de Participación en la Producción pactado en el respectivo Contrato, (X%)

- FM es el factor multiplicador correspondiente al rango del promedio del Precio del Hidrocarburo de que se trate, durante el Mes al que se refiera la Producción, según la siguiente Tabla:

Petróleo Crudo Precio Promedio Referencia Cushing, OK WTI, "Spot Price", FOB, durante el Mes de Producción [USD/bbl]	**Gas Natural Precio Promedio de Venta en Campo, durante el Mes de Producción [USD/MBtu]**	**FM**
X < 30	Y < 3,0	0,77
30 <= X < 35	3,0 <= Y < 3,5	0,84
35 <= X < 40	3,5 <= Y < 4,0	0,89
40 <= X < 45	4,0 <= Y < 4,5	0,95
45 <= X < 50	4,5 <= X < 5,0	1,00
50 <= X < 55	5,0 <= X < 5,5	1,00
55 <= X < 60	5,5 <= X < 6,0	1,01
60 <= X < 65	6,0 <= X < 6,5	1,01
65 <= X < 70	6,5 <= X < 7,0	1,02
70 <= X < 75	7,0 <= X < 7,5	1,03
75 <= X < 80	7,5 <= X < 8,0	1,06
80 <= X < 85	8,0 <= Y < 8,5	1,08
85 <= X < 90	8,5 <= Y < 9,0	1,10
90 <= X < 95	9,0 <= Y < 9,5	1,12
95 <= X < 100	9,5 <= Y < 10,0	1,14
X >= 100	Y >= 10,0	1,16

En el evento de que la ANH opte por recaudar este Derecho Económico en dinero, debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$DPP_{DIN} = (DPP_{VOL} +/- VC) * (PV - CD)$$

Donde:

- DPP_{DIN} es el monto en dinero por concepto del Derecho Económico de Participación en la Producción (X%), expresado en Dólares de los Estados Unidos de América, correspondiente al Período mensual de Liquidación de que se trate

- VC es el Volumen de Compensación, a favor o en contra, también en el Período mensual de Liquidación de que se trate, resultado de la calidad del crudo producido en cada Campo de cada Área Asignada en Explotación, en cada Descubrimiento o en cada Área en Evaluación, y entregado al sistema de oleoducto, cuando se emplee este medio de transporte, de acuerdo con el Manual de Procedimiento de Compensación Volumétrica de cada transportador por oleoducto, y con los Informes Mensuales de Balance Volumétrico del respectivo transportador.

- PV corresponde al Precio de Venta aplicable al volumen de Producción a favor de la ANH, por concepto de Participación en la Producción (X%), durante el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Dólares de Estados Unidos de América por Barril (USD/bbl) para Hidrocarburos Líquidos o por millón de BTU (*British Thermal Unit por su sigla en inglés*) (USD/MBTU) para Gas Natural.

  Este valor corresponde al promedio de los distintos precios de venta, ponderados por el volumen de Hidrocarburo comercializado a cada precio, durante el período mensual de que se trate.

  En el caso de que el Contratista venda los Hidrocarburos a sociedades matrices o subordinadas, sea en el Campo en Producción, en puerto de exportación o en cualquier otro sitio, y el Precio de Venta, PV, sea inferior al Precio de Mercado del correspondiente Hidrocarburo, en ese punto de venta, el componente PV de la fórmula de cálculo corresponderá al mismo Precio de Mercado, obtenido de la siguiente manera:

  (i) Si se trata de Hidrocarburos Líquidos, el Precio de Mercado será aquel determinado en el Puerto de Exportación, según la calidad API de la mezcla de exportación asimilable, como Castilla Blend, Vasconia Blend, Vasconia Norte Blend, South Blend, u otras. Si la venta inicial o la primera venta se lleva a cabo en el Campo en Producción, el Precio de Mercado corresponderá a aquel en Puerto de Exportación, con base en la calidad API de la mezcla de exportación asimilable, como Castilla Blend, Vasconia Blend, Vasconia Norte Blend, South Blend, u otras, una vez deducidos los Costos de Transporte, Manejo, Trasiego y/o Comercialización aplicables para obtener el precio en el Campo en Producción, según las condiciones pactadas entre el Productor y el comprador del Hidrocarburo para determinar el precio de la venta en el Campo en Producción, independientemente del destino del Hidrocarburo objeto de venta.

  (ii) Si se trata de la venta de Gas Natural para atender demanda nacional, el Precio de Mercado corresponde al precio promedio ponderado nacional del Precio Base de Liquidación del Gas Natural, determinado para efectos del pago en dinero de las Regalías de Gas Natural. Si las ventas son para exportación, el Precio de Mercado se obtendrá a partir de una referencia previamente acordada entre la ANH y el Contratista, con base en uno o varios precios marcadores de Gas, en función del mercado geográfico del destino final del Gas vendido por el Productor.

- CD corresponde a la suma de los costos realmente incurridos por el Contratista, conforme al Artículo 89 del Acuerdo 2 de 2017, para transportar el volumen de Hidrocarburo a favor de la ANH, por concepto del Derecho Económico de Participación en la Producción (X%), entre el Punto de Fiscalización o de Medición Oficial y el sitio determinado por el Contrato para la venta inicial del Hidrocarburo, durante el Período de Liquidación de que se trate, expresado en Dólares de Estados Unidos de América por Barril (USD/bbl) para Hidrocarburos Líquidos o por millón de BTU (*British Thermal Unit por su sigla en inglés*) (USD/MBTU) para Gas Natural.

  Este valor resulta del promedio de los Costos Deducibles ponderados por el correspondiente volumen de Hidrocarburo, durante el período mensual de que se trate.

  En el evento en que el resultado del Componente (PV – CD) sea igual o inferior a cero, para efectos de la liquidación debe tomarse el último valor positivo de dicho Componente, de las liquidaciones provisionales anteriores por concepto del Derecho Económico de Participación en la Producción (X%).

Se calcula en forma Provisional por Mes de Producción, con base en la mejor información disponible, y debe ajustarse para obtener su valor Definitivo, una vez se conozcan el Precio de Venta, los Costos Deducibles y el Volumen de Compensación por Calidad, en firme, sin exceder de los tres (3) Meses inmediatamente siguientes al período mensual de Producción

objeto de cálculo.

Tanto la Liquidación Provisional como la información que le sirva de soporte, deben ser sometidas a la ANH dentro de los diez (10) Días Comunes siguientes al vencimiento del período mensual de Producción correspondiente. La Definitiva, también con la información de soporte, dentro de los tres (3) Meses inmediatamente siguientes al período mensual de Producción al cual se refiera.

Oportunidad de Pago:

En Especie

Si la ANH opta porque este Derecho Económico se pague en especie, el Contratista debe entregarle la cantidad de Hidrocarburos correspondiente, para cuyo efecto las dos Partes deben acordar por escrito el procedimiento aplicable, la programación de las entregas, y los demás aspectos relevantes para la medición y puesta a disposición de los Hidrocarburos en forma completa, técnica, oportuna y segura.

La ANH o la empresa que ésta determine debe recaudar los volúmenes en el Punto de Entrega y reconocer al Contratista el valor del traslado del Hidrocarburo entre el Punto de Medición Oficial o de Fiscalización y el de Entrega, cuando sean distintos.

La ANH dispone de un (1) Mes para retirar el volumen. Vencido este término, sin que lo haya hecho, y siempre que exista capacidad disponible de almacenamiento en las facilidades del Contratista, es obligación suya almacenar los Hidrocarburos hasta por término máximo de tres (3) Meses consecutivos.

En este último evento, por concepto del almacenamiento, la Entidad debe reconocer al Contratista una tarifa razonable, acordada previamente en cada caso, por escrito entre las Partes.

Si no hay capacidad de almacenamiento, el Contratista puede continuar la Producción de Hidrocarburos y disponer del volumen correspondiente al Derecho de Participación en la Producción (X%), con el compromiso de entregar posteriormente a la ANH los volúmenes que esta no hubiera retirado, en la forma y oportunidad previamente convenidos para el pago efectivo del Derecho.

Vencido el citado plazo de tres (3) Meses, sin que la ANH haya retirado los Hidrocarburos, el Contratista queda en libertad de comercializarlos y en el deber de entregar el producido a la Entidad, con arreglo a las normas sobre pago de este Derecho Económico en dinero.

En igual forma, ocupado un ochenta por ciento (80%) de la capacidad de almacenamiento, el Contratista queda facultado para disponer del volumen correspondiente al Derecho de Participación en la Producción (X%), y la ANH puede retirarlo posteriormente, a una tasa de entrega compatible con la capacidad de Producción.

También puede la ANH autorizar al Contratista la entrega de los volúmenes correspondientes a las liquidaciones mensuales del referido Derecho de Participación en la Producción (X%), en Meses posteriores a aquel al que corresponda la Producción, previamente convenidos.

En Dinero

El Valor de la Liquidación Provisional debe cancelarse dentro de los treinta (30) Días Comunes o calendario siguientes al vencimiento del Período mensual de Producción de que se trate, y, eventuales diferencias en contra del Contratista, con la Liquidación Definitiva, en la misma fecha de su sometimiento a la ANH, debidamente soportada.

De presentarse saldo a favor de la Entidad, la diferencia debe ser cubierta dentro de los diez (10) Días Calendario siguientes a la fecha de la Liquidación Definitiva o a la de recepción del correspondiente requerimiento.

Debe tener lugar en pesos colombianos, mediante la aplicación de la Tasa Representativa del Mercado, TRM, certificada por el Banco de la República, vigente el Día Hábil inmediatamente anterior a la fecha en que tenga lugar su cubrimiento efectivo.

Si la ANH opta por modificar la forma de pago pactada, es decir, de dinero a especie, o viceversa, debe comunicar su determinación al Contratista con por lo menos tres (3) Meses de anticipación.

C.4 Participación Adicional en la Producción:

Acuerdo 2 de 2017, Artículo 85

Durante eventuales prórrogas del Período de Producción, los Contratistas deben reconocer y pagar a la ANH una Participación Adicional, equivalente al diez por ciento (10%) del valor de la Producción Base de Hidrocarburos Líquidos provenientes de Acumulaciones en Trampas, y/o a un cinco por ciento (5%), también adicional, en el caso de Gas Natural No asociado o de Hidrocarburos Líquidos Pesados o Extrapesados.

A esta Participación Adicional se aplican las reglas fijadas en el Artículo 84 del Acuerdo 2 de 2017, en materia de Responsabilidad, Causación, Liquidación y Oportunidad de Pago.

Debe ser liquidado por el Contratista mediante el diligenciamiento del correspondiente Formulario.

C.5 Derecho Económico por concepto de Precios Altos:

Acuerdo 2 de 2017, Artículo 86

Causación:

Hidrocarburos Líquidos, **con excepción de los Extrapesados**: A partir de la fecha en que la Producción acumulada del Área contratada, incluidos todos los Descubrimientos, Campos y Pozos, así como los volúmenes correspondientes a Regalías, otros Derechos Económicos y aquellos destinados a pruebas, pero deducidos los volúmenes utilizados en beneficio de las Operaciones de Extracción, supere los cinco (5) millones de Barriles, y el promedio del Precio del Crudo Marcador de la referencia Cushing, OK WTI *(West Texas Intermediate) "Spot Price"* FOB, tomada de la Base de Datos "*US Energy Information Administration, EIA",* para el Mes Calendario de liquidación, exceda el Precio Base Po que se consigna en Tabla adoptada mediante resolución general y publicada en la página *WEB* de la Entidad.

Gas Natural: Transcurridos cinco (5) Años contados desde la fecha de Declaración de Comercialidad del primer Descubrimiento en el Área, siempre que el Precio Promedio de Venta para el Mes Calendario de liquidación supere el Precio Base Po, fijado en la misma Tabla.

Liquidación: Es responsabilidad del Contratista, mediante el diligenciamiento del correspondiente Formulario.

Corresponde a un porcentaje de la Producción y se determina por Mes Calendario vencido, sobre la Producción Base, en función de la variación del Precio del Crudo Marcador con respecto al Precio Base (Po).

Para liquidar este Derecho debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$DPA_{VOL} = (PB - DPP_{VOL}) * [(P – Po) / P] * D$$

Donde:

- DPA_{VOL} corresponde al Derecho Económico por concepto de Precios Altos, para el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en volumen, es decir, en Barriles (bbl) para Hidrocarburos Líquidos o en miles de Pies Cúbicos (kft^3) para Gas Natural.
- PB o Producción Base, es la Producción medida en el Punto de Medición Oficial o Punto de Fiscalización, después de descontar las Regalías expresadas en volumen, que resultan de la fórmula PB = PT - R
- PT es la Producción Total del Descubrimiento, de cada Área en Evaluación o de cada Campo en cada Área asignada en Producción, expresada en volumen, Barriles de Hidrocarburos Líquidos o miles de Pies Cúbicos de Gas Natural, también correspondiente al Período mensual de Liquidación de que se trate, una vez descontados los volúmenes utilizados en beneficio de las Operaciones de Extracción y los que inevitablemente se desperdicien en ellas, así como los del Gas que se reinyecten en el mismo Campo en Producción
- R es el volumen de Regalías del Período Mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Barriles (bbl) o en miles de Pies Cúbicos (kft^3), según sea Hidrocarburo Líquido o de Gas Natural
- DPP_{VOL} es el Derecho Económico por concepto de Participación en la Producción (X%) para el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en volumen, es decir, en Barriles (bbl) para Hidrocarburos Líquidos o en miles de Pies Cúbicos (kft^3) para Gas Natural
- P es el promedio mensual del Precio Marcador, es decir, el *"West Texas Intermediate WTI"* para Hidrocarburos Líquidos o el Precio promedio de Venta para Gas Natural
- Po es el Precio Base, redondeado a centésimas, para el año 2017, de acuerdo con la Tabla que se consigna más adelante.
- D% es el porcentaje que corresponde a la ANH, según la siguiente Tabla:

Contrato / Precio WTI (P)	**Porcentaje (D%) ANH**
Po ≤ P < 2Po	30
2Po ≤ P < 3Po	35
3Po ≤ P < 4Po	40
4Po ≤ P < 5Po	45
5Po ≤ P	50

Tipo de Hidrocarburo	**Precio Base, Po**
Hidrocarburos Líquidos - Gravedad API	**USD por Barril**
Mayor de 29º API	35,15
Mayor de 22º API e inferior o igual a 29º API	36,52
Mayor de 15º API e inferior o igual a 22º API	37,87

Tipo de Hidrocarburo	Precio Base, Po
Mayor de 10º API e inferior o igual a 15º API	54,09
Gas Natural Exportado: Distancia en línea recta entre el punto de entrega y el de recibo en el país de destino	**USD por MBTU** (1)
Menor o igual a 500 km	8,13
Mayor de 500 km y menor o igual a 1.000 km	9,48
Mayor de 1.000 km o Planta de LNG (Gas Natural Licuado por sus siglas en inglés)	10,82

* Estas tarifas se actualizan con arreglo al Artículo 87 del Acuerdo 2 de 2017.

(1) Millones de BTU (British Termal Unit, por sus siglas en inglés)

Sobre la producción de Gas Natural para consumo interno, no se causa este Derecho Económico.

Si la ANH opta por recaudar este Derecho Económico en dinero, debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$DPA_{DIN} = (DPA_{VOL} +/- VC) * (PV - CD)$$

Donde:

- DPA_{DIN} es el valor del Derecho Económico por concepto de Precios Altos, expresado en Dólares de los Estados Unidos de América (USD), correspondiente al Período de Liquidación de que se trate

- VC es el Volumen de Compensación a favor o en contra, en el Período mensual de Liquidación de que se trate, resultado de la calidad del Hidrocarburo producido en cada Descubrimiento, Yacimiento y Campo del o de las Áreas en Producción, entregado al sistema de oleoductos, cuando se emplee este medio de transporte, de acuerdo con el Manual de Procedimiento de Compensación Volumétrica de cada transportador por oleoducto, y con los Informes Mensuales de Balance Volumétrico del respectivo transportador

- PV es el Precio de Venta aplicable al volumen de Producción a favor de la ANH, por concepto de Precios Altos, durante el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Dólares de Estados Unidos de América por Barril (USD/bbl) para Hidrocarburos Líquidos o por Millones de BTU *(British Termal Unit por sus siglas en inglés)* (USD/MBTU) para Gas Natural

  Este valor corresponde al promedio de los distintos precios de venta, ponderados por el volumen de Hidrocarburo comercializado a cada precio, durante el período mensual respectivo

  En el caso de que el Contratista venda los Hidrocarburos a sociedades matrices o subordinadas, sea en el Campo en Producción, en puerto de exportación o en cualquier otro sitio, y el Precio de Venta, PV, sea inferior al Precio de Mercado del correspondiente Hidrocarburo, en ese punto de venta, el componente PV de la fórmula de cálculo corresponderá al mismo Precio de Mercado, obtenido de la siguiente manera:

  (i) Si se trata de Hidrocarburos Líquidos, el Precio de Mercado será aquel determinado en el Puerto de Exportación, según la calidad API de la mezcla de exportación asimilable, como Castilla Blend, Vasconia Blend, Vasconia Norte Blend, South Blend, u otras. Si la venta inicial o la primera venta se lleva a cabo en el Campo en Producción, el Precio de Mercado corresponderá a aquel en Puerto de Exportación, con base en la calidad API de la mezcla de exportación asimilable, como Castilla Blend, Vasconia Blend, Vasconia Norte Blend, South Blend, u otras, una vez deducidos los Costos de Transporte, Manejo, Trasiego y/o Comercialización aplicables para llegar al Campo en Producción, según las condiciones pactadas entre el Productor y el comprador del Hidrocarburo para determinar el precio de la venta en el Campo en Producción, independientemente del destino del Hidrocarburo objeto de venta.

  (ii) Si se trata de la venta de Gas Natural para exportación, el Precio de Mercado se obtendrá a partir de una referencia previamente acordada entre la ANH y el Contratista, con base en uno o varios precios marcadores de Gas, en función del mercado geográfico del destino final del Gas vendido por el Productor.

- CD equivale a la suma de los costos realmente incurridos por el Contratista, conforme al Artículo 89 posterior, para transportar el volumen de Hidrocarburo a favor de la ANH, por concepto del Derecho Económico de Precios Altos, entre el Punto de Fiscalización o de Medición Oficial, y el Punto de Venta, durante el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Dólares de Estados Unidos de América por Barril (USD/bbl) para Hidrocarburos Líquidos salvo los Extrapesados, o por millones de BTU *(British Termal Unit por sus siglas en inglés)* (USD/MBTU) para Gas Natural

  Este valor resulta del promedio de los Costos Deducibles ponderados por el correspondiente volumen de Hidrocarburo, durante el período mensual respectivo.

En el evento de que el resultado del Componente (PV – CD) sea igual o inferior cero, para efectos de la liquidación debe tomarse el último valor positivo de dicho Componente, de las liquidaciones provisionales anteriores por concepto del Derecho Económico de Precios Altos.

Se calcula en forma Provisional por Mes de Producción, con base en la mejor información disponible, y debe ajustarse para obtener su valor Definitivo, una vez se conozcan los guarismos del Precio de Venta, los Costos Deducibles y el Volumen de Compensación por Calidad, en firme, sin exceder de los tres (3) Meses inmediatamente siguientes al de Producción objeto de cálculo.

Tanto la Liquidación Provisional como la información que le sirva de soporte, deben ser sometidas a la ANH dentro de los diez (10) Días Comunes siguientes al vencimiento del período mensual de Producción correspondiente. La Definitiva, también con la información de soporte, dentro de los tres (3) Meses inmediatamente siguientes al período mensual de Producción al cual se refiera.

Oportunidad de Pago:

En Especie

Si la ANH opta por el pago de este Derecho Económico en especie, el Contratista debe entregarle la cantidad de Hidrocarburos correspondiente, para cuyo efecto las Partes deben acordar por escrito el procedimiento aplicable, la programación de las entregas, y los demás aspectos relevantes para la medición y puesta a disposición de los Hidrocarburos en forma completa, técnica, oportuna y segura. La ANH o la empresa que esta determine debe recaudar los volúmenes en el Punto de Entrega y reconocer al Contratista el valor del traslado del Hidrocarburo entre el Punto de Medición Oficial o de Fiscalización y el de Entrega, cuando sean distintos.

La ANH dispone de un (1) Mes para retirar el volumen de que se trate. Vencido este término, sin que lo haya hecho, y siempre que exista capacidad disponible de almacenamiento en las facilidades del Contratista, es obligación suya acopiar los Hidrocarburos hasta por término máximo de tres (3) Meses consecutivos.

En este último evento, por concepto del almacenamiento, la Entidad debe reconocer al Contratista una tarifa razonable, acordada previamente en cada caso, por escrito entre las Partes.

Si no hay capacidad de almacenamiento, el Contratista puede continuar la Producción de Hidrocarburos y disponer del volumen correspondiente al Derecho Económico por concepto de Precios Altos, con el compromiso de entregar posteriormente a la ANH los volúmenes que esta no hubiera retirado, en la forma y oportunidad previamente convenidas para el pago efectivo del Derecho.

Vencido el citado plazo de tres (3) Meses, sin que la ANH haya retirado los Hidrocarburos, el Contratista queda en libertad de comercializarlos y en el deber de entregar el producido a la Entidad, con arreglo a las normas sobre pago de este Derecho Económico en dinero.

En igual forma, ocupado un ochenta por ciento (80%) de la capacidad de almacenamiento, el Contratista queda facultado para disponer del volumen correspondiente al Derecho Económico por concepto de Precios Altos, y la ANH puede retirarlo posteriormente, a una tasa de entrega compatible con la capacidad de Producción.

También puede la ANH autorizar al Contratista la entrega de los volúmenes de las liquidaciones mensuales, en Meses posteriores a aquel al que corresponda la producción, previamente convenidos.

En Dinero

El Valor de la Liquidación Provisional debe cancelarse dentro de los treinta (30) Días Comunes o calendario siguientes al vencimiento del Período Mensual de Producción de que se trate, y, eventuales diferencias en contra del Contratista, con la Liquidación Definitiva, en la misma fecha de su sometimiento a la ANH, debidamente soportada.

De presentarse saldo a favor de la Entidad, la diferencia debe ser cubierta dentro de los diez (10) Días Calendario siguientes a la fecha de la Liquidación Definitiva o a la de recepción del correspondiente requerimiento.

Debe tener lugar en pesos colombianos, mediante la aplicación de la Tasa Representativa del Mercado, TRM, certificada por el Banco de la República, vigente el Día Hábil inmediatamente anterior a la fecha en que tenga lugar su cubrimiento efectivo.

Si la ANH opta por modificar la forma de pago pactada, es decir, de dinero a especie, o viceversa, debe comunicar su determinación al Contratista con por lo menos tres (3) Meses de anticipación.

La actualización de Tarifas y del Precio Base Po, la aplicación de Intereses de Mora, el detalle del cálculo de los Costos Deducibles, los Formatos y los aspectos relativos Verificación y Compensaciones, se regulan por lo dispuesto en los artículos 87 a 91 del Acuerdo 2 de 2017.

Convenio de Exploración y Producción de Hidrocarburos - E&P- No. XX de xx de xx de 20XX

ANEXO D

PROGRAMAS EN BENEFICIO DE LAS COMUNIDADES – PBC -

1. Concepto

De conformidad con lo previsto en la cláusula 63 del Convenio, los Programas en Beneficio de las Comunidades – PBC-, deben consistir en el conjunto de actividades y/o proyectos de inversión social definidos por el Contratista en el marco de sus obligaciones contractuales, para contribuir con algunos beneficios correspondientes a las necesidades de las poblaciones ubicadas en el Área de Interés de los PBC, conforme se definen en el Anexo D.

Estos programas deben orientarse a contribuir con el mejoramiento de la calidad y las condiciones de vida de los habitantes de las Áreas de Interés y con el desarrollo económico y social del territorio y la región donde opera el Contratista, de manera complementaria y concurrente con las acciones del Estado y atendiendo los términos y condiciones del Anexo D.

Adicionalmente, los PBC deben definirse teniendo como referente los Objetivos de Desarrollo Sostenible –ODS- y las metas establecidas para Colombia en el CONPES 3918 del 15 de marzo de 2018, los indicadores de medición de pobreza como el Índice de Pobreza Multimodal -IPM- de que trata la Ley 1785 de 2016, u otros indicadores, destinados a fomentar el desarrollo sostenible, el fortalecimiento del entorno social, cultural y económico de las Áreas de Interés.

Los PBC deben diferenciarse de aquellos programas y proyectos que el Contratista está en el deber de acometer en cumplimiento de Licencias Ambientales y de Planes de Manejo Ambiental, o en ejecución de Medidas de Manejo acordadas en Procedimientos de Consulta Previa para prevenir, corregir, mitigar y/o compensar impactos derivados de la ejecución del Contrato en Comunidades Étnicas, o que pretenda acometer como pago o compensación de impuestos, regalías u otros conceptos o contraprestaciones, todo ello con sujeción al ordenamiento superior.

2. Antecedentes y Marco Normativo

2.1 El artículo 5 del Decreto Ley 1760 de 2003, modificado por el artículo 4 del Decreto Ley 4137 de 2011 y a su vez por el artículo 3 del Decreto 714 de 2012 señala en su numeral 7 como parte de las funciones de la ANH la siguiente: *"Convenir en los contratos de exploración y explotación, los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratista adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos."*

2.2 Mediante Acuerdo No. 5 del 23 de septiembre de 2011, el Consejo Directivo de la ANH definió los PBC y estableció los parámetros para la realización de Programas en Beneficio de las Comunidades:

a) Las empresas deben asegurar la participación ciudadana conforme a los preceptos constitucionales, en la definición y seguimiento de los PBC, del área de influencia directa, a través de los representantes legítimos.

b) La definición y planeación de los PBC deben considerar como mínimo la caracterización integral del entorno social, cultural y económico de las áreas de influencia directa de los proyectos. Es fundamental que haya coherencia de los PBC con los Estudios de Impacto Ambiental y sus correspondientes Planes de Manejo Ambiental y de gestión social, requeridos por la autoridad ambiental.

c) Los PBC deben enmarcarse bajo criterios de transparencia y respeto por los Derechos Humanos y por los derechos de las minorías étnicas reconocidas en las leyes y tratados internacionales, sobre la base de información clara y comunicación efectiva con miras a facilitar una adecuada información y el conocimiento y la participación de las comunidades beneficiarias, propiciando un enfoque diferencial con discriminación positiva, para la debida salvaguarda de las garantías constitucionales de los grupos étnicos y comunidades fuera de territorios legalmente constituidos con la aplicación de tendencias éticas y sistémicas del desarrollo progresivo de las comunidades.

d) Los PBC deben estar en armonía con los Planes de Desarrollo Municipal, Departamental, Planes de Vida o Planes de Ordenamiento Territorial y dentro del concepto del desarrollo sostenible frente a la utilización de los recursos naturales.

3. Planeación, Ejecución, Seguimiento y Evaluación

La planeación, elaboración, ejecución, seguimiento y evaluación de los Programas en Beneficio de las Comunidades – PBC- debe tener en cuenta los siguientes referentes:

3.1 Principios Rectores

Los Programas en Beneficio de las Comunidades deben ser elaborados con arreglo a los principios que se relacionan a continuación:

a) Coordinación y concurrencia: se refiere a la vinculación de las autoridades locales y territoriales relacionadas con la inversión social durante las etapas de formulación, ejecución, seguimiento y cierre del PBC, con el propósito de informarlas y escucharlas, de tal manera que sus acciones resulten complementarias y conducentes al logro de los objetivos y metas previstas en el Programa.

Se precisa que, la concertación de la inversión social seguirá siendo entre el Contratista y la Comunidad, de lo cual deberá estar informada la autoridad local o territorial según sea el caso.

En tal sentido, durante la etapa de definición y formulación del PBC, en aplicación de los principios de coordinación y concurrencia, se debe garantizar que las autoridades locales y regionales (de aplicar) estén informadas sobre el proceso, y que los proyectos definidos procuren armonizar con algún instrumento de planeación vigente (Planes de Desarrollo Comunales y Comunitarios –PDCC, Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial –PDET, PDM, POT, PND, Plan de vida, Plan de Acción Nacional de Derechos Humanos y Empresa, y otros instrumentos de planeación territorial).

Igualmente, el proceso de definición del PBC, de ser necesario, podrá ser acompañado por la ANH si así lo considera pertinente o es requerido por el Contratista, o las comunidades u otros actores sociales.

b) Pertinencia: el PBC debe ser consistente con las prioridades y necesidades de las comunidades del Área de Interés y los planes de desarrollo a los cuales se articule.
c) Factibilidad: referente a la capacidad real de ejecutar el PBC propuesto.
d) Eficiencia: uso adecuado de los recursos para la consecución de los objetivos previstos.
e) Eficacia: capacidad de lograr los objetivos previstos durante la formulación y ejecución del PBC en los tiempos establecidos.
f) Impacto positivo: propender por el mejoramiento de la calidad de vida de la población objetivo.
g) Sostenibilidad: promover por la sostenibilidad de los proyectos que conforman el PBC, en coordinación con las entidades gubernamentales y comunidades.

h) Participación comunitaria: es deber de la comunidad involucrarse en cada etapa del PBC, es decir, desde la formulación facilitando los espacios y la información que requiera el Contratista en la identificación de las necesidades u oportunidades de desarrollo y priorización de los proyectos; en la ejecución de los proyectos cumpliendo los compromisos que haya adquirido; y en el cierre del PBC para conocer los resultados, recibir los proyectos y acoger su rol en la sostenibilidad de estos, y aportar las lecciones aprendidas.

3.2 Política Estatal

En concordancia con las necesidades identificadas en los ejercicios participativos desarrollados con las comunidades y autoridades locales, los PBC deberán considerar en su formulación, las políticas públicas aplicables a cada una de las líneas de inversión definidas en el presente Anexo.

Como referente de política pública para la superación de la pobreza extrema, se tendrá en cuenta la Ley 1785 de 2016, que se orienta a promover la estructuración e implementación de proyectos que comporten innovación social, con la participación de los sectores público y privado, incluidas las organizaciones de la sociedad civil, como complemento de los servicios sociales del Estado en beneficio de la población en condición de pobreza extrema, y de trazar rutas de escalonamiento en los niveles de superación de la misma.

3.3 Naturaleza de la Obligación

Los deberes y compromisos del Contratista en materia de PBC constituyen obligaciones de medio y no de resultado, en la medida en que el éxito de estos depende en parte de factores exógenos fuera del control del Contratista. Esta circunstancia debe ser tomada en consideración en la oportunidad de valorar su cumplimiento. Con todo, es deber del Contratista proceder con la debida diligencia en el proceso de planeación, formulación, ejecución, seguimiento y medición del efecto o impacto de las correspondientes inversiones. Adicionalmente, pese a que es deber del Contratista realizar seguimiento y medición durante la ejecución del contrato, se entiende el PBC como cumplido a satisfacción una vez se han completado las actividades y haya mediado pronunciamiento de la ANH.

3.4 Herramientas para la elaboración del PBC

Para la elaboración de los PBC, el Contratista debe tener en cuenta las guías elaboradas y dispuestas por la ANH para este preciso efecto, así como los formatos que se adopten para estandarizar la forma de presentación y el contenido de los entregables, con sujeción a los requisitos y términos del presente Anexo.

Por tanto, para la formulación, definición y ejecución de los PBC, el Contratista podrá consultar las siguientes guías:

a) "Guía Metodológica para la Gestión de los Programas en Beneficio de las Comunidades, PBC, con enfoque de Desarrollo Humano y reducción de la Pobreza Extrema en Colombia", elaborado en el marco del Acuerdo de Cooperación No. 302 de 2012 entre el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y la ANH, que en el presente Anexo se denomina Guía.

b) Guía Técnica de Buenas Prácticas Sociales - GTC 250: Norma técnica ICONTEC.

3.5 Definición de los PBC

3.5.1 Línea Base

Los PBC deben definirse a partir de una línea base que tome en consideración los siguientes criterios:

a) Análisis de los diagnósticos correspondientes a las Áreas de Interés del PBC definidas por el Contratista, y que podrán ser consultados en el Departamento Nacional de Planeación y el Departamento para la Prosperidad Social, como son los "Índices de Pobreza Multidimensional, IPM", las metas de los "Objetivos de Desarrollo Sostenible - ODS-" u otros que estén disponibles a nivel local, regional y nacional.

b) Además de considerar la información diagnóstica disponible sobre las Áreas de Interés, el Contratista debe realizar la caracterización del entorno donde se ejecutarán los PBC, garantizando la participación ciudadana.

c) Con fundamento en los análisis de la línea base, el Contratista debe identificar los indicadores que respondan a las necesidades de las poblaciones ubicadas en el Área de Interés del PBC, para posteriormente medir los efectos o impacto de su inversión social.

Entiéndase por indicador, el dato que pretende reflejar el estado de una situación o aspecto particular en un momento y un espacio determinados, el cual puede presentarse en porcentaje, tasa, etc. Este dato puede ser usado para mostrar los cambios y progresos que se están obteniendo con la ejecución de los proyectos de inversión social. Ejemplo: Cobertura de agua potable.

3.5.2 Proyectos y Actividades

La inversión social debe destinarse a proyectos o actividades "Socialmente Sostenibles". En tal sentido, cada iniciativa de inversión puede contar con una o más actividades y/o proyectos que contribuyan al desarrollo social, económico, ambiental y/o cultural, asociado con:

a) Inclusión productiva y generación de ingresos, que incorpora empleo, emprendimientos, proyectos productivos, agroambientales, agroindustriales y formación de capacidades, en procura de alcanzar o fortalecer la diversificación de la economía local.
b) Infraestructura social, que comprende mejoramiento de vivienda, agua potable, servicios públicos y saneamiento básico, infraestructura educativa, en salud, en conectividad (vial y de tecnologías de la información y la comunicación), en cultura, en deporte y recreación.
c) Fortalecimiento institucional y del capital humano, que incorpora gestión del conocimiento, pedagogía de la información, convivencia y otras que las partes interesadas propongan.
d) Y cualquier otro que este contemplado en planes de desarrollo municipales departamentales, nacional, planes de vida o planes de ordenamiento territorial, planes de desarrollo comunal y comunitario, siempre dentro del concepto de desarrollo sostenible y que incluya sectores tales como salud, educación y ambiente.

El Contratista deberá definir acciones orientadas a garantizar la sostenibilidad de los proyectos de inversión definidos en el marco del PBC.

El Contratista está facultado para proponer la celebración de acuerdos o convenios destinados a planificar, formular, ejecutar y verificar PBC conjuntos, así como para realizar también conjuntamente las inversiones sociales inherentes a los mismos, con arreglo a los respectivos negocios jurídicos.

En este contexto, el Contratista podrá identificar aliados estratégicos como entidades del gobierno nacional, regional y/o local, sector privado, organizaciones sin ánimo de lucro y otras empresas de hidrocarburos, organizaciones sociales o comunitarias que cuenten con proyectos formulados o en desarrollo que atiendan a las necesidades identificadas en la caracterización realizada por las partes interesadas y que permiten maximizar el monto, los resultados y la sostenibilidad de los proyectos priorizados en los PBC.

3.6 Monto mínimo de la Inversión en Programas en Beneficio de las Comunidades – PBC-.

3.6.1 Consideraciones Generales

a) La inversión de recursos en el desarrollo de los PBC ha de corresponder a la suma equivalente al uno por ciento (1%) del Valor Total del Programa Exploratorio Mínimo y Adicional de cada Fase del Período de Exploración y los eventuales Programas Exploratorio Posterior y de Evaluación, así como al uno por ciento (1%) de la cuantía del Programa Anual de Operaciones de todos los Campos Comerciales del Área o Áreas en Producción durante el Período correspondiente.

   Cuando el Contratista decida hacer una inversión superior al 1%, en la presentación del Programa a la ANH, deberá informar si esa cuantía adicional la hará como PBC o como inversión social voluntaria.

b) La inversión efectiva en cada uno de los PBC para el presente Contrato equivalente al 1%, no debe incorporar los costos de personal, logísticos, administrativos, de interventorías de proyectos de infraestructura, ni cualesquiera otros costos y gastos indirectos en que incurra el Contratista para la ejecución completa del respectivo PBC. Se exceptúan los costos de administración, imprevistos y utilidades (AIU) en los proyectos de infraestructura, los cuales no puede superar el 20%.

c) Al Informe Final de Ejecución de cada PBC debe acompañarse certificación acerca de la inversión efectivamente realizada, suscrita por el Revisor Fiscal, Auditor Externo, Auditor Interno o "Controller", y, a falta de los anteriores, por el Contador Público responsable del registro de las Operaciones del Contratista, o el competente de la entidad o empresa con la cual éste último hubiera celebrado acuerdo o convenio para ejecutarlo conjuntamente.

3.6.2 Auditoría externa.

EL CONTRATISTA debe contratar una auditoría externa responsable de certificar la formulación (definición) y ejecución del PBC de conformidad con los términos y condiciones establecidos en este Anexo.

La certificación del proceso de formulación del PBC acompañada del informe de auditoría, debe ser entregada a la ANH junto con el PBC a evaluar para la respectiva etapa del Contrato a la que corresponda. El alcance de la auditoría externa en la etapa de formulación es auditar y certificar que precisamente el PBC se formule con arreglo a los principios y condiciones establecidos en el Anexo del PBC.

La certificación de la ejecución del PBC acompañada del informe de auditoría debe hacer parte del Informe Final de este, resaltando el cumplimiento de los principios rectores del PBC para esta etapa, incluidas las actividades de seguimiento y cierre del PBC, e identificando los resultados, las metas y los objetivos alcanzados.

La auditoría externa, de no contar con experiencia específica en auditorias, debe disponer de

antecedentes y experiencia certificada en materia de actividades y programas de responsabilidad social empresarial.

3.6.3 Tasa Representativa del Mercado del Dólar Estadounidense, TRM.

Para efectos de planeación del respectivo Programa en Beneficio de las Comunidades y de control de la ANH, el monto de la Inversión Social correspondiente debe convertirse a pesos colombianos (COP) mediante la aplicación de la Tasa Representativa del Mercado del Dólar Estadounidense, TRM, así:

Tasa Representativa del Mercado (TRM)		
Exploración	**PEV (Programa de Evaluación)**	**Producción**
PBC Programa Exploratorio y Programa Exploratorio Posterior -PEP: TRM de la fecha de inicio de cada una de las fases que se desarrollen.	TRM de la fecha de inicio del PEV (presentación a la ANH) para cada Área en Evaluación.	Primer PBC: TRM de la fecha de Declaración de Comercialidad. Siguientes PBC: TRM del 1 de enero de cada año.

Para los casos de los PBC aprobados por la ANH que no hayan iniciado su ejecución por razones ajenas al Contratista después de transcurridos dos (2) años o más desde su aprobación y que requieran actualizarse, el Contratista debe dar aviso escrito a la ANH, y esta fecha de radicación se tomará como la nueva TRM del PBC a actualizar. Se considera necesario actualizar el PBC en los siguientes eventos:

a) Cambio de área de interés.
b) Cambio de línea de inversión o proyectos de inversión.
c) Ajuste en el alcance en aras de una mejor articulación con instrumentos de planeación vigentes.

3.6.4 Traslado de Actividades

3.6.4.1 Traslados desde el Contrato emisor

Cuando la ANH apruebe un Traslado de Actividades Exploratorias o Inversiones no ejecutadas, correspondientes a los compromisos pactados en los Programas Exploratorios Mínimo, Adicional o Posterior, en donde se haya iniciado la ejecución de actividades correspondientes a PBC en el Contrato emisor, el Contratista por separado solicitará a la ANH autorización para ajustar los términos y condiciones de los PBC aprobados del Contrato emisor, esto con el fin de ajustarlos a la cuantía equivalente al 1% del valor de las inversiones no trasladadas de la fase del periodo exploratorio correspondiente, incluyendo el diseño y ejecución del cierre del PBC donde no afecte la integridad del proyecto ni el relacionamiento con los grupos de interés.

En el evento que en el Contrato emisor no se haya iniciado la ejecución del PBC, la totalidad de la cuantía del PBC hará parte del traslado de actividades, conservando los términos y condiciones del PBC del Contrato emisor y ajustándolos a la nueva Área de Interés.

3.6.4.2 Traslado hacia el Contrato receptor

Cuando la ANH apruebe un Traslado de Actividades Exploratorias o Inversiones no ejecutadas, correspondientes a los compromisos pactados en los Programas Exploratorios Mínimo, Adicional o Posterior a este Contrato, el Contratista deberá someter a la aprobación de la ANH la modificación del PBC que esté ejecutando, o un nuevo PBC, por una suma adicional equivalente al 1% del valor trasladado. Dicha modificación o nuevo PBC deberá ser formulado y ejecutado conservando los términos y condiciones establecidos en el presente Anexo.

La solicitud de modificación de los PBC tanto en el Contrato emisor como en el contrato receptor, o la presentación de un nuevo PBC en el Contrato receptor, deben ser radicadas en la ANH en un término no superior a noventa (90) Días Hábiles contados a partir de la fecha en que la ANH notifique al Contratista la autorización para el traslado de actividades exploratorias y o inversiones no ejecutadas.

3.7 Seguimiento y Monitoreo

Durante la ejecución de los PBC, el Contratista debe hacerles seguimiento periódico y monitorear permanentemente su desarrollo.

Corresponde a la ANH, por su parte, vigilar y controlar su ejecución.

4. Área de Interés de los Programas en Beneficio de las Comunidades

Hace referencia a la delimitación o alcance territorial del área geográfica que se va a beneficiar con los proyectos y/o actividades del PBC.

La delimitación del Área de Interés será definida por el Contratista, para lo cual debe tener en cuenta alguno (s) de los siguientes criterios:

4.1 Áreas donde se encuentran ubicadas o se situarán construcciones, instalaciones, locaciones y campamentos del Contratista; las superficies donde existan o se proyecten establecer servidumbres; las vías terciarias de uso permanente por los requerimientos de las Operaciones, así como aquellas áreas auxiliares de descargue, vertimientos, captaciones y lugares de préstamo, en las cuales intervenga o haya de intervenir el Contratista, localizándolas e identificando la unidad territorial correspondiente: corregimiento, inspección, vereda, sector de vereda, barrio u otras unidades reconocidas en la división político administrativa, socialmente o por el Ministerio del Interior (en los casos en cuyas áreas estén asentadas comunidades étnicas).

4.2 Áreas adyacentes a los proyectos donde se impacten las condiciones de vida de la población como zonas rurales o urbanas (vereda, sector de vereda, inspección, corregimiento, barrio, cabecera municipal u otra unidad territorial donde el Contratista considere pertinente extender este beneficio de Inversión Social para promover un desarrollo equitativo), siempre que estén ubicadas dentro del municipio o departamento donde desarrolla sus actividades de exploración, evaluación y de producción de hidrocarburos.

4.3 El área de influencia del proyecto exploratorio, de evaluación o de desarrollo a ejecutar.

4.4 El Contratista podrá articularse con proyectos en curso de carácter municipal o regional; para tal caso, las áreas de interés estarán definidas por el (los) proyecto (s) priorizado (s).

5. Ejecución, Etapas y Entregables

Las obligaciones inherentes a la formulación, diseño, ejecución y seguimiento de los PBC comienzan en la Fecha Efectiva, a partir del inicio del término de la duración de la Primera Fase (Fase I) del Período Exploratorio. Pueden concurrir con el Programa o Programas de Evaluación y con la Área o Áreas en Producción, como se ilustra en el siguiente cuadro:

Programas en Beneficio de las Comunidades – PBC		
Período de Exploración	**Programa de Evaluación**	**Período de Producción**
Un PBC para cada Fase del Período Exploratorio y uno para el Período Exploratorio Posterior, en su caso.	Un PBC por cada Programa de Evaluación que desarrolle el Contratista.	PBC anual para cada Campo Comercial.

5.1 Procedimiento de aprobación y seguimiento del PBC por parte de la ANH.

No.	Ejecución PBC	Descripción /Entregable	Plazo de Entrega
1.	**Caracterización**	**Descripción:** Definida por el Contratista el Área de Interés para desarrollar el PBC, procede llevar a cabo la caracterización económica, social, y cultural de la población, con el detalle de los indicadores y los instrumentos de medición de los efectos de la Inversión Social por realizar. **Entregable:** ▪ Documento que contenga la Caracterización ▪ Matriz de análisis para definir las líneas de inversión y los indicadores de medición seleccionados. Nota: Durante el Programa de Evaluación el Contratista no requiere presentar una nueva caracterización; salvo, que haya transcurrido 5 años entre la presentada para el PBC de la fase exploratoria de la cual surge el Programa de Evaluación y el inicio de este.	Período de Exploración: PBC Primera Fase (Fase I): Dentro del Año siguiente a la Fecha Efectiva del Contrato, con el Proyecto de PBC. PBC Segunda Fase (Fase II) y eventual Programa Exploratorio Posterior: Actualización de la Caracterización* con el correspondiente PBC. *La actualización deberá realizarse cada cinco (5) años Programa de Evaluación -PEV: Dentro de los tres (3) Meses siguientes a la fecha de presentación del PEV a la ANH, si cumple con la salvedad establecida en la nota de la columna "Descripción / Entregable". Período de Producción: Dentro de los cuatro (4) Meses siguientes a la fecha de la Declaración de Comercialidad de cada Campo Comercial. La Caracterización debe actualizarse cada cinco (5) Años.
2.	**Presentación Proyecto de PBC a la ANH**	**Descripción:** Proyecto de PBC que el Contratista debe someter a la aprobación de la ANH, con sus anexos. **Entregable:** Propuesta general del PBC que contenga: • Denominación del Programa. • Objetivo. • Justificación. • Descripción de la Metodología para la definición del PBC.	Período de Exploración: PBC Primera Fase (Fase I): Dentro del Año siguiente a la Fecha Efectiva. PBC Segunda (Fase II) y eventual Programa Exploratorio Posterior: Dentro de los seis (6) Meses siguientes a la fecha de inicio de la Fase o Programa. Programa de Evaluación - PEV:

		• Proyectos y/o Actividades que conforman el PBC con su respectiva descripción y componentes. • Ubicación geográfica de cada uno. • Descripción cualitativa y cuantificación de la población beneficiaria. • Metas e Indicadores de Medición de resultados de cada Proyecto o Actividad. • Plazo de ejecución total y de cada Proyecto o Actividad, con sus respectivos Cronogramas. • Presupuesto total, discriminado por Proyecto o Actividad, con el detalle de eventuales partícipes para el caso de Programas conjuntos. • Plan de Comunicaciones con su correspondiente estrategia de atención de Peticiones, Quejas y Reclamos, PQR. • Medidas previstas para la sostenibilidad de cada Proyecto o Actividad y de sus componentes en el tiempo. • Interventoría, en el evento de Proyectos de Infraestructura. • Estrategia de medición de los efectos o impactos del PBC. <u>Anexos:</u> • Documento o Mapa de Gestión de los riesgos que puedan incidir en la ejecución del Programa. • Soportes del Proceso de Participación adelantado con representantes de las comunidades y de la o las alcaldías municipales con jurisdicción en el Área de Interés, que comprenda convocatorias, relación de asistentes, actas, informes de labores y registros audiovisuales, en su caso. • Informe y certificación de la auditoría externa sobre la etapa de formulación del PBC. Nota 1: durante la formulación del PBC, la ANH podrá dar acompañamiento o realizar seguimiento según la pertinencia. Nota 2: Si durante el Programa de Evaluación el Contratista da continuidad a un PBC aprobado, debe informarlo a la ANH indicando por lo menos: • Valor a invertir. • Actividad del proyecto (s) que será financiada con esos recursos.	Dentro de los tres (3) Meses siguientes a la fecha de presentación del PEV a la ANH. <u>Período de Producción:</u> Primer PBC: Dentro de los cuatro (4) Meses siguientes a la fecha de la Declaración de Comercialidad de cada Campo Comercial. Siguientes PBC: Con cada Programa Anual de Operaciones, el Contratista debe presentar actualizaciones del PBC, de conformidad con los avances de su ejecución, incluyendolas proyecciones iniciales, los ajustes en el presupuesto, y la actualización de los procesos participativos y caracterización (cuando aplique).

		• Actualización o ajuste de metas e indicadores. • Plazo de ejecución con cronograma actualizado. • Soportes que evidencien que dicha decisión fue concertada con la comunidad e informada a la autoridad local.	
3.	**Evaluación y Pronunciamiento de la ANH**	Requerimiento de Ajustes o Aprobación.	Dentro de los tres (3) Meses siguientes al recibo del PBC, la ANH debe valorar el Proyecto y responder al Contratista, bien con su aprobación o bien con el requerimiento de los ajustes por adoptar. <u>Nota</u>: si la ANH no se pronuncia dentro del término establecido en el Anexo, el PBC se considera aprobado en las condiciones presentadas por el Contratista. Si se trata de solicitudes de modificación a PBC ya aprobados, la ANH debe pronunciarse sobre las mismas, dentro los dos (2) Meses siguientes a la fecha de radicación del documento que contenga la propuesta de modificación. Nota: si la ANH no se pronuncia dentro del término establecido en el Anexo, el PBC modificado se considera aprobado en las condiciones presentadas por el Contratista.
4.	**Seguimiento a la Ejecución**	Presentación de Informes Semestrales y Anuales que contengan los avances de ejecución de cada Proyecto o Actividad, incluida la económica, con sus correspondientes soportes, así como Informe y soportes de actividades del Plan de Comunicaciones en desarrollo. Seguimiento por parte de la ANH durante la ejecución y/o cierre para la verificación in situ del avance o el cumplimiento de los PBC.	Informe del primer Semestre de cada año Calendario: a más tardar el 30 de agosto. Informe Anual: a más tardar el 28 de febrero del Año siguiente.

		<u>Nota</u>: Cualquier modificación al PBC debe ser sometida a la aprobación de la ANH.	
5.	**Informe Final y Valoración**	Informe Final de ejecución del PBC, incluida la económica, con sus correspondientes anexos. Certificación de las inversiones efectivamente realizadas, suscrita por el Revisor Fiscal, Auditor Externo, Auditor Interno o "*Controller*", y, a falta de los anteriores, por el Contador Público responsable de las Operaciones del Contratista o de la entidad con la que aquel haya celebrado acuerdo o convenio para ejecutar conjuntamente el correspondiente Programa en Beneficio de las Comunidades. Informe y certificación de la auditoría externa sobre la etapa de ejecución del PBC. Informe sobre la Medición de los resultados del Programa de que se trate, de acuerdo con los indicadores establecidos en la Caracterización.	Dentro de los tres (3) Meses siguientes a la culminación del Programa en Beneficio de las Comunidades de que se trate. La ANH debe pronunciarse sobre el cumplimiento del PBC ejecutado, dentro de los tres (3) Meses siguientes al recibo del Informe Final. Nota: si la ANH no se pronuncia dentro del término establecido en el Anexo, se entenderá aprobada la ejecución del PBC y cumplida la obligación para la fase, programa o etapa correspondiente.

5.2 Plazo de ejecución de los PBC

El término de ejecución de los PBC debe ser igual al plazo de cada una de las Fases del Período Exploratorio, o al término de eventuales Programas Exploratorio Posterior y de Evaluación.

Para el caso del Período de Producción, el plazo de ejecución no debe ser superior al término consignado en el cronograma aprobado (con sus actualizaciones) por la ANH para cada PBC.

El Contratista eventualmente podrá solicitar a la ANH autorización para ampliar el término de ejecución del PBC, siempre y cuando los motivos por los cuales no haya ejecutado el PBC durante la fase o periodo correspondiente no le sean imputables y haya actuado diligentemente durante todo el proceso de formulación, aprobación y ejecución del respectivo PBC. La ampliación del término para ejecutar un PBC, no se constituirá como ampliación del término de la fase correspondiente.

De presentarse situaciones de fuerza mayor o hechos de terceros que impacten el cronograma del PBC y por ende su plazo de ejecución, y que no hubiesen sido previstas en el documento o mapa de gestión de riesgos del PBC, el Contratista deberá actualizar dicho documento o mapa y allegarlo a la ANH. Esta información se tendrá en cuenta en caso de ser necesario ampliar el plazo de ejecución del PBC.

(C. F.).

Establecimientos Públicos

Instituto Geográfico Agustín Codazzi

Resoluciones

RESOLUCIÓN NÚMERO 96 DE 2021

(febrero 9)

por medio de la cual se habilita como gestor catastral al municipio de Zipaquirá - Cundinamarca y se dictan otras disposiciones.

La Directora General del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, en uso de sus facultades legales y reglamentarias, en especial las otorgadas por el artículo 79 de la Ley 1955 de 2019 y los artículos 2.2.2.5.1. y 2.2.2.5.3. del Decreto número 1983 de 2019, y

CONSIDERANDO:

I. Fundamentos Jurídicos del Servicio Público Catastral

El artículo 365 de la Constitución Política dispone que "*Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios (...)".*

La noción de servicio público se encuentra en el artículo 430 del Código Sustantivo de Trabajo[1] que establece que se considera como servicio público toda actividad organizada que tienda a satisfacer necesidades de interés general en forma regular y continua, de acuerdo con un régimen jurídico especial, bien que se realice por el Estado directa o indirectamente o por personas privadas.

Por su parte el artículo 79 de la Ley 1955 de 2019, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 *"Pacto por Colombia",* contempla un nuevo modelo de la gestión catastral al otorgarle la naturaleza de servicio público, entendiendo el mismo como "un conjunto de operaciones técnicas y administrativas orientadas a la adecuada formación, actualización conservación y disposición de la información catastral, así como los procedimientos del enfoque multipropósito que sean adoptados"; que permite la descentralización catastral a cargo de entidades públicas, nacionales, territoriales y Esquemas Asociativos de Entidades Territoriales (EAT), que deberán solicitar al Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) su habilitación como gestores catastrales y podrán prestar el servicio público de catastro en todo el territorio nacional.

El mismo artículo 79 de la citada Ley, instituyó al IGAC como la máxima autoridad catastral nacional y lo facultó como prestador por excepción del servicio público de catastro, en ausencia de gestores catastrales habilitados. En atención a esta calidad, el IGAC mantendrá la función reguladora y ejecutora en materia de gestión catastral, agrología, cartografía, geografía y geodesia.

El Gobierno Nacional expidió el Decreto número 1983 del 31 de octubre de 2019, el cual, entre otros aspectos, estableció los requisitos que el IGAC debe verificar para la habilitación. Así mismo, definió el procedimiento que deberá agotarse para este fin, el cual según el artículo 2.2.2.5.3 del Decreto número 1170 de 2015[2], comprende los siguientes momentos: (i) solicitud del interesado, (ii) revisión de la completitud de los documentos requeridos, (iii) en caso de ser necesario, requerimiento al interesado para que complete la solicitud, (iv) acto administrativo de inicio y (v) Decisión.

El parágrafo del artículo 2.2.2.5.3 del Decreto número 1170 de 2015, definió como causales de rechazo de la solicitud de habilitación, las siguientes:

"1. No cumplir con alguna de las condiciones técnicas, jurídicas, económicas, y financieras.

2. Cuando haya sido previamente sancionado en los términos del artículo 82 de la Ley 1955 de 2019, por la Superintendencia de Notariado y Registro, siempre y cuando dicha sanción esté vigente".

Por el contrario, si lo que se decide es habilitar un nuevo gestor catastral, una vez esté en firme el acto de habilitación, se deberá realizar el respectivo empalme y entrega de información al gestor catastral, en un periodo máximo de tres (3) meses contados a partir de la fecha de la habilitación, quien a partir de este momento es competente para la expedición de todos los actos administrativos necesarios para el cumplimiento de las actividades propias de la gestión catastral.

II. EL CASO CONCRETO

1. **Solicitud de habilitación y documentos aportados**

El Decreto 1170 de 2015 dispuso en su artículo 2.2.2.5.1[3] que para la habilitación de las entidades territoriales y de los esquemas asociativos de entidades territoriales como gestores catastrales, el IGAC deberá verificar el cumplimiento de las condiciones jurídicas, técnicas, económicas y financieras.

Tratándose de municipios, estos deberán acreditar cualquiera de los siguientes indicadores:

- Rango de gestión alto o medio en el componente de Gestión de la Medición de Desempeño Municipal (MDM) o el que haga sus veces, de acuerdo con el cálculo vigente efectuado por el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

- Resultado superior o igual al 60% en el Índice de Desempeño Fiscal (IDF) o el que haga sus veces, de acuerdo con el cálculo vigente efectuado por el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

En el marco de lo anterior, el doctor Wilson Leonard García Fajardo en su condición de alcalde del municipio de Zipaquirá (Cundinamarca), mediante radicado número 8002020ER18689 del 2 de diciembre de 2020, solicitó la habilitación como gestor catastral del municipio por el representado ante el Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC).

Por su parte el artículo 2.2.2.5.3 del Decreto número 1170 de 2015[4] contempló el procedimiento para ser habilitado como gestor catastral y en el numeral 3 estableció que si como resultado de la revisión de la solicitud se determina que la información o documentación aportada está incompleta, o que el solicitante debe realizar alguna gestión adicional necesaria para continuar con el trámite, el IGAC lo requerirá dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de la presentación de la solicitud para que, en un periodo máximo de un (1) mes, prorrogable hasta por un término igual a la solicitud de parte, allegue la información y documentación necesaria.

El IGAC mediante radicado número 8002020EE10403 del 10 de diciembre de 2020 remitido al municipio de Zipaquirá, requirió al ente territorial con el objeto de que complementara la documentación que da cuenta de los requisitos para dar inicio al estudio de su solicitud.

Mediante correo electrónico del 15 de diciembre de 2020, el municipio de Zipaquirá respondió el requerimiento adjuntando lo solicitado por parte del Instituto.

El día 22 de diciembre de 2020 se realizó reunión virtual entre el IGAC y el municipio de Zipaquirá, con el fin de aclarar y profundizar sobre las inquietudes acerca de los requerimientos solicitados.

Como consecuencia de la reunión virtual adelantada, el municipio de Zipaquirá mediante correo electrónico del día 22 de diciembre da alcance al radicado número 8002020EE10403 del 10 de diciembre de 2020 enviando ajustes a los requerimientos inicialmente solicitados.

2. **Actuaciones del IGAC**

Mediante Resolución número 35 del 13 de enero de 2021, el IGAC inició el trámite de habilitación como gestor catastral al municipio de Zipaquirá (Cundinamarca).

Este acto administrativo fue comunicado electrónicamente el 4 de febrero de 2021, al municipio de Zipaquirá, a la Superintendencia de Notariado y Registro (SNR), a la Agencia Nacional de Tierras (ANT) y al Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE).

3. **Verificación de Requisitos**

El artículo 2.2.2.5.1 del Decreto número 1170 de 2015[5] señala que para la habilitación de las entidades territoriales y de los esquemas asociativos de entidades territoriales como gestores catastrales, el IGAC deberá verificar el cumplimiento de las condiciones jurídicas, técnicas, económicas y financieras.

3.1. **Condiciones Jurídicas**

El numeral 1 del artículo 2.2.2.5.1 ibídem, establece como requisito para la acreditación de las condiciones jurídicas, que se aporte el documento que acredite la representación legal de la entidad territorial o del esquema asociativo de conformidad con lo previsto en el artículo 249 de la Ley 1955 de 2019 o la reglamentación legal vigente.

Para el cumplimiento de esta condición el municipio de Zipaquirá aportó con la solicitud de habilitación los siguientes documentos:

- Copia del acto administrativo de elección y posesión del alcalde
- Copia del documento de identidad del alcalde
- Copia de la credencial electoral expedida por la Registraduría Nacional del Estado Civil
- RUT del municipio.

3.2. **Condiciones Técnicas**

El numeral 2 del citado artículo 2.2.2.5.1, establece como requisito técnico que se presente la descripción general de las condiciones en las que se llevará a cabo la prestación del servicio público de gestión catastral en relación con la formación, actualización, conservación y difusión catastral. Esta descripción deberá incluir un plan que contenga los siguientes elementos:

1. El cronograma y las actividades para desarrollar durante los primeros doce (12) meses de prestación del servicio a partir de su habilitación.

[1] Subrogado por el artículo 1° del Decreto número 753 de 1946 y continuando con los Decretos 414 y 437 de 1952, el Decreto 1543 de 1955, los Decretos números 1593 de 1959 y 1167 de 1963, y más recientemente por las Leyes 31 y 142 de 1992 y por el artículo 4º de la Ley 100 de 1993.

[2] Adicionado por el artículo 1° del Decreto número 1983 de 2019.

[3] Adicionado por el artículo 1° del Decreto número 1983 de 2019.

[4] Adicionado por el Artículo 3° del Decreto número 1983 de 2019.

[5] Adicionado por el Artículo 1° del Decreto 1983 de 2019.

2. La fecha aproximada del inicio del servicio de gestión catastral, la cual no podrá ser superior a dos meses contados a partir de la fecha del acto administrativo que lo habilita.

Para efectos del cumplimiento de este requisito el solicitante allegó el documento titulado *"Solicitud de Habilitación Catastral"*, el cual contiene la descripción general de las condiciones en las que se llevará acabo la prestación del servicio público catastral, así como el cumplimiento de las condiciones económicas y financieras, en los términos que a continuación se citan:

El municipio de Zipaquirá en el Documento Técnico de Habilitación, manifiesta su compromiso de adelantar los procesos catastrales de conformidad con la reglamentación establecida en el Decreto número 148 de 2020 y las resoluciones proferidas por el IGAC sobre especificaciones técnicas catastrales (Resolución 388 de 2020) y su modificatoria, de cartografía básica (Resolución número 471 de 2020) y su modificatoria y, la expedida sobre el modelo de datos LADM (Resolución Conjunta SNR 4218 y 499 IGAC de 2020) y otros instrumentos de regulación técnica que el municipio como gestor catastral implementará de manera sistemática y rigurosa, siguiendo los lineamientos para cada proceso bajo el enfoque multipropósito y se compromete con el cumplimiento de las funciones catastrales para lo cual dispondrá de la infraestructura tecnológica necesaria con todos los componentes requeridos.

Para la eficiente presentación del servicio público catastral, el municipio dispondrá de todos los elementos técnicos y logísticos que sean necesarios, la Secretaría de Planeación del Municipio, a través del Grupo Interno de Trabajo de Sistemas de Información existente, la responsable de la integración e interoperabilidad de la información catastral con otras coberturas, de modo que se materialice, como se anotó, un uso multipropósito. Lo anterior, aprovechando la existencia del Sistema de Información Geográfico Municipal, que está a cargo del citado grupo. De esta forma, ese sistema se potenciará por la Secretaría de Planeación, de manera articulada con la gestión e información catastral que estará bajo la responsabilidad de la Secretaría de Hacienda y el Grupo Interno de Trabajo de Gestión Catastral que se conformará, para dar paso a la conformación y consolidación de la Infraestructura de Datos Espaciales (IDE) Municipal.

Las instancias para la tramitación de actos administrativos se iniciarán con el profesional líder del Grupo Interno de Gestión Catastral al cual se le asignarán funciones y responsabilidades para que expida estos actos administrativos de trámite y de fondo en las actuaciones propias de la gestión catastral. Entre ese rol y el del secretario (a) de Hacienda del municipio, se garantizará el debido proceso en términos de las decisiones a proferir y los recursos a tramitar y resolver cuando a ello haya lugar, en el marco de los procesos de la gestión catastral, particularmente los de actualización y conservación catastral.

Para la gestión y operación del catastro con enfoque multipropósito, en el rol de Zipaquirá como gestor catastral habilitado, se propone una solución tecnológica como servicio suministrado por un tercero, independiente de que se pueda llegar a desarrollar una propia a futuro y para suplir las necesidades que demanda la gestión de la información catastral, el municipio se valdrá de las alternativas que hoy ofrece el mercado bajo el esquema de software como servicio, es decir, plataforma (hardware, software), aplicativo de catastro, licenciamiento y soporte integrado en un único paquete y cuyo valor de servicio puede ser mensual o anual, con múltiples variables que pueden afectar su valor, tales como disponibilidad, cantidad de predios, mesa de ayuda, capacitación, operación, etc.

En ese orden de ideas, una vez el municipio sea habilitado como gestor catastral, en el marco de su autonomía y acorde con las alternativas disponibles en el mercado, siguiendo lo dispuesto en el artículo 2.2.2.1.2., literal f) del Decreto número 148 de 2020, se adelantarán las gestiones contractuales necesarias para contar con la plataforma y solución tecnológica como servicio, que cumpla con las características mínimas frente a los requerimientos propios para soportar los procesos administrativos y operativos de la gestión catastral.

Para esto, en el Ítem denominado, "Costos de la gestión catastral 2021-2030", están incorporadas las partidas inherentes a la plataforma y solución tecnológica para la gestión catastral en el municipio. La solución definitiva que se seleccionará debe considerar las siguientes características: Plataforma en la nube, debe ser un sistema web y con servicios en línea, basado en procesos, robusto en su estructura de datos y que asegure el manejo integrado del componente físico-espacial, que sea escalable, que tenga o implemente el Modelo LADMCOL, que interopere con el SINIC o cualquier otro sistema de información dispuesto por la máxima autoridad catastral (IGAC), así como con los sistemas de registro, transaccional y multiusuario, con facilidades para la captura de información a través de dispositivos móviles e integración de la información, con trazabilidad y documentación.

De esta manera, la solución apoyará los procesos de actualización, conservación y difusión de la información catastral, por medio de herramientas configuradas de tal manera que, en campo y oficina, aseguren los flujos de trabajo y sean las necesarias técnica y legalmente para mantener actualizado el inventario de los bienes inmuebles del municipio.

La captura de información generada a partir del plan de acción previsto y las solicitudes puntuales o masivas invocarán un sistema que permita controlar, consolidar, incorporar y asegurar la trazabilidad de los cambios que se registren.

La solución permitirá integrar de manera versátil los datos e interoperar con otros sistemas de información, mediante el empleo de herramientas de captura y control de procesos. También garantizará y asegurará de manera integral el cumplimiento del estándar LADM-COL, admitiendo a su vez tener disponibles los modelos de interoperabilidad contemplados para la interrelación Catastro-Registro y el submodelo de levantamiento de campo.

Sin perjuicio de lo anotado, es conveniente reafirmar que la plataforma y la solución tecnológica que se contrate como servicio, debe contemplar para la gestión catastral los procesos operativos y administrativos, como mínimo al nivel del sistema de gestión que posee la máxima autoridad catastral del país.

Para el proceso de conservación catastral, debe incluir desde la radicación de una solicitud o trámite, hasta la generación del acto administrativo que la resuelva, incluida la incorporación de la información pertinente, alfanumérica y gráfica.

La plataforma y solución tecnológica también debe contar con un módulo para atención en ventanilla, con opción de poder habilitar la radicación de solicitudes y trámites vía web. Igualmente, funcionalidades que permitan el registro y seguimiento de las actividades realizadas por los diferentes actores que intervienen en los trámites y en la gestión catastral como tal. La información alfanumérica y geográfica debe ser gestionada, como se mencionará, de acuerdo con las especificaciones técnicas descritas en el marco del LADM_COL. Frente a la información que se capture en campo, se deben asegurar los mecanismos que permitan sincronizarse con el trámite al que corresponda a la base de datos catastral.

En el proceso de actualización catastral, la plataforma y solución debe contar con un módulo que permita la planificación de las actividades de campo, la ejecución, sincronización, control de calidad y actualización de las bases catastrales, con funcionalidades que permitan operaciones masivas.

La plataforma y solución debe tener un módulo de auditoría donde se deje el rastro de todas las operaciones realizadas en las bases de datos catastrales (usuario, hora, dato original, dato modificado, etc.) y adicionalmente, un módulo de seguridad que controle el acceso a las funcionalidades conforme con el rol de cada persona dentro del sistema.

La planta de personal de cinco (5) funcionarios propuesta para la gestión catastral del municipio se estima la necesaria para garantizar la prestación continua y eficiente del servicio público catastral, en el sentido que el Grupo Interno de Gestión Catastral será, junto con la Secretaría de Hacienda, el responsable de las actividades administrativas y operativas del proceso de conservación catastral, así como de las administrativas del proceso de actualización, en la medida que las operativas de este último proceso se tercerizarían a través de la figura del operador catastral, que cumpla con los requisitos expuestos en el Decreto 1983 de 2019.

La cantidad de personas está en función de tres supuestos, esencialmente: a) la revisión histórica del comportamiento en cuanto al número de solicitudes o trámites municipales y su proyección prospectiva por año; b) la actualización catastral urbana y rural que se realizará durante 2021, vigencia fiscal 2022, que determinará una línea base importante con una información completamente renovada; y c) la actualización catastral de medio término para la renovación masiva de la información catastral, incluidos un par de ejercicios entre actualizaciones de incorporaciones oficiosas por el proceso de conservación catastral acorde con la dinámica inmobiliaria del municipio. No sobra reseñar que las actividades operativas de los procesos de actualización estarían a cargo de un operador catastral vinculado para el efecto en los momentos previstos en la línea de tiempo.

De igual manera, se reitera que el proceso de difusión de la información catastral estará cubierto por la sinergia positiva entre la Secretaría de Hacienda y el Grupo Interno de Gestión Catastral que se creará y la Secretaría de Planeación, junto con su Grupo Interno de Sistemas de Información existente, con una Secretaria de Planeación responsable de implementar las iniciativas de IDE y del Observatorio Inmobiliario del Municipio.

Por su parte, al grupo de Sistemas de Información de la Secretaría de Planeación se le adicionan las funciones relacionadas con la integración e interoperabilidad de la información catastral con otras coberturas de información, de tal manera que se asegure el uso, disposición y acceso a la información catastral como instrumento para garantizar flujos continuos de información y conocimiento, con el fin de disponerlos y reutilizarlos por el Gobierno y la sociedad y contribuir a la innovación pública y privada, la competitividad, el desarrollo sostenible, la planeación y gestión del municipio. Para ello y con el ajuste en los procedimientos, se estima que no se requerirá personal adicional, dado que el municipio cuenta con profesionales en Sistemas de Información Geográfica (SIG) en esa unidad funcional. De igual forma, para el Observatorio Inmobiliario este grupo ajustará sus procedimientos, para incorporar en sus análisis información proveniente de fuentes del mercado inmobiliario (ofertas, transacciones), con las de licencias de urbanismo y construcción, censos de edificaciones, censos de comercio, entre otras fuentes, de tal forma que esta sea una nueva línea de reporte.

Desde el momento en que inicie formalmente la operación efectiva de la gestión catastral, luego de la habilitación y el agotamiento de la fase de empalme y entrega de la información por parte del IGAC, el municipio de Zipaquirá proyecta una conservación continua y permanente que asegure tres (3) líneas de acción, complementarias o articuladas con el proceso de actualización catastral cuando concurran con este; son estas a saber: a) la atención y evacuación de las solicitudes o radicaciones catastrales rezagadas o no, recibidas de parte del IGAC al término de la fase de empalme y entrega de la información; b) la atención y evacuación oportuna de las solicitudes o radicaciones catastrales que presenten los usuarios por iniciativa propia en cualquier momento y c) la programación de dos ejercicios de conservación dinámica u oficiosa, inicialmente para los años 2023 y 2029, respectivamente (en los intervalos de las actualizaciones catastrales). Del mismo

modo que en la actualización de medio término, si las circunstancias lo ameritan, este tipo de intervenciones oficiosas se estarán realizando de manera anticipada.

Como parte de los procesos de actualización y conservación, el municipio de Zipaquirá acometerá de manera progresiva el adelantamiento de los trámites catastrales con efectos registrales, para garantizar una información predial complementaria y coherente con el Registro Público de la Propiedad.

Asumiendo que la etapa de empalme culmine al término del primer trimestre del año 2021, el municipio de Zipaquirá planea realizar en su condición de gestor catastral habilitado un proceso de actualización catastral urbana y rural de línea base, proceso que se ejecutaría en lo que resta de 2021, con vigencia fiscal a partir de enero del año 2022. De esta forma, se espera cerrar la brecha de más de once (11) años de desactualización, independiente de las labores de conservación oficiosa que con el IGAC se vienen adelantando durante 2020.

En el año 2026, para la vigencia 2027, el municipio propone adelantar una nueva actualización catastral para dar continuidad a la estrategia tendiente a disponer de un censo catastral renovado, sin perjuicio de la conservación catastral puntual y dinámica u oficiosa previa a la actualización y concomitante con ella. Lo anterior, aclarando que, si del análisis de la dinámica inmobiliaria y de mercado se identifica la necesidad de anticipar la actualización catastral de medio término, así se hará.

Desde el primer año de ejecución de la gestión catastral a cargo del municipio (2021), se contemplarán las acciones necesarias para avanzar acorde con los procesos y la solución tecnológica, en la integración de los datos y la información y, con ello, en la interoperabilidad de los sistemas de catastro, registro y otros relacionados con la administración de la tierra y el territorio, inicialmente del municipio.

También se promoverá y asegurará la apertura de los datos e información catastral, con la debida protección de aquellos con contenido personal. Igualmente, se fomentará el uso multipropósito de la información catastral. Para esto, se dispondrá de un geoportal que permita y facilite el acceso y uso de los citados datos e información, agregando en lo posible valor público e incentivando la innovación pública y privada; esto, en el marco de la potenciación del Sistema de Información Geográfico Municipal existente, que dará paso a la conformación y consolidación de la Infraestructura de Datos Espaciales (IDE).

En cuanto a la implementación del observatorio inmobiliario del municipio de Zipaquirá se diseñará conceptualmente durante el año 2021 y se desarrollará e implementará en 2022. Su alcance, además de la captura, procesamiento y análisis de la información del mercado de los bienes inmuebles, prevé el monitoreo de las dinámicas inmobiliarias para definir los momentos, el alcance y la focalización de la gestión y operación catastral, así como constituirse en un instrumento de valor agregado para la planeación territorial.

El municipio de Zipaquirá se compromete con la implementación progresiva de los procedimientos del enfoque multipropósito del catastro en desarrollo de los procesos de actualización, conservación y difusión de la información catastral. En ese sentido, las estrategias de acción en este campo serán continuas en el tiempo, acorde con la planeación y ejecución de los procesos de la gestión catastral.

En relación con el proceso de difusión de la información catastral se tienen previstas cuatro (4) fases a ejecutar, son ellas: a) adopción e implementación de estándares; b) preparación de los datos e información; c) disposición de la solución tecnológica y d) disposición de la información catastral, incluido un geoportal para el efecto. La adopción e implementación de estándares tendrá como propósito adoptar e implementar como mínimo los definidos por la máxima autoridad catastral del país (IGAC) y por la Superintendencia de Notariado y Registro (SNR), entre ellos los previstos en la Resolución SNR- 4218 e IGAC 499 de 2020 y las modificaciones que sobrevengan. Así mismo, la implementación o los modelos de aplicación propios de Zipaquirá en su condición de gestor catastral.

La disposición de la información catastral se concretará en favor de los distintos usuarios para asegurar su acceso y uso acorde con sus necesidades, intereses y utilidad pública y privada. En esa misma perspectiva, se contará con un geoportal para propiciar un uso multipropósito de la información catastral. El geoportal permitirá visualizar, consultar, acceder y utilizar los datos e información catastral, al mismo tiempo que otros datos e información geoespacial del territorio de interés para uso gubernamental, académico, del sector privado y de la ciudadanía. Adicionalmente, esta herramienta se constituirá en un subproducto de la Infraestructura de Datos Espaciales (IDE) del municipio.

Dentro del documento técnico de habilitación se allegó el plan indicativo y el cronograma de actividades a ejecutar los primeros 12 meses de prestación del servicio a partir de su habilitación, donde se estableció la fecha aproximada del inicio de la prestación del servicio de la gestión catastral para el 16 de abril de 2021.

3.3. Condiciones Económicas y Financieras

El numeral 3 del artículo 2.2.2.5.1. del Decreto número 1170 de 2015[6] dispone que, para el cumplimiento de este requisito, la entidad solicitante deberá presentar una proyección de ingresos y gastos con los cuales vaya a asumir la prestación del servicio. La proyección debe estar contemplada en el marco fiscal y de gasto de mediano plazo o en documento semejante, según corresponda. Así mismo deberá precisar las fuentes de financiación de la prestación del servicio de gestión catastral.

Tratándose de municipios, se deberá verificar cualquiera de los siguientes indicadores:

[6] Adicionado por el artículo 1° del Decreto número 1983 de 2019.

1) Rango de gestión alto o medio en el componente de Gestión de la Medición de Desempeño Municipal (MDM) o el que haga sus veces, de acuerdo con el cálculo vigente efectuado por el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

2) Resultado superior o igual al 60% en el índice de Desempeño Fiscal (IDF) o el que haga sus veces, de acuerdo con el cálculo vigente efectuado por el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

Como consecuencia de que el municipio de Zipaquirá asuma el rol de gestor catastral, los resultados financieros son positivos, considerando que durante el periodo 2021-2030 los ingresos por concepto del recaudo del IPU superan los costos de la gestión catastral. En efecto, los costos de la gestión catastral corresponden, en promedio al 3,8% de los ingresos estimados del IPU. Considerando que el recaudo del IPU cuenta con destinaciones definidas previamente, se considera que los gastos de la gestión catastral deben ser soportados por los ingresos adicionales que percibirá la administración como resultado de asumir la gestión catastral. En este escenario, el proyecto presenta un déficit durante la primera vigencia (2021) de $5.902 millones de pesos, producto de las inversiones en que debe incurrir el municipio para la actualización catastral.

Considerando los flujos del proyecto (ingresos adicionales del IPU y costos de la gestión catastral), el proyecto para que el municipio de Zipaquirá asuma el rol de gestor catastral resulta sostenible: con una tasa de descuento del 12%, el Valor Presente Neto (VPN) es de $83.184 millones de pesos, es decir, al asumir la gestión catastral de su territorio, el municipio maximizará su inversión. Igualmente, la Tasa Interna de Retorno (TIR) es del 117%.

Para financiar el déficit que se presenta durante la primera vigencia del proyecto (2021), producido por las inversiones para la actualización catastral, se utilizarán recursos disponibles del municipio, producto del superávit primario. De acuerdo con el MFMP aprobado por el Honorable Concejo Municipal en 2020, el superávit primario del municipio de Zipaquirá para el 2021 es de $8.138 millones de pesos, con lo cual se puede atender el déficit del proyecto de $5.902 millones de pesos.

De acuerdo con las estimaciones realizadas, esta financiación está sustentada en los ICLD del municipio, específicamente en el ingreso adicional del IPU[7] y, para la primera vigencia, comprende los recursos del balance, incluyendo aquellos contemplados en el programa 44 *"Zipaquirá a la vanguardia de la información y datos abiertos", del Plan Municipal de Desarrollo, "ZIPAQUIRÁ, CIUDAD DE LOS SERVICIOS Y LAS OPORTUNIDADES 2020 - 2024", "proyecto 2020258990084 Actualización catastral"*. Anexando la certificación del Secretario de Hacienda del municipio de Zipaquirá el 22 de diciembre de 2020.

Así mismo dentro de la propuesta técnica se presenta la proyección de ingresos y gastos en el marco fiscal de mediano plazo incluyendo el impacto de la gestión catastral.

En consecuencia, el municipio de Zipaquirá cumple con lo establecido respecto del indicador de componente del índice de desempeño fiscal (IDF) con el rango de suficiencia, toda vez que la calificación del IDF de 79,24 en 2019 de acuerdo con los indicadores consultados en la página web del DNP.

En el presente trámite se encuentran acreditadas las condiciones anteriormente relacionadas, respecto del municipio de Zipaquirá, así:

CONDICIONES JURÍDICAS	VERIFICACIÓN CUMPLIMIENTO
Presentación de documentos que acrediten la representación legal de la entidad territorial.	Los documentos aportados por el municipio de Zipaquirá mediante comunicación con radicado número 8002020ER18689 del 2 de diciembre de 2020 fueron los siguientes: - Fotocopia del acto administrativo de elección y posesión del alcalde - Copia del documento de identidad del alcalde - Copia de la credencial electoral expedida por la Registraduría Nacional del Estado Civil - Copia del RUT del municipio
CONDICIONES TÉCNICAS	**VERIFICACIÓN CUMPLIMIENTO**

[7] Estas estimaciones no violan los principios de destinación específica ni de unidad de caja de los ingresos. El principio de legalidad del tributo se refiere a que de acuerdo con el numeral 12 del artículo 150 de la Constitución, le corresponde al Congreso crear, modificar o eliminar los tributos y que las entidades territoriales no pueden ejercer esta atribución. No obstante, cuando se trata de distritos y municipios, se ha dispuesto que estos tienen la posibilidad de regular aspectos relacionados con sus tributos, pero que dicha potestad no puede limitar la competencia que tiene el legislador a quien le corresponde determinar los elementos esenciales del tributo. Igualmente, el principio de destinación específica se basa en el artículo 359 de la Constitución Política, según el cual, no se pueden crear rentas de destinación específica, por lo tanto, si bien se estiman que los excedentes del IPU financiarán el proyecto de gestión catastral, esta financiación está determinada por los procesos de planeación de cada vigencia en el municipio, de conformidad con el principio de unidad de caja en materia presupuestal.

Presentación de la descripción general de las condiciones en las que se llevará a cabo la prestación del servicio público de gestión catastral en relación con la formación; actualización, conservación' y difusión catastral. Esta descripción deberá incluir un plan que contenga los siguientes elementos: 1) El cronograma y las actividades para desarrollar durante los primeros doce (12) meses de prestación del servicio a partir de su habilitación. 2) La fecha aproximada del inicio del servicio de gestión catastral, la cual no podrá ser superior a dos meses contados a partir de la fecha del acto administrativo que lo habilita.	Los documentos aportados por el municipio de Zipaquirá mediante comunicaciones con radicado número 8002020ER18689 del 2 de diciembre de 2020, correo electrónico de fecha 15 de diciembre de 2020 y correo, electrónico de fecha 22 de diciembre de 2020 fueron los siguientes: -Documento soporte contentivo del plan indicativo, con la descripción técnica, compromisos adquiridos por el municipio de Zipaquirá y modelo de operación.- Cronograma de actividades a ejecutar a 12 meses, donde se estableció la fecha aproximada del inicio de la prestación del servicio de la gestión catastral para el 16 de abril del 2021.
CONDICIONES ECONÓMICAS Y FINANCIERAS	**VERIFICACIÓN CUMPLIMIENTO**
Presentación de una proyección de ingresos y gastos con los cuales vaya a asumir la prestación del servicio. La proyección debe estar contemplada en el marco fiscal y de gasto de mediano plazo o en documento semejante, según corresponda. Así mismo, deberá precisar las fuentes de financiación de la prestación del servicio de gestión catastral. Tratándose de municipios, se deberá verificar cualquiera de los siguientes indicadores: - Rango de gestión alto o medio en el componente de Gestión de la Medición de Desempeño Municipal (MDM) o el que haga sus veces, de acuerdo con el cálculo vigente efectuado por el Departamento Nacional de Planeación (DNP). - Resultado superior o igual al 60% en el índice de Desempeño Fiscal (IDF) o el que haga sus veces, de acuerdo con el cálculo vigente efectuado por el Departamento Nacional de Planeación (DNP).	Los documentos aportados por el municipio de Zipaquirá mediante comunicaciones con Radicados número 8002020ER18689 del 2 de diciembre de 2020, correo electrónico de fecha 15 de diciembre de 2020 y correo, electrónico de fecha 22 de diciembre de 2020 fueron los siguientes: Documento soporte contentivo del componente económico y financiero donde se evidencia: - La proyección de ingresos y gastos en el marco fiscal de mediano plazo incluyendo el impacto de la gestión catastral. - El municipio de Zipaquirá manifiesta que tiene previsto dentro del cumplimiento de la gestión catastral, de acuerdo con las estimaciones realizadas, esta financiación está sustentada en los ICLD del Municipio, específicamente en el ingreso adicional del IPU[7] y, para la primera vigencia, comprende los recursos del balance, incluyendo aquellos contemplados en el programa 44 "*Zipaquirá a la vanguardia de la información y datos abiertos",* del Plan Municipal de Desarrollo, *"ZIPAQUIRÁ, CIUDAD DE LOS SERVICIOS Y LAS OPORTUNIDADES 2020 - 2024", "proyecto 2020258990084 Actualización catastral".* - Índice de Desempeño Fiscal (IDF) con suficiencia, toda vez que la calificación del IDF es de 79,24.

Con fundamento en lo anterior se concluye, que se encuentran cumplidas las condiciones jurídicas, técnicas, económicas y financieras estipuladas en el Decreto número 1983 de 2019.

Por lo anterior es procedente habilitar como gestor catastral al municipio de Zipaquirá en los términos del artículo 79 de la Ley 1955 de 2019, el Decreto 1983 de 2019 y el Decreto número 148 de 2020, para que preste el servicio público catastral en su jurisdicción.

Adicionalmente en la fecha no se ha comunicado al IGAC por parte de la Superintendencia de Notariado y Registro, la imposición de sanción alguna al municipio de Zipaquirá, en los términos del artículo 82 de la Ley 1955 de 2019, por lo que no se presenta impedimento para su habilitación.

Para efectos de la notificación y comunicación de la presente resolución se dará aplicación al artículo 4° del Decreto Legislativo número 491 de 2020, que para estos efectos se transcribe a continuación:

"*Artículo 4°. Notificación o comunicación de actos administrativos. Hasta tanto permanezca vigente la Emergencia Sanitaria declarada por el Ministerio de Salud y Protección Social, la notificación o comunicación de los actos administrativos se hará por medios electrónicos. Para el efecto en todo trámite, proceso o procedimiento que se inicie será obligatorio indicar la dirección electrónica para recibir notificaciones, y con la sola radicación se entenderá que se ha dado la autorización.*

En relación con las actuaciones administrativas que se encuentren en curso a la expedición del presente Decreto, los administrados deberán indicar a la autoridad competente la dirección electrónica en la cual recibirán notificaciones o comunicaciones. Las autoridades, dentro de los tres (3) días hábiles posteriores a la expedición del presente Decreto, deberán habilitar un buzón de correo electrónico exclusivamente para efectuar las notificaciones o comunicaciones a que se refiere el presente artículo.

El mensaje que se envíe al administrado deberá indicar el acto administrativo que se notifica o comunica, contener copia electrónica del acto administrativo, los recursos que legalmente proceden, las autoridades ante quienes deben interponerse y los plazos para hacerlo. La notificación o comunicación quedará surtida a partir de la fecha y hora en que el administrado acceda al acto administrativo, fecha y hora que deberá certificar la administración.

En el evento en que la notificación o comunicación no pueda hacerse de forma electrónica, se seguirá el procedimiento previsto en los artículos 67 y siguientes de la Ley 1437 de 2011."

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Habilitación*. Habilitar como gestor catastral al municipio de Zipaquirá - Cundinamarca en los términos del artículo 79 de la Ley 1955 de 2019, el Decreto número 1983 de 2019 y el Decreto número 148 de 2020, para que preste el servicio público catastral en su jurisdicción.

Artículo 2°. *Empalme*. El Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) realizará el empalme con el municipio de Zipaquirá en los términos de los artículos 2.2.2.5.4[8] y 2.2.2.2.27. del Decreto número 1170 de 2015[9].

Durante el periodo de empalme se establecerán de manera concertada con el gestor habilitado los mecanismos de transferencia de información que garanticen el inicio de la prestación del servicio público catastral.

Parágrafo: Hasta que finalice el empalme, el IGAC seguirá prestando el servicio público catastral en la jurisdicción del gestor habilitado, pero una vez finalizado el mismo, el IGAC hará entrega de los expedientes correspondientes a todas las peticiones que aún no se hayan atendido, en el estado en que se encuentren.

Artículo 3°. *Obligaciones*. Son obligaciones del gestor catastral habilitado las siguientes:

1. Expedir los actos administrativos necesarios para el cumplimiento de las actividades propias de la gestión catastral.

Observar y acatar los requisitos de idoneidad de los operadores catastrales previstos en el Decreto 1983 de 2019, o norma que lo sustituya, modifique o complemente, así como todas las disposiciones jurídicas en materia de contratación pública.

2. Una vez se inicie la prestación del servicio público catastral deberá hacerlo de manera continua y eficiente, lo cual comprende el conjunto de operaciones técnicas y administrativas orientadas a la adecuada formación, actualización, conservación y difusión de la información catastral, y los procedimientos de enfoque catastral multipropósito que determine el Gobierno Nacional, en consecuencia, no podrá abandonar dicha prestación hasta tanto otro gestor catastral lo reemplace.

3. Dar estricto cumplimiento a la normativa que regula el servicio público catastral, so pena de ser acreedor a las sanciones previstas en el artículo 82 de la Ley 1955 de 2019, o norma que la sustituya, modifique o complemente.

4. Reportar en el Sistema Nacional de Información Catastral o la herramienta que haga sus veces, el resultado de la gestión catastral de acuerdo con la regulación que expida el Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC).

5. Todas las demás previstas en el Decreto 1983 de 2019 y las dispuestas en el artículo 2.2.2.1.6 del Decreto 1170 de 2015[10] o las normas que lo sustituya, modifique o complemente.

Artículo 4°. *Notificación*. Notifíquese por correo electrónico al representante legal del municipio de Zipaquirá (Cundinamarca), o quien haga sus veces, conforme a las reglas establecidas en el artículo 4| del Decreto Legislativo 491 de 2020, indicando que contra la presente resolución procede el recurso de reposición ante la Directora General del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), el cual podrá presentarse dentro de los 10 días hábiles siguientes a la diligencia de notificación, de conformidad con el artículo 2.2.2.5.3 del Decreto 1170 de 2015[11].

Artículo 5°. *Comunicación*. Comuníquese la presente resolución en los términos del artículo 4° del Decreto Legislativo 491 de 2020, a la Superintendencia de Notariado y Registro (SNR), a la Agencia Nacional de Tierras (ANT), al Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) y a la Dirección Territorial de Cundinamarca del IGAC y en consecuencia remítase copia de la presente actuación.

Artículo 6°. *Publicación*. Publicar la presente resolución en el ***Diario Oficial.***

[8] Adicionado por el Artículo 1° del Decreto 1983 de 2019.

[9] Adicionado por el Artículo 1° del Decreto 1983 de 2019.

[10] Adicionado por el artículo 1° del Decreto número 1983 de 2019.

[11] Adicionado por el artículo 1° del Decreto número 1983 de 2019.

Artículo 7°. Ejecutoriada la presente resolución remítase copia de la constancia de ejecutoria de esta a la Superintendencia de Notariado y Registro, para que en los términos del artículo 79 de la Ley 1955 de 2019, ejerza la inspección, vigilancia y control sobre municipio de Zipaquirá (Cundinamarca) en su condición de Gestor Catastral Habilitado.

Notifíquese, comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá D.C., a 9 de febrero de 2021

La Directora General

Olga Lucía López Morales

(C.F.).

Instituto Colombiano de Bienestar Familiar

Cecilia de la Fuente de Lleras

Resoluciones

RESOLUCIÓN NÚMERO 0239 DE 2021

(enero 19)

por medio de la cual se aprueba el Lineamiento Técnico Administrativo del Programa de Adopción y se dictan otras disposiciones.

La Directora General del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar Cecilia de la Fuente de Lleras, en uso de sus facultades legales y en especial las conferidas en el literal b) del artículo 28 de la Ley 7ª de 1979, en el artículo 78 de la Ley 489 de 1998 y el parágrafo del artículo 11 de la Ley 1098 de 2006, el Decreto número 380 de 2020 y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 44 de la Constitución Política otorga a la familia, la sociedad y al Estado la obligación de asistir y proteger a los niños, las niñas y los adolescentes para garantizar su desarrollo armónico e integral, así como el pleno ejercicio de sus derechos. Dicho desarrollo implica la obligación que tiene el Estado de proteger y garantizar el derecho fundamental a los niños, las niñas y los adolescentes a tener una familia y a no ser separados de ella, de tal forma que, en cualquier circunstancia, se privilegie el interés superior que les asiste y la prevalencia de sus derechos para que cuenten con un entorno de amor y cuidado.

Que la Ley 1098 de 2006 (Código de la Infancia y la Adolescencia) establece las normas sustantivas y procesales para la protección integral de los niños, las niñas y los adolescentes, así como las medidas de restablecimiento de sus derechos, las cuales son responsabilidad del Estado en su conjunto, a través de las autoridades públicas respectivas.

Que la misma Ley (artículo 11, parágrafo) determina que corresponde al ICBF definir los lineamientos Técnicos que las autoridades y entidades en general deben cumplir para garantizar los derechos de los niños, las niñas y los adolescentes y para asegurar su restablecimiento.

Que los artículos 61 y 62 de la Ley 1098 de 2006 señalan que la adopción es principalmente y por excelencia, una medida de protección a través de la cual, bajo la suprema vigilancia del Estado, se establece de manera irrevocable la relación paterno filial entre personas que no la tienen por naturaleza. La autoridad central en materia de adopción es el ICBF y et Programa de Adopción solamente puede ser desarrollado por este Instituto y por las Instituciones debidamente autorizadas por el mismo.

Que el ICBF expidió el Lineamiento Técnico Administrativo del Programa de Adopción, aprobado mediante la Resolución número 2551 del 29 de marzo de 2016, la cual fue aclarada y modificada mediante las Resoluciones 2696 del 31 de marzo de 2016, 13368 del 23 de diciembre de 2016, 12968 del 6 de diciembre de 2017 y la 4711 del 6 de junio de 2019.

Que según estadísticas arrojadas por el Sistema de Información Misional de la Entidad (SIM), sobre el comportamiento del Programa de Adopción en los últimos 4 años, con relación al número de niños, niñas y adolescentes en situación de adoptabilidad presentados a los Comités de Adopciones, el 72% de los casos tenía alguna característica o necesidad especial. Además, el porcentaje de asignación de familias frente al total de menores de edad presentados en el mismo periodo a los Comités de Adopciones es del 55%, quedando un 45% sin asignación de familia adoptiva, debido a sus características y necesidades especiales. Esto hace necesario fortalecer y cualificar el Programa con el fin de incrementar la posibilidad de encontrar familias idóneas y así restablecer el derecho a los menores de edad, en especial a aquellos con características y necesidades especiales.

Que, en atención al principio de eficacia de la administración, se hace necesario modificar el rango de los padres adoptantes, tanto para las familias colombianas y extranjeras, respecto a la edad de los niños, las niñas y los adolescentes, de conformidad con lo expresado por la Corte Constitucional en Sentencia T-360 de 2002[1], esto es, atendiendo a la edad como criterio de diferenciación y a los conceptos técnicos emitidos sobre el particular.

Que de acuerdo con la modificación introducida por la Ley 1878 de 2018 a la Ley 1098 de 2006, es necesario ajustar la línea técnica del Programa de Adopción, en relación con los términos y formalidades a cumplir, estableciendo plazos de vigencia para algunas de sus actividades.

Que según la información registrada en el Sistema de información Misional SIM[2] el número de solicitudes de búsqueda de orígenes que el ICBF recibe año a año ha ido en aumento y teniendo en cuenta la incuestionable importancia que ha adquirido el tema a nivel internacional, se hace necesario propender por su visibilización dentro de las políticas públicas y la inclusión de procedimientos y acciones más concretas para la garantía de este derecho al adoptado.

Que para la aplicación del nuevo Lineamiento se hace imperativo establecer un tránsito normativo para el desarrollo de los diferentes pasos en los que se encuentran las familias solicitantes tanto a nivel nacional como internacional.

Que los tiempos de adopción entre los procesos nacionales e Internacionales, varían toda vez que no solo incluyen las etapas de preparación y evaluación en el caso de los segundos, sino que requieren adicionalmente de trámites migratorios, permisos ante Autoridades Centrales, traducción y apostille de documentos. En tal sentido, se hace necesario establecer términos diferentes para la aplicación de lo establecido en el lineamiento que aquí se aprueba, para los trámites de familias residentes en territorio nacional y aquellas residentes en el extranjero.

Que en el marco del proceso de otorgamiento de Licencia de Funcionamiento, regulado por la Resolución número 3899 de 2010, más sus modificaciones, hace parte de los requisitos técnicoadministrativos *"Contar con el programa del servicio de adopción, donde se describan y desarrollen las actividades y temas a abordar, la metodología, los tiempos y responsables de los componentes siguientes: preparación, el acompañamiento, evaluación y seguimiento posadopción a las familias solicitantes, de conformidad con el Lineamiento Técnico del Programa de Adopciones"*. Razón por la cual las entidades que desarrollen el Programa de Adopción deben adelantar el proceso de ajuste y actualización de su programa de servicios, de conformidad con el Lineamiento Técnico administrativo del programa de adopción que se encuentre vigente.

Que por las anteriores consideraciones es forzoso adoptar nuevas directrices ajustadas para el Programa de Adopción, encaminadas a continuar restableciendo los derechos de los niños, las niñas y los adolescentes, con la claridad, la celeridad, la eficacia, la oportunidad y la transparencia que se exigen, y expedir un nuevo lineamiento técnico Administrativo para el referido programa.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. Aprobar el Lineamiento Técnico Administrativo del Programa de Adopción, versión número cuatro (4).

Parágrafo 1°. El Lineamiento Técnico Administrativo del Programa de Adopción aprobado en el artículo primero de la presente Resolución es de obligatorio cumplimiento para las áreas, servidores públicos y entidades tanto nacionales como internacionales que prestan el Servicio Público de Bienestar Familiar y desarrollan el Programa de Adopción.

Parágrafo 2°. La Subdirección de Adopciones deberá adoptar las medidas a que haya lugar para la publicación, socialización y aplicación del Lineamiento Técnico aprobado.

Parágrafo 3°. El Lineamiento Técnico Administrativo del Programa de Adopción hace parte integral del presente acto administrativo.

Artículo 2°. *Tránsito normativo.*

1. Las solicitudes de adopción determinadas o indeterminadas de las familias residentes en Colombia y/o residentes en el extranjero que, al momento de la expedición de este Lineamiento, se encuentren en cualquier estado del trámite, continuarán el mismo de acuerdo con el Lineamiento aprobado a través de la Resolución número 2551 del 29 de marzo de 2016 y sus modificatorias.

2. Las solicitudes de adopción determinadas o indeterminadas de familias residentes en Colombia que se radiquen con posterioridad a los tres (3) meses de la publicación de la presente resolución en el ***Diario Oficial***, se acogerán a lo contemplado en el Lineamiento Técnico Administrativo del Programa de adopción que aquí se aprueba.

3. Las solicitudes de adopción determinadas o Indeterminadas de familias residentes en el extranjero que se radiquen con posterioridad a los seis (6) meses de la publicación de la presente resolución en el ***Diario Oficial***, se acogerán a lo contemplado en el Lineamiento Técnico Administrativo del Programa de adopción que aquí se aprueba.

Parágrafo: En cualquier estado del trámite, cuando las familias manifiesten su pretensión de acogerse a las disposiciones del Lineamiento aprobado por la presente resolución, será potestad de los Comités de Adopciones Regionales y/o IAPAS, así como de la Subdirección de Adopciones, el estudio y las decisiones a que haya lugar, sobre dichas solicitudes.

Artículo 3° *Régimen de Transición del Programa de Adopción para el otorgamiento de licencias de funcionamiento y autorizaciones a los organismos internacionales.*

[1] Corte Constitucional Sentencia T-36012002 Ref Expediente T-477591. Accionante: Maria Oliva Hernández de Hostos y otro Procedencia Tribunal Superior de Bogotá, Sala Penal. Magistrado Ponente: Dr. Eduardo Montealegre Lineth. Bogotá, D. C., 9 de mayo de 2002.

[2] Sistema de Información Misional con corte el 31 de julio de 2020.

1. Las IAPAS y los organismos internacionales que cuenten con licencia de funcionamiento y autorización para prestar servicios de adopción vigentes deberán presentar el ajuste al *Programa de Servicios de Adopción* a más tardar dentro de los seis (6) meses siguientes a la publicación en el ***Diario Oficial*** de la presente resolución, de lo contrario no podrán desarrollar actividades asociadas al programa hasta tanto no cumplan con este requisito.

2. Las licencias de funcionamiento, el otorgamiento de autorizaciones y/o renovaciones con posterioridad a la publicación y vigencia de la presente resolución deberán conferirse con cumplimiento del Lineamiento aprobado en el presente acto administrativo.

Artículo 4°. *Vigencia y Derogatorias*. Salvo para lo dispuesto en los artículos anteriores, la presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el ***Diario Oficial*** y deroga la Resolución número 2551 del 29 de marzo de 2016, la Resolución número 2696 del 31 de marzo de 2016, la Resolución número 13368 del 23 de diciembre de 2016, la Resolución número 12968 del 6 de diciembre de 2017 y la Resolución número 4711 del 6 de junio de 2019, así como las demás disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dada en la ciudad de Bogotá D.C., a 19 de enero de 2021

La Directora General,

Lina María Arbeláez Arbeláez.

(C. F.).

RESOLUCIÓN NÚMERO 0468 DE 2021

(febrero 1°)

por medio de la cual se aprueba el Lineamiento Técnico Administrativo de las Estrategias que Promueven la Adopción

La Directora General del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar Cecilia de la Fuente de Lleras, en uso de sus facultades legales y en especial las conferidas en el literal b) del artículo 28 de la Ley 7ª de 1979, en el artículo 78 de la Ley 489 de 1998 y el parágrafo del artículo 11 de la Ley 1098 de 2006, el Decreto 380 de 2020 y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 44 de la Constitución Política de Colombia otorga a la familia, a la sociedad y al Estado la obligación de asistir y proteger a las niñas, los niños y los adolescentes para garantizar su desarrollo armónico e integral, así como el pleno ejercicio de sus derechos. Dicho desarrollo implica la obligación que tiene el Estado de proteger y garantizar el derecho fundamental a las niñas, los niños y los adolescentes a tener una familia y a no ser separados de ella, de tal forma que, en cualquier circunstancia, se privilegie el interés superior que les asiste y la prevalencia de sus derechos para que cuenten con un entorno de amor y cuidado.

Que la Ley 1098 de 2006, tiene por objeto establecer normas sustantivas y procesales para la protección integral de las niñas, los niños y los adolescentes, el ejercicio de sus derechos y libertades, garantizar su pleno y armonioso desarrollo para que crezcan en el seno de una familia, de la comunidad y en un ambiente de felicidad, amor y comprensión. Igualmente, establece las medidas de restablecimiento de esos derechos, siendo estas responsabilidades del Estado en su conjunto, a través de las autoridades públicas, asegurándose por parte de la autoridad competente que el Sistema Nacional de Bienestar Familiar entre en funcionamiento para garantizar su vinculación a los diferentes sistemas sociales.

Que la misma Ley en el parágrafo del artículo 11, determina que corresponde al Instituto Colombiano de Bienestar Familiar definir los Lineamientos Técnicos que las autoridades y entidades en general deben cumplir para garantizar los derechos de los niños, las niñas y los adolescentes y para asegurar su restablecimiento.

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 del Decreto número 2388 de 1979, reglamentario de la Ley 7ª de 1979, las actividades que realicen las entidades del Sistema Nacional de Bienestar Familiar deberán cumplirse con estricta sujeción a las normas del servicio y a los reglamentos dictados por el ICBF.

Que Colombia aprobó el Convenio relativo a la Protección del Niño y a la Cooperación en materia de Adopción Internacional, hecho en La Haya el 29 de mayo de 1993, a través de la Ley 265 del 25 de enero de 1996 y lo incorporó a la legislación nacional en virtud del bloque de constitucionalidad.

Que el artículo 61 de la Ley 1098 de 2006, consagra que la adopción es principalmente y por excelencia, una medida de protección a través de la cual, bajo la suprema vigilancia del Estado se establece de manera irrevocable la relación paterno filial, entre personas que no la tienen por naturaleza.

Que el artículo 62 de la Ley 1098 de 2006, establece que la Autoridad Central en materia de adopción es el Instituto Colombiano de Bienestar Familiar y que el Programa de Adopción solamente podrá ser desarrollado por este Instituto y por las Instituciones debidamente autorizadas por el mismo.

Que el artículo 41 del Decreto número 987 de 2012, modificado por el Decreto número 879 de 2020, señala que son funciones de la Subdirección de Adopciones del ICBF, entre otras, definir los Lineamientos y estándares que en materia de adopciones deben cumplir los Centros Zonales, las Regionales y la Dirección General dentro de las condiciones establecidas por la Ley; así mismo, debe dirigir y coordinar la organización y desarrollo del Programa de Adopción a nivel nacional e internacional.

Que de acuerdo a lo establecido en el numeral 14 del artículo 41 del Decreto número 987 de 2012, modificado por et Decreto 879 de 2020, es función de la Subdirección de Adopciones: *"adelantar las acciones tendientes a la búsqueda de alternativas para los niños, niñas y adolescentes con declaratoria de adoptabilidad, a quienes por características especiales se les dificulte restituir su derecho a pertenecer a una familia a través de la adopción y en este sentido diseñar proyectos de vida para los mismos"* .

Que las normas nacionales, internacionales y la jurisprudencia constitucional, coinciden en señalar que todas las actuaciones de carácter administrativo y judicial relativas al Proceso de Adopción, se deben realizar en consideración al interés superior de la niña, el niño y el adolescente que haga parte del Programa de Adopción y con respeto y observancia de sus derechos fundamentales.

Que según estadísticas arrojadas por el Sistema de Información Misional de la Entidad, SIM, en los últimos 4 años el comportamiento del Programa de Adopción con relación al número de niñas, niños y adolescentes en situación de adoptabilidad presentados a los Comités de Adopciones, indica que el 72% de estos tienen o tenían alguna característica o necesidad especial.

Que actualmente existen 4.314 niñas, niños y adolescentes con características y necesidades especiales con edades comprendidas entre los 0 y los 17 años en situación de adoptabilidad, presentados a los Comités de Adopciones y sin familia adoptiva.

Que la Subdirección de Adopciones del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar promueve el restablecimiento del derecho a tener una familia y el establecimiento de vínculos afectivos de las niñas, los niños y los adolescentes con declaratoria de adoptabilidad y con características y necesidades especiales, por medio de las Estrategias de Acogimiento y de Referentes Afectivos.

Que el desarrollo de las estrategias resulta fundamental en la medida que propenden por el restablecimiento de los derechos de las niñas, los niños, los adolescentes y los jóvenes a tener una familia o a contar con un referente afectivo que los acompañe y guíe en la formación de un proyecto de vida.

Que las Estrategias que Promueven la Adopción deben contar con un lineamiento técnico que incluya las directrices para su implementación y seguimiento y brinde el sustento técnico requerido para su contratación y la determinación de las condiciones técnicas esenciales para la prestación del servicio.

Que el Lineamiento Técnico Administrativo del Programa de Adopción del 6 de junio de 2019, aprobado mediante Resolución número 2551 del 29 de marzo de 2016, se publicó para que el lector, ya sea operador, servidor público, contratista o cualquier miembro de la ciudadanía, pueda consultar y conocer los objetivos del programa de adopción y las Estrategias que Promueven la Adopción, su modo de implementación, los aspectos e instrucciones para tener en cuenta en su ejecución y las referencias tanto normativas como teóricas bajo las cuales se sustentan.

Que las directrices brindadas para la implementación de las Estrategias que Promueven la Adopción deben ser presentadas en forma clara, específica, concisa e independiente del Lineamiento Técnico del Programa de Adopción, que permita al destinatario su adecuada comprensión y aplicación.

Que mediante la Resolución número 0239 del 19 de enero del 2021 se publicó el nuevo Lineamiento Técnico Administrativo del Programa de Adopción y se derogó en su totalidad el Lineamiento Técnico del 6 de junio de 2019 en cuya Parte II se brindaban las directrices para la implementación de las estrategias que posibilitan la adopción.

Que en el nuevo Lineamiento Técnico Administrativo del Programa de Adopción publicado mediante la Resolución mencionada, se consideró necesario separar la reglamentación de las Estrategias que Promueven la Adopción, en aras de facilitar la consulta, comprensión, implementación y seguimiento tanto de dichas estrategias como del Programa de Adopción.

Que por las anteriores consideraciones, se requiere publicar un nuevo Lineamiento Técnico Administrativo de las Estrategias que Promueven la Adopción, en el cual se brinden directrices con la claridad, la celeridad, la eficacia y la oportunidad necesarias para su adecuada consulta, comprensión, implementación y seguimiento en aras de continuar restableciendo los derechos de las niñas, los niños y los adolescentes con características y necesidades especiales.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. Aprobar el Lineamiento Técnico Administrativo de las Estrategias que Promueven la Adopción.

Artículo 2°. El Lineamiento Técnico Administrativo de las Estrategias que Promueven la Adopción aprobado en el artículo primero de la presente Resolución, es de obligatorio cumplimiento para las áreas, servidores públicos del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar, entidades tanto nacionales como internacionales que prestan el Servicio Público de Bienestar Familiar y desarrollan el Programa de Adopción y demás actores que participen en el desarrollo de las estrategias.

Artículo 3°. La Subdirección de Adopciones deberá adoptar las medidas a que haya lugar para la socialización y aplicación del Lineamiento Técnico aquí aprobado.

Artículo 4°. El Lineamiento Técnico Administrativo de las Estrategias que Promueven la Adopción, hace parte integral del presente acto administrativo.

Artículo 5°. *Vigencia*. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el ***Diario Oficial.***

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en la ciudad de Bogotá, D. C., a 1° de febrero de 2021.

La Directora General,

Lina María Arbeláez Albeláez

(C. F.).

VARIOS

Fiscalía General de la Nación

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 0-0271 DE 2021

(febrero 12)

Por medio de la cual se otorgan atribuciones transitorias para cumplir funciones de Policía Judicial a servidores adscritos a la Sala Especial de Instrucción de la Corte Suprema de Justicia y se modifica la Resolución 0-0400 de 2020.

El Fiscal General de la Nación, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las contenidas en el numeral 5 del artículo 251 de la Constitución Política, modificado por el Acto Legislativo número 03 de 2002, el artículo 311 de la Ley 600 de 2000, el artículo 203 de la Ley 906 de 2004, los numerales 8 y 9 del artículo 4º del Decreto Ley número 016 de 2014 y

CONSIDERANDO:

Que, el numeral 5 del artículo 251 de la Constitución Política establece como función del Fiscal General de la Nación la de *"[o]torgar atribuciones transitorias a entes públicos que puedan cumplir funciones de policía judicial, bajo la responsabilidad y dependencia funcional de la Fiscalía General de la Nación"*.

Que, según lo dispuesto por el artículo 311 de la Ley 600 de 2000 "*El Fiscal General de la Nación o sus delegados tienen a su cargo dirigir y coordinar las funciones de policía judicial que en forma permanente o especial cumplen los organismos previstos en la ley y los restantes entes públicos a los cuales de manera transitoria el Fiscal General de la Nación les haya atribuido tales funciones"* y el artículo 203 de la Ley 906 de 2004, *"[e]jercen funciones de policía judicial, de manera transitoria, los entes públicos que, por resolución del Fiscal General de la Nación, hayan sido autorizados para ello. Estos deberán actuar conforme con las autorizaciones otorgadas y en los asuntos que hayan sido señalados en la respectiva resolución"*.

Que, en la Sentencia C-440 de 2016 la Corte Constitucional, de acuerdo con su jurisprudencia establecida en las Sentencias C-024 de 1994, C-404 de 2003 y C-594 de 2014-, definió la Policía Judicial como el conjunto de autoridades que colaboran con los funcionarios judiciales en la investigación de los delitos y en la captura de los delincuentes. También precisó que la función de Policía Judicial es un elemento necesario para la investigación penal y debe desempeñarse por servidores públicos específicamente capacitados para ese efecto y bajo la dirección, coordinación y responsabilidad funcional de la Fiscalía General de la Nación, que por mandato de la Constitución forma parte de la Rama Judicial del poder público.

Que, el artículo 33 de la Ley 270 de 1996 establece que la Fiscalía General de la Nación tendrá las tareas de dirección, coordinación y control de las funciones de Policía Judicial, indicando que estas funciones se ejercerán dando cumplimiento a sus órdenes, directrices y orientaciones.

Que, los numerales 8 y 9 del artículo 4° del Decreto Ley 016 de 2014, establecen dentro de las funciones del Fiscal General de la Nación las de *"(...) 8. Otorgar, atribuciones transitorias a entes públicos que puedan cumplir funciones de Policía Judicial, bajo la responsabilidad y dependencia funcional de la Fiscalía General de la Nación, cuando la necesidad del servicio lo exija, de conformidad con la Constitución y el Código de Procedimiento Penal"* y "*9. Dirigir y coordinar, en los términos que señala la Constitución y la ley, las funciones de Policía Judicial que cumplan los distintos entes públicos de forma permanente o transitoria"*.

Que, el Presidente de la Sala Especial de Instrucción de la Corte Suprema de Justicia, mediante comunicación identificada con el Radicado número 20216110007502 del 15 de enero del 2021, solicitó que:

"Sean actualizados los siguientes datos de los Profesionales grado 33 a los cuales se les otorgaron atribuciones transitorias para cumplir funciones de policía judicial ante esta Sala Especial, por medio de la Resolución 0-0400 expedida el día 12 de marzo del año en curso,

Nombre	Cédula de Ciudadanía	Expedida en	Persona a sustituir
María Camila Huertas Rodríguez	5301631	Bogotá	Iván David Uribe Jiménez
Nina Alexandra Hurtado Rey	5231520	Bogotá	Diego Fabián Peñuela Reina
Mayra Lucía Gutiérrez Fajardo	1098640922	Bucaramanga	María Fernanda Bolaños Dorado
Patrick Germain Tissot Obregón	1015424933	Bogotá	Jorge Enrique Castillo Vega

2. *Adicionalmente se concedan las mismas funciones a las siguientes personas que fueron recientemente nombradas en la Sala, como Profesionales Especializados grado 33,*

Nombre	Cédula de Ciudadanía	Expedida en
Diana Eugenia Pérez Burgos	53007539	Bogotá
Diana Sofía Castellanos Ruiz	1110512998	Ibagué
Nubia Marlén Ardila Prieto	51651962	Bogotá
Ricardo Antonio Cita Triana	10011285	Bogotá
Arnulfo Serna Giraldo	70901005	Marinilla, Antioquia

3. *Para finalizar, adicionar los siguientes Profesionales grados 18, 21 y 26 que harán parte del grupo de apoyo de investigación,*

Nombre	Cédula de Ciudadanía	Expedida en
Luz Dary Arias Rodríguez	101017805	Bogotá
Julián David Gualdrón Hernández	102236629	Bogotá
John Alexánder Dussán Espinosa	7724296	Neiva
Monica María Figueroa Espitia	53119531	Bogotá

Que, de conformidad con lo expuesto, se considera viable (i) acceder a la solicitud de actualizar los datos de los Profesionales grado 33 a los cuales se les otorgaron atribuciones transitorias para cumplir funciones de Policía Judicial ante la Sala Especial de Instrucción de la Corte Suprema de Justicia, mediante la Resolución 0-0400 del 12 de marzo de 2020, (ii) conceder a las personas referidas, recientemente nombradas como profesionales grado 33, las atribuciones transitorias para cumplir funciones de Policía Judicial ante la Sala Especial de Instrucción de la Corte Suprema de Justicia que se encuentran individualizados en la solicitud y (iii) adicionar los Profesionales referidos grados 18, 21 y 26 que harán parte del grupo de apoyo de investigación.

Que, en mérito de lo expuesto, este Despacho

RESUELVE:

Artículo 1°. Otorgar atribuciones transitorias para cumplir funciones de Policía Judicial, al personal que a continuación se relaciona:

a. Al personal Profesional grado 33 adscrito a la Sala Especial de Instrucción de la Corte Suprema de Justicia, así:

Nombre	Cédula de Ciudadanía	Expedida en
Diana Eugenia Pérez Burgos	53007539	Bogotá
Diana Sofía Castellanos Ruiz	1110512998	Ibagué
Nubia Marlén Ardila Prieto	51651962	Bogotá
Ricardo Antonio Cita Triana	1019011285	Bogotá
Arnulfo Serna Giraldo	70901005	Marinilla, Antioquia
María Camila Huertas Rodríguez	53016631	Bogotá
Nina Alexandra Hurtado Rey	52314520	Bogotá
Mayra Lucía Gutiérrez Fajardo	1098640922	Bucaramanga
Patrick Germain Tissot Obregón	1015424933	Bogotá

b) A los Profesionales grados 18, 21 y 26 como parte del grupo de apoyo de investigación, de la Sala Especial de Instrucción de la Corte Suprema de Justicia, así:

Nombre	Cédula de Ciudadanía	Expedida en
Luz Dary Arias Rodríguez	1010176805	Bogotá
Julián David Gualdrón Hernández	1022363629	Bogotá
John Alexánder Dussán Espinosa	7724296	Neiva
Mónica María Figueroa Espitia	53119531	Bogotá

Artículo 2°. *Terminar* las atribuciones transitorias para cumplir funciones de Policía Judicial otorgadas por medio de la Resolución número 0-0400 de 2020 a los Profesionales grado 33 adscritos a la Sala Especial de Instrucción de la Corte Suprema de Justicia que a continuación se relacionan:

Nombre	Cédula de Ciudadanía	Expedida en
Iván David Uribe Jiménez	1010175730	Bogotá
Diego Fabián Peñuela Reina	86060812	Villavicencio
María Fernanda Bolaños Dorado	52426098	Bogotá
Jorge Enrique Castillo Vega	1033698567	Bogotá

Artículo 3°. Las atribuciones transitorias otorgadas para cumplir funciones de Policía Judicial en el presente acto administrativo a los (las) servidores(as) mencionados(as) en el artículo primero, los (las) faculta para: i) recolectar elementos material es probatorios, evidencia física e información legalmente obtenida que se requiera dentro de las investigaciones adelantadas por la Sala de Instrucción previamente ordenadas por el Magistrado Sustanciador, ii) realizar análisis, verificación y comparación de la información obtenida, iii) realizar entrevistas o recibir exposiciones informales con el objeto de orientar la labor investigativa respecto de los eventuales testigos que puedan tener conocimiento de la posible comisión de una conducta punible y, iv) realizar los informes relacionados con el cumplimiento de sus funciones de policía judicial.

Estas facultades se cumplirán de conformidad con las normas aplicables a las Salas Especiales de que trata esta Resolución.

Artículo 4°. El término de las atribuciones transitorias otorgadas mediante esta resolución para cumplir funciones de Policía Judicial es de **tres (3) años** prorrogables, contados a partir de la comunicación del presente acto administrativo.

Artículo 5°. En ejecución de las atribuciones transitorias otorgadas en la presente resolución para cumplir funciones de Policía Judicial, los servidores deberán: (i) aplicar las reglas técnicas pertinentes, con base en las normas vigentes, contenidas –entre otros–, en el Manual de Policía Judicial, (ii) aplicar el Manual de Cadena de Custodia y (iii) observar lo dispuesto en los incisos 2º y 3° del artículo 33 de la Ley 270 de 1996.

Artículo 6°. El Coordinador de la Fiscalía Delegada ante la Corte Suprema de Justicia, dentro del ámbito de sus competencias, ejercerá la dirección y control de las actividades de Policía Judicial atribuidas al personal adscrito a la Sala Especial de Instrucción de la Corte Suprema de Justicia mencionado en la parte resolutiva de la presente resolución.

Artículo 7°. Comunicar el presente acto administrativo, por conducto de la Subdirección de Talento Humano, al Coordinador de la Fiscalía Delegada ante la Corte Suprema de Justicia y a la Dirección del Cuerpo Técnico de Investigación, para lo de su competencia.

Artículo 8°. Comunicar el presente acto administrativo al honorable Magistrado Héctor Javier Alarcón Granobles, en su calidad de Presidente de la Sala Especial de Instrucción de la Corte Suprema de Justicia.

Artículo 9°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 12 de febrero de 2021.

El Fiscal General de la Nación,

Francisco Roberto Barbosa Delgado.

(C. F.).

Consejo Profesional Nacional de Arquitectura y sus Profesiones Auxiliares

Acuerdos

ACUERDO NUMERO 01 DE 2021

(febrero 4)

Mediante el cual se modifica el Acuerdo 12 de 2020.

En uso de sus facultades legales y en especial las previstas en la Ley 435 de 1998, y

CONSIDERANDO:

Que el CPNAA es el órgano estatal creado mediante la Ley 435 de 1998, y regulado por el Decreto 932 de 1998, la Ley 1768 de 2015 y la Ley 1796 de 2016, encargado del fomento, promoción, control y vigilancia del ejercicio de la profesión de Arquitectura y sus Profesiones Auxiliares, dentro de los postulados de la ética profesional, es una entidad *sui generis* o especial e independiente del orden nacional, que no hace parte de la Rama Ejecutiva del Poder Público ni es una dependencia adscrita al Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio.

Que de conformidad con lo señalado por los literales a) y m) del artículo 10 de la Ley 435 de 1998, al Consejo Profesional Nacional de Arquitectura y sus Profesiones Auxiliares, en el marco de su autonomía organizacional, administrativa, presupuestal y financiera le compete dictar su propio reglamento y aprobar su propio presupuesto y el de los respectivos consejos seccionales.

Que en concordancia con las normas previamente señaladas el CPNAA, ha adoptado diversos Acuerdos que regulan la estructura orgánica del Consejo Profesional Nacional de Arquitectura y sus Profesiones Auxiliares y que definen la planta de personal, con base en su autonomía organizacional, administrativa, presupuestal y financiera, con el fin de procurar el cumplimiento de sus cometidos constitucionales, legales y reglamentarios, y proveer por el cumplimiento de sus fines esenciales y deberes legales en consonancia con los Principios Rectores de la Función Pública, señalados en el artículo 209 de la Constitución Nacional, entre ellos el Acuerdo 7 de 2020, modificado por el Acuerdo 12 de 2020.

Que en sesión de Sala Plena de fecha 6 de julio de 2018, los señores miembros del Consejo aprobaron el Plan Estratégico 2019-2022, y en la misma decidieron abordar dos objetivos y acciones con el objetivo de cumplir la Misión y Visión del CPNAA, y dentro del segundo objetivo correspondiente a *Implementar procesos innovadores que permitan optimizar la eficiencia de la entidad,* que recoge acciones estratégicas que buscan fortalecer los procesos de apoyo para asegurar el cumplimiento de los propósitos misionales, se planteó dentro de las tres acciones estratégicas la de *(…)* ***b.*** *Adaptar procesos organizacionales a los retos y desafíos que requiera la entidad.*

Que acorde con estos objetivos, el CPNAA cuenta con el estudio técnico conforme al cual se establecen las necesidades del servicio de la Subdirección Jurídica.

Que, en mérito de lo expuesto,

ACUERDA:

Artículo 1°. Modificar el Acuerdo 12 de 2020, y ajustar la Planta de Personal requerida para cumplir las funciones, desarrollar los programas y ejecutar los proyectos asignados por la Ley y los reglamentos, al Consejo Profesional Nacional de Arquitectura y sus Profesiones Auxiliares, atendiendo a la autonomía organizacional, administrativa, presupuestal y financiera, la cual se establece a continuación:

NIVEL DIRECTIVO			
No. de CARGOS	**CÓDIGO**	**GRADO**	**DENOMINACIÓN DEL CARGO**
1	01	03	Director Ejecutivo
1	01	02	Subdirector Jurídico
1	01	02	Subdirector de Fomento y Comunicaciones
3	**Subtotal por Nivel**		
NIVEL PROFESIONAL			
6	02	04	Profesional Especializado
1	02	03	Profesional Universitario
7	02	02	Profesional Universitario
2	02	01	Profesional Universitario
16	**Subtotal por Nivel**		
NIVEL TÉCNICO			
2	03	02	Técnico Administrativo
3	03	01	Técnico Laboral
5	**Subtotal por Nivel**		
NIVEL ASISTENCIAL			
1	04	01	Auxiliar de Servicios Generales
1	**Subtotal por Nivel**		
25	**TOTAL PLANTA DE PERSONAL**		

Artículo 2°. La Dirección Ejecutiva distribuirá los cargos de la planta de personal a que se refiere el artículo primero del presente acuerdo, mediante acto administrativo y ubicará el personal teniendo en cuenta la organización interna, las necesidades del servicio, los planes y programas de la entidad de conformidad con las facultades previstas en el numeral 14 del artículo 4° del Acuerdo 06 de 2020.

Artículo 3°. La incorporación, vinculación o desvinculación del personal a la Planta de Personal del CPNAA, se hará bajo las normas adoptadas con anterioridad, mediante contratos de trabajo a término fijo, en cumplimiento de las disposiciones legales vigentes y de conformidad con el Código Sustantivo del Trabajo.

Artículo 4°. *Vigencia*. El presente Acuerdo rige a partir de la fecha y deroga las demás disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dado en la ciudad de Bogotá, D. C., en sesión de Sala Plena, una vez leído, aprobado y firmado, a 4 de febrero de 2021.

El Consejero,

Julio César Báez Cardozo.

El Consejero,

Alfredo Manuel Reyes Rojas.

El Consejero,

Alfonso Gómez Gómez.

El Consejero,

Diego Andersson García Ambrosio.

Imprenta Nacional de Colombia. Banco Davivienda Recibo 2737926. 10-II-2021. Valor $334.600

Avisos

Inversiones Rentarte y Cía. S. en C. S.

AVISO DE FUSIÓN

Guillermo León Ochoa Ceballos representante legal de la sociedad Inversiones Rentarte y Cía. S. en C. S. (Absorbente) identificada con NIT 900.716.091-9, cuyo capital social asciende a ($100.000.000) cien millones de pesos, y María Esperanza Gómez Botero representante legal de la sociedad Inversiones Valorarte y Cía. S. en C. S. (Absorbida) identificada con NIT 900.7160.081-5 con capital social de ($100.000.000,oo) cien millones de pesos, ambas domiciliadas en Bogotá, D. C., en cumplimiento del artículo 174 del Código de Comercio, avisan que a través de reunión extraordinaria de socios celebrada el día 2 de febrero de 2021, aprobaron compromiso por medio del cual dichas compañías se fusionan

mediante la absorción que hace Inversiones Rentarte y Cía. S. en C. S. de Inversiones Valorarte y Cía. S. en C. S.

El capital social, sus activos y pasivos antes y después de la fusión, expresado en pesos colombianos es el siguiente:

CONCEPTO	ANTES DE LA FUSION		DESPUES DE LA FUSION
	Inversiones Rentarte y CIA S en C S Absorbente)	Inversiones Valorarte y CIA S en C S (absorbida)	Inversiones Rentarte y CIA S en C S(absorbente)
Activos	1.040.212.053	119.398.710	1.159.610.763
Pasivos	523.023.476	89.012.602	612.036.078
Patrimonio	**517.188.577**	**30.386.108**	**547.574.685**

La fusión se realiza con base en el valor en libros, la fecha del corte de los estados financieros de inversiones Rentarte y Cía. S. en C. S. e Inversiones Valorarte y Cía. S. en C. S. que sirve para base al compromiso de fusiones del 31 de diciembre de 2020. A cada una de las personas que pasan a ser accionistas de Inversiones Rentarte y Cía. S. en C. S., como consecuencia de la fusión, se le entregarán las acciones de la sociedad absorbente de marera proporcional.

De acuerdo con lo establecido en el art. 175 del Código de Comercio, a la fecha de publicación de este aviso y dentro de los treinta (30) días siguientes a ella, se podrán formular las solicitudes allí previstas. El contador de las sociedades intervinientes con la firma certifica que lo anterior refleja en forma exacta y resumida el compromiso de fusión por absorción, la síntesis del anexo explicativo del método de evaluación utilizado y del intercambio de participaciones que implica la operación.

Guillermo Leon Ochoa Ceballos
Representante Legal
Inversiones Rentarte y Cia S en C S

Maria Esperanza Gómez Botero
Representante Legal
Inversiones Valorarte y Cia S en C S

John Fredy Cañaveral Lopez
Contador Publico
TP 62.039-T

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo Banco Davivienda 02500727421394. 12-II-2021. Valor $61.700

ANDES TOURS S.A.S.

A los beneficiarios del señor José Eduardo Valdivia Lara, la empresa Andes Tours S.A.S. con domicilio en la Carrera 9 74 08, Local 103 de la ciudad de Bogotá, Teléfono 746 1333, correo corporativo: info@andestours.com.co, sociedad comercial identificada con el NIT 860.031.954-4, se permite informar que el señor José Eduardo Valdivia Lara quien se identificara con la cédula de ciudadanía número 79346733 de Bogotá, laboraba en nuestra empresa hasta la fecha de su fallecimiento, el día 24 de diciembre de 2020, por lo que la empresa tiene la liquidación de salarios y prestaciones sociales.

Para reclamar la anterior liquidación, se ha presentado la siguiente persona, a saber:

- CLAUDIA LILIANA MORA COLORADO, identificada con la cédula de ciudadanía 52019681, quien declara ser su esposa.

La persona que considere tener derecho sobre lo expuesto anteriormente, deberá presentarse ante la dirección establecida, y allegar las pruebas que lo acrediten como beneficiario del extrabajador fallecido.

Segundo Aviso.

El Representante Legal,

Colette Albrecht G.

Imprenta Nacional de Colombia. Recibo Banco Davivienda 1444015. 10-II-2021. Valor $61.700.

CONTENIDO

Págs.

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

Resolución número 0311 de 2021, por la cual se efectúa una distribución en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2021. 1

Resolución número 0312 de 2021, por la cual se efectúa una distribución en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2021. 1

Resolución número 0313 de 2021, por la cual se efectúa una distribución en el Presupuesto de Gastos de Funcionamiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para la vigencia fiscal de 2021. 2

Resolución número 0315 de 2021, por la cual se autoriza la ampliación del cupo del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna de Bogotá D. C. autorizado por la Resolución No. 192 del 12 de febrero de 2003, en seis billones quinientos mil millones de pesos ($6,500,000,000,000) moneda legal colombiana. 3

MINISTERIO DE SALUD Y PROTECCIÓN SOCIAL

Resolución número 00000148 de 2021, por la cual se establece el procedimiento de habilitación transitoria del servicio de vacunación contra la COVID 19, para los administradores de los regímenes Especial y de Excepción. 4

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Resolución número 40039 de 2021, por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones 40029 del 9 de enero de 2015, 40095 del 1° de febrero de 2016, 40098 del 7 de febrero de 2017, 40404 del 15 de mayo de 2017 y 40790 del 31 de julio de 2018, asociadas a los Planes de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2014-2028, 2015-2029, 2016-2030 y 2017-2031. 5

UNIDADES ADMINISTRATIVAS ESPECIALES

Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil

Resolución número 000257 de 2021, por la cual se aclara la Resolución 00233 del 9 de febrero de 2021. 6

Resolución número 0000265 de 2021, por medio de la cual se modifica la Resolución 1545 de 2015, "por la cual se fijan los procedimientos de recaudo de Impuesto de Timbre Nacional". 7

Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

Resolución número 8286 de 2020, por la cual se da por terminado un encargo, un nombramiento provisional y se efectúa un nombramiento de carácter provisional. 7

Resolución número 000825 de 2021, por la cual se dan por terminados unos encargos y un nombramiento de carácter provisional, se efectúan una ubicación y un nombramiento provisional y se designa una jefatura. 8

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Acuerdo número 003 de 2021, por el cual se aprueba el Modelo de Convenio de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P - Continental para Yacimientos Convencionales en Trampas. 9

ESTABLECIMIENTOS PÚBLICOS

Instituto Geográfico Agustín Codazzi

Resolución número 96 de 2021, por medio de la cual se habilita como gestor catastral al municipio de Zipaquirá - Cundinamarca y se dictan otras disposiciones. 52

Instituto Colombiano de Bienestar Familiar
Cecilia de la Fuente de Lleras

Resolución número 0239 de 2021, por medio de la cual se aprueba el Lineamiento Técnico Administrativo del Programa de Adopción y se dictan otras disposiciones. 56

Resolución número 0468 de 2021, por medio de la cual se aprueba el Lineamiento Técnico Administrativo de las Estrategias que Promueven la Adopción. 57

VARIOS

Fiscalía General de la Nación

Resolución número 0-0271 de 2021, Por medio de la cual se otorgan atribuciones transitorias para cumplir funciones de Policía Judicial a servidores adscritos a la Sala Especial de Instrucción de la Corte Suprema de Justicia y se modifica la Resolución 0-0400 de 2020. 58

Consejo Profesional Nacional de Arquitectura y sus Profesiones Auxiliares

Acuerdo numero 01 de 2021, Mediante el cual se modifica el Acuerdo 12 de 2020. 59

Inversiones Rentarte y Cía. S. en C. S.

Aviso de fusión Guillermo León Ochoa Ceballos representante legal de la sociedad Inversiones Rentarte y Cía. S. en C. S. (Absorbente) identificada con NIT 900.716.091-9, cuyo capital social asciende a ($100.000.000) cien millones de pesos, y María Esperanza Gómez Botero representante legal de la sociedad Inversiones Valorarte y Cía. S. en C. S. (Absorbida) identificada con NIT 900.7160.081-5 con capital social de ($100.000.000,oo) cien millones de pesos, ambas domiciliadas en Bogotá, D. C., en cumplimiento del artículo 174 del Código de Comercio, avisan que a través de reunión extraordinaria de socios celebrada el día 2 de febrero de 2021, aprobaron compromiso por medio del cual dichas compañías se fusionan mediante la absorción que hace Inversiones Rentarte y Cía. S. en C. S. de Inversiones Valorarte y Cía. S. en C. S. 59

ANDES TOURS S.A.S.

A los beneficiarios del señor José Eduardo Valdivia Lara, la empresa Andes Tours S.A.S. con domicilio en la Carrera 9 74 08, Local 103 de la ciudad de Bogotá, Teléfono 746 1333, correo corporativo: info@andestours.com.co, sociedad comercial identificada con el NIT 860.031.954-4, se permite informar que el señor José Eduardo Valdivia Lara quien se identificara con la cédula de ciudadanía número 79346733 de Bogotá, laboraba en nuestra empresa hasta la fecha de su fallecimiento, el día 24 de diciembre de 2020, por lo que la empresa tiene la liquidación de salarios y prestaciones sociales. 60