



Bogotá, D.C. octubre 8 de 2018

Doctora
LUIS MIGUEL MORELLI NAVIA
Presidente
Agencia Nacional de Hidrocarburos
Ciudad

Ref: Informe de Gestión

Respetado doctor Morelli:

Conforme a lo dispuesto en la Ley 951 de marzo 31 de 2005, me permito presentar a usted informe de mi gestión desarrollada desde el 1 de junio de 2016, fecha en la que fui encargado de la Presidencia de la Agencia y que posteriormente tomé posesión como titular de la misma mediante lo dispuesto en el Decreto 1665 del 21 de octubre de 2016 y Acta de Posesión No. 00000060 del 25 de octubre de 2016 hasta el 19 de septiembre de 2018.

El presente informe está contenido en un documento de 97 páginas, un anexo al mismo de 28 páginas que contiene los principales temas a ser considerados por el presidente entrante de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, y finalmente un medio magnético (CD) con la información relacionada al punto 8 del informe de gestión.

Atentamente.

ORLANDO VELANDÍA SEPULVEDA

2. INFORME RESUMIDO O EJECUTIVO DE LA GESTIÓN:

Este informe contiene las actividades y los aspectos que se consideran más estratégicos ejecutados desde el 1 de junio de 2016, fecha en la que fui encargado de la Presidencia de la Agencia y que posteriormente tomé posesión como titular de la misma mediante lo dispuesto en el Decreto 1665 del 21 de octubre de 2016 y Acta de Posesión No. 00000060 del 25 de octubre de 2016 hasta el 19 de septiembre de 2018, fecha de mi retiro.

LA COYUNTURA DE CAIDA DE PRECIOS

Sea lo primero indicar que Colombia no fue ajena a los efectos derivados de la caída de precios generados partir del segundo semestre de 2014 y que tuvo su punto más crítico a comienzos del 2016 cuando el precio llegó a cifras por debajo de U\$30 por barril.

Esto implicó emprender un proceso de administración de esa coyuntura encaminada a enfrentar esa crisis y lograr mantener los niveles de producción y de actividad exploratoria que le permitieran al país seguir produciendo los combustibles necesarios para su desarrollo y generar los ingresos fiscales para el buen quehacer de las finanzas públicas

Durante el año 2015, se expidieron los Acuerdos 02, 03, 04 y 05 que contenían las medidas de coyuntura adoptadas para administrar esa crisis ya referida. En el siguiente cuadro se muestra la relación de las medidas implementadas, el número de solicitudes y el monto final de las inversiones que se lograron aprobar y salvaguardar.

MEDIDA SOLICITADA	BALANCE AL 31/AGOS/16			
	Solicitudes recibidas	Solicitudes otorgadas	Solicitudes negadas	Inversión asociada a solicitudes aprobadas (USD\$)
Extensión de Plazo (Exploración)	137	101	35	966.965.512
Prorroga extensión plazo 6 meses (Exploración)	44	12	28	0
Extensión plazo para ejecutar actividades PEV (Programa de Evaluación)	42	17	25	55.295.773
Prorroga extensión plazo (6 meses) para ejecutar actividades PEV (Programa de Evaluación)	13	5	8	0
Extensión plazo para presentar PEV (Programa de Evaluación)	4	1	3	0
Plazo para presentar declaración de comercialidad	8	4	4	0
Traslado de Inversiones	53	16	17	238.906.906
Acreditación actividades exploratorias – TEA – E&P Acuerdo No. 04	1	1	0	0
Equiparación de estipulaciones de contratos y convenios costa afuera.	1	0	1	0
TOTAL	303	157	121	1.261.168.191
Reducción del valor de las <u>Garantías</u> – Acuerdo No. 3	88	66	21	530.156.682

En virtud de lo anterior, la principal tarea en que se centró mi administración, durante el año 2016 fue la de impedir la terminación de los contratos por parte de las compañías, y por el contrario estimular su permanencia en el país, y evaluar la situación particular de cada uno de ellos y encontrarle salida a la situación particular a través de las medidas que se establecieron en los acuerdos ya referidos.

Como resultado final, la mayoría de las compañías mantuvieron sus contratos, gracias a lo cual, una vez se dio la recuperación y estabilización de los precios, fundamentalmente en el año 2017, las compañías al haber mantenido sus contratos y por ende sus obligaciones vigentes, pudieron materializar los compromisos establecidos en los mismos, fundamentalmente en la perforación de pozos exploratorios, pues pasamos de 21 pozos perforados en 2016 a 54 pozos en el 2017, un incremento del 157%. Con un reporte de hallazgos en 18 pozos, una tasa de éxito cercana al 30%.

LA CONFLICTIVIDAD SOCIAL EN LAS REGIONES

Una de las mayores dificultades que se generó desde el año 2016 y 2017, fue la gran conflictividad social en las regiones donde se desarrollan las actividades de la industria petrolera, derivada de los conflictos sobre uso del suelo y del subsuelo.

Las comunidades decidieron acudir a los mecanismos de participación ciudadana, particularmente a la Consulta Popular, pues a través de este mecanismo más de 50 municipios petroleros, o con potenciales para su búsqueda, decidieron manifestarse en contra de la Industria.

Desde la ANH, lideramos un proceso de diálogo y pedagogía con apoyo de la Industria, la Academia, las asociaciones de profesionales del sector, que nos permitió contener en gran medida esta inusitada aversión al desarrollo de la Industria.

Redireccionamos y fortalecimos la Estrategia Territorial de Hidrocarburos, para adelantar procesos de diálogo con las comunidades y desmitificar muchos de los argumentos esbozados en contra de la industria extractiva.

Igualmente, y ante la proximidad al fallo de la Corte Constitucional, sobre competencias en materia de uso del suelo y del subsuelo, presentamos ante la misma, la defensa jurídica y técnica de la actividad petrolera.

EL OFFSHORE

En el entorno de caída de precios que afectó a la industria a nivel mundial, la actividad exploratoria en el mar Caribe colombiano, tuvo un comportamiento satisfactorio pues en los tres años de crisis se desarrollaron más de 100.000 kilómetros de sísmica y se perforaron 8 pozos exploratorios, 4 de los cuales fueron exitosos, y se descubrió un gran yacimiento de gas, en la parte sur del Mar Caribe, con los descubrimientos de Gorgon-1 y Purple Angel-1 por parte de Ecopetrol y Anadarko.

Sin embargo, estas buenas noticias deberían ir acompañadas de la revisión de los términos contractuales de cara al proceso que se debía dar al finalizar el 2017 y comienzos del 2018 con la terminación de los contratos TEAS y su posible conversión a contratos E&P.

Minuta offshore

Dentro de la actual administración se lideró y estructuró la Minuta Offshore, instrumento jurídico requerido por la industria, toda vez que las operadoras requerían convertir los contratos de evaluación técnica a contratos E&P, acuerdo comercial que tiene las siguientes particularidades:

- Se elaboró teniendo en cuenta la Minuta Vigente 2014, los avances del Acuerdo 2 de 2017, la legislación comparada de México, Brasil, Reino Unido y Estados Unidos, y el apoyo de la Embajada Americana y la Academia.
- Se llevó a cabo un proceso de socialización y discusión con la Industria.
- Se realizó por parte del Ministerio de Minas y Energía un análisis y ajuste en materia de competitividad mediante la Consultora CMS-RACLA.
- Se gestionó la aprobación de la Agencia Nacional de Defensa Jurídica del Estado, de la Cláusula de Arbitraje Internacional y Nacional atendiendo lo dispuesto en la Ley 1563 de 2012.
- Se incorporó el Plan de Evaluación Integrado que permite integrar planes de evaluación de diferentes descubrimientos para efectos de declaración de Comercialidad, ampliando los plazos para Aviso de Descubrimiento y Programa de Evaluación.
- Se incorporaron alternativas a la Carta de Crédito Stand By disponibles en el mercado y que ofrecen una garantía equivalente
- Fórmula cuadrática para provisión de Fondo de Abandono - Menos provisión en los primeros años
- Regalías en Especie acorde a la actividad Offshore
- Cláusula Compromisoria que admite reglas Cámara de Comercio Internacional.
- Eliminación de Multas Sancionatorias del Modelo de Minuta

MEJORAR COMPETITIVIDAD

Igualmente aprovechamos esa coyuntura para repensarnos, en materia contractual y fiscal, pues ante la caída de demanda de áreas para firmar contratos y dada la coyuntura de bajos precios, era necesario que el país evaluara sus índices de competitividad para lograr atraer a las compañías que pudieran seguir buscando escenarios de inversión.

Acuerdo 02 de 2017

En línea con lo expuesto, se expidió el reglamento que ha de regir la asignación de áreas, el cual se encuentra contenido en el Acuerdo 2 de 2017, norma superior que

estableció un nuevo esquema de asignación de áreas con las siguientes particularidades:

- ✓ Establece un nuevo sistema de delimitación, determinación y clasificación de Áreas.
- ✓ La ANH tiene la responsabilidad de publicar y mantener a disposición de los interesados, un mapa de áreas en el que se identifiquen las Áreas Reservadas, Asignadas y Disponibles.
- ✓ Autoriza renuncia a las áreas y traslado de inversiones en caso de eventos eximentes de responsabilidad. (Artículo 7)
- ✓ Crea el Registro de Interesados, que agiliza los diferentes procedimientos de selección y brinda claridad y precisión a los interesados, respecto de los requisitos que deben cumplir en nuestro País para acceder a la adjudicación de áreas y en el que deben inscribirse todos los interesados.
- ✓ Transición. Mientras el Registro se implementa, la habilitación de los Interesados continuará realizándose a partir de los Términos de Referencia, con sujeción a lo dispuesto en el Acuerdo 2 de 2017 (Artículo 12).
- ✓ Admite el traslado de actividades remanentes de un contrato a otros contratos en cabeza del mismo Contratista o Áreas Libres o Reservadas de Interés de la ANH, en los términos previstos para el Primer Oferente en los Procesos Competitivos Permanentes del Artículo 38.1. (Artículo 30).
- ✓ Establece que el Programa Exploratorio Mínimo debe fijarse en los Términos de Referencia del proceso de selección (Artículo 32)
- ✓ Reemplaza la tabla de precios unitarios fijos por un sistema de precios de valor determinable a partir de una fórmula sustentada en el Promedio Referencia Cushing, OK WTI, "Spot Price", FOB de los seis (6) meses anteriores a la fecha de valoración de que se trate (Actividades remanentes, Garantías, etc.) (Artículo 33).
- ✓ Regula los sistemas de selección de contratistas que pueden ser: Procedimientos Competitivos Permanente o Puntual, Abierto o Cerrado ó Asignación Directa, previa regulación del Consejo Directivo.
- ✓ Regula el procedimiento de evaluación y calificación de propuestas, así como el de adjudicación de los contratos.
- ✓ Establece los siguientes factores de evaluación y calificación que pueden incorporar los Términos de Referencia:
 - Actividades exploratorias adicionales ofrecidas por encima del mínimo exigido por la ANH.
 - Mayor porcentaje de participación en la producción (X%).
 - Condiciones económicas de mercado más favorables para la ANH.
 - Retribuciones de otra índole a favor de la Entidad.
 - Otros ofrecimientos en beneficio del País.
 - Mayor proporción de la producción compartida.
- ✓ Regula la posibilidad de Desarrollar Yacimientos de Hidrocarburos en Rocas Generadoras o los demás yacimientos definidos en el Artículo 1 del Decreto 3004 de 2013 en ejecución de contratos adicionales a contratos o convenios con

Ecopetrol, actualmente vigentes, sin restringir el plazo para la suscripción de tales contratos adicionales.

- ✓ Establece la posibilidad de que el contrato adicional que se celebre para este fin, sea ejecutado por un Contratista Plural diferente del contratista del Contrato Inicial y separa las responsabilidades de cada uno de ellos.
- ✓ Reafirma de manera general que los Contratos debe sujetarse a las normas superiores en materia ambiental y social y respetar el Patrimonio Arqueológico de la Nación.
- ✓ Regula de manera general la Responsabilidad Ambiental y la Responsabilidad Social Empresarial del Contratista, así como sus obligaciones en materia de Inversión Social.
- ✓ Regula de manera específica los Programas en Beneficio de las Comunidades -PBC (Inversión del 1% del valor total del Programa Exploratorio Mínimo y Adicional, de los Programas Posterior y de Evaluación, así como el 1% del Programa Anual de Operaciones de todos los Campos Comerciales del Área o Áreas en Producción durante el Periodo Correspondiente).
- ✓ Fija una fórmula de variación de los Derechos Económicos correspondientes al X% de Participación, atendiendo la fluctuación del precio del petróleo (Artículo 84).
- ✓ Regula de manera detallada los Derechos Económicos y su fórmula de actualización.
- ✓ Regula de manera clara el rol, facultades y obligaciones del Supervisor y/o el Interventor en los Contratos TEA e E&P.
- ✓ Unifica la entrega de informes en ejecución de los Contratos para el 1 de abril de cada año calendario (Artículo 99 Capítulo 11).
- ✓ Regula la Oportunidad, el Procedimiento y el Contenido del Acta de Liquidación de los Contratos TEA e E&P (Capítulo 12).
- ✓ Conserva las Medidas para Mitigar los Efectos Adversos de la Caída en los Precios Internacionales y su impacto en la Renta Petrolera.
- ✓ Flexibiliza la opción de Ajuste de Garantías de Cumplimiento en materia de División y Reducción de la Garantía (Artículo 106).
- ✓ Admite el traslado de Actividades Remanentes de un Contrato a otros Contratos en cabeza del mismo Contratista o Áreas Libres o Reservadas de Interés de la ANH, en los términos previstos para el Primer Oferente en los Procesos Competitivos Permanentes del Artículo 38.1 (Artículo 103).
- ✓ Establece de manera clara que el Acuerdo 2 de 2017 sólo rige hacia futuro. Los Contratistas de Contratos o Convenios Vigentes pueden acogerse a TODO el Acuerdo, previo Otrosí, pero en ningún caso se les podrá aplicar el Capítulo 10 de Derechos Económicos.
- ✓ Las solicitudes relacionadas con Medidas para Mitigar los Efectos Adversos de la Caída en los Precios Internacionales y su impacto en la Renta Petrolera, anteriores al Acuerdo 2 de 2017, se sujetan a la norma vigente al momento de la solicitud.
- ✓ El Acuerdo 02 de 2017 comenzó a regir el 19 de mayo de 2017, luego de su publicación en el Diario Oficial No.50.238.

Así mismo, el Acuerdo 2 de 2017, cambió el modelo de exploratorio de inversión a actividades, y solo para efectos de garantías, PBC e incumplimientos se realizará una valoración económica. En todo caso, esta valoración está vinculada al precio del WTI de tal forma que siempre se adecuen a la realidad del mercado.

Siendo oportuno señalar, que, con la eliminación de la tabla de precios unitarios, se logró premiar la eficiencia de las compañías. Los esfuerzos exploratorios los enfocamos en pozos y sísmica, aprovechando que los costos de administración, marketing, consultoría, inclusive G&G se han reducido significativamente, lo que disminuye en impacto en los proyectos petroleros.

En materia de asignación de áreas, se consagró como principio general que éstas se harán por regla general a través de Procesos Competitivos y de manera excepcional a través del mecanismo de Asignación Directa. En el proceso competitivo se establecieron dos modalidades, el Proceso Competitivo Puntual y el Proceso Competitivo Permanente

Proceso competitivo puntual Sinú San Jacinto

A partir de lo dispuesto en el Acuerdo 2 de 2017 el Consejo Directivo autorizó la puesta en marcha de un proceso de asignación de quince (15) Áreas a través de esta modalidad, el Procedimiento Competitivo Sinú San Jacinto. Las Áreas ofertadas se clasifican en Maduras o Exploradas y Emergentes o Semiexploradas y cuentan con información técnica promisorio, situadas en la cuenca frontera Sinú San Jacinto, cuyo proceso se desarrollará en el marco del nuevo Reglamento de Contratación.

Los 15 bloques ofrecidos ocupan un área total de 716.987,90 hectáreas, tiene prospectividad para el desarrollo de Yacimientos con acumulaciones en Trampas o Convencionales, dependiendo de los procesos de migración y entrampamiento de los hidrocarburos; y, según sus características geológicas y la información técnica disponible, se han calificado 13 áreas como Emergentes o Semiexploradas, y dos (2) áreas como Maduras o Exploradas.

En la actualidad el procedimiento Competitivo Sinú San Jacinto 2017 se encuentra aplazado. Ya se surtió la fase de habilitación de las compañías, con la respectiva acreditación de capacidades jurídicas, responsabilidad social empresarial, ambiental, económico- financiera y técnica operacional.

Las compañías habilitadas en este procedimiento son:

- Parex Resources Colombia Ltd,
- Nexen Petroleum Colombia Limited
- Hocol S.A.
- Talisman Colombia Oil & Gas
- NBL NV 1 Limited
- Grand Tierra Energy Colombia

Se deberá decidir, una vez se conozca la posición de las Compañías habilitadas, el trámite a seguir en el proceso, para levantar su suspensión y finiquitarlo de la forma que se determine previamente a instancias del Consejo Directivo.

Proceso Competitivo Permanente

Este procedimiento busca erigirse como un novedoso y único sistema de asignación que permita una selección bajo principios de celeridad, transparencia y selección objetiva, brindando claridad y precisión a los interesados, respecto de los requisitos que deben cumplir en nuestro país para acceder a la adjudicación de áreas, al tiempo que hace mucho más expedito y dinámico el trámite administrativo para la asignación de las áreas.

Tiene fecha de inicio, pero no fecha de finalización, en donde el Primer Oferente tiene derecho a mejorar la que resulte ser la mejor oferta en orden de elegibilidad.

Las áreas se adjudicarán mediante procesos individuales que se activan con la oferta sobre un área específica.

La ANH puede incluir áreas durante todo el proceso y modificar o eliminar áreas ya ofertadas, anualmente.

La Agencia publicará áreas para recibir ofertas por un plazo de dos (2) meses que coincidirá con el plazo de habilitación de los interesados dentro del proceso de asignación de áreas mientras se implementa el Registro de Interesados.

Los interesados dentro del Procedimiento Competitivo Permanente podrán proponer áreas que serán analizadas y delimitadas por el Consejo Directivo de la ANH y publicadas por dos (2) meses, señalando que existe una Primera Oferta sobre el área propuesta.

En ambos casos, (oferta directa de áreas por la ANH o las áreas que sean viabilizadas de las postuladas por las Compañías) luego de haber declarado el Primer Oferente los interesados tendrán treinta (30) días para presentar ofertas, se definirá el orden de elegibilidad en audiencia pública y se le dará la posibilidad al Primer Oferente de mejorar la que resulte ser la Mejor Oferta en el orden de elegibilidad; si el Primer Oferente la mejora se adjudica al mismo, si no lo hace, se adjudica a la Mejor Oferta del orden de elegibilidad.

No se contempla la declaratoria de desierta de las áreas a ofertar, se declara que el área queda nuevamente disponible para recibir nuevas ofertas.

Con estos lineamientos generales y luego de un amplio proceso de discusión con la industria y la comunidad, el Consejo Directivo en sesión del 6 de agosto de 2018, aprobó los Términos de Referencia del Proceso Competitivo Permanente 2018, a través del cual, previa aprobación del mapa de áreas, la ANH ofertara las áreas para que por

este mecanismo sean ellas asignadas mediante la suscripción de los respectivos contratos.

Así mismo, se estableció la posibilidad de que los particulares interesados puedan postular áreas, que previa autorización del Consejo Directivo, puedan también ser incluidas dentro de las áreas a ofertar, con todo, y si son viabilizadas las áreas postuladas, siempre se desarrollará bajo el proceso Competitivo, que como se explicó anteriormente será el mecanismo primordial por el cual se realizar los procesos de asignación de áreas en Colombia.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ha tenido en cuenta líneas estratégicas para enfocar la actividad y gestión de la entidad, las cuales permiten evidenciar el cumplimiento de los objetivos estratégicos. Para ello, se ha trabajado en el alistamiento de áreas estratégicas para incorporar al proceso competitivo permanente, teniendo en cuenta que con este alistamiento se asegura una oferta de calidad de área exploratoria a los potenciales inversionistas, que nos permita mantener la dinámica de inversión en el sector.

Para este alistamiento se evaluaron y prepararon para ofertar a los inversionistas aproximadamente 20 áreas que suman más de 1,5 millones de hectáreas.

En la actualidad se han recibido cerca de 100 postulaciones de áreas continentales y áreas costa afuera, que hoy se deben revisar desde el punto de vista técnico en la Vicepresidencia Técnica y desde el punto ambiental la Gerencia de Seguridad Comunidades y Medio Ambiente, áreas postuladas por las siguientes compañías:

- Parex Resources
- Geoproduction
- Mansarovar
- Hocol
- Ecopetrol
- Gran Tierra Energy
- Occidental Andina LLC. OXY
- Perenco
- Gold Oil Colombia
- Geopark
- Colombia Energy Development Co-CEDCO

Por tal razón y por la importancia estratégica de atraer inversión al País, se considera oportuno y conveniente contar con un grupo interdisciplinario dentro del estudio y evaluación de las áreas a ofertar y de esta manera continuar con una dinámica que permita materializar las expectativas que se tienen puestas dentro del procedimiento competitivo permanente, habida cuenta que por la acogida de este nuevo esquema reglamentado y regido por el Acuerdo 2 de 2017, permite y habilita la posibilidad de incorporar o aumentar el número de áreas a ofrecer a la industria, previo el cumplimiento de solemnidades, esto para áreas tanto continentales como costa afuera,

en yacimientos convencionales así como en roca generadora en forma dinámica de acuerdo al interés que ha mostrado la industria petrolera de invertir en el País.

LABORES DE PROMOCION, ASIGNACION DE AREAS y GESTION CONTRACTUAL

En este aspecto, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ha venido trabajando en la evaluación y restructuración de un modelo de promoción y asignación de áreas tendientes a promocionar y posicionar a la ANH, la industria y al país a nivel nacional e internacional, como un destino atractivo para el inversionista, dentro de un marco legal y contractual que permita conseguir inversionistas como aliados estratégicos dentro de esquemas de asignación de áreas para la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos que nos permitan garantizar la seguridad energética y el fortalecimiento de las finanzas públicas del país.

Durante esta administración se dinamizó la ejecución contractual reflejada en nuevas inversiones y socios estratégicos en contratos vigentes, así como conversiones de contratos de Evaluación Técnica a E & P, entre otros.

VICEPRESIDENCIA DE PROMOCIÓN Y ASIGNACIÓN DE ÁREAS

ACTIVIDADES ESTRATEGICAS PARA IMPULSAR EL DESARROLLO DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

TRÁMITES	TOTAL
CESIONES	27
CONVERSIONES	10
CONVENIOS CON ECOPETROL	5
CONTRATOS ADICIONALES (YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA)	1

A continuación, se presenta el detalle de las actividades estratégicas para impulsar el desarrollo de los contratos de Exploración y Producción, identificado los profesionales que lideran cada uno de los trámites.

Los asteriscos (*), identifican aquellos que ya surtieron el trámite de aprobación y están en proceso de formalización mediante el otosí o suscripción de la minuta correspondiente.

DETALLE SOBRE TRÁMITE DE CESIONES DE INTERES, DERECHOS Y OBLIGACIONES EN CONTRATOS E&P; CONTRATOS ADICIONALES E&P, Y CONVENIOS

No.	DENOMINACIÓN	OPERADORA	EDNA PUERTO	JULIAN COLMENARES	JOHANNA MATEUS	CLARA LOZANO	OBSERVACIÓN
1	CONVENIOS AGUAS BLANCAS	PAREX	X		X		Pendiente nuevos lineamientos OAJ
2	CONVENIO PLAYÓN	PAREX	X				Pendiente nuevos lineamientos OAJ
3	CONVENIO DE MARES	PAREX			X		Pendiente nuevos lineamientos OAJ
4	VMM-2 ADICIONAL	CANACOL			X		
5	LLA-17	PAREX	X		X		
6	COL-3	SHELL			X		Sujeta a firma Conversión E&P
7	LLA-39*	ECOPETROL				X	
8	LLA-52*	ECOPETROL				X	
9	TURPIAL	PANATLANTIC			X		se terminó el trámite de estudio de cesión por no reunir capacidades
10	LA LOMA	DRUMMNOND	X*				
11	LA LOMA ADICIONAL	DRUMMNOND	X*				
12	CR-2	DRUMMNOND	X				
13	CR-3	DRUMMNOND	X				
14	CR-4	DRUMMNOND	X				
15	BUENAVISTA	BLOQUE B	X				Sin documentación soporte
16	VMM-2	CANACOL	X		X		
17	OMBU	CANACOL	X				
18	SANTA ISABEL	CANACOL	X				

No.	DENOMINACIÓN	OPERADORA	EDNA PUERTO	JULIAN COLMENARES	JOHANNA MATEUS	CLARA LOZANO	OBSERVACIÓN
19	LLA-23	CANACOL	X				
20	PUT-14	GULF SANDS	X				
21	ALEA1848A	GRANTIERRA		X*			
22	ALEA1947C	GRANTIERRA		X*			
23	COR-39	CARRAO		X*			
24	COR-4	CNE OIL & GAS		X			
25	NOGAL	EMERALD		X			
26	CABRESTERO	PAREX		X			
27	LLA-34	PAREX		X			
28	LLA-32	PAREX		X			
29	CONVENIO CHIMICHAGUA	HOCOL		X*			Pendiente Fondo de Abandono
30	CONVENIO CICUCO BOQUETE	HOCOL		X*			Pendiente Fondo de Abandono
31	CONVENIO HUILA	HOCOL		X*			Pendiente Fondo de Abandono
32	CONVENIO LA PUNTA	HOCOL		X*			Pendiente Fondo de Abandono
33	CONVENIO RANCHO HERMOSO	HOCOL		X*			Pendiente Fondo de Abandono
34	CONVENIO UPIA	HOCOL		X*			Pendiente Fondo de Abandono

De la información anterior, 15 se encuentran en trámite de evaluación.

DETALLE SOBRE TRÁMITES DE CONVERSIÓN DE CONTRATOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA A CONTRATOS DE E&P COSTA AFUERA

No.	DENOMINACIÓN	OPERADORA	JULIAN COLMENARES	DOLLY FAJARDO	JOHANNA MATEUS	OBSERVACION
1	SN-1	GRANTIERRA	X			Continental. En proceso de evaluación
2	COL-1	ANADARKO		X	X	Costa Afuera. Pendiente Información
3	COL-2	ANADARKO		X	X	Costa Afuera. Pendiente Información

4	COL-3	SHELL		X	X	Costa Afuera. En proceso de evaluación
5	COL-4	REPSOL		X	X	Costa Afuera. Pendiente Información
6	COL-5	ECOPETROL		X	X	Costa Afuera. Pendiente Información
7	COL-6	ANADARKO		X	X	Costa Afuera. Pendiente Información
8	COL-7	ANADARKO		X	X	Costa Afuera. Pendiente Información
9	GUA OFF-1	REPSOL		X	X	Costa Afuera. Pendiente Información
10	GUA OFF-3	SHELL		X	X	Costa Afuera. En proceso de evaluación

DETALLE SOBRE TRÁMITES DE NUEVOS CONVENIOS POR TERMINACIÓN DE CONTRATOS DE ASOCIACIÓN

No.	DENOMINACIÓN	OPERADORA	JULIAN COLMENARES	EDNA PUERTO	JOHANNA MATEUS
1	FARALLONES	ECOPETROL	X		
2	RECETOR	ECOPETROL			X
3	SANTIAGO DE LAS ATALAYAS	ECOPETROL	X*		X*
4	RIO MAGDALENA	ECOPETROL		X	
5	MAGANGUÉ	ECOPETROL		X	

DETALLE SOBRE TRÁMITES DE NUEVOS CONTRATOS ADICIONALES PARA LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCION DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

No.	DENOMINACIÓN	OPERADORA	JOHANNA MATEUS
1	VMM-37	EXXON MOBIL	X

INCENTIVOS TRIBUTARIOS

Además de los Acuerdos expedidos por la ANH, se impulsó en la última reforma tributaria el establecimiento de dos incentivos fiscales para mejorar la competitividad en materia contractual y de Government Take en el contrato petrolero. Se aprobó el otorgamiento de un Certificado de Reembolso Tributario para las compañías que inviertan en actividades de exploración y de recobro mejorado encaminadas a incrementar reservas en el país y se permitió la devolución del Impuesto al Valor Agregado para las actividades exploratorias Costa Afuera.

Adicionalmente se aprobaron las primeras 4 Zonas Francas Costa Afuera, que facilitaron la perforación de cuatro pozos exploratorios en la Costa Caribe Colombiano, que permitirán dinamizar la actividad exploratoria para atraer inversión extranjera.

Una vez aprobada la reglamentación correspondiente y con un cupo aprobado de un billón seiscientos diez mil novecientos veintiún millones quinientos cincuenta mil pesos (1.610.921.550.000), se procedió a evaluar y clasificar los proyectos presentados por las compañías para ser beneficiarios de este incentivo y que permitirán beneficiar a los proyectos de exploración para los próximos 4 años.

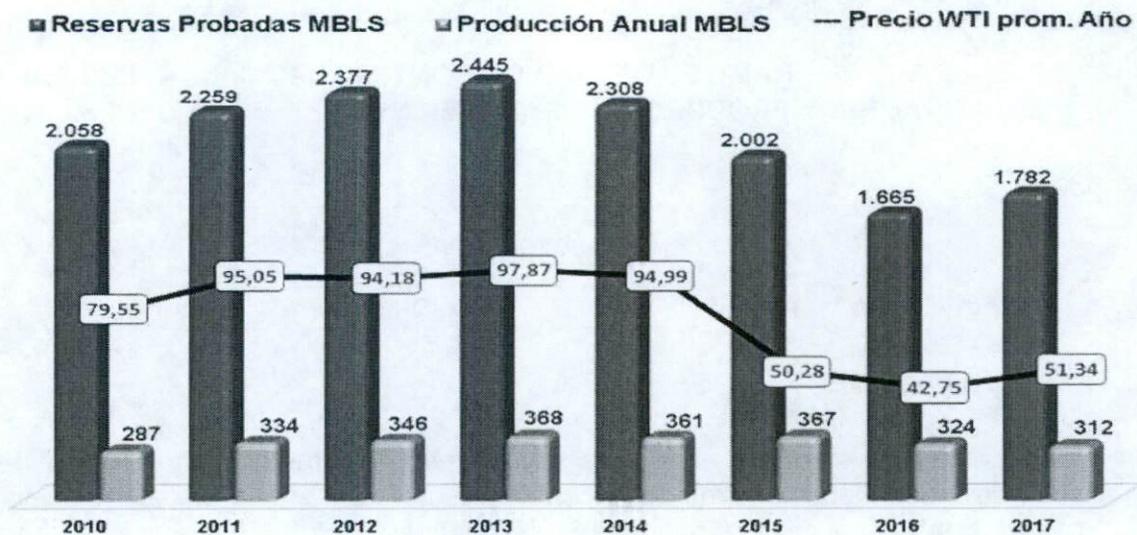
En un acápite especial presentado más adelante, se pormenorizará sobre el desarrollo de este incentivo y los proyectos viabilizados.

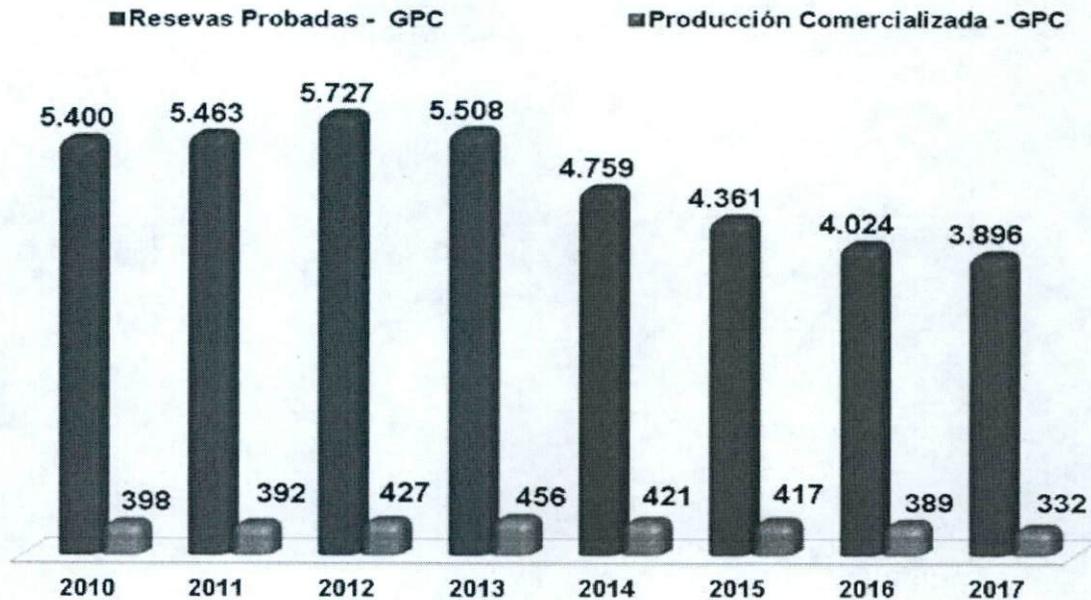
PRODUCCION Y RESERVAS

Pese a la caída vertiginosa de precios, la producción tuvo un comportamiento aceptable estos tres últimos años.

En 2016, año de menores precios del barril U\$42.75, la producción promedio diaria fue superior a los 880.000 barriles, en 2017 se logró una producción promedio superior a los 855.000 barriles y este año se espera finalizar con una cifra cercana a los 860.000 barriles. En Cuanto a gas la producción se mantenido por encima de los 900 Mpcd

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de producción de los últimos años y el precio promedio de precios al año, tanto para petróleo como para gas.

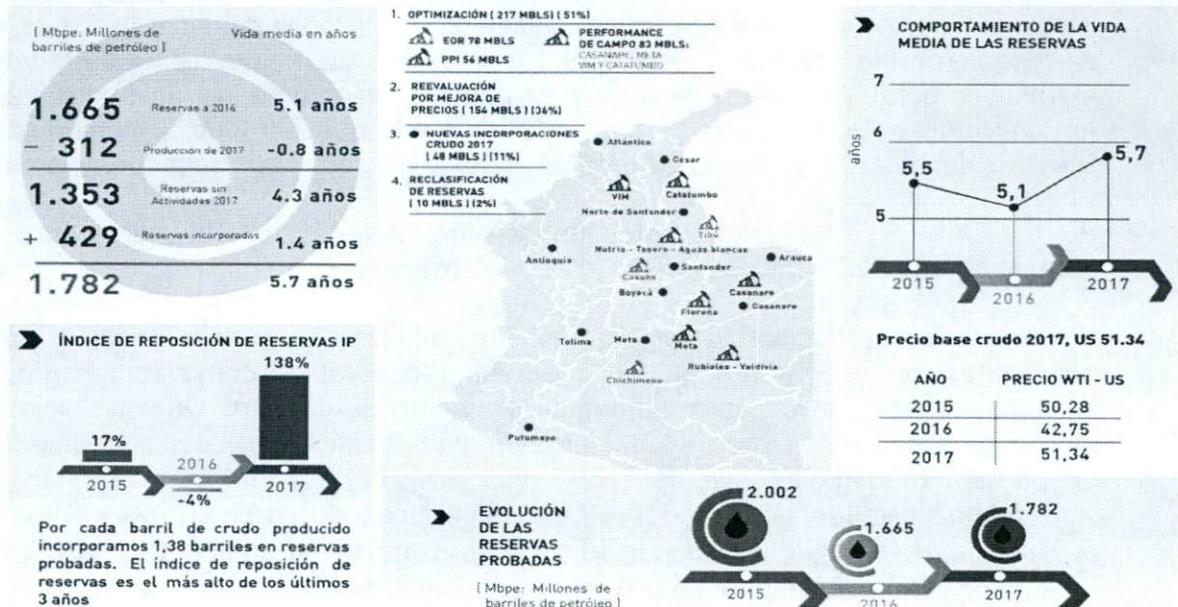




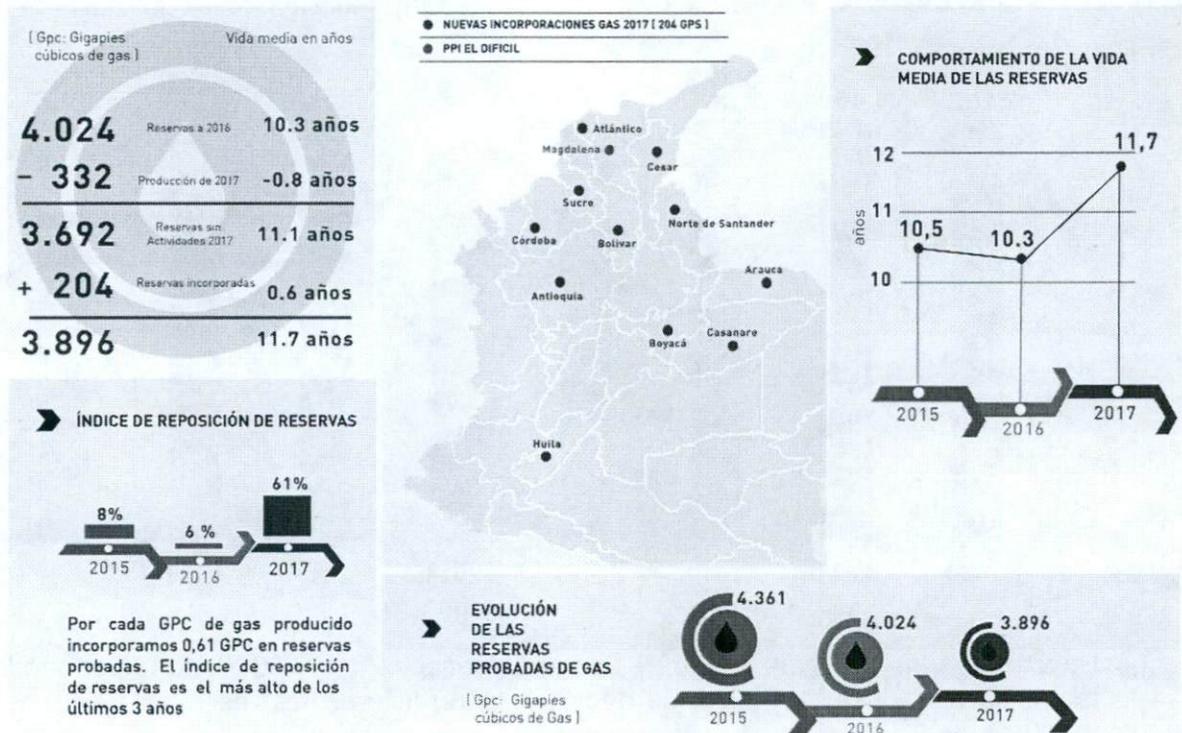
En cuanto a las reservas, luego de dos años críticos 2015 y 2016, donde se registró un factor de reposición negativo, es decir no se repusieron las reservas extraídas, para 2017 y luego de varios años de factores de reposición críticos, se logró un factor de reposición del 138%

La siguiente gráfica muestra el comportamiento de las reservas a 31 de diciembre de 2017 tanto para crudo como para gas.

Para crudo:



En gas se logró un factor de reposición del 61%



PROYECTOS DE PRODUCCION INCREMENTAL

En línea con todo lo expuesto, se adelantó un estudio para el apoyo al incremento del factor de recobro de hidrocarburos, mediante el cual se pretendió el fortalecer el trabajo de investigación y desarrollo experimental llevado a cabo en forma sistemática para incrementar el conocimiento científico y tecnológico en áreas del incremento del factor de recobro de hidrocarburos. Este aporte a proyectos de mejoramiento de recobro es estratégico porque es una alternativa para el mejoramiento de los factores de recobro en los campos existentes con tecnología de punta que permita el aumento de las reservas del país, convirtiendo las reservas probables y posibles, en reservas probadas.

Se realizaron 42 proyectos pilotos de recobro mejorado, los cuales incorporaron aproximadamente 78 millones de barriles a las reservas del país.

El Proyecto de Producción Incremental - PPI es un incentivo otorgado a las compañías operadoras que incorporen nuevas reservas recuperables como consecuencia de inversiones adicionales para aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes. Con este proyecto se emitieron por parte de la ANH 14 actos administrativos de otorgamiento de PPI desde la vigencia 2016. En el año 2017 se generó un incremento de reservas probadas 1P de 56 millones de barriles provenientes de la producción incremental. Es trascendental darle continuidad al incentivo para que con mayor inversión y tecnología se pueda realizar la migración de recursos a reservas que permitan aumentar la producción y el abastecimiento del país.

Proyectos de recobro mejorado:

Se recibe información por parte de las compañías operadoras de los proyectos de recobro mejorado – EOR, suscritos como proyectos pilotos a los cuales se les hace seguimiento trimestral para asegurar el cumplimiento de las responsabilidades asumidas por la compañía operadora desde el punto de vista del yacimiento.

Se tramitan y evalúan las solicitudes realizadas por las compañías y se generan conceptos técnicos con el fin de mejoramiento del piloto, con el fin de incrementar el cubrimiento del proyecto piloto o para determinar nuevos sectores del yacimiento donde se está realizando el piloto.

Se tramitan solicitudes de ampliación de cronograma del piloto para obtener mejor información de este de cara a una obtención de resultados concretos que permitan establecer el éxito del piloto para aplicación de la tecnología en el campo completo o el cierre del piloto por resultados no exitosos que van desde lo económico a lo técnico.

Además, se tramitan solicitudes para manejo de aguas de producción residuales, mediante la inyección de agua utilizando pozos adaptados como de disposición (disposal wells), estas solicitudes deben ser estudiadas cuidadosamente para que estas inyecciones no interfieran con las formaciones productoras activas en el campo. Por último, se está iniciando la implementación de una plataforma en solar donde las empresas operadoras que tienen inyección de agua deberán registrar los volúmenes de inyección diario para control por parte de la ANH.

Activos	28
Suspendidos	2
Terminados	7
Desistidos	1
Para un total de	38 proyectos.

Los proyectos corresponden a las siguientes compañías:

ECOPETROL	18
EQUION	1
FRONTERA	1
HOCOL	3
MANSAROVAR	2
PAREX	3

Los tipos de tecnologías empleadas son:

Inyección de agua	17
Inyección alternada de agua y gas	2
Agua mejorada	6
Inyección de vapor	2
Inyección de gas	1
Combustión in situ	1

PETROLEO PARA EL DESARROLLO

La inclusión de Colombia en el programa “Petróleo para el Desarrollo” del Gobierno de Noruega, luego de dos años de trabajo y desarrollo de un proceso de validación de los avances del país en materia petrolera, se convirtió en un logro importante de cara al fortalecimiento de las competencias institucionales y de desarrollo humano para el futuro del sector.

Los alcances del Programa y sus beneficios para el país se detallarán más adelante.

RETOS

Por su parte el Plan Nacional de Desarrollo 2014 - 2018 denominado “Todos por un Nuevo País”, adoptado por la Ley 1753 de 2015, propendió por la construcción de una Colombia fundada en tres pilares fundamentales: paz, equidad y educación. En tal sentido las estrategias de desarrollo del sector petrolero, de conformidad con lo señalado en el Plan Nacional de Desarrollo del cuatrienio 2014-2018, se enfocaron en 4 frentes:

- Recobro mejorado: Aplicación del artículo 16° de la Ley 756 de 2002, para todos los proyectos de producción incremental, previa aprobación de la ANH.
- Costa Afuera: Expedición de la nueva minuta, para viabilizar las operaciones de evaluación y desarrollo en el largo plazo.
- Yacimientos en Roca Generadora: armonización de los intereses económicos del estado, con el aprovechamiento del gran potencial hidrocarbúrico en roca madre.
- Actividades de exploración: Incentivos tributarios mediante el Certificado de Reembolso Tributario.

En este sentido, los estudios adelantados han girado alrededor de la evaluación del modelo de gestión y administración de los recursos hidrocarbúricos del país, de su reglamentación y condiciones fiscales en relación con experiencias internacionales en la región y en otras partes del mundo, procurando identificar factores de éxito en el relacionamiento Gobierno - Industria- Comunidades y fortalecer los procesos para hacer más competitivo al País en su propósito de atraer nuevas inversiones y conservar

las existentes, en un contexto de reducción de los precios del petróleo y de contracción del mercado.

Por tal razón en la actual coyuntura, se generan unos retos enormes para la industria petrolera para fortalecer e implementar:

- Implementar tecnologías innovadoras y nuevas formas para llegar a los yacimientos.
- Implementar novedosos mecanismos tecnológicos, que permitan prever incidentes, y disminuir el impacto en el medio ambiente en caso de tenerlos.
- Mejorar el conocimiento geológico del país, con el fin de desarrollar planes de largo plazo para la atracción de inversionistas por segmentado.
- Mejoramiento de las relaciones con las comunidades en las zonas de influencia de los proyectos.
- Implementar mecanismos de visibilización de las inversiones sociales.
- Impulsar el desarrollo de microempresas, dentro de la política de RSE, que beneficien a las comunidades de las áreas de influencia de los proyectos, de tal forma que permita integrar las necesidades de suministro de bienes y servicio de los campos petroleros, para que las comunidades tengan sentido de pertenencia y protejan la continuidad de la industria y de las empresas responsables.

Por todo lo expuesto la gestión de la ANH, se ve claramente reflejada en importantes logros adicionales como lo fue la expedición de la Minuta Offshore, el reglamento de asignación de áreas, como instrumentos competitivos dentro del desarrollo de una política de Exploración y Producción de Hidrocarburos en Áreas Continentales, Costa Afuera y en Yacimientos en Roca Generadora en arreglo a las tendencias mundiales, que le permita a la ANH incentivar a los inversionistas para que el País, para que sea un destino privilegiado dentro de sus portafolios de inversión, para la exploración y producción de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas.

3. SITUACIÓN DE LOS RECURSOS:

A. Recursos Financieros:

CONCEPTO	VALOR (Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2016 comprendida entre el día 25 del mes de octubre y el día 31 del mes diciembre	
Activo Total	1.893.711
• Corriente	1.687.939
• No corriente	205.772
Pasivo Total	684.064
• Corriente	684.064
• No corriente	0
Patrimonio	1.209.647

Fuente: Área Financiera ANH

CONCEPTO	VALOR (Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2017 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes diciembre	
Activo Total	2.136.336
• Corriente	1.732.614
• No corriente	403.722
Pasivo Total	687.196
• Corriente	687.196
• No corriente	0
Patrimonio	1.449.140

Fuente: Área Financiera ANH

CONCEPTO	VALOR (Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2018 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes julio	
Activo Total	5.527.811
• Corriente	5.125.202
• No corriente	402.609
Pasivo Total	3.648.604
• Corriente	3.648.604
• No corriente	0
Patrimonio	1.879.207

Fuente: Área Financiera ANH

CONCEPTO	VALOR (Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2016 comprendida entre el día 25 del mes de octubre y el día 31 del mes diciembre	
Ingresos Operacionales	378.763
Gastos Operacionales	203.963
Costos de Venta y Operación	0

CONCEPTO	VALOR (Millones de Pesos)
Resultado Operacional	174.800
Ingresos Extraordinarios	46.724
Gastos Extraordinarios	4.615
Resultado No operacional	42.109
Resultado Neto	216.909

Fuente: Área Financiera ANH

CONCEPTO	VALOR (Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2017 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes diciembre	
Ingresos Operacionales	472.223
Gastos Operacionales	125.023
Costos de Venta y Operación	0
Resultado Operacional	347.200
Ingresos Extraordinarios	265.283
Gastos Extraordinarios	454
Resultado No operacional	264.829
Resultado Neto	612.029

Fuente: Área Financiera ANH

CONCEPTO	VALOR (Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2018 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes julio	
Ingresos Operacionales	503,732
Gastos Operacionales	105,540
Costos de Venta y Operación	-
Resultado Operacional	398,192
Ingresos Extraordinarios	1,172
Gastos Extraordinarios	3,472
Resultado No operacional	(2,299)
Resultado Neto	395,892

B. Bienes Muebles e Inmuebles:

CONCEPTO	VALOR (Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2016 comprendida entre el día 25 del mes de octubre y el día 31 del mes diciembre de 2016	
Terrenos	0
Edificaciones	35.619
Construcciones en curso	0
Maquinaria y Equipo	198
Equipo de Transporte, Tracción y Elevación	473
Equipos de Comunicación y Computación	35.949
Muebles, Enseres y Equipo de Oficina	3.729
Bienes Muebles en Bodega	0
Redes, Líneas y Cables	27

CONCEPTO	VALOR (Millones de Pesos)
Plantas, Ductos y Túneles	0
Otros Conceptos	10.123

Fuente: Coordinación de Recursos Físicos

CONCEPTO	VALOR (Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2017 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes diciembre de 2017.	
Terrenos	0
Edificaciones	42.184
Construcciones en curso	0
Maquinaria y Equipo	198
Equipo de Transporte, Tracción y Elevación	473
Equipos de Comunicación y Computación	38.599
Muebles, Enseres y Equipo de Oficina	3.761
Bienes Muebles en Bodega	0
Redes, Líneas y Cables	27
Plantas, Ductos y Túneles	0
Otros Conceptos	11.895

Fuente: Coordinación de Recursos Físicos

CONCEPTO	VALOR (Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2018 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes julio de 2018	
Terrenos	14,728
Edificaciones	34,774
Construcciones en curso	-
Maquinaria y Equipo	25
Equipo de Transporte, Tracción y Elevación	323
Equipos de Comunicación y Computación	25,304
Muebles, Enseres y Equipo de Oficina	2,725
Bienes Muebles en Bodega	-
Redes, Líneas y Cables	4
Plantas, Ductos y Túneles	-
Otros Conceptos	4,022

Fuente: Coordinación de Recursos Físicos

4. PLANTA DE PERSONAL:

Detalle de la planta de personal de la Entidad:

Distribución planta de personal			
Libre Nombramiento y Remoción			
Estado planta	Número	Porcentaje	
Cargos provistos	33	66%	
Cargos con vacancia definitiva	7	14%	
Cargos provistos por encargo	9	18%	
Cargos con asignación de funciones	1	2%	
Total	50	100%	
CONCEPTO	TOTAL NÚMERO DE CARGOS DE LA PLANTA	NÚMERO DE CARGOS PROVISTOS	NÚMERO DE CARGOS VACANTES
Cargos de libre nombramiento y remoción:			
· A la fecha de inicio de la gestión	50	39	11
· A la fecha final de la gestión	50	33	17
Variación porcentual	0%	-15%	55%
Cargos de Carrera Administrativa:			
· A la fecha de inicio de la gestión	97	89	8
· A la fecha final de la gestión	97	92	5
Variación porcentual	0%	3%	-38%
Fuente: Vicepresidencia Administrativa y Financiera -Grupo Interno de Trabajo de Talento Humano			
Fuente Legal. Decretos 0766, 1128 y 2584 de 2012.			

5. PROGRAMAS, ESTUDIOS Y PROYECTOS:

DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN	ESTADO		VALOR ASIGNADO
		EJECUTADO (Marque "x")	EN PROCESO (Marque "x")	(Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2016 comprendida entre el día 25 del mes de octubre y el día 31 del mes diciembre de 2016				
DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN POTENCIAL DE HIDROCARBUROS DEL PAÍS	ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN	X		100.562
	INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA	X		42.217
	MEJORAMIENTO DE INFORMACIÓN TÉCNICA	X		5.278
	GMF 4X1000	X		592
DIVULGACIÓN Y PROMOCIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS	CONOCIMIENTO DEL ENTORNO E INTELIGENCIA DE MERCADOS	X		368
	COMUNICACIONES, MERCADEO, EVENTOS ESTRATÉGICOS Y PARTICIPACIÓN CIUDADANA	X		4.213
	GMF 4X1000	X		24
FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN ARTICULADA PARA LA SOSTENIBILIDAD DEL SECTOR HIDROCARBUROS	MECANISMOS DE ARTICULACIÓN	X		11.595
	CONOCIMIENTO AMBIENTAL Y SOCIAL	X		2.650
	PROCESOS DE COMUNICACIÓN Y PARTICIPACIÓN	X		8.290
	GESTIÓN SOCIO AMBIENTAL	X		3.195
	GMF 4X1000	X		179
GESTIÓN DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA Y SEGURIDAD INFORMÁTICA	X		21.082
	SISTEMAS DE INFORMACIÓN INTEGRADOS	X		2.813
	GOBIERNO EN LÍNEA, ARQUITECTURA EMPRESARIAL Y ASESORÍAS INFORMÁTICAS	X		2.973
	GMF 4X1000	X		107
DESARROLLO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA PARA EL SECTOR DE HIDROCARBUROS	CONOCIMIENTO CIENTÍFICO Y TECNOLÓGICO	X		8.381
	GMF 4X1000	X		34

DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN	ESTADO		VALOR ASIGNADO
		EJECUTADO (Marque "x")	EN PROCESO (Marque "x")	(Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2017 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes diciembre de 2017				
DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN POTENCIAL DE	ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN	X		99.218
	INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA	X		1.115

DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN	ESTADO		VALOR ASIGNADO
		EJECUTADO (Marque "x")	EN PROCESO (Marque "x")	(Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2017 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes diciembre de 2017				
HIDROCARBUROS DEL PAÍS	MEJORAMIENTO DE INFORMACIÓN TÉCNICA	X		2.201
	GMF 4X1000	X		410
ADECUACIÓN DEL MODELO DE PROMOCIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFOS FRENTE A LOS FACTORES EXTERNOS	SEGMENTAR EL MERCADO	X		1.454
	DIVULGACIÓN Y PROMOCIÓN POTENCIAL HIDROCARBUROS	X		3.580
	FLEXIBILIZAR PROCESO DE ADJUDICACIÓN	X		546
	GMF 4X1000	X		22
FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN ARTICULADA PARA LA SOSTENIBILIDAD DEL SECTOR HIDROCARBUROS	MECANISMOS DE ARTICULACIÓN	X		5.159
	CONOCIMIENTO AMBIENTAL Y SOCIAL	X		3.865
	PROCESOS DE COMUNICACIÓN Y PARTICIPACIÓN	X		6.099
	GESTIÓN SOCIO AMBIENTAL	X		2.805
GESTIÓN DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	GMF 4X1000	X		72
	INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA Y SEGURIDAD INFORMÁTICA	X		7.365
	SISTEMAS DE INFORMACIÓN INTEGRADOS	X		2.960
	GOBIERNO EN LÍNEA, ARQUITECTURA EMPRESARIAL Y ASESORÍAS INFORMÁTICAS	X		1.627
DESARROLLO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA PARA EL SECTOR DE HIDROCARBUROS	GMF 4X1000	X		48
	CONOCIMIENTO CIENTÍFICO Y TECNOLÓGICO	X		5.700
	EVENTOS DE FORMACIÓN Y CAPACITACIÓN	X		575
	GMF 4X1000	X		25

DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN	ESTADO		VALOR ASIGNADO
		EJECUTADO (Marque "x")	EN PROCESO (Marque "x")	(Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2018 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 5 del mes de septiembre				
DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN POTENCIAL DE HIDROCARBUROS DEL PAÍS	ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN		X	148.753
	INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA		X	19.783
	MEJORAMIENTO DE INFORMACIÓN TÉCNICA		X	17.719
	GMF 4X1000		X	745

DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN	ESTADO		VALOR ASIGNADO
		EJECUTADO (Marque "x")	EN PROCESO (Marque "x")	(Millones de Pesos)
Vigencia Fiscal Año 2018 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 5 del mes de septiembre				
ADECUACIÓN DEL MODELO DE PROMOCIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS FRENTE A LOS FACTORES EXTERNOS	SEGMENTAR EL MERCADO		X	1.527
	DIVULGACIÓN Y PROMOCIÓN POTENCIAL HIDROCARBUROS		X	6.896
	FLEXIBILIZAR PROCESO DE ADJUDICACIÓN		X	1.619
	GMF 4X1000		X	40
FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN ARTICULADA PARA LA SOSTENIBILIDAD DEL SECTOR HIDROCARBUROS	MECANISMOS DE ARTICULACIÓN		X	31.813
	CONOCIMIENTO AMBIENTAL Y SOCIAL		X	4.880
	PROCESOS DE COMUNICACIÓN Y PARTICIPACIÓN		X	9.485
	GESTIÓN SOCIO AMBIENTAL		X	2.749
	GMF 4X1000		X	196
GESTIÓN DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA Y SEGURIDAD INFORMÁTICA		X	4.149
	SISTEMAS DE INFORMACIÓN INTEGRADOS		X	3.108
	GOBIERNO EN LÍNEA, ARQUITECTURA EMPRESARIAL Y ASESORÍAS INFORMÁTICAS		X	6.852
	GMF 4X1000		X	57
DESARROLLO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA PARA EL SECTOR DE HIDROCARBUROS	CONOCIMIENTO CIENTÍFICO Y TECNOLÓGICO		X	9.363
	EVENTOS DE FORMACIÓN Y CAPACITACIÓN		X	598
	GMF 4X1000		X	39

6. OBRAS PÚBLICAS:

NO APLICA

7. EJECUCIONES PRESUPUESTALES:

INGRESOS			
CONCEPTO DEL INGRESO	VALOR PRESUPUESTADO (Millones de Pesos)	VALOR RECAUDADO (Millones de Pesos)	PORCENTAJE DE RECAUDO
Vigencia Fiscal Año 2016 comprendida entre el día 25 del mes de octubre y el día 31 del mes diciembre de 2016			
Aportes de la Nación	-	-	0%
Recursos Propios	141.608	238.719	169%
Otros Conceptos	413.968	586.182	142%

Fuente: Coordinación Financiera ANH

GASTOS			
CONCEPTO	VALOR PRESUPUESTADO (Millones de Pesos)	VALOR EJECUTADO (Millones de Pesos)	PORCENTAJE DE EJECUCIÓN
Vigencia Fiscal Año 2016 comprendida entre el día 25 del mes de octubre y el día 31 del mes diciembre de 2016			
Funcionamiento	341.022	9.810	3%
Inversión	214.553	153.221	71%
Otros Conceptos	-	-	0%

Fuente: Coordinación Financiera ANH

INGRESOS			
CONCEPTO DEL INGRESO	VALOR PRESUPUESTADO (Millones de Pesos)	VALOR RECAUDADO (Millones de Pesos)	PORCENTAJE DE RECAUDO
Vigencia Fiscal Año 2017 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes diciembre de 2017			
Aportes de la Nación	-	-	0%
Recursos Propios	155.748	440.392	283%
Otros Conceptos	447.033	982.794	220%

Fuente: Coordinación Financiera ANH

GASTOS			
CONCEPTO	VALOR PRESUPUESTADO (Millones de Pesos)	VALOR EJECUTADO (Millones de Pesos)	PORCENTAJE DE EJECUCIÓN
Vigencia Fiscal Año 2017 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes diciembre de 2017			
Funcionamiento	457.935	446.258	97%
Inversión	144.846	139.016	96%
Otros Conceptos	-	-	0%

Fuente: Coordinación Financiera ANH

INGRESOS			
CONCEPTO DEL INGRESO	VALOR PRESUPUESTADO (Millones de Pesos)	VALOR RECAUDADO (Millones de Pesos)	PORCENTAJE DE RECAUDO
Vigencia Fiscal Año 2018 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes julio de 2018			
Aportes de la Nación	-	-	0%
Recursos Propios	187.060	479.846	229%
Otros Conceptos	452.722	453.785	101%

Fuente: Coordinación Financiera ANH

GASTOS			
CONCEPTO	VALOR PRESUPUESTADO (Millones de Pesos)	VALOR EJECUTADO (Millones de Pesos)	PORCENTAJE DE EJECUCIÓN
Vigencia Fiscal Año 2018 comprendida entre el día 1 del mes de enero y el día 31 del mes agosto de 2018			
Funcionamiento	369.412	318.265	86%
Inversión	270.371	39.415	15%
Otros Conceptos	-	-	0%

Fuente: Coordinación Financiera ANH

A continuación, se presentan los cuadros que resumen la ejecución presupuestal de cada una de las vigencias del periodo de gestión.

Vigencia 2016

Concepto	Apropiación Vigente	Compromisos	% avance compromisos	Obligaciones	% avance obligaciones
Funcionamiento	339.966	329.465	96,9%	323.389	95,1%
Inversión	214.554	206.242	96,1%	194.753	90,8%
Total Entidad	554.520	535.707	96,6%	518.142	93,4%

Vigencia 2017

Concepto	Apropiación Vigente	Compromisos	% avance compromisos	Obligaciones	% avance obligaciones
Funcionamiento	457.935	446.259	97,5%	438.196	95,7%
Inversión	144.846	139.016	96,0%	122.736	84,7%
Total Entidad	602.781	585.275	97,1%	560.932	93,1%

Vigencia 2018

Concepto	Apropiación Vigente	Compromisos	% avance compromisos	Obligaciones	% avance obligaciones
Funcionamiento	369.412	338.688	92%	318.265	86%
Inversión	270.371	169.612	63%	39.415	15%
Total Entidad	639.783	508.300	79%	357.680	56%

Respecto a la gestión administrativa de la ANH, es importante mencionar que en el periodo de gestión se ha mantenido una política de cero papel con el ánimo de contribuir a las metas planteadas por el Gobierno Nacional de reducción en el consumo de papel y gobierno en línea, para ello la entidad adelantó la implantación de un sistema de gestión documental electrónico de archivo que permite a la agencia contar con una solución tecnológica para la gestión documental que apalanque los procesos misionales y de apoyo.

La ANH ha realizado trimestralmente el seguimiento al Plan de Desarrollo Administrativo mediante el cual se controlan las iniciativas de gestión misional y de gobierno; de transparencia, participación y servicio al ciudadano; de gestión del talento humano; de eficiencia administrativa y de gestión financiera.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ha participado en los reportes de transparencia de la industria extractiva de Colombia. La Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas –EITI- es una iniciativa global que promueve una gestión transparente y responsable de los recursos económicos derivados de la explotación de los recursos naturales no renovables. La validación de Colombia en la iniciativa EITI con una de las calificaciones más altas por parte del programa, posiciona al país como un ejemplo de esfuerzo entre gobierno, sociedad civil y empresas para profundizar el buen manejo de los recursos naturales.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos dentro de los recursos de funcionamiento cuenta con los rubros de gastos de personal, gastos generales, transferencia y otros gastos que corresponden a los gastos de comercialización.

8. CONTRATACION

Contratos de prestación de servicios

ORDENADOR DEL GASTO	DEPENDENCIA	TOTAL CONTRATOS SUSCRITOS	
Vicepresidente Administrativo y Financiero	Talento Humano, Participación Ciudadana, Planeación, Financiero.	38	156
	Oficina Asesora Jurídica	74	
	Oficina de Tecnologías de la Información (OTI)	44	
Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos	Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos (VCH)	145	
Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones	Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones (VORP)	24	
Vicepresidente de Asignación de Asignación de áreas	Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas (VPAA)	5	
Presidente de la Entidad	Oficina de Control interno (OCI)	3	
Vicepresidente Técnico	Vicepresidencia Técnica (VT)	53	
TOTAL DE CONTRATOS		386	

En archivo adjunto (en CD) se relacionan todos y cada uno de los contratos celebrados a 20 de septiembre de 2018.

9. REGLAMENTOS Y MANUALES:

DENOMINACIÓN DEL REGLAMENTO y/o MANUAL	DESCRIPCIÓN	MECANISMO DE ADOPCIÓN Y VIGENCIA	No. DE ACTO ADMINISTRATIVO DE ADOPCIÓN	FECHA DE ADOPCIÓN O VIGENCIA
Reglamento interno de cobro, recaudo, provisión y castigo de la cartera de la ANH	Establecer las reglas, procedimientos, condiciones, competencia funcional, etapas de cobro, criterios de clasificación de cartera y demás funciones, así como las acciones para adelantar el desarrollo del cobro persuasivo y coactivo, recaudo, provisión y castigo de la cartera de la ANH	Resolución Interna	972	22 de diciembre de 2016
Comité de contratación	Instancia de consulta, orientación, lineamientos y recomendación a los ordenadores del gasto, de las decisiones que regirán la actividad precontractual de la Entidad. Propender porque la actividad precontractual de la ANH, en el marco de sus competencias, se realice conforme a los principios de planeación, transparencia, economía, responsabilidad y a los postulados de la función administrativa, tal como lo ordenan las normas vigentes	Resolución Interna	17	17 de enero de 2017
Reglamento de peticiones, quejas y reclamos	Regular el trámite interno de presentación, tratamiento y radicación de derechos de petición, peticiones verbales y la atención de quejas, reclamos, sugerencias y denuncias que se formulen ante la ANH, dentro del marco de su competencia constitucional y legal, en concordancia con lo dispuesto en el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo y la ley 1755 de 2015	Resolución Interna	48	30 de enero de 2017
Comité de conciliación	Se crea el comité de conciliación y defensa judicial de la ANH, el cual actuará como instancia administrativa y como sede previa de estudio, análisis y formulación de políticas sobre prevención del daño antijurídico, defensa de los intereses de la Entidad y procedencia de la conciliación o cualquier otro medio alternativo de solución de conflictos, con sujeción estricta a las normas jurídicas sustantivas, procedimentales y de control vigentes	Resolución Interna	259	18 de mayo de 2017
Código de Ética	Identificar mecanismos institucionales para la orientación, control y gestión de la Ética de la Agencia Nacional de Hidrocarburos	Resolución Interna	387	7 de Julio de 2017
Manual de Seguridad y Salud en el Trabajo y Gestión Ambiental para contratistas y proveedores	Establecer los lineamientos y directrices que se deben aplicar para la Gestión HSE (Seguridad y Salud en el Trabajo, Seguridad Industrial y Medio Ambiente) de Proveedores y/o Contratistas – Personas Jurídicas, en los procesos de selección que tramite y en los contratos	Resolución Interna	387	7 de Julio de 2017

DENOMINACIÓN DEL REGLAMENTO y/o MANUAL	DESCRIPCIÓN	MECANISMO DE ADOPCIÓN Y VIGENCIA	No. DE ACTO ADMINISTRATIVO DE ADOPCIÓN	FECHA DE ADOPCIÓN O VIGENCIA
	que celebre la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), en calidad de contratante de bienes y servicios, de manera que se asegure una adecuada y consistente planeación, selección, ejecución y terminación de la relación contractual, implementando un sistema de control idóneo que elimine los incidentes en HSE asociados a las actividades encargadas a los Contratistas			
Manual para el manejo de residuos sólidos	Metodología para implementar, controlar y realizar seguimiento a las actividades relacionadas con el manejo integral de residuos sólidos, generados en la Agencia Nacional de Hidrocarburos – “ANH”, dando cumplimiento a la normatividad aplicable	Resolución Interna	387	7 de Julio de 2017
Caracterización Grupos de Interés de la ANH 2018	Identificar las necesidades y particularidades de los Grupos de Valor internos y externos de la ANH, funcionarios y colaboradores, ciudadanos, entidades públicas y privadas, tomándola como insumo para generar estrategias que orienten la gestión institucional	Resolución Interna	387	7 de Julio de 2017
Manual de operación Gestión TIC	Presentar en forma clara y coherente los elementos y actividades que conforman la gestión del proceso de Tecnologías de la Información en la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH, manejando un lenguaje universal que permita su fácil comprensión	Resolución Interna	387	7 de Julio de 2017
Comité de contratos de hidrocarburos	Buscar la óptima coordinación de la actividad contractual y post contractual de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos, y de evaluación técnica. Buscar la óptima coordinación de la actividad precontractual, contractual y post contractual de los convenios de exploración y convenios de explotación. Buscar el cumplimiento de los objetivos misionales de la entidad, mediante la adecuada administración de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos, evaluación técnica, así como los convenios de exploración y convenios de explotación, cualquiera que sea su denominación y procurar la adecuada administración y gestión de los recursos hidrocarburíferos del país	Resolución Interna	539 y 567	21 y 29 de septiembre de 2017 respectivamente
Reglamento de higiene y seguridad industrial	Cumplimiento de las disposiciones legales vigentes, tendientes a garantizar los mecanismos que aseguren una adecuada y oportuna prevención de los accidentes de trabajo y enfermedades laborales y de la promoción de la salud de los trabajadores	Resolución Interna	727	19 de diciembre de 2017

DENOMINACIÓN DEL REGLAMENTO y/o MANUAL	DESCRIPCIÓN	MECANISMO DE ADOPCIÓN Y VIGENCIA	No. DE ACTO ADMINISTRATIVO DE ADOPCIÓN	FECHA DE ADOPCIÓN O VIGENCIA
Política de seguridad de la información	Adoptar el sistema de gestión de seguridad de la información – SGSI, de la ANH, como marco organizativo y sistemático para salvaguardar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de los activos de información, la optimización de la gestión, y la prestación de servicios eficientes	Resolución Interna	266	6 de julio de 2018
Manual de Políticas Extraordinarias para la depuración de partidas contables	Las políticas definidas para la depuración y sostenibilidad contable de la ANH son aplicables a aquellas partidas que por diferentes situaciones sea imposible identificar, reconocer y realizar, estableciendo parámetros que faciliten un proceso continuo y sostenible de depuración.			
Tabla de Perfiles y Honorarios	Para contratos de prestación de servicios profesionales y de apoyo a la gestión que celebre la Agencia Nacional de Hidrocarburos	Resolución Interna	02	9 de enero de 2018
Delegación Vicepresidencias Experiencia Altamente calificada	Para contratos de prestación de servicios profesionales especializados en la Agencia Nacional de Hidrocarburos	Resolución Interna	019	17 de enero de 2017
Manual de políticas para depuración y sostenibilidad contable.	Políticas para depuración y sostenibilidad contable	Manual	N/A	3 de abril de 2017
Asignación de funciones	Precisión funciones delegadas y reorganización y funciones Vicepresidencias.	Resoluciones internas	394 y 483	12 de julio de 2017 y 31 de agosto de 2017
Lineamientos contratos misionales	Terminación anticipada de contratos y devolución de áreas y liquidación de contratos de exploración y producción, convenios de exploración y explotación, convenios de explotación y contratos de evaluación técnica celebrados por la agencia nacional de hidrocarburos- ANH	Circular Interna	09	15 de mayo de 2018
Orientaciones para el cumplimiento de normas sobre derechos de autor	Cumplimiento de normas sobre derechos de autor y derechos conexos en la transferencia o cesión de derechos patrimoniales a la agencia nacional de hidrocarburos -ANH, de las obras por encargo que tengan elementos de software adquiridos en el marco de procesos de selección que se adelanten en la entidad	Circular Interna	14	22 de agosto de 2017
Protocolo de intercambio de información	Intercambio de información para la referenciación de los datos de producción en los procesos de fiscalización de petróleo y gas en Colombia	Circular Interna	19	4 de septiembre de 2017

DENOMINACIÓN DEL REGLAMENTO y/o MANUAL	DESCRIPCIÓN	MECANISMO DE ADOPCIÓN Y VIGENCIA	No. DE ACTO ADMINISTRATIVO DE ADOPCIÓN	FECHA DE ADOPCIÓN O VIGENCIA
Lineamientos Procesos sancionatorios	Procedimiento procedimientos sancionatorios administrativos en la Agencia Nacional de Hidrocarburos	Resolución Interna	404	18 de julio de 2017
Garantías en los convenios y contratos interadministrativos	Amparo de salarios, prestaciones sociales legales e indemnizaciones laborales en los convenios y contratos interadministrativos	Circular Interna	24	23 de noviembre de 2017
Lineamientos acogimiento Acuerdo 2 de 2017	Lineamientos relativos a la solicitud de modificación de contratos para que se sujeten al Acuerdo 2 de 2017.	Circular Interna	07	2 de marzo de 2018
Lineamientos Contratos Administrativos	Lineamientos liquidación contratos administrativos y convenios interadministrativos	Circular Interna	08	26 de abril de 2018

La Resolución Interna 387 de julio de 2017 acoge todos los documentos del Sistema de Gestión Integral de Gestión y Control.

OTROS ASPECTOS

ADMINISTRACIÓN DE REGALÍAS Y DERECHOS ECONÓMICOS:

1. Marco Conceptual

1.1. Ciclo de Regalías

En cumplimiento a la Ley 1530 de 2012, la ANH tiene dentro del ciclo de regalías, la función de determinar y ejecutar los procedimientos y plazos de liquidación de las regalías, señalar, mediante actos administrativos de carácter general, los términos y condiciones para la determinación de los precios base de liquidación de las regalías y compensaciones, recaudar las regalías y compensaciones liquidadas y pagadas en dinero o en especie, y transferir los recursos recaudados en cada periodo a la Cuenta Única del Sistema General de Regalías.

Adicionalmente, conforme a la Resolución MME 41250 de 2016, se encuentra vigente la delegación para la determinación de las asignaciones directas y la entrega de la liquidación detallada de su asignación a las entidades territoriales productoras.

De acuerdo con las disposiciones transitorias de esta misma Ley, la ANH continúa con la función de recaudo, distribución y giro de las regalías y compensaciones causadas antes de la entrada en vigencia del Sistema General de Regalías de acuerdo con la normativa vigente en ese momento, lo cual incluye la administración de los recursos de regalías de las entidades territoriales que se encuentren con medida de suspensión preventiva y correctiva, los giros y los reintegros del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP y el giro de los recursos correspondientes al margen de comercialización, entre otros.

Derechos Económicos

Los Derechos Económicos son retribuciones económicas a favor de la ANH, pactadas en los contratos de Exploración y Producción (E&P), contratos de Exploración y Explotación (E&E) y de Evaluación Técnica (ET).

A continuación, se presenta un resumen de los diferentes Derechos Económicos, actualmente vigentes en la minuta de contratos misionales:

Tabla 1.2.1. Derechos Económicos

TIPO	CUANTIFICACIÓN
Por Precios Altos	Aplicable a contratos E&P, E&E: A partir del momento en que la producción acumulada de hidrocarburos líquidos del área de explotación, incluyendo el volumen de regalías, supere los cinco (5) millones de barriles, y en el evento de que el precio del crudo marcador "West Texas Intermediate" (WTI) supere el Precio Base Po (según minuta dependiendo de la calidad API crudo del campo).

TIPO	CUANTIFICACIÓN
Como Porcentaje de Participación en la Producción. (X%)	Aplicable a contratos E&P, E&E: Cuando se haya pactado, EL CONTRATISTA pagará a LA ANH, a título de derecho económico por participación en la producción, el porcentaje de la producción total, después de regalías.
Por uso del subsuelo en áreas en exploración	Aplicable a contratos E&P, E&E y TEA: El Contratista pagará una tarifa por unidad de superficie del área para exploración.
Por uso del subsuelo en áreas de evaluación y de producción.	Aplicable a contratos E&P, E&E: El Contratista pagará una tarifa por barril producido en las áreas que se encuentren en evaluación y/o producción.
Transferencia de Tecnología	Aplicable a contratos E&P, E&E, Convenios de Exploración y Convenios de Explotación: 25% del pago por uso del subsuelo en áreas en exploración. 10% del pago por uso del subsuelo en áreas de evaluación y explotación.

Fuente: Gerencia Regalías y Derechos Económicos

Gestión Octubre 2016 a Septiembre 19 de 2018

Liquidación, Recaudo y transferencia de los recursos correspondientes a regalías y compensaciones

Dentro del periodo octubre 2016 hasta la fecha, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en cumplimiento a lo establecido por la Resolución 174 de 20121, realizó mensualmente la liquidación provisional de las regalías de los meses correspondientes al periodo comprendido entre agosto de 2016 a junio de 2018 y trimestralmente la liquidación definitiva de las regalías correspondientes al cuarto (IV) trimestre de 2016, primero (I) al cuarto (IV) trimestre de 2017 y primer (I) y segundo (II) trimestre de 2018.

Durante este mismo periodo se transfirieron a la Cuenta Única del Sistema General de Regalías recursos por valor de \$9,979 billones de pesos por concepto de la liquidación y recaudo de regalías, como se relaciona a continuación:

**Tabla 2.1.1. Regalías por Explotación de Hidrocarburos
(Octubre 2016 a Agosto de 2018)**
(Cifras en billones de pesos)

Periodo anual	Monto Liquidado (1)	Recaudo Crudo (2)	Recaudo Gas (3)	Transferenci a S.G.R (*) (4) = (2) + (3)	% transferido SGR (5) = (4)/(1)
Octubre a Diciembre 2016	1,100	0,926	0,174	1,100	100,0%
Enero a Diciembre 2017	4,794	4,163	0,630	4,793	100,0%
Enero a Agosto 2018	4,125	3,620	0,467	4,086	99,1%
Total	10,019	8,708	1,270	9,979	99,6%

(*) No Incluye rendimientos financieros

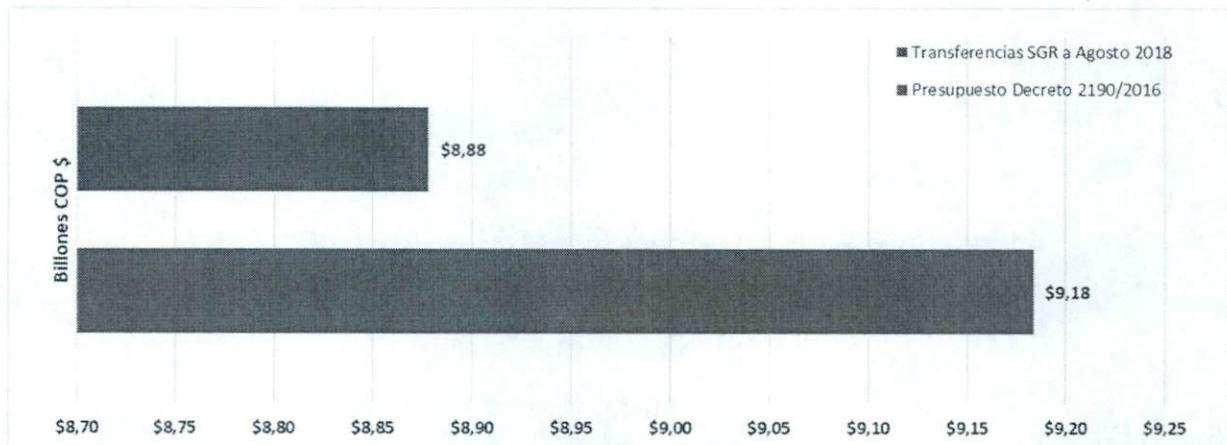
Fuente: Gerencia Regalías y Derechos Económicos

¹ Por la cual se señalan los periodos de liquidación de las regalías y compensaciones producto de la explotación de los recursos naturales no renovables y se dictan otras disposiciones.

1.2. Presupuesto Bial de Ingresos del SGR

Respecto del presupuesto bial de ingresos 2017-2018 del Sistema General de Regalías aprobado mediante Decreto Ley 1290 de 2016, al cierre del mes de agosto de 2018, se tiene un avance muy satisfactorio del 96,67%, por lo cual al cierre del bial los ingresos del SGR serán superiores al monto proyectado para dicho periodo.

Grafico 2.1.1. Avance Presupuesto Bial de Ingresos SGR 2017-2018
(Cifras en billones de pesos)



Fuente: Gerencia Regalías y Derechos Económicos

1.3. Régimen anterior al SGR

Respecto de los recursos de regalías causados antes del Sistema General de Regalías, la ANH mantiene facultad de giro directo a las entidades territoriales. Durante el periodo 2016 a septiembre 7 de 2018, la ANH ha efectuado giros del orden de \$886.566,5 millones de pesos, los cuales incluyen levantamientos de suspensión, desahorro y rendimientos financieros de FAEP, distribución de regalías por reliquidaciones del régimen anterior al SGR y rendimientos financieros, entre otros.

Tabla 2.3.1. Giros Directos Régimen Anterior SGR
(Cifras en pesos colombianos)

GIROS REGIMEN ANTERIOR SGR	VALOR EN COP\$
AÑO 2016	267.334.421.239
AÑO 2017	359.439.878.325
AÑO 2018 (Fecha corte agosto)	259.792.200.478

Fuente: Gerencia Regalías y Derechos Económicos

1.3.1. Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP

A partir de la entrada en vigor de la Ley 1530 de 2012, los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP y conforme al artículo 150, se desahorran anualmente en proporciones iguales y hasta por el termino de ocho (8) años, por lo cual en el año 2019 se estará liquidando, tal como lo establece el Decreto 1849 de agosto 29 de 2013.

Como resultado de los desahorros tramitados a la fecha, el saldo en el FAEP al cierre del mes de agosto de 2018 asciende a USD\$157.554.494, de conformidad con la conciliación realizada por el Banco de la República y cuyo comportamiento se observa en la siguiente gráfica:

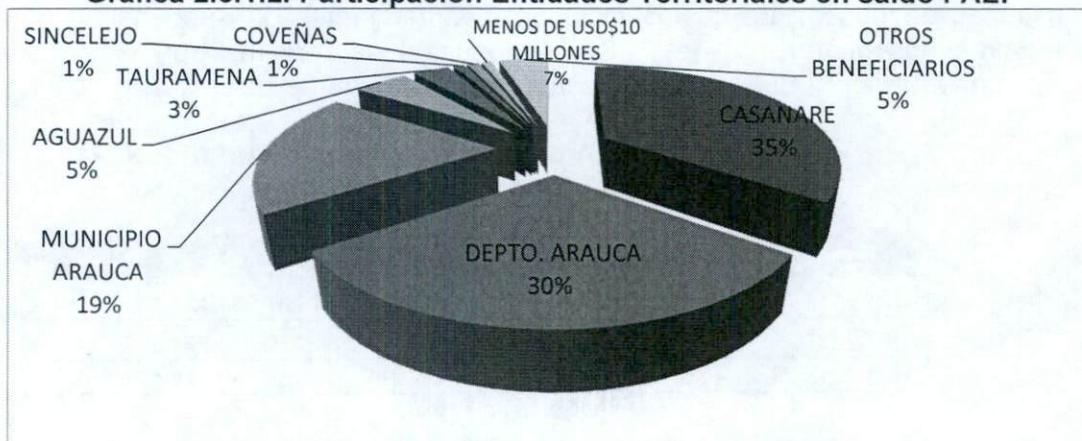
Gráfica 2.3.1.1 Histórico saldo FAEP a agosto 2018
(Cifras en millones de USD)



Fuente: Gerencia Regalías y Derechos Económicos

En la gráfica siguiente se puede observar el porcentaje de participación en el saldo actual del FAEP de las distintas entidades territoriales partícipes del Fondo. Así, puede identificarse que la mayor participación la tienen los departamentos de Arauca y Casanare.

Gráfica 2.3.1.2. Participación Entidades Territoriales en saldo FAEP



Fuente: Gerencia Regalías y Derechos Económicos

1.3.2. Regalías con orden de suspensión de giro

Al cierre del mes de julio de 2018 y de acuerdo con las cifras de control de la Gerencia de Regalías, se encuentra pendiente de giro un total de 66.103,6 millones de pesos, que pertenecen a las entidades territoriales sobre los cuales se mantiene orden de suspensión de giro de regalías por parte del Departamento Nacional de Planeación.

Tabla 2.3.2.1. Recursos con orden de suspensión de giro
(Cifras en millones de pesos colombianos)

TERCERO	NOMBRE DEL TERCERO	SALDO AUXILIAR REGALIAS
800091594	DEPARTAMENTO DEL CAQUETA	1,1
800102504	MUNICIPIO DE ARAUCA	26.956,0
800103657	MUNICIPIO DE LA SALINA	103,4
800253526	MUNICIPIO DE CANTAGALLO	904,9
823003543	MUNICIPIO DE COVEÑAS	729,1
890700842	MUNICIPIO DE SAN LUIS	157,6
892099216	DEPARTAMENTO DEL CASANARE	37.096,8
892099324	MUNICIPIO DE VILLAVICENCIO	154,7

1.4. Derechos Económicos

En relación con los Derechos Económicos por Uso del Subsuelo y Transferencia de Tecnología, establecidas en los contratos de Exploración y Producción – E&P, los convenios E&P y los contratos de Evaluación Técnica – TEA, se realizó la aplicación de los pagos recibidos sobre las obligaciones contraídas por parte de los contratistas con la ANH.

Respecto a los Derechos Económicos por Precios Altos, se realizó la validación de la liquidación presentada por Gran Tierra Energy – GTEC del contrato E&P Chaza, al 31 de diciembre de 2017.

Como resultado de esta labor desde el 2016 al 31 de julio de 2018, la ANH ha recaudado por Derechos Económicos aproximadamente \$1.149.775 millones de pesos. Para la vigencia 2018, el recaudo por un monto de \$476.359,2 millones de pesos, representa una ejecución del 225% frente al presupuesto de ingresos definitivo por este concepto (COP\$187.060 millones).

A continuación, se observa la información de los últimos tres años, detallando los ingresos por cada derecho económico, con corte al 31 de julio de 2018.

Tabla 2.4.1. Valor recaudado por concepto de Derechos Económicos
(Cifras en millones de pesos)

Año	Precios Altos	Uso del subsuelo		Transferencia de Tecnología	Participación en la producción	Totales
		Contratos E&P	Contratos de Evaluación Técnica			
2.016	77.088,5	31.589,3	16.433,8	3.792,1	104.119,9	233.023,8
2.017	236.657,5	32.553,7	4.255,4	3.907,3	163.018,5	440.392,4
31/07/2018	301.427,2	13.515,4	2.901,3	1.387,5	157.127,8	476.359,2
Totales	615.173,2	77.658,4	23.590,6	9.087,0	424.266,2	1.149.775,3

Fuente: Gerencia Regalías y Derechos Económicos

Tarifa de comercialización crudo de regalías

Como resultado del seguimiento continuo a la operación de transporte y a los Boletines de Transporte por Oleoducto - BTO publicados por los oleoductos, se ha logrado la reducción paulatina y significativa de los costos de dilución entre otros, puesto que se ha exigido a Ecopetrol ser partícipes de las diferentes optimizaciones, como el aumento de la viscosidad de transporte, lo cual repercute en mayores precios de regalías al necesitar menor diluyente para transportar la mezcla.

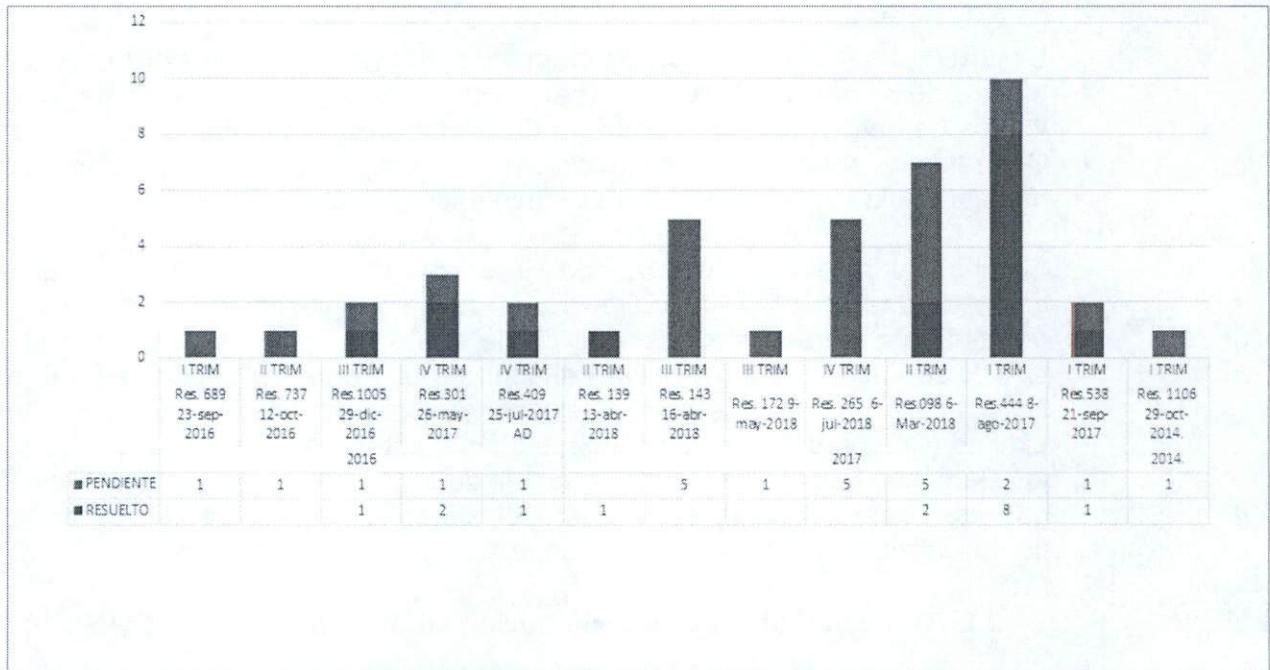
Así mismo, como producto de la revisión continua de las resoluciones de fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoducto y de las páginas web de los oleoductos, nos ha permitido acceder a condiciones monetarias y comerciales lo cual implica menores tarifas de oleoducto a las fijadas por el Ministerio de Minas y Energía - MME y con esto elevando el precio de liquidación de regalías de crudo.

Debido al nivel y comportamiento de las cotizaciones internacionales de petróleo actuales, se modificó mediante Otrosí No. 2 al contrato con el comercializador de crudo de regalías, el valor de la constante de cálculo de la tarifa de comercialización CCOMm, pasando de 0,839 usd/bbl a 0,786 usd7bbl.

Recursos de reposición resueltos.

A este respecto, es preciso señalar que en general los recursos que presentan las operadoras frente a las resoluciones por medio de las cuales se liquidan trimestralmente en forma definitiva las regalías por la explotación de hidrocarburos, son ocasionados por errores en los volúmenes base de liquidación; esto es, errónea aplicación de Curva Básica de Producción – CPB, no aplicación de permisos de quemas, etc., por lo cual se requiere que el área de fiscalización plantee un plan de acción para minimizar estas inconsistencias en futuras liquidaciones y que garantice que la liquidación sea correctamente elaborada en términos de volumen gravable. A continuación, se muestra el estado de los Recursos de Reposición:

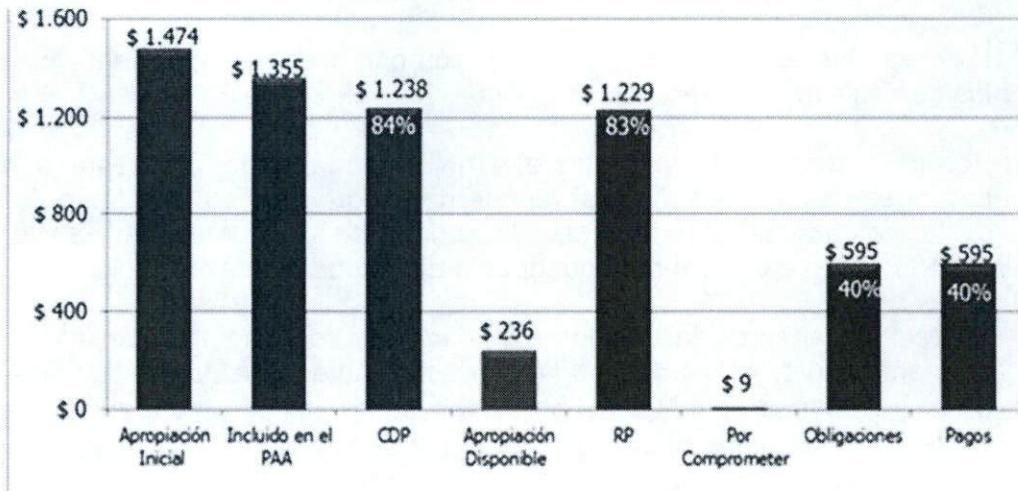
Gráfica 2.6.1. Estado actual de recursos de reposición
(Fecha de corte: Septiembre 7 de 2018)



Fuente: Gerencia Regalías y Derechos Económicos

1.5. Ejecución Presupuestal Gerencia Regalías y Derechos Económicos - GRDE

Gráfica 2.7.1. Ejecución Presupuestal GRDE – Gastos Funcionamiento
(Cifras en millones de COP\$)
(Fecha de corte: Agosto 31 de 2018)



Fuente: Presupuesto VAF

2. Estado actual de asuntos pendientes

2.1. Análisis de precios de liquidación de Gas.

La GRDE, ha iniciado la revisión de precios y costos de comercialización de gas para efectos de liquidación de regalías, para lo cual solicitó a las 30 compañías que reportan ventas de gas ya sea en calidad de Operador o de Productor – Comercializador, los Contratos y soportes de los precios de comercialización reportados de manera mensual. A la fecha las compañías están enviando dichos soportes.

Se tiene, para el caso del Campo Hurón del Contrato E&P Niscota, un precio de comercialización de 0,24 USD/KPC, el cual es significativamente menor al precio promedio ponderado nacional que oscila entre 4,4 y 4,6 USD/KPC. Actualmente la GRDE se encuentra en revisión del contrato de comercialización del gas del campo Hurón, pactado entre los socios del Contrato Niscota (vendedores) y Equion Energía Limited (Comprador), debido al impacto en el cobro de regalías y en la Liquidación de los Derechos Económicos por Porcentaje de Participación en la Producción (100% del gas es propiedad de la ANH). Para el efecto se tendrá en cuenta el gas que se comercializa sin tratamiento en Cusiana.

2.2. Revisión tarifa de comercialización crudo años 2015, 2016 y 2017.

Como resultado de la revisión al reporte de exportaciones enviado por el DANE el 3 de enero de 2018, en el cual informa la inclusión en las bases de datos de 6 nuevas empresas exportadoras de petróleo y derivados para los años 2015, 2016 y 2017, se identificó:

Que la nueva información altera hacia el alza la tarifa de comercialización, de acuerdo con lo establecido en el contrato de compraventa con Ecopetrol S.A.

Hay reportes de cargamentos exportación con precio muy por debajo de la media de los demás exportadores.

Por lo anterior, toda vez que el DANE no ha dado respuesta a requerimiento, contingentemente se solicitó el reporte de exportaciones a cada una de las empresas comercializadoras exportadoras de crudo, de lo que se evidenció que existen exportaciones a precios muy por debajo de la media de exportación.

En reunión adelantada con los exportadores, se encontró que los formularios que aportan están diligenciados incorrectamente. Ante tal hecho, a todos los exportadores de crudo reportado por la DIAN en la Web, se les envió la información de exportaciones recalcando que el dato por cada embarque debe ser FOB, con la consecuente adición o resta de los costos para llegar a este lco term.

Actualmente se está a la espera de recopilar toda la información de los años 2015, 2016 y 2017 con el fin de realizar la respectiva reliquidación, la cual se espera eleve los precios de crudo de regalías en especie.

2.3. Liquidación Derechos Económicos por precios altos – Contrato Chaza.

De acuerdo con la validación realizada de los diferentes contratos de comercialización de crudo y los costos reportados por Gran Tierra Energy - GTEC con corte a 31 de diciembre de 2017, se han realizado reuniones entre las partes, y se determinó lo siguiente:

- Reconocer un valor de 0,2651 USD/BBL equivalen al 10% de los costos por concepto de Transporte, Traslado y Manejo, incurridos directamente por el contratista (sin que exista contrato de comercialización) durante el período comprendido entre septiembre de 2009 y diciembre de 2017. Este valor corresponde al costo administrativo en que incurre GTEC por cuenta del manejo del crudo por concepto de derechos económicos.
- Saldo a favor de la ANH por un valor de \$ 1.761.606 USD resultado de la revisión de las liquidaciones y soportes presentados por GTEC. No se deducen costos por Compensación Volumétrica de Calidad -CVC, pérdidas por CVC, Seguros / Seguridad y otros, que incluía GTEC en sus autoliquidaciones.
- Cerrar la liquidación desde septiembre de 2009 con corte a 31 de diciembre de 2017, por medio de un Acta de acuerdo y liquidación, entre la ANH y GTEC. A la fecha, dicha Acta está en revisión por parte de GTEC.

2.4. Recursos de Reposición 2014 – 2017 Caso EQUION.

A partir del año 2015 y hasta el primer trimestre de 2017, se reconocieron los costos correspondientes a las plantas LTO I y LTO II ubicados en el CPF Cusiana. A partir del segundo trimestre de 2017 no se ha reconocido los costos de procesamiento reportados por Equión.

Equion ha venido interponiendo Recursos de Reposición en contra de cada una de las liquidaciones trimestrales de regalías desde el segundo trimestre de 2015, reclamando por los costos de procesamiento del CPF (Central Production Facilities) Cupiagua, y a partir del segundo trimestre de 2017, reclamando por los costos no reconocidos de las plantas LTO I y LTO II para el caso de los volúmenes de gas del campo Pauto Sur.

Para el caso del año 2014, y ante las diferencias encontradas en el cálculo de los valores en la Resolución 1106 de 2014, que resuelve el recurso de reposición interpuesto por Equion contra la Liquidación definitiva de regalías del primer trimestre de 2014, se pretende realizar la revocatoria de esta resolución por común acuerdo entre las partes.

2.5. Comercialización de Regalías y Crudo de Derechos Económicos.

En relación con la comercialización de hidrocarburos de regalías, acorde con el numeral 10 del artículo 4 del Decreto 4137 de 2011, corresponde a la ANH “Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos o suscriba (sic) la Agencia, incluyendo las regalías, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza”; para lo cual la ANH realiza la contratación con terceros para la comercialización del crudo y del gas correspondiente a las regalías por la explotación de hidrocarburos y crudo proveniente de derechos económicos a favor de la ANH.

Actualmente se encuentra vigente hasta el 30 de septiembre de 2018, el contrato de compraventa de crudo de regalías y crudo proveniente de los Derechos Económicos de la ANH, suscrito con ECOPETROL el 1 de julio de 2016 según Otro sí No. 1, por lo cual se presenta un análisis de alternativas de comercialización.

Tabla 3.5.1. Análisis alternativo de comercialización Regalías y crudo por Derechos Económicos

ALTERNATIVAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1. Recaudo y comercialización directa por la ANH	<ul style="list-style-type: none"> - Control directo sobre costos de logística - Mejor proceso, al tener control directo de actividades. - Expectativa de mejora en los procesos de venta, al emplear métodos de competencia en el mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> - ANH no cuenta con la experiencia y logística (infraestructura, humanos, sistema de información...). No hay experiencia <i>Trading</i> / exportador / comercializador. - Dificultad para hacer congruentes políticas de contratación estatal con mercado <i>trading</i>. - ANH asume todos los riesgos operacionales, almacenamiento, transporte, RCE...
2. Recaudo y comercialización a través de terceros	<ul style="list-style-type: none"> - Se aprovecha la infraestructura de ECP. Economías de escala - Experiencia internacional <i>Trading</i> - Garantía de pago en tiempo conforme al ciclo de regalías. - Integración cadena Producción-Refinación. - Se garantiza derecho de preferencia de la infraestructura controlada por ECP. 	<ul style="list-style-type: none"> - Expectativa de margen de comercialización elevado. - Se puede incrementar posición dominante de ECP en el mercado. - ECP no garantiza optimización en la logística, ya que puede descontar del precio de compra los costos asociados. - Fórmula de precios destinado a refinación doméstica, sujeta a costos de refinación de ECP.
2.a. Contrato con ECOPETROL - ECP		

ALTERNATIVAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
2.b Contrato con uno o varios agentes del mercado	<ul style="list-style-type: none"> - Expectativa de mejorar ingresos, vía menor FEE de comercialización. - Mayor competencia por las regalías en especie. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdida del derecho de preferencia en el transporte de regalías. Dependencia de infraestructura dominada por ECP.
2.c Contrato con cada productor	<ul style="list-style-type: none"> - Jugadores más sofisticados y robustos, que pueden maximizar los precios de exportación de regalías. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento en el riesgo de liquidez para el SGR. - Mayor número de reportes, informe, controles: administrativos, financieros, operacionales. Incremento en riesgos y actividades de control, evaluación, auditoría.
2.d Convenio de logística – Comercial	<ul style="list-style-type: none"> - Aprovechamiento de capacidad en oleoductos, puertos, adición de capacidad con jugadores de clase mundial. - Mayor transparencia en la selección competitiva del comercializador. - La ANH, no asume pérdida de riesgo de hidrocarburo. 	<ul style="list-style-type: none"> - El precio de comercialización podría no coincidir con el precio de liquidación. - Potencial conflicto de intereses frente a negocios propios vs. terceros. - Restricciones típicas de la contratación pública.
3. Monetización	<ul style="list-style-type: none"> - Democratiza la comercialización de hidrocarburos - Se elimina el pago de margen de comercialización. - Incentiva a cada productor a mejorar logística. - Presiona a Ecopetrol para garantizar libre acceso a infraestructura. 	<ul style="list-style-type: none"> - Riesgo de liquidez para el SGR. - Pérdida del derecho de preferencia para hidrocarburo de regalías. - Dificultad para mejorar el valor asociado a crudo refinado domésticamente. - Genera disrupción en el mercado –algo de desorden-, porque aumenta en número de jugadores

2.6. Reintegro Margen de Comercialización vigencia 2012.

Por expresa disposición del Artículo 16 de la Ley 1530 de 2012, los recursos que se originen por concepto de la diferencia entre el precio base de liquidación de regalías y la comercialización de las regalías (es decir, por Margen de Comercialización), deben distribuirse en un 50% a favor del Sistema General de Regalías y el otro 50% a favor del Gobierno Nacional -Presupuesto General de la Nación-

Los recursos que se establecieron inicialmente como Margen de Comercialización del año 2012, tuvieron como base las liquidaciones definitivas de 2012 y el acta de liquidación parcial del contrato derivado de la aceptación de la oferta mercantil de venta de hidrocarburos líquidos de regalías, por lo cual fueron distribuidos en dos (2) grupos, uno establecido en julio de 2013, que asciende a la suma de \$120.000.000.000 y otro en enero de 2014 por valor de \$10.450.879.828, de los cuales \$65.225.439.914 fueron girados a la Dirección del Tesoro Nacional a la cuenta Otras Tasas, Multas y Contribuciones No Especificadas.

Durante el ejercicio de reliquidaciones de regalías de la vigencia 2012 y conforme a la ayuda de memoria del 1 de julio de 2015, suscrita por el Gerente de Regalías y Derechos Económicos - GRDE de la ANH y dos funcionarios de ECOPETROL S.A., se dejó constancia de la revisión y validación de las variables técnicas asociadas con la producción y comercialización de hidrocarburos del año 2012, tales como volúmenes de producción, precios y porcentajes de participación de regalía por la explotación de petróleo.

Dichos ajustes a la liquidación correspondiente a la vigencia 2012 quedaron plasmados en el Acta de Liquidación Final del Contrato Derivado de la Aceptación de la Oferta Mercantil de Venta de Hidrocarburos Líquidos de Regalías entre el 1 de agosto de 2011 al 31 de diciembre de 2012, firmada el 13 de julio de 2015 por Ecopetrol S.A., arrojando cambios significativos en cuanto al monto final de las liquidaciones de regalías por la explotación de hidrocarburos del año 2012, que comparado con la oferta mercantil del contrato de compra venta de crudo con ECOPETROL de éstos mismos periodos, no genera margen de comercialización, sino una cuenta por cobrar a Ecopetrol.

Aun cuando la ANH expidió las Resoluciones No. 473 del 13 de julio de 2015, "Por la cual se realizan ajustes a las liquidaciones definitivas de las regalías pagadas por la explotación de petróleo durante el año 2012" y No. 821 de 2015, mediante las cuales se liquidó y se ordenó la distribución de los ajustes derivados del Acta de Liquidación Final, se encuentra pendiente el reintegro al Sistema General de Regalías de la suma total de \$65.225.439.914, girados en su momento al Gobierno Nacional.

En este sentido, la Agencia Nacional de Hidrocarburos mediante comunicaciones con radicado ANH 20171000150501 Id: 198886 del 27 de julio de 2017 y radicado ANH 20185010247901 id: 307728 del 15 de agosto de 2018, ha enviado propuestas al Ministerio de Minas, para que se tramite la inclusión dentro de la Ley de Presupuesto del Sistema General de Regalías, un artículo que autorice al Gobierno Nacional apropiarse los recursos y realizar el reintegro de \$65.225.439.914 al Sistema General de Regalías.

EVALUACIÓN Y CONSOLIDACION DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS.

Planeación de la carga, actualización de tablas de cargue de datos, Implementación de las mejoras en el Software SOLAR VORP Módulo de gestión de Reservas y Servidor de cargue de información FTP.

Elaboración de informe de pronósticos de reservas tomando como base la información del último informe de recursos y reservas - IRR y el reporte de producción del último año, para ser remitido al Ministerio de Minas y Energía. Mes de febrero.

Taller de divulgación de mejoras al sistema, cargue y actualizaciones realizadas al software SOLAR VORP Módulo de gestión de Reservas y Servidor de cargue de información FTP. Mediados del mes de febrero.

Realizar Soporte y asesoramiento a las compañías para la carga de los informes de reservas en la plataforma SOLAR VORP Módulo de gestión de Reservas y aseguramiento de los datos mediante el servidor de respaldo FTP, al cual remite toda la información concerniente al informe de recursos y reservas. Mes de Febrero hasta el 31 de marzo a las 12:00 a.m.

Revisión y generación de balance volumétrico de reservas de hidrocarburos. A 30 de abril.

Divulgación a las partes interesados y ajustes de análisis de IRR. A partir de abril en adelante.

Revisión detallada de informes IRR. Abril a septiembre.

Generación documento final de Recursos y Reservas. Mes de octubre.

Taller de divulgación de resultados del proceso de Balance de Reservas. Mes de noviembre.

PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL – PPI: Los PPI son aquellos que tienen por objeto obtener de los campos ya existentes, nuevas reservas provenientes de nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías, para el recobro mejorado en el subsuelo que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas. También se entenderá por producción incremental los proyectos adelantados por Ecopetrol con los mismos propósitos.”

La compañía operadora que requiera un PPI, debe presentar su solicitud formalmente a la VORP y GRO, en la cual se les dará los lineamientos a seguir; la metodología utilizada es la siguiente:

Realizar solicitud de manera formal bajo Radicado ante la ANH (Compañía Operadora)
Revisión de la información (GRO-ANH)
La información debe ser entregada por campo (check list se tiene como procedimiento ya establecido)

Información Total para Memorando
Estimación de la curva base (GRO ANH – Compañía)
Elaboración del borrador de la resolución (GRO ANH)

Revisión del borrador de la Resolución de PPI (OAJ, FISC, GRO, VORP ANH)
Firma de la resolución (PRESIDENCIA)
Seguimiento Continuo (FISC) y GRO (Trimestral)
Se emitieron por parte de la ANH 14 actos administrativos de otorgamiento de PPI:

2016 = 7 OTORGADOS.
2017 = 6 OTORGADOS.
2018 = 3 OTORGADOS.

En el año 2017 se generó un incremento de reservas probadas 1p de 56 millones de barriles (MBLS) provenientes de PPI.

CAMPOS CON PRODUCCIÓN INCREMENTAL			
CRUDO		GAS	
CAMPO	N° RESOLUCIÓN	CAMPO	N° RESOLUCIÓN
TECA-COCORNÁ	1092 del 24 de octubre de 2014: PPI mediante Inyección Continua de Vapor para el Campo Área Teca Cocorná	EI DIFICIL	216 del 31 de marzo 2016: Proyecto de producción incremental para el campo El Dificil
TISQUIRAMA	296 de 6 de mayo 2016 y 480 23 de junio de 2016	FLOREÑA PAUTO	225 de 4 de abril de 2016
RUBIALES	639 del 2 de septiembre de 2016: Proyecto de Producción Incremental para el Campo Rubiales		
AGUAS BLANCAS	660 del 14 de septiembre 2016: PPI para el Campo Aguas Blancas		
ACAE - SAN MIGUEL & LORO	910 del 9 de diciembre de 2016: PPI para los Campos Acaé-San Miguel y Loro del Convenio de Explotación de Hidrocarburos- Área de Operación Directa Área Sur		
CAPACHOS	939 del 19 de diciembre 2016		
MATACHIN NORTE, MATACHIN SUR, Y PURIFICACION	063 del 06 de febrero de 2017: PPI para los Campos Matachín Norte, Matachín Sur y Purificación del Convenio de Explotación de Hidrocarburos- Área Espinal		
TOQUI TOQUI	339 20 de jun de 2017		
VALDIVIA-ALMAGRO	570 de 29 de septiembre de 2017: Proyecto de Producción Incremental para los Campos Valdivia y Almagro del Convenio de Explotación de Hidrocarburos-Área Valdivia-Almagro		

RIO ZULIA	569 de 29 de septiembre de 2017: Proyecto de Producción Incremental para el campo Río Zulia del Convenio de Explotación de hidrocarburos - Area Zulia		
REDONDO (CAÑO VERDE+REDONDO) CAÑO LIMON (CAÑO LIMON+LA YUCA+MATANEGRA) CAÑO YARUMAL	587 del 13 de octubre de 2017: Proyecto de Producción Incremental para los Campos La Yuca, Caño limón, Caño verde, Matanegra, Redondo y Caño Yarumal, del Contrato de Asociación Cravo Norte		
NUTRIA - TESORO	762 de 28 de diciembre de 2017: Proyecto de Producción Incremental para los Campos Nutria y Tesoro del Convenio de Explotación Lisama-Nutria		
GUARIMENA	189 de 24 de Mayo de 2018: Proyecto de Producción Incremental para el campo Guarimena del Convenio de Explotación de Hidrocarburos - Río Meta		
TOROYACO	334 de 1 de Agosto de 2018		
LA SALINA	333 de 1 Agosto de 2018		

CERT.

En cumplimiento del Decreto 2253 de 2017 y Res 108 de 2018, esta última como acto administrativo de apertura y que reglamenta el proceso, se siguieron los siguientes pasos durante lo corrido del año:

- a. Recepciones propuestas hasta abril 23 de 2018
- b. Devolución con observaciones a las operadoras hasta mayo 7
- c. La ANH emite la Res 159 de 2018 precisando sobre la no inclusión del workover y otorgando tiempos.
- d. Hasta fecha junio 9, límite para presentar las observaciones
- e. Con fecha junio 29 de 2018 se informaron a las operadoras sobre los campos que continúan o no en el proceso de evaluación.
- f. En Julio 13 de 2018, la ANH otorga 10 días hábiles para que los operadores presenten observaciones a las comunicaciones citadas en el punto anterior.
- g. Hasta julio 30 de 2018 se reciben observaciones y objeciones.
- h. En Agosto 1de 2018, se emiten por parte del Comité Evaluador los memorandos que recomiendan la distribución inicial y el orden de elegibilidad.

- i. En agosto 1 de 2018, la ANH emite la Res. 336 de 2018, por el cual se establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del CERT, para proyectos de incremento del factor de recobro.
- j. De agosto 2 de 2018 en adelante, se surten las respectivas notificaciones.
- k. A la fecha estamos evaluando los recursos de reposición presentados por las empresas Ecopetrol y Parex.

PROPUESTAS ACEPTADAS PARA SER EVALUADAS Y ORDEN DE ELEGIBILIDAD

OPERADORA	CONTRATO	CAMPO COMERCIAL	TOTAL	PUESTO	%CERT
GRAN TIERRA ENERGY INC.	MIDAS	ACORDIONERO	70,17	1	4.89
ECOPETROL S.A.	CUBARRAL	CHICHIMENE	62,45	2	50
ECOPETROL S.A.	E&E	CAÑO SURESTE	40,37	3	15

ECOPETROL S.A.	EP N°9 2008-AREA OCCIDENTAL BLOQUE CP09	AKACIAS	32,78	4	15
----------------	---	---------	-------	---	----

FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP.	QUIFA	CAJUA	31,24	5	6
GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	LLANOS 34	TIGANA	29,04	6	10
GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	LLANOS 34	JACANA	28,75	7	10
ECOPETROL S.A.	CAMPO TIBÚ	TIBÚ	27,16	8	12

ECOPETROL S.A.	CUBARRAL	CASTILLA NORTE	24,37	9	26
FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP.	QUIFA	JASPE	20,19	10	12
ECOPETROL S.A.	No 2218 MAGDALENA MEDIO	YARIGUI-CANTAGALLO	17,54	11	21
ECOPETROL S.A.	CUBARRAL	CASTILLA	17,44	12	26
ECOPETROL S.A.	CIRA INFANTA	INFANTAS	14,61	13	10

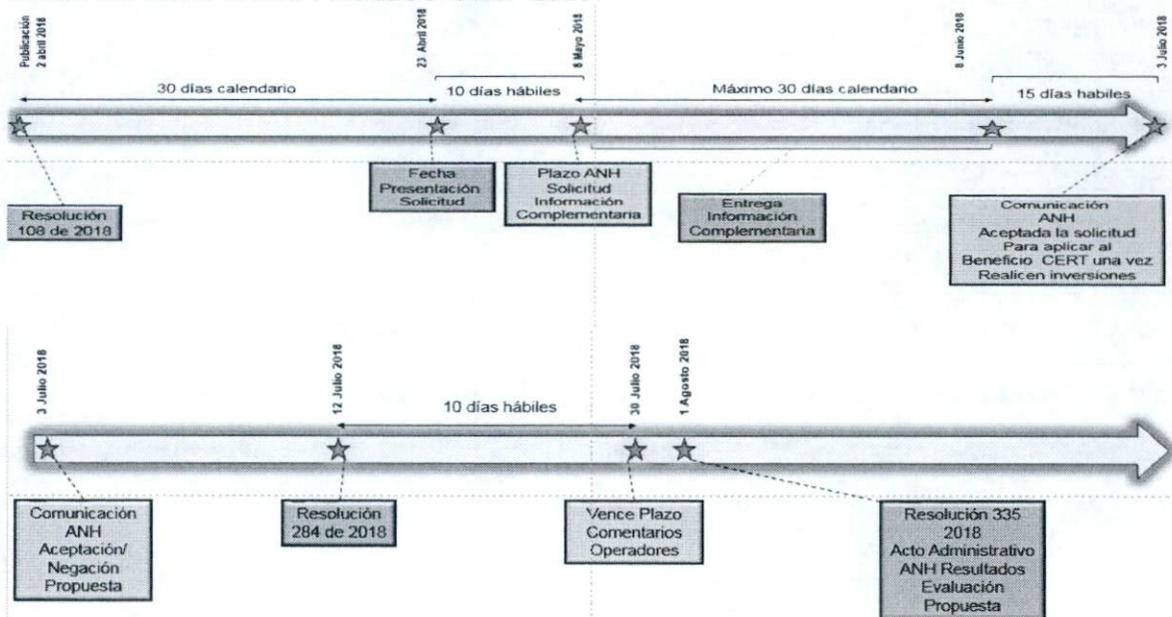
ECOPETROL S.A	MAGDALENA MEDIO	CASABE	14,11	14	30
ECOPETROL S.A	CIRA INFANTA	LA CIRA	12,93	15	10
PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.	CABRESTERO	BACANO	12,35	16	15
ECOPETROL S.A	PIJAO-POTRERILLO	ARRAYAN	11,67	17	15
ECOPETROL S.A	PIJAO-POTRERILLO	DINA CRETACEO	11,51	18	15
FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP.	GUATIQUIA	ARDILLA	6,04	19	44

Síntesis Beneficios Campo-País (Años 2018-2021)

No. Propuestas Recibidas	No. Propuestas Aprobadas	No. Propuestas Negadas
50	19	31

- Inversión Incremental Total (Millones) \$5.427,514
- Volumen para agregar a Reservas Probadas (BPE) 332.286.908
- Producción de Volumen de Reservas Probadas (BPE) 128.569.842
- Total CERT solicitado(Millones) \$1.052,765

LINEA DE TIEMPO DEL PROCESO CERT-2018.



Línea de tiempo proceso de asignación CERT para el año 2018 y aspectos relevantes del incentivo CERT.

1. La ANH recibió para el primer proceso CERT-2018 para proyectos en exploración, veintidós (22) propuestas de once (11) Operadores diferentes, de acuerdo con la siguiente relación:

Listado de las solicitudes recibidas en el proceso CERT del año 2018 para los Proyectos en fase de exploración.

No.	Operadora/ compañía	Contrato	Tipo	Radicado	ID	Fecha
1	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.	PUT 7	E&P	20185210132962	272402	20-abr-18
2	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.	PUT 2	E&P	20185210132982	272408	20-abr-18
3	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.	PUT 4	E&P	20185210133002	272412	20-abr-18
4	GEPARK COLOMBIA SUS	LLA 34	E&P	20185110134462	272894	23-abr-18
5	CNE OIL & GAS SAS	VIM 5	E&P	20184010133982	272816	19-abr-18
6	HUPECOL OPERATING	LLA 58	E&P	20185110134452	272890	23-abr-18
7	CEPSA COLOMBIA SA	CPO 14	E&P	20184010134522	272902	23-abr-18
8	CONOCOPHILLIPS VENTURES LTD	COLOMBIA YNC ADICIONAL BLOQUE VMM-3	E&P	20184010130992	271755	19-abr-18
9	PERENCO COLOMBIA LIMITED	BOQUERON	Asociación ECP	20185110134792	272970	23-abr-18
10	PERENCO COLOMBIA LIMITED	OROCUE	Asociación ECP	20185110134812	272975	23-abr-18
11	PERENCO COLOMBIA LIMITED	ESTERO	Asociación ECP	20185110134822	272978	23-abr-18
12	PERENCO COLOMBIA LIMITED	COROCORA	Asociación ECP	20185110134842	272981	23-abr-18
13	PERENCO COLOMBIA LIMITED	GARCERO	Asociación ECP	20185110134862	272985	23-abr-18
14	PERENCO COLOMBIA LIMITED	CASANARE	Asociación ECP	20185110134882	272987	23-abr-18
15	TECPETROL COLOMBIA SAS	CPO 13	E&P	20184010134952	273004	23-abr-18
16	ECOPETROL SA- PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	DE MARES	Convenio E&P	20184010134802	272972	23-abr-18
17	ECOPETROL SA- PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	PLAYON	Convenio E&P	20184010134802	272972	23-abr-18
18	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	MORPHO	Convenio E&P	20184010135102	273033	23-abr-18
19	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	VIM 1	E&P	20184010135112	273034	23-abr-18
20	VERANO ENERGY LIMITED	LLA 32	E&P	20184010135122	273036	23-abr-18
21	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	CAPACHOS	Convenio E&P	20184010135132	273038	23-abr-18
22	CEPSA COLOMBIA SA	MERECURE	E&P	20184110134512	272900	23-abr-18

2. Las inversiones incrementales para actividades exploratorias, el monto del CERT solicitado, entre otros se presenta en la siguiente tabla

Listado de las propuestas no aprobadas con breve descripción de la causa de no aprobación.

No.	Contrato	Tipo Contrato	Inversión Incremental+Adicional Propuesta \$ COP	Recursos Prospectivos Estimados a 31-dic-16 MMBOE	% CERT	Monto CERT \$ COP	Causa No Aprobación
1	VIM 5	Contrato E&P	\$150.034.968.223	14,295	80,00%	120.027.974.578	No da cumplimiento al Artículo 2.2.6.2.3. del Decreto No. 2253 de 2017. La propuesta incluye otras actividades diferentes a las definidas en el incentivo CERT para proyectos en Exploración, tales como: Líneas de Flujo y Planta de Gas.
2	YNC ADICIONAL BLOQUE VMM-3	Contrato E&P	\$74.725.000.000	0,88	15,00%	11.208.750.000	No da cumplimiento al Artículo 2.2.6.2.6. del Decreto No. 2253 de 2017. La propuesta corresponde a un adelanto de inversión, sin embargo, el operador presentó el monto total de la inversión pactada y no consideró que el monto para aplicar al CERT, corresponde a la diferencia entre el valor pactado para la actividad en el programa exploratorio y el valor presente neto de la inversión a la fecha de ejecución (Tasa de descuento anual del 10%)
3	CASANARE	Contrato Asociación	\$30.723.931.000	4,7	15,00%	4.608.589.650	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
4	COROCORA	Contrato Asociación	\$19.870.872.000	3,51	12,10%	2.404.375.512	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
5	PUT 2	Contrato E&P	\$249.575.522.000	24,89	3,00%	7.487.265.660	La propuesta presentada por GRAN TIERRA COLOMBIA INC. No cumple con la continuidad en la ejecución de actividades incrementales, según lo estipulado en el Artículo 2.2.6.2.6. del Decreto 2253 de 2017, que define: "(...) En aquellos casos que se presenten, para contratos en fase de exploración o para campos comerciales, inversiones incrementales a ejecutar en forma continua hasta por máximo cuatro años, contados a partir del primer proceso que se realice para distribución inicial del CERT, se debe indicar la cantidad, valor o monto de cada uno de los siguientes criterios en valores corrientes o nominales de cada año, y se deberá incluir para efectos de establecer el orden de elegibilidad de los contratos en fase de exploración o de los campos comerciales, el valor presente de dichos valores, calculado con referencia al año en que se desarrolla el proceso de distribución inicial del CERT, con una tasa de descuento anual del diez por ciento (10%).(...)"
6	CAPACHOS	Convenio Explotación	\$105.212.800.000	28,5	15,00%	15.781.920.000	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018; El Convenio no tiene Periodo de Exploración, Fase, ni Programa Exploratorio Mínimo pactado. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.

No.	Contrato	Tipo Contrato	Inversión Incremental+Adicional Propuesta \$ COP	Recursos Prospectivos Estimados a 31-dic-16 MBOE	% CERT	Monto \$ COP CERT	Causa No Aprobación
7	GARCERO	Contrato Asociación	\$38.883.901.000	5,8	12,50%	4.860.487.625	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
8	ESTERO	Contrato Asociación	\$18.998.084.000	7,4	12,50%	2.374.760.500	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
9	BOQUERON	Contrato Asociación	\$26.117.882.000	16,9	22,00%	5.745.934.040	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
10	LLA-34	Contrato E&P	\$128.228.100.000	37,5	10,00%	12.822.810.000	no es viable por no ajustarse de manera integral, a lo estipulado en el Artículo 2.2.6.2.4 del Decreto No. 2253 de 29 de diciembre de 2017, el cual establece que las actividades exploratorias propuestas para aplicar al beneficio CERT-2018, deben corresponder a la Perforación de pozos exploratorios adicionales y Adquisición de sísmica 2D equivalente, sin embargo la propuesta presentada por GEOPARK incluye dentro de las inversiones incrementales actividades relacionadas con tratamiento de fluidos, almacenamiento y transporte de crudo, encontrándose dentro de las limitaciones establecidas en los citados documentos.
11	MERECURE	Contrato E&P	\$26.837.035.400	22,4	12,75%	3.421.722.014	Conforme al artículo 2.2.6.2.6 del Decreto 2253 del 29 de diciembre de 2017, no se ejecutarán inversiones de forma continua hasta por máximo cuatro años, contados a partir del primer proceso que se realice para distribución inicial del CERT.
12	PLAYON	Convenio E&E	\$16.738.400.000	19,8	15,00%	2.510.760.000	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Convenio finalizó Periodo de Exploración, ya no tiene áreas en exploración.
13	OROCUE	Contrato Asociación	\$9.469.152.000	1,37	12,50%	1.183.644.000	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
14	MORPHO	Convenio E&E	\$15.542.800.000	78,8	15,00%	2.331.420.000	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Convenio no tiene Periodo de Exploración, Fase, ni Programa Exploratorio Mínimo pactado.
15	DE MARES	Convenio E&E	\$39.167.856.000	209,6	15,00%	5.875.178.400	No cumple el artículo 2.2.6.2.3. requisitos para la presentación de proyectos, del Decreto 2253 del 2017 al no tener inversiones para el 2018
16	PUT 7	E&P	\$280.197.827.000	44,85	3,00%	8.405.934.810	No Cumple el artículo 10 de la Resolución 108 de 2018 y con lo estipulado en el artículo 2.2.6.2.6 del decreto 2253 de 2017, en relación con la continuidad en las inversiones propuestas y al incluir inversiones asociadas a actividades que no están contempladas.

No.	Contrato	Tipo Contrato	Inversión Incremental+Adicional Propuesta \$ COP	Recursos Prospectivos Estimados a 31-dic-16 MMBOE	% CERT	Monto \$ COP CERT	Causa No Aprobación
17	CPO-13	E&P	\$227.761.800.000	115,5	50,00%	113.880.900.000	No cumple con el artículo 4 de la Resolución 108 de 2018, al contemplar la ejecución de actividades que superan el plazo contractual establecido para el periodo de exploración del contrato
18	CPO-14	E&P	\$1.300.215.000	118,3	12,75%	165.777.413	Conforme al artículo 2.2.6.2.6 del Decreto 2253 del 29 de diciembre de 2017, no se ejecutarán inversiones de forma continua hasta por máximo cuatro años, contados a partir del primer proceso que se realice para distribución inicial del CERT
Total			1.459.386.145.623	754,995		325.098.204.201	

3. Luego del proceso de evaluación de propuestas para proyecto en exploración con inversiones incrementales propuestas, %CERT solicitado y otorgado que fueron aprobadas son:

Relación de propuestas aprobadas en el proceso CERT 2018.

No.	Contrato	Tipo Contrato	Inversión Incremental+Adicional Propuesta \$ COP	Recursos Prospectivos Estimados a 31-dic-16 MMBOE	% CERT	Monto \$ COP CERT
1	LLA 58	E&P	\$7.472.500.000	0,434	10,90%	814.502.500
2	LLA 32	E&P	\$16.499.280.000	3,07	15,00%	2.474.892.000
3	PUT 4	E&P	\$315.904.421.000	31,27	3,00%	9.477.132.630
4	VIM 1	E&P	\$33.476.800.000	37,85	15,00%	5.021.520.000
Total			373.353.001.000	72,624		17.788.047.130

4. El puntaje obtenido por cada una de las propuestas aprobadas es el siguiente:

Resumen del puntaje asignado para las propuestas aprobadas y orden de elegibilidad de las propuestas.

Operador/Contratista	CONTRATO	Monto Total de inversiones Incrementales	Adelanto de inversiones (Pozos exploratorios A3, A2 ó Sísmica 2D Equivalente)	No. Pozos Exploratorios Adicionales	Adquisición Sísmica 2D Equivalente	Barriles prospectivos por Peso COP\$ BOES/\$	% CERT	TOTAL
		20 Ptos	10 Ptos	15 Ptos	10 Ptos	20 Ptos	25 Ptos	100 ptos
GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.	PUT 4	20,0	0	15	10	2,06	25,0	72,1
PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	VIM 1	3,2	0	3	0	20,00	5,0	31,2
VERANO ENERGY LIMITED	LLA 32	1,6	0	3	0	3,29	5,0	12,8
HUPECOL OPERATING	LLA 58	0,7	0	3	0	1,03	6,9	11,6

I. PROYECTO DE CIENCIA Y TECNOLOGIA

Convenio interadministrativo COLCIENCIAS 696 - 321 ANH de 2016, fortalecimiento de la investigación y desarrollo experimental en proyectos para incrementar el factor de recobro en hidrocarburos.

Convocatoria 773 de 2017 6 proyectos de investigación: Universidad Nacional de Colombia sede Medellín y la Universidad Industrial de Santander, temas:

• Inyección de vapor mediante uso de nano fluidos.	\$3.320.540.612
• Estudio de formación y rompimiento de emulsiones.	\$ 507.388.786
• CEOR con gas mejorado químicamente.	\$3.818.086.736
• CEOR con surfactantes, polímeros y CDG mejorados con nanotecnología.	\$1.909.043.368
• Uso de nanomateriales y comportamiento catalítico en combustión in situ.	\$1.905.960.089
• Uso de Flue gas en inyección cíclica de vapor en campos del Magdalena Medio.	\$1.606.964.117

Se tiene un presupuesto asignado Total de 13.714.999.999, incluyendo gastos administrativos.

Para el año 2018 se está realizando el proceso precontractual para nuevo convenio con COLCIENCIAS con el fin de desarrollar nueva convocatoria para los grupos de investigación y para el desarrollo de dos cursos para los funcionarios de la ANH en el tema de recobro mejorado con fase práctica.

GESTION DEL CONOCIMIENTO VICEPRESIDENCIA TECNICA

RESUMEN INVERSIÓN VT 2018

Actividad	Alcance	Valor	Observaciones
Batimetría Caribe 2018 Fase 1	103.000 km2	27.057.227.000	En ejecución - avance de 90%
Estimación del potencial de hidrocarburos (convencional)	9 cuencas contratadas Llanos, Cordillera, Guajira, Cesar Rancheria, Caguan Putumayo, Catatumbo, Cauca Patia, Amaga, Vaupes Amazonas	3.788.983.800	En ejecución - avance de 14% VT está desarrollando internamente la evaluación de: VIM, Sinu San Jacinto, Urabá, Tumaco, Tumaco Offshore, Choco, Choco Offshore, Pacifico Profundo, Cayos y VMM (YRG)
Correlacion de nucleos & Integracion G&G Cordillera		13.579.850.630	En ejecución -17 de sep entrega de 1er producto (1 de 4)
Sismica Perdices 2D	247 km 2D convencional	23.191.197.858	En ejecución - acta de inicio 3 sep

Interventoria Sismica Perdices		1.893.058.196	En contratación
PMA/S Perdices		348.988.920	Finalizado
Procesamiento sísmica ANH VIM-VSM-CP adquirida en 2017	1.000 km de sísmica 2D hasta PSTM	1.001.621.810	Contratado, pendiente acta de inicio
Reprocesamiento sísmica histórica VSM-Neiva, Cauca Patía, Catatumbo	19.000 km de sísmica 2D hasta PSTM	15.653.804.949	Contratado, pendiente acta de inicio
Batimetría Caribe 2018 Fase 2	56.000 km2	14.873.235.000	En estructuración ESET
Magnetotelurica Cordillera	624 km	26.592.472.351	En contratación - adjudicación 11 sep
Interventoria Magnetotelurica		1.489.178.452	En contratación - informe de evaluación el 11 sep
Aerogeofisica Valle Medio	22.000 km2	-	Desierto
Interventoria Aerogeofisica Valle Medio		-	No se contratará
Otros (cierre interventoria 2017, interpretación)		1.148.686.210	Ejecutado
Vigencia Futura para el contrato Fonade 217048	Pozo Pailitas y Sísmica Arjona-Nueva Granada	42.309.007.645	Fonade ha solicitado prorroga
		Total (incl. 4x1000)	173.619.022.072

PROYECTOS DE INVERSIÓN

NUMERO DE PROCESO	OBJETO DEL PROCESO	VALOR	ESTRUCTURADOR TECNICO	EVALUADORES TÉCNICOS	EVALUADORES JURÍDICOS	EVALUADORES FINANCIEROS	SUPERVISOR TÉCNICO	PROPUESTAS	OBSERVACIONES	CAUSA	ESTADO ACTUAL
ANH - 01 - CM	INTERVENTORIA INTEGRAL SISMICA CONVENCIONAL PERDICES 2D	\$ 1.893.058.196	Carlos Garcia	Franklin Rodriguez Carlos Rey Maria Rosa Ceron		Edinson Delgado	Carlos Garcia	AR GEOPHYSICAL CONSULTANT LTDA. GEOCOL CONSULTORES SA UT MGI 2018 GEOMILLENNIUM ING UT INTERVENTORIA SISMICA	SE DECLARO DESIERTO RESOLUCION No. 287 del 16 de julio del 2018	GEOMILLENNIUM presento un profesional en Ingenieria Geofisica, profesio que no fue incluida en el Pliego.	PROYECCION DE RESUELVE DE RECURSOS DE REPOSICION 1 pendiente
ANH - 02 - CM	CONTRATAR YET TO FIND	\$ 3.788.993.800	Jose Osorno	Franklin Rodriguez Mireya Raimaand Johan Restrepo	Adriana Peña	Edinson Delgado	José Osorno	UT INNOVA UNION TEMPORAL G&G CAYROS - GEOIL	ADJUDICADO A UT TEMPORAL G&G EL 12 DE JULIO DEL 2018	NINGUNA	CONTRATO 485 SUSCRITO EL 17 DE JULIO DEL 2018
ANH - 04 - CM	INTERVENTORIA INTEGRAL DE ADQUISICION MAGNETOTELURICA	\$ 1.489.178.452	Hugo Buitrago	NO HUBO	NO HUBO	NO HUBO	Hugo Buitrago	NO SE PRESENTARON	SE DECLARO DESIERTO RESOLUCION No. 326 DEL 31 DE JULIO DEL 2018	Los terminos de referencia no fueron acogidos por el mercado	YA SE PUBLICO NUEVO PROCESO
ANH - 05 - CM	INTERVENTORIA INTEGRAL DE ADQUISICION AEROGRAVIMETRICA	\$ 631.245.038	Hugo Buitrago	NO HUBO	NO HUBO	NO HUBO	Hugo Buitrago	NO SE PRESENTARON	SE DECLARO DESIERTO RESOLUCION No. 321 DEL 27 DE JULIO DEL 2019	Los terminos de referencia no fueron acogidos por el mercado. Mercado de Aerogeofisica reducido en Colombia.	YA SE PUBLICO NUEVO PROCESO

NUMERO DE PROCESO	OBJETO DEL PROCESO	VALOR	ESTRUCTURADOR TECNICO	EVALUADORES TÉCNICOS	EVALUADORES JURIDICOS	EVALUADORES FINANCIEROS	SUPERVISOR TÉCNICO	PROPUESTAS	OBSERVACIONES	CAUSA	ESTADO ACTUAL
ANH - 09 - CM	INTERVENTORIA INTEGRAL DE ADQUISICION AEROGRAVIMETRICA	\$ 631.245.038	Hugo Buitrago	DESIGNAR ANTES DEL 7 DE SEP	DESIGNAR ANTES DEL 7 DE SEP	DESIGNAR ANTES DEL 7 DE SEP	Hugo Buitrago	FECHA DE CIERRE 7 DE SEPTIEMBRE 12:00	3 DE SEPTIEMBRE 4 PM - PUBLICAR RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES AL PLIEGO	11 DE SEPTIEMBRE A LAS 12PM - PUBLICACION DEL INFORME DE EVALUACION	EN PLIEGOS DEFINITIVOS - SE PUEDEN PUBLICAR ADENDAS HASTA EL DIA 5 DE SEPTIEMBRE 4PM
ANH - 10 - CM	INTERVENTORIA INTEGRAL DE ADQUISICION MAGNETOTELURICA	\$ 1.489.178.452	Hugo Buitrago	DESIGNAR ANTES DEL 7 DE SEP	DESIGNAR ANTES DEL 7 DE SEP	DESIGNAR ANTES DEL 7 DE SEP	Hugo Buitrago	FECHA DE CIERRE 7 DE SEPTIEMBRE 4:00	3 DE SEPTIEMBRE 3 PM - PUBLICAR RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES AL PLIEGO	11 DE SEPTIEMBRE A LAS 12PM - PUBLICACION DEL INFORME DE EVALUACION	EN PLIEGOS DEFINITIVOS - SE PUEDEN PUBLICAR ADENDAS HASTA EL DIA 5 DE SEPTIEMBRE 4PM
ANH - 03 - LP	ADQUISICION PROCESAMIENTO MAGNETOTELURICA	\$ 26.592.472.351	Hugo Buitrago	Juan Eugenio Acosta Nelson Lizarazo Miguel Guerrero Ramiro Garcia	Maria Fernanda Escobar Oscar Javier Castañeda Gladys Lopez	Edinson Delgado	Carlos Rey	UT DE LA MONTAÑA BGP INC SUCURSAL NUEVA GRANADA SCHULUMBERGER SURENCO UT MT UNION TEMPORAL DGS	7 DE SEPTIEMBRE 11:59 AM PRESENTACION DE OBSERVACIONES AL INFORME DE EVALUACION FINAL	NINGUNA	AUDIENCIA DE ADJUDICACION 11 DE SEPTIEMBRE DEL 2018 8:00 AM
ANH - 05 - LP	ADQUISICION SISMICA PERDICES 2D	\$ 23.663.227.461	Carlos Garcia	Luis Carlos Vasquez Carlos Caira Ramiro Garcia Miguel Guerrero	Angy Nataly Sanchez Heydi Martinez	Edinson Delgado	Luis Carlos Vasquez	BGP INC SUCURSAL NUEVA GRANADA PERDICES 2018 GEOSISMICA 2018 PETROSEISMIC	ADJUDICADO A PETROSEISMIC EL 17 DE AGOSTO DEL 2018	NINGUNA	CONTRATO 503 SUSCRITO EL 22 DE AGOSTO DEL 2018

NUMERO DE PROCESO	OBJETO DEL PROCESO	VALOR	ESTRUCTURADOR TECNICO	EVALUADORES TÉCNICOS	EVALUADORES JURIDICOS	EVALUADORES FINANCIEROS	SUPERVISOR TÉCNICO	PROPUESTAS	OBSERVACIONES	CAUSA	ESTADO ACTUAL
ANH - 06 - LP	ADQUISICION PROCESAMIENTO E INTERPRETACION AEROGAVIMETRICO Y AEROMAGNETICO	\$ 7.890.562.980	Hugo Buitrago	Luis Carlos Vasquez Claudia Sanz Arlex Gutierrez Nelson Barbosa	Renzo Mauricio Gómez Andrey Daniel Franco	Edinson Delgado	José Osorno	SANDER GEOPHYSICS LIMITED SUCURSAL COLOMBIA UNION TEMPORAL AERO	SE DECLARO DESIERTO Resolución No. 367 del 22 AGOSTO DEL 2018	Los oferentes fueron HABILITADOS en la evaluación, pero las OFERTAS ECONOMICAS subidas en el SECOP II fueron mal diligenciadas, por lo que el grupo evaluador técnico las RECHAZO.	UNION TEMPORAL AERO - HBO GLOBAL PRESENTO RECURSO DE REPOSICION
ANH - 07 - LP	PROCESAMIENTO E INTERPRETACION SISMICA 2D	\$ 1.051.791.885	Jose Osorno	Johan Restrepo Alejandra Toro Ingrid Alvarado	Camilo Antolinez Adriana Peña	Edinson Delgado	José Osorno	IGS INTERNATIONAL CORP P6 JV - 2018 VT - GEO INFO -07 UT GEODATA UT PROCESAMIENTO 2018 MERIDIAN CONSULTING UT AI-PS	ADJUDICADO UT PROCESAMIENTO 2018	ADJUDICADO MEDIANTE RESOLUCION 378 DEL 30 DE AGOSTO DEL 2018 A UT PROCESAMIENTO 2018 POR UN VALOR DE \$1.001.621.810	CONTRATO 312 2018 POR VALOR DE \$1.001.621.810 - PENDIENTE DE APROBAR POLIZAS
ANH - 08 - LP	REPROCESAMIENTO SISMICA 2D	\$ 16.630.728.149	Jose Osorno	Dony Jimenez Luis Carlos Vasquez Andres Julian Lozano	Hernan Garcia Liliana Cepeda	Edinson Delgado	José Osorno	GEOINFO 08 INFORMER 08 UT PROCESAMIENTO 2018 PETROJV - 2018 SCHULUMBERGE SURENCO S.A.	ADJUDICADO A UT PROCESAMIENTO 2018	ADJUDICADO MEDIANTE RESOLUCION 379 DEL 30 DE AGOSTO DEL 2018 A UT PROCESAMIENTO 2018 POR UN VALOR DE \$15.653.804.949	CONTRATO 507 DEL 31 DE AGOSTO DEL 2018 POR VALOR DE \$15.653.804.949 - PENDIENTE DE APROBAR POLIZAS

RESUMEN CONTRATOS INTERADMINISTRATIVOS CON FONADE

Fonade 217048	TOTAL	92.000.555.307	<ul style="list-style-type: none"> • Plazo 31 diciembre de 2018 • Fonade solicitó prórroga • Fonade solicitó adición de presupuesto del Pozo Pailitas a \$ 46.501.780.969 • Falta obligar 42 mil millones de recursos de inversión 2018 de VT en este convenio
	Pozo Pailitas	42.989.979.096	
	Interventoria Pozo Pailitas	2.143.603.039	
	Sismica Arjona-Nueva Granada	29.145.145.426	
	Interventoria Sismica Arjona-Nueva Granada	1.798.217.660	
	Supervision	840.689.305	
	GMF	355.539.997	
	Gerencia	2.760.016.659	
	Saldo	11.967.364.125	
Fonade20 0834	En liquidación: \$45.359.514.002 de saldo		

Fonade 216140	TOTAL	98.715.355.856	<ul style="list-style-type: none"> • Plazo 31 diciembre de 2018 • Fonade solicitó prórroga • Pozo Guayacana: 3 procesos de contratación sin éxito • Sísmica Cordillera: contratada, suspendida, Fonade está evaluando la terminación del contrato solicitada por Geofyzika Torun (contratista) • Sísmica Chicmichagua: se declaró desierto • Prospección satelital: en estructuración
	Sismica Cordillera	9.317.757.819	
	Interventoria Sismica Cordillera	703.255.720	
	Sismica Chimichagua	14.423.226.780	
	Interventoria Sismica Chimichagua	1.086.750.000	
	Pozo Guayacana	43.341.228.297	
	Interventoria Pozo Guayacana	1.650.346.350	
	Prospeccion Satelital	19.643.534.456	
	Supervision	957.638.640	
	GMF	387.615.059	
	Gerencia	1.811.591.115	
	Saldo	5.392.411.620	

RESUMEN CONVENIO CON COLCIENCIAS

Colciencias

Descripción y Certificación de Núcleos

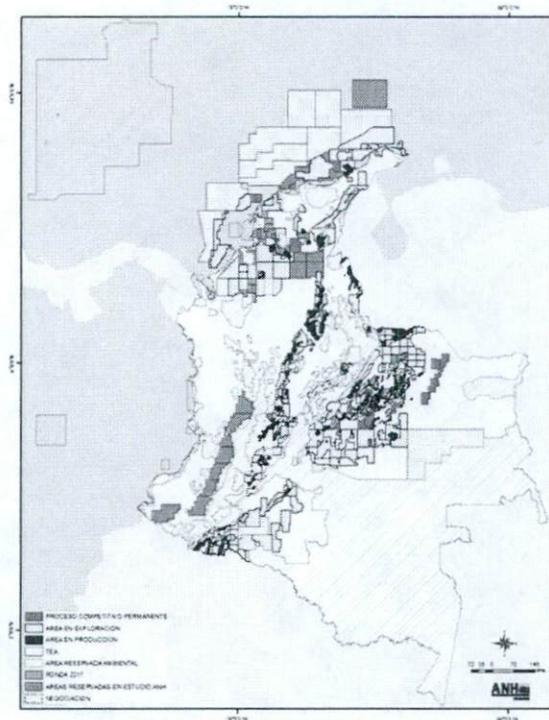
U Caldas
13.964.500.000

SSJ/Cordillera: En entrega final Fase 1
50% avance total del proyecto

UIS
12.965.000.000

VMM/CR: Fase 1 a finalizar 31 de octubre
35% avance total del proyecto

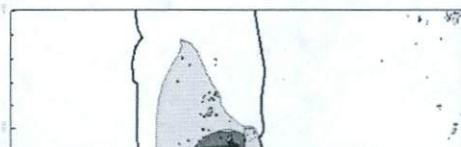
EVALUACIÓN DE ÁREAS PARA OFERTA



20 áreas (+1.2 millones de ha)

- **Prospección**
 - Delimitación poligonal
 - Evaluación geológica
 - Cálculo volumétrico
 - Análisis de riesgo
- **Superficie**
 - Ficha socioambiental
- **Oferta**
 - Programa mínimo exploratorio y X%
 - Calificación de propuestas
 - Definición de mejoramiento de propuesta
 - Definición de desempate de propuestas
- **Data**
 - Paquetes datos y datarooms

EVALUACIÓN YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA



GEOMÁTICA

- ✓ **Operación crítica para la ANH – presta todos los servicios de SIG a las dependencias de la ANH y a entidades externas**

Contrato de original de tercerización de geomática finalizó el 28 de julio 2018

La estrategia definida para esta operación fue asumir la operación directamente: contratación directa del personal, hardware y software

Operación directa no ha iniciado, se han realizado dos prórrogas de un mes para asegurar la operación

Adicionalmente, se requiere fortalecer este grupo de trabajo teniendo en cuenta los requerimientos de restitución de tierras y de postulación de áreas

Sísmica multicliente: se han recibido 3 propuestas; una cuarta empresa está evaluando presentar propuesta – pendiente estructuración de herramienta jurídica por parte de la ANH

Iniciar la estructuración de negocios E&P que se encuentran por fuera del alcance del Acuerdo 02

Proyecto de repositorio de datos liderado por OTI

Requerimiento presupuestal de OTI para Geovisor y apoyo oferta de áreas en el procedimiento competitivo permanente -2018.

Compromisos adquiridos por la ANH dentro de la entrega del Banco de Información Petrolera BIP.

El Decreto 4131 de 2011, "Por el cual se cambió la Naturaleza Jurídica del Instituto Colombiano de Geología y Minería (Ingeominas)", estableció en su artículo 15 que la ANH transferiría la Litoteca y la Cintoteca, a título gratuito al SGC en un término de cinco años.

Por su parte el Decreto 4137 de 2011 el artículo 11, reasignó al SGC la función de administración del Banco de Información Petrolera - BIP, y con él, el de la Litoteca y la Cintoteca, los cuales le serán transferidos por la ANH a título gratuito en un período de cinco (5) años.

Para dar cumplimiento a este mandato legal en fecha 2 de noviembre de 2012, el SGC y la ANH suscribieron el Convenio Interadministrativo 290 ANH - 030 SGC, orientado a garantizar la transferencia y funcionamiento adecuado del BIP -EPIS, de la Litoteca en el Parque Tecnológico de Guatiguará ubicado en el Municipio de Piedecuesta, Departamento de Santander, y la Cintoteca ubicada en el Municipio de Facatativá, Departamento de Cundinamarca.

Con fecha 4 de septiembre de 2015, entre la ANH y el SGC se firmó el acta de Suscripción Proyecto de Transferencia del Banco de Información Petrolera - BIP, de la ANH al SGC, en el marco del Convenio Interadministrativo 290 ANH - 030 SGC, con el fin de autorizar el inicio del proyecto, e incorporando "requerimientos relativos al manejo de los recursos físicos, infraestructura tecnológica, información y modelo de operación del Banco de Información Petrolera - BIP, indispensables para garantizar la transferencia y el cumplimiento de los Decretos 4131 y 4137 de 2011". Convenio que fue objeto de la suscripción de dos (2) otrosíes en el cual se plasmaron los siguientes compromisos de la ANH.

ETAPAS	ACTIVIDAD	PLAZO
1	Estabilización de la infraestructura tecnológica.	Hasta el 31-12-2016
2	Acompañamiento técnico y tecnológico al SGC .	Hasta el 31-05-2017
3	Incorporación de la información a los inventarios actualizados.	Hasta el 31-12-2017
4	Caracterización de la calidad de la Información	Hasta el 31-12-2017

En tal sentido cada uno de los compromisos adquiridos con el Servicio Geológico Colombiano se cumplieron al 31 de diciembre de 2017, incluida la cesión del usufructo de la ANH al Servicio Geológico Colombiano de la Litoteca Nacional de Colombia.

GERENCIA DE PLANEACIÓN:

RESULTADOS DE LOS INDICADORES ESTRATÉGICOS

Los indicadores estratégicos (Sinergia y No Sinergia) de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, fueron determinados por las políticas públicas estratégicas del país y están estipuladas en el Plan Nacional de Desarrollo para el caso de los indicadores Sinergia. En este orden, los indicadores y las metas formuladas, para la ANH, son las siguientes:

Indicador	Meta
Producción promedio diaria de crudo (Kbpdc)	860
Nuevos Pozos Exploratorios Perforados	60
Kilómetros de sísmica 2D equivalentes	2000

En el presente documento, se analizarán los resultados de los indicadores mencionados utilizando como fuente de información el Sistema Nacional de Evaluación de Gestión y Resultados – SINERGIA, desarrollado por el Departamento Nacional de Planeación – DNP.

Por otro lado, como complemento de los indicadores Sinergia la ANH definió cuatro indicadores “No Sinergia”, lo cuales se consideran estratégicos para la evaluación de la gestión y los resultados de la entidad. Los indicadores No Sinergia son cuatro (4): Regalías recaudadas, Cumplimiento Inversión de Contratos E&P, Ingresos por Derechos Económicos y Cumplimiento Acuerdo de Gestión. La periodicidad de medición de estos cuatro indicadores es trimestral, para este informe se cuentan con los resultados del primer semestre de los cuatro indicadores².

PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA DE CRUDO (KBPDC)

Según el informe de avance del Plan Estratégico Sectorial de Ministerio de Minas y Energía (MinMinas), la meta para 2018 de producción promedio día de crudo de 860 mil barriles, este indicador estratégico tiene un avance para el mes de enero de 860.167 barriles día, manteniendo el promedio del mes de enero del año anterior y para el mes

² Para el primer trimestre de 2018, solo se reportaron los avances en el indicador de cumplimiento acuerdo de gestión – recursos obligados.

de febrero de 2018 su producción fue de 823.050 barriles día, es decir, disminuyó en 4,3%.

Para el mes de marzo de 2018, la producción promedio diaria de crudo fue de 856.478 barriles, donde el indicador tomo impulso respecto al mes anterior, aumentando en 3,9%, y manteniéndose cercano a la meta de 860.000 barriles. Por otro lado, al compararlo con el resultado del mismo mes en el año anterior, se evidencia que la ANH ha trabajado por estar cerca a la meta; teniendo en cuenta que el año pasado en el mes de marzo se reportó una producción significativamente menor (804.000 barriles) a la alcanzada en el mes de marzo de este año.

La producción promedio diaria de crudo en el mes de abril de 2018 alcanzó los 864,781 barriles. Estos resultados son superiores a los obtenidos en abril de 2017 (856.000 barriles), alcanzando así, en 2018, un cumplimiento de la meta del 100,6% en este indicador estratégico.

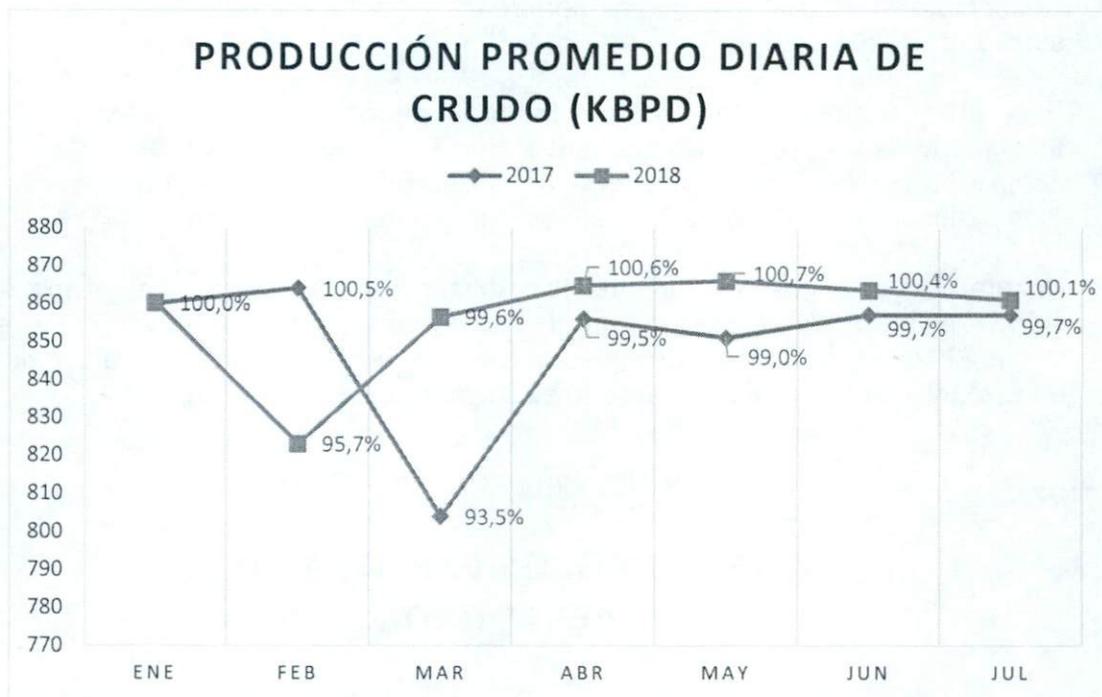
Para el mes de mayo de 2018, la producción diaria de crudo alcanzó 863.538 barriles, siendo la mayor producción en lo transcurrido del año. Asimismo, respecto al año 2017, la producción de crudo se encontraba alrededor de los 851 barriles, lo que significa un buen resultado para la ANH que ha cumplido con la meta propuesta en un 100,6%.

En el primer semestre del año, la producción promedio diaria de crudo alcanzó 863.53 barriles, lo que representa un balance positivo para la ANH dado que se cumple la meta para el mes de junio con el 100,4%. Respecto al año 2017, en junio el promedio estuvo cerca a la meta, alcanzando los 857.000 barriles.

En el mes de julio de 2018, la producción diaria alcanzó los 861.018 barriles, dando cumplimiento en un 100,1% a este indicador estratégico. En 2017, para el mes de julio la producción alcanzó valores similares de 857.000 barriles, lo que significó un aumento en el cumplimiento este año del 0,5%.

Es importante resaltar, se observa que en el siguiente gráfico en lo transcurrido del año 2018 se ha trabajado contantemente dando cumplimiento con la meta propuesta de 860 kbpd. Asimismo, se puede concluir que los resultados en este indicador en el año 2018 fueron mejores, sin embargo, se reconoce que las cifras alcanzadas en 2017 estuvieron cercanas a la meta, a excepción del mes de marzo que el avance fue del 93,5%.

Gráfica 1. Producción promedio diaria de crudo (KBPD)-(ene-jul 2017-2018)



NUEVOS POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS

El indicador de nuevos pozos exploratorios en 2018 tiene un importante avance de siete (7) pozos en el mes de enero 2018 superando los resultados de enero 2017 que fue tres (3) pozos. Para el mes de febrero 2018, se perforaron tres (3) pozos más alcanzando un total acumulado de 10 pozos para el primer bimestre de 2018.

Como se evidencia en la Gráfica 2, en el mes de marzo se avanzó en la perforación de cuatro (4) pozos nuevos, superando el acumulado del año 2017 en el primer trimestre. Lo anterior, significa que se ha logrado avanzar en un 23,3% en este indicador, teniendo en cuenta que la meta anual planteada por el PDN es de 60 pozos.

En el mes de abril de 2018, no se perforaron nuevos pozos exploratorios, manteniendo su avance en este indicador en el 23,3%.

Para el mes de mayo del presente año, se logró avanzar en tres nuevos pozos exploratorios perforados, alcanzando un acumulado de 17 pozos y un avance sobre la meta planteada del 28%. Al hacer la comparación con el año anterior en el mismo periodo de tiempo, se logró perforar casi el doble de los pozos que ha perforado este año, debido a que perforó seis nuevos pozos, para un total acumulado de 26.

En el primer semestre del año, se alcanzó un resultado de 20 nuevos pozos exploratorios perforados, dado que en el mes de junio se logró la perforación de 3. Lo

que significa, un cumplimiento del 33,3% de la meta propuesta para el año de 60 pozos. Respecto al año 2017, en junio se perforó un pozo, alcanzando 27 pozos en el primer semestre.

Para el mes de julio de 2018, se lograron perforar tres (3) pozos, para un total acumulado de 23 pozos perforados. Lo anterior representa un avance del 38% en el cumplimiento de esta meta. Al comparar con el año 2017, se observa que para el mismo mes de julio el cumplimiento fue del 50% de lo propuesto en la meta.

Del gráfico 1 se puede concluir que los resultados en este indicador en el año 2018 han sido inferiores a los alcanzados en el mismo periodo (ene-jul) en 2017. Se reconoce que en 2017 se avanzó un 12% más que este año, sin embargo, el trabajo de la ANH en este indicador ha sido contante (a excepción del mes de abril).

Gráfica 2. Nuevos pozos exploratorios perforados-(ene-jul 2017- 2018)



KILÓMETROS DE SÍSMICA 2D EQUIVALENTES

La adquisición de sísmica en el país tuvo un balance positivo para el mes de enero del año 2018, alcanzando la cifra de 487,4 Kilómetros, superando las complicaciones que se tuvieron en el mes de enero de 2017 en el cual no hubo avance. Para el mes de febrero de 2018 se avanzó con 45,4 kilómetros llegando el primer bimestre del año 2018 a los 532,8 kilómetros de sísmica 2D equivalentes.

En el mes de marzo, el avance en kilómetros de sísmica 2D equivalente fue de 105,48; aunque no alcanzó las cifras del mismo mes en 2017 (143,12), es importante aclarar que el acumulado del primer trimestre de 2018 (638,28) duplicó los resultados presentados en 2017 para este trimestre (259,2).

Para el mes de abril, el avance en kilómetros de sísmica 2D equivalente fue de 95,76, es decir, fue constante (5% en el periodo). Lo anterior, es positivo para la ANH dado que en el mes de abril de 2017 no se logó avanzar en este indicador estratégico. Con estos resultados la Agencia logra un avance acumulado del 37% (734,04), triplicando aproximadamente los resultados presentados en 2017 para este el primer cuatrimestre (259,2).

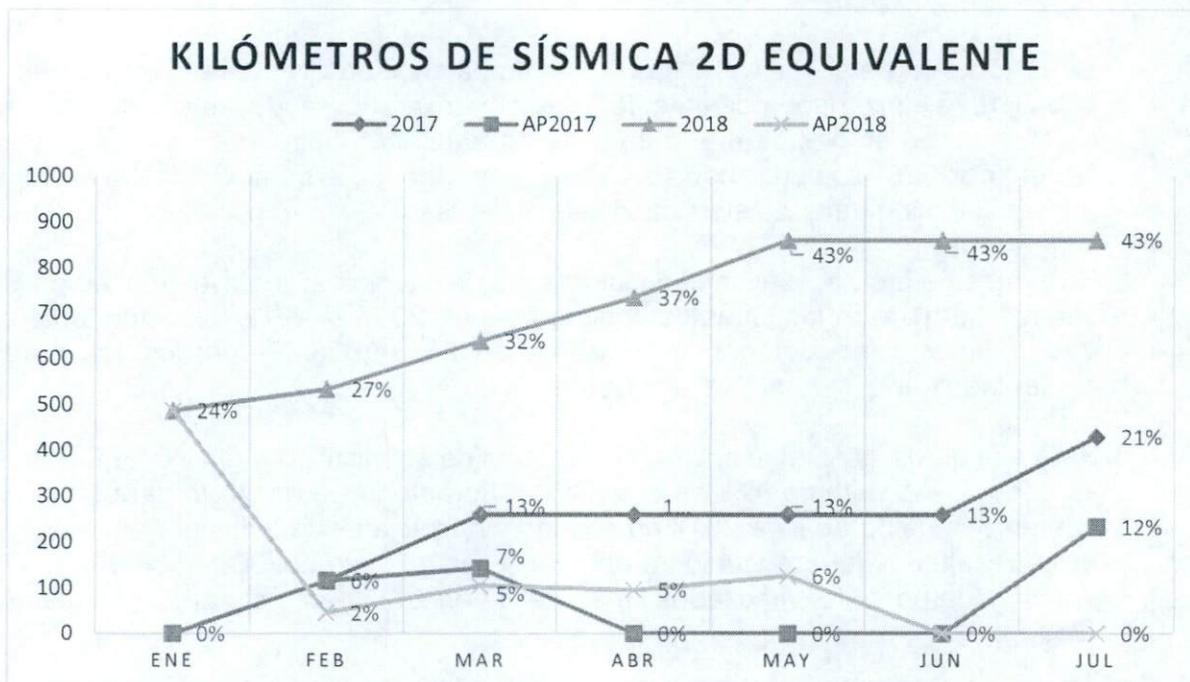
En el mes de mayo los kilómetros de sísmica 2D equivalente alcanzaron 860.64 km logrando un avance en el periodo de 126,6 y dando cumplimiento al indicador en un 43%. Es importante resaltar que para este mismo mes en 2017 no sé reporto avance en este indicador.

En los meses de junio del año 2017 y 2018, no se registra avance en kilómetros de sísmica 2D equivalente, es decir, en el primer semestre de 2018 se logró un avance del 43%.

Por otro lado, para el mes de julio en 2018 no se logró avanzar en la adquisición de kilómetros de sísmica 2D equivalente, sin embargo, para el año anterior (2017) si se había logrado un avance importante en el mismo mes de 233,04. Es decir, en julio de 2017 se adquirió un total acumulado de 429,24 kilómetros.

En conclusión, a pesar de que en los últimos tres meses no se ha avanzado en la adquisición de sísmica; se evidencia la gestión adecuada de la Agencia, dado que duplica los resultados alcanzados en el año anterior en mismo periodo (ene-jul).

Gráfica 3 Kilómetros de Sísmica 2D equivalente (Ene-jul 2017-2018)



REGALÍAS RECAUDADAS

La ANH para el indicador de “No Sinergia” sobre las regalías recaudadas, estableció la meta en 4,95 billones de pesos colombianos. En el primer semestre del año, la Agencia ha recaudado 2,90 billones, lo que representa un avance del 58,6% en este indicador y evidencia el aporte económico significativo que se logra con la gestión de los hidrocarburos en el país.

CUMPLIMIENTO INVERSIÓN DE CONTRATOS E&P

Este indicador cuantifica la inversión real ejecutada de la actividad exploratoria referente a adquisición sísmica y perforación de pozos exploratorios. La meta establecida por la Agencia fue de 547,6 millones. En el segundo semestre del año se logró un cumplimiento de 80,4 millones, es decir, un avance de 14,7%.

INGRESOS POR DERECHOS ECONÓMICOS

La ANH para el indicador de “No Sinergia” sobre ingresos por derechos económicos, estableció la meta en 187.060 millones de pesos colombianos. En el primer semestre del año, ha ingresado a la Agencia 429.254 millones, lo que representa un avance mayor al 100% en este indicador, es decir, más del doble de la meta establecida.

CUMPLIMIENTO ACUERDO DE GESTIÓN – RECURSOS OBLIGADOS

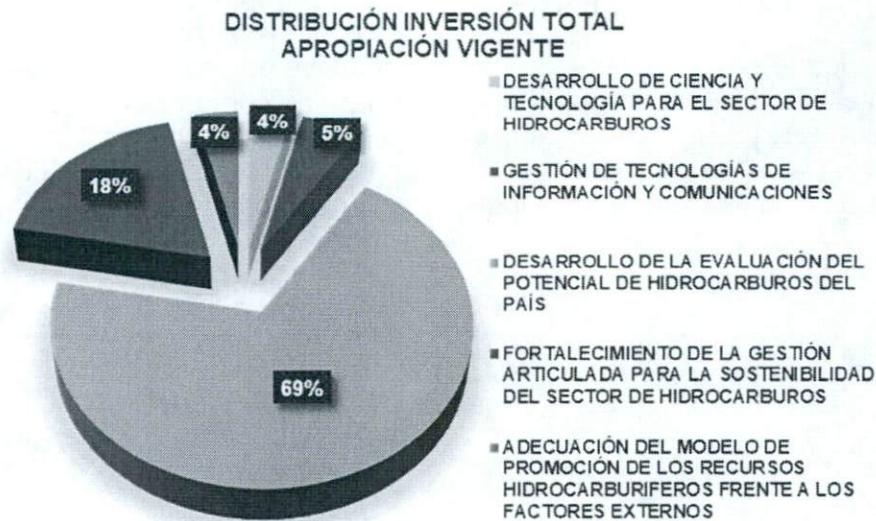
El cumplimiento de acuerdo de gestión de recursos obligados tuvo un balance positivo para el primer trimestre del año 2018, alcanzando la cifra de 284.620 millones, superando la cifra alcanzada en el primer trimestre de 2017 (266.740). Para el segundo trimestre de 2018, se alcanzaron 332.393 millones, lo que se traduce en un cumplimiento del 52% de la meta establecida de 639.783 millones.

PROYECTOS DE INVERSIÓN 2018

Los cinco proyectos de inversión con vigencia 2018, son los siguientes:

1. Desarrollo de ciencia y tecnología para el sector hidrocarburos, y su ejecución está a cargo de la Vicepresidencia de Operaciones, Reservas y Participaciones.
2. Gestión de tecnologías de la información y comunicaciones, y su ejecución está a cargo de la oficina de Tecnologías de la Información.
3. Desarrollo de la evaluación del potencial de hidrocarburos del país, y su ejecución está a cargo de la Vicepresidencia Técnica.
4. Fortalecimiento de la gestión articulada para la sostenibilidad del sector hidrocarburos, y su ejecución está a cargo de la oficina de Seguridad, Comunidades y Medio Ambiente.
5. Adecuación del modelo de promoción de los recursos hidrocarburíferos frente a los factores externos, y su ejecución está a cargo de la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas.

Figura 1. Distribución de la inversión total con apropiación vigente



Asimismo, en las gráficas, se establece la inversión que ha realizado la ANH para los meses de julio y agosto del presente año. Las figuras distinguen la inversión pagada, obligada, los compromisos, la apropiación disponible, los CDP y la apropiación.

Figura 2. Inversión total julio 2018

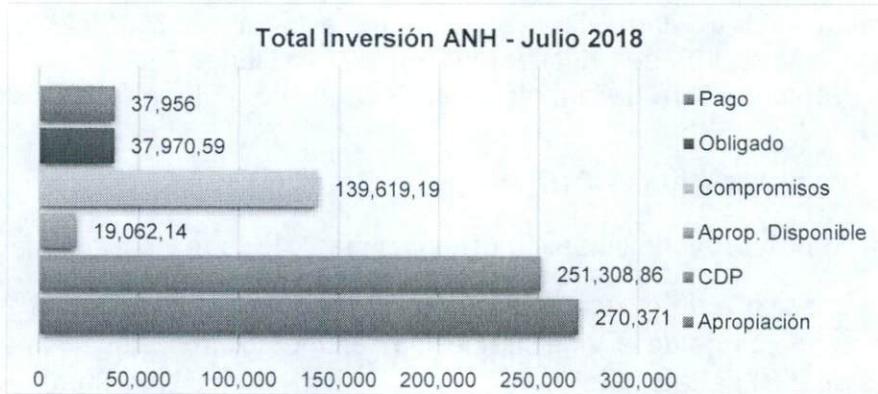
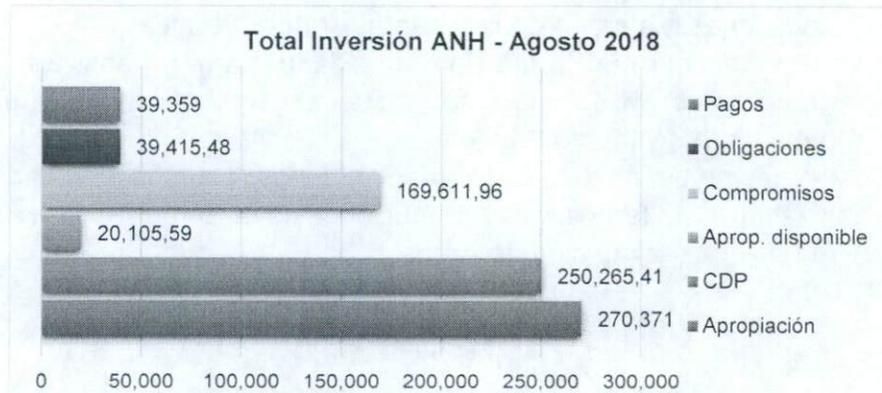


Figura 3. Inversión total agosto 2018



Por su parte en el siguiente cuadro, se describe en valores monetarios la apropiación vigente, los CDP, la apropiación disponible, los compromisos, las obligaciones y los pagos, realizados hasta agosto de 2018 para cada uno de los cinco proyectos de inversión. De igual forma se incluyen los porcentajes de ejecución respecto a compromisos y obligaciones y los saldos por comprometer.

Figura 4. Proyectos de inversión - avance agosto 2018

DESCRIPCIÓN	Millones de pesos Fuente: Información *SUIFP - **SIF (31/08/2018)						Porcentajes (%)		Salidas por Comprometer (millones)		
	APROPIACIÓN VIGENTE	CDP	APROPIACIÓN DISPONIBLE	COMPROMISOS	OBLIGACIONES	PAGOS	%Ejecución con respecto a Compromisos	%Ejecución con respecto a Obligaciones	CDP-Compromisos	(CDP-Compromisos) + Aprop. Disponible	% Pendiente de comprometer
DESARROLLO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA PARA EL SECTOR DE HIDROCARBUROS	10.000,00	597,81	9.402,39	0,00	0,00	0,00	0,00%	0,00%	597,81	10.000,00	100,00%
GESTIÓN DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	14.186,00	14.107,02	58,98	7.931,28	1.844,36	1.844,36	66,99%	13,02%	6.175,74	6.234,72	44,01%
DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS DEL PAÍS	187.000,00	182.147,98	4.852,02	111.423,94	20.175,07	20.175,07	69,68%	10,79%	70.724,04	75.576,06	40,42%
FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN ARTICULADA PARA LA SOSTENIBILIDAD DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS	49.123,00	47.325,04	1.797,96	44.699,24	15.258,81	15.258,81	90,99%	31,06%	2.625,79	4.423,76	9,01%
ADECUACIÓN DEL MODELO DE PROMOCIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURIFEROS FRENTE A LOS FACTORES EXTERNOS	10.082,00	6.087,76	3.994,24	5.557,49	2.137,24	2.080,58	66,12%	21,20%	530,27	4.524,51	44,88%
C - TOTAL INVERSIÓN	270.371,00	260.266,41	20.106,69	169.611,96	39.416,48	39.368,81	62,73%	14,68%	80.663,46	100.769,04	37,27%

En el siguiente cuadro, se establecen los porcentajes de avance a julio de 2018 que se integraron dentro del Sistema de Seguimiento a Proyectos de Inversión – SPI; es decir, para cada uno de los cinco proyectos se determina el avance físico en productos, el avance en gestión, el avance total y el avance financiero.

Figura 5. Avance a julio 2018 del seguimiento de SPI

Código BPIN	Nombre Proyecto	Avance Físico de Productos	Avance Gestión	Avance Total	Avance Financiero
		(%)	(%)	(%)	(%)
2014011000416	GESTIÓN DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	15,00%	0,00%	12,00%	13,02%
2015011000067	DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS DEL PAÍS	0,00%	75,00%	7,50%	10,74%
2014011000135	DESARROLLO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA PARA EL SECTOR DE HIDROCARBUROS	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
2015011000068	FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN ARTICULADA PARA LA SOSTENIBILIDAD DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS	47,00%	75,00%	48,40%	29,18%
2016011000215	ADECUACIÓN DEL MODELO DE PROMOCIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURIFEROS FRENTE A LOS FACTORES EXTERNOS	22,00%	35,00%	23,30%	16,97%
TOTAL INVERSIÓN		10,20%	66,80%		14,04%

Fuente: Información referida en el SPI. *SUIFP - **SIF (31/07/2018)

*SUIFP - Sistema Unificado de Inversiones y Finanzas Públicas

**SIF - Sistema Integrado de Información Financiera

1. PROYECTOS DE INVERSIÓN 2019

Los proyectos de inversión con vigencia 2019, son cinco y en el siguiente cuadro se describe la apropiación en 2018 y el presupuesto de 2019:

Fortalecimiento en la implementación del modelo de promoción para incrementar la inversión nacional.

Aprovechamiento de hidrocarburos en territorios, social y ambientalmente sostenible a nivel nacional.

Fortalecimiento de ciencia y tecnología para el sector de hidrocarburos a nivel nacional.

Identificación de recursos exploratorios de hidrocarburos nacional.

Fortalecimiento de las tecnologías de la información y las comunicaciones para la transformación digital de la Agencia Nacional de hidrocarburos a nivel nacional.

Figura 6. Presupuesto proyectos de inversión 2019

Cód. Prog. Ppto.	Proyectos de Inversión	Apropiación 2018	Presupuesto 2019	Diferencia vigencias 2019 - 2018	Variación vigencias 2018 a 2019	
		Millones de pesos COP				%
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4) = (3) / (1)	
2103	Fortalecimiento en la implementación del <u>modelo de promoción</u> para incrementar la Inversión Nacional	10.082	8.201	-1.881	-18,7%	
2103	Aprovechamiento de hidrocarburos en territorios, social y ambientalmente <u>sostenible</u> a nivel nacional	49.123	35.000	-14.123	-28,8%	
2103	Fortalecimiento de <u>ciencia y tecnología</u> para el sector de hidrocarburos a nivel nacional	10.000	14.000	4.000	40,0%	
2106	Identificación de <u>recursos exploratorios de hidrocarburos</u> nacional	187.000	190.000	3.000	1,6%	
2199	Fortalecimiento de las <u>tecnologías de la información y las comunicaciones</u> para la transformación digital de la Agencia Nacional de Hidrocarburos a nivel nacional	14.166	17.200	3.034	21,4%	
TOTAL PRESUPUESTO INVERSIÓN – ANH Proyecto Ley Presupuesto 2019 (Sin TIC)		270.371	247.201	-23.170	-8,6%	
TOTAL PRESUPUESTO INVERSIÓN – ANH Incluyendo Ajuste con carta de modificaciones		270.371	264.401	-5.970	-2,2%	

Por su parte, en la se describen el uso de los recursos y el presupuesto que se determinó en el proyecto ley 2019 para cada uno de ellos; los proyectos que se encuentran resaltados en color amarillo están en estado pendiente de financiar.

Figura 7. Uso de recursos proyectos de inversión 2019

Cód. Prog. Ppto.	Proyectos de Inversión	Proyecto Ley Ppto. 2019	Uso de los recursos
2103	Consolidación productiva del sector hidrocarburos	57.200.817.108	Tres proyectos de inversión que refieren el 23% de los recursos asignados en el proyecto de ley de presupuesto 2019.
	Fortalecimiento en la implementación del modelo de promoción para incrementar la Inversión Nacional	8.200.817.108	Fortalecer la estrategia de promoción, orientado a ofrecer oportunidades de inversión, acordes con las expectativas del mercado. Para: - Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburos. - Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación. - Asignar las áreas para exploración y explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación.
	Aprovechamiento de hidrocarburos en territorios, social y ambientalmente sostenible	35.000.000.000	Para disminuir los diferentes conflictos sociales y ambientales que se generen por el desarrollo de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en los territorios. Por otra parte, plantear las estrategias de acercamiento y articulación con los entes territoriales para la integración de las áreas de interés de exploración de hidrocarburos en los procesos de ordenamiento y planificación ambiental territorial, identificando las áreas y municipios prioritarios y las correspondientes restricciones ambientales y sociales.
	Fortalecimiento de ciencia y tecnología para el sector de hidrocarburos	14.000.000.000	Incentivar el desarrollo de la investigación científica y tecnológica en nuevas técnicas de exploración y producción para el sector de hidrocarburos y la transferencia de conocimiento. Fortalecimiento de las relaciones entre ciencia y sector productivo que garantice una transferencia efectiva de conocimiento para lograr productividad, innovación y competitividad.
2106	Gestión de la información en el sector minero energético	190.000.000.000	Un proyecto que asume el 77% de los recursos asignados en el proyecto de ley de presupuesto 2019.
	Identificación de recursos exploratorios de hidrocarburos	190.000.000.000	Inversión para ofrecer un producto más robusto para atraer un mayor número de inversionistas, más diversos y con mayor inversión exploratoria. Acciones complementarias: 1) aumentar cobertura de información del subsuelo; 2) aprovechar los datos existentes en el archivo y mejorarlos y 3) agregar valor a los datos adquiridos, existentes y mejorados mediante la integración de datos a nivel regional 4) identificación de oportunidades exploratorias a ser ofrecidas soportadas por la integración de datos regionales.
2199	Fortalecimiento de la gestión y dirección del sector Minas y Energía	17.200.000.000	Sin recursos asignados en el POAI, se estimó solicitar recursos adicionales, para carta de modificación. Pendiente control posterior del DNP para el registro en el BPIN.
	Fortalecimiento de las tecnologías de la información y las comunicaciones para la transformación digital de la Agencia Nacional de Hidrocarburos a nivel nacional	17.200.000.000	Atender necesidades de sistematización y renovación de infraestructura que soporta los procesos misionales bajo modelos de interoperabilidad, buenas prácticas y en cumplimiento de la política de gobierno digital; lo anterior para apoyar una oportuna articulación con la arquitectura empresarial del sector con habilitación de servicios unificados que impacten en un mejor uso del activo de información y el aprovechamiento de la capacidad tecnológica instalada.

SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN – SIGECO

Los avances reportados hasta agosto 2018, del sistema integrado de gestión – SIGECO, son los siguientes (ver cuadro):

En general, es positivo que el 55% de los indicadores presenten avance con semáforo en verde.

Asimismo, se presenta un 14% de los indicadores en semáforo amarillo.

Por su parte, es importante revisar los responsables del 19% y el 7% de los indicadores que no se han actualizado o están sin reporte; con el fin, de subsanar esta información. Solo un 5% de los indicadores (3) presentan avance con semáforo en rojo.

Se consideró que los tres indicadores que reportan anual se encuentran en estado en verde debido a que aún no es momento de realizar el reporte.

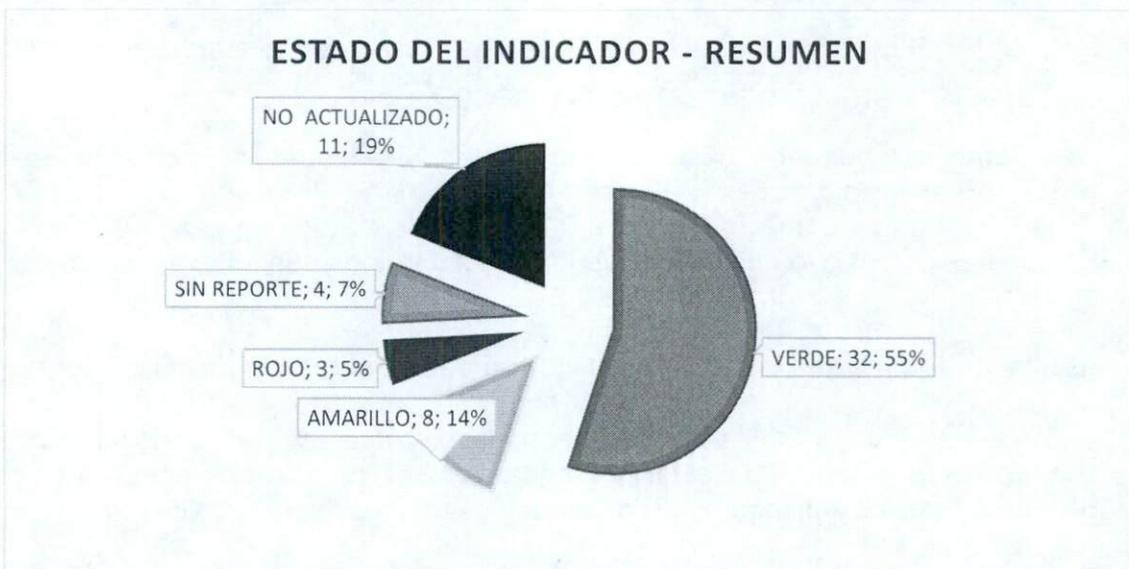
Por otra parte, se consideró que la información estaba actualizada cuando estaba reportada hasta el mes de julio.

Se incluyen comentarios por cada indicador, es importante revisar que algunos de los datos reportados presentan inconsistencias.

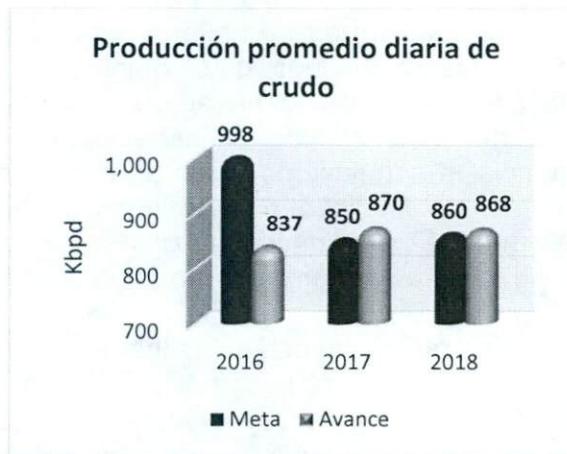
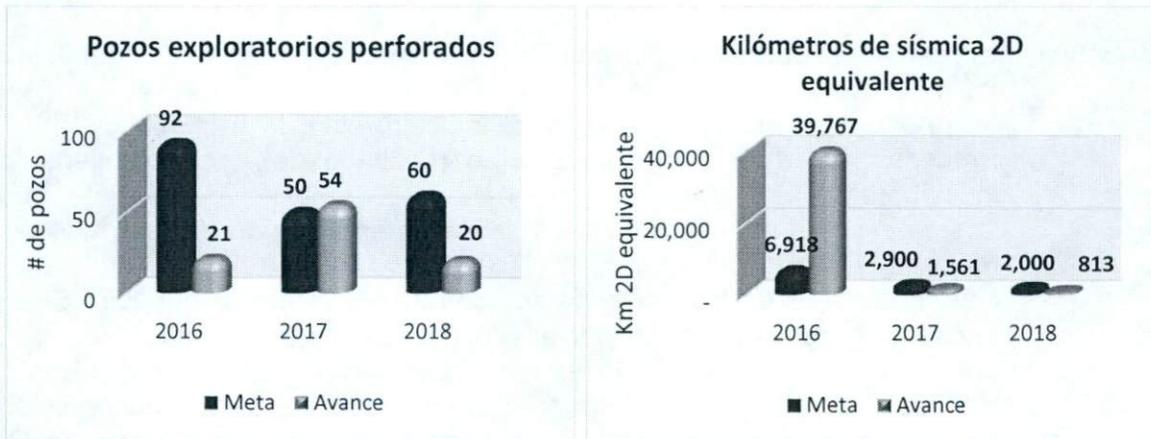
Figura 8. Cuadro resumen estado de indicadores

		RESUMEN ESTADO DE LOS INDICADORES					Total general
		PERÍODO DE MEDICIÓN					
SEMAFORO		Anual	Cuatrimestral	Mensual	Semestral	Trimestral	
	VERDE	3	1	7	2	19	32
	AMARILLO		1	2	4	1	8
	ROJO		1		2		3
	SIN REPORTE			3		1	4
	NO ACTUALIZADO				9	2	11
Total general		3	3	21	8	23	58

Figura 9. Estado de los indicadores SIGECO



A continuación, se presenta gráficamente el avance de los indicadores de gestión de la entidad durante el periodo, los cuales tienen un seguimiento por parte del Gobierno por medio de la plataforma SINERGIA del Departamento Nacional de Planeación.



PLANES DE MEJORAMIENTO

A partir de los hallazgos identificados por el plan de auditoría interna de la ANH, se definieron los planes de mejoramiento de la Agencia. Se determinó que dentro de los hallazgos comunes y repetitivos están:

- Existen indicadores que no están evidenciando el cumplimiento del objetivo de los procesos
- No oportunidad en la medición de los indicadores
- Procesos sin análisis de datos como resultado del comportamiento de los indicadores
- Los procesos no tienen por cultura la documentación de las Oportunidades de Mejora
- Hay reprocesos en los procesos de contratación debido a que los ESET no se encuentran estandarizados por el proceso de Gestión Contractual, se deben buscar soluciones desde la estandarización de metodologías y plantillas.
- Realizado sondeo a los integrantes del proceso, no se evidencia la toma de conciencia y conocimiento de los elementos básicos del Sistema de Gestión Integral y de Control.
- No se evidencia que el proceso haya determinado las cuestiones externas e internas pertinentes para el logro de su objetivo
- No se evidencia que el proceso haya determinado las partes interesadas y los requisitos pertinentes a estas partes interesadas.
- No se evidencia el seguimiento a las percepciones de los clientes y partes interesadas, con la finalidad de confirmar en qué grado se cumplen sus expectativas frente a los productos o servicios del proceso.
- No se evidencia la articulación y comunicación entre procesos

Asimismo, clasificó en un ranking el estado de los procesos de la agencia así:

- **Maduro:** Proceso que cumple con todos los requisitos exigidos y sometidos a proceso de mejoramiento continuo, en esta categoría no se identificó ningún proceso.
- **Óptimo:** Proceso donde son plenamente identificables los requisitos exigidos y están integrados a su gestión, en esta categoría se clasificaron los siguientes procesos: Gestión de Contratos en Producción, Gestión de Contratos en Exploración, Gestión Social, HSE y de Seguridad de CH, Gestión TIC.
- **Suficiente:** Proceso que tienen la estructura, pero los requisitos no se integra a la gestión, en esta categoría se identificaron los siguientes procesos: Gestión Estratégica, Gestión de Proyectos, Identificación de Oportunidades, Exploratorias, Promoción y Asignación de áreas, Gestión de Regalías y DE, Control de Operaciones y Gestión Volumétrica, Revisión y Consolidación de Reservas de Hidrocarburos, Gestión del Talento Humano, Participación Ciudadana y Comunicaciones, Auditoría Interna, Gestión Documental, Gestión Financiera.

- Insuficiente: El proceso es consiente, tiene la intención, pero no lo ha implementado, en esta categoría están clasificados los siguientes procesos: Gestión Legal, Gestión Contractual, Gestión Administrativa, Gestión Integral.

Las conclusiones entorno a los planes de mejoramiento formulados para subsanar los hallazgos identificados por las auditorías internas, son los siguientes:

En primera instancia, se reconoce el avance realizado por los responsables de los planes de mejoramiento en el mes de agosto.

En total se presentan 145 hallazgos con 467 actividades planteadas para subsanarlos, por ser un volumen considerable de hallazgos y actividades se considera relevante la revisión de cada uno de ellos para que sea viable su ejecución.

Es importante hacer seguimiento mes a mes de cada acción propuesta en el plan de mejoramiento, para que el seguimiento sea efectivo pues puede ser que se haya avanzado, pero no esté reportado.

Es importante que los responsables de las actividades que deberían estar en ejecución o terminadas puedan replantear las fechas y las actividades después del seguimiento y así cumplir con el objetivo de mejorar. Se considera importante replantear fechas de las actividades porque la mayoría son para ejecutar en el mes de agosto y septiembre.

Por último, es indispensable aclarar que ha sucedido con los hallazgos a los cuales no se les identifica responsable ni actividades. Se considera fundamental asignar un responsable y unas fechas de actividades a desarrollar en el último cuatrimestre del año, con el fin de subsanar estos hallazgos.

PROGRAMA PARA EL FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL DEL SECTOR MINERO-ENERGÉTICO

El objetivo del programa es mejorar la eficiencia de los procesos de planeación, gestión de la información y control del sector minero-energético.

El programa propone:

- i) fortalecer institucionalmente al sector minero-energético para la toma de decisiones;
- ii) mejorar la gestión de la información para la prestación eficiente de servicios;
- iii) fortalecer el control para el fomento de la transparencia en el sector; y iv) auditar y realizar seguimiento y evaluación del programa.

El ámbito de intervención del programa será el fortalecimiento institucional del sector minero-energético del país, con foco principal en la mejoría de la gestión y coordinación de información.

Los objetivos específicos del programa son los siguientes:

- Mejorar la eficiencia y coordinación de la toma de decisiones sectoriales, mediante herramientas de inteligencia de negocios, reingeniería de procesos y capacidades institucionales para coordinar iniciativas y proyectos de cooperación.
- Mejorar la prestación de servicios que brindan las entidades del sector, con beneficio tanto para las empresas, los ciudadanos y los órganos de gobierno.
- Mejorar la transparencia a partir del diseño e implementación de políticas y herramientas de fiscalización de la actividad minero-hidrocarburífera.
- Implementar un sistema gerencial, compatible con los sistemas de la banca multilateral, de seguimiento y evaluación del proyecto.

El programa se estructura en cuatro componentes, así:

1: Fortalecimiento institucional del sector para la toma de decisiones.

USD 2,6 millones. El objetivo de este componente es mejorar la eficiencia y coordinación de la toma de decisiones sectoriales, a partir del diseño e implementación de herramientas de inteligencia de negocios, la reingeniería de procesos de la ANM, y la implantación de capacidades institucionales para coordinar iniciativas y proyectos de cooperación.

2: Gestión de la información para la prestación eficiente de servicios.

USD 18,6 millones. El objetivo del segundo componente es mejorar la prestación de servicios que brindan las entidades del sector, con beneficio tanto para las empresas, los ciudadanos y los órganos de gobierno. Este objetivo se logrará a partir del fortalecimiento de los procesos y herramientas para planificar, gestionar y coordinar la información del sector.

3: Fortalecimiento del control para la transparencia.

USD 7,6 millones. El objetivo de este componente es mejorar la transparencia a partir del diseño e implementación de políticas y herramientas de fiscalización de la actividad minero-hidrocarburífera.

4: Auditoría, seguimiento y evaluación del Programa.

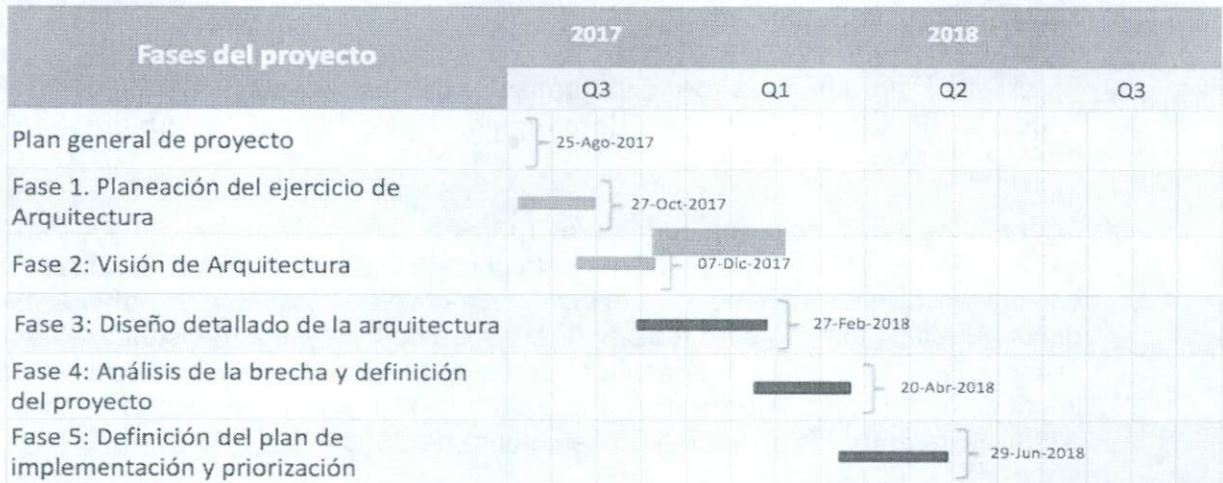
USD 1,2 millones. Para el seguimiento y evaluación del proyecto se implementará un sistema gerencial, compatible con los sistemas de la banca multilateral y que permita dar seguimiento a los indicadores de resultado y productos de la Matriz de Resultados. Específicamente, la ANH interviene en el Componente II - "Mejora de la gestión de la información para la prestación eficiente de los servicios", el cual se articula y crea sinergias con los componentes I y III. Por lo tanto, la actividad de "apoyar la integración minero-energética" se realizará a través del diseño y posterior implementación de la "Arquitectura Empresarial para la gestión de la información del sector" con el fin de obtener beneficios para las compañías, los ciudadanos y los órganos del gobierno, y por lo tanto promover la gobernabilidad, el desarrollo social y el aumento de la inversión extranjera directa.

El proyecto consiste en realizar el análisis, diagnóstico, definición y diseño de la arquitectura empresarial para el sector minero energético a partir del modelo de negocio del sector minero energético para un horizonte de 5 años.

Por su parte, el alcance del proyecto incluye las siguientes entidades del sector: Ministerio de Minas y Energía (MME), como organismo ejecutor del programa, y las siguientes "entidades participantes" la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Agencia Nacional de Minería (ANM), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Servicio Geológico Colombiano (SGC).

El proyecto está estructurado en cinco fases, en el siguiente cuadro. Se puede verificar el cronograma de cada una de las fases.

Figura 10. Cronograma por fases



Proceso de Auditoría de Otorgamiento de las Normas ISO 9001:2015; ISO 14001:2015.

Desde hace dos años se emprendió el proceso al interior de la entidad con miras a obtener dichas certificaciones de calidad en sus procesos

Alcance de la Auditoría:

La administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación incluye: Identificación y promoción de oportunidades exploratorias, mercadeo y asignación de áreas, gestión de contratos de exploración y producción, control de operaciones y gestión volumétrica, revisión y consolidación de reservas de hidrocarburos y gestión de regalías y derechos económicos, soportados en la gestión social, HSE y de Seguridad.

El proceso de auditoría de Otorgamiento de las Normas ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 y OHSAS 1800:2007 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH tiene 3 fases distribuidas así:

Agotada la FASE I de la auditoría de otorgamiento de las Normas ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 y OHSAS 1800:2007, de esta primera fase donde el auditor Líder se reunió con la Gerencia de Planeación, y el principal motivo de esta visita es saber si existen la documentación mínima para realizar la Auditoría de Otorgamiento, surtido esta fase, se inicia la Fase II, donde actualmente el Ente certificador se encuentra estudiando todos los documentos para realizar en la Fase III, lo cual requiere la Auditoría en Sitio que se desarrollará entre los días 02 al 05 de octubre de 2018.

OFICINA TECNOLOGIAS DE LA INFORMACION

La OTI tiene a cargo la ejecución del proyecto de inversión con código BPIN 2014011000416 con fuente de financiación del gasto de inversión para el horizonte tecnológico 2015-2018 cuyo presupuesto se detalla en el numeral "(3) Presupuesto y ejecución" en el cual se incluyeron unidades de proyectos y soluciones en el marco de su objetivo general: "Proveer la infraestructura de tics y sistemas de información requeridos por la ANH, alineados con las tendencias tecnológicas y el entorno."

Hoy, con el cierre de la ejecución del proyecto de inversión 2015-2018, la Agencia Nacional de Hidrocarburos se encuentra preparada tecnológicamente en infraestructura, sistemas de información estables y gobierno de TI para afrontar un mayor desafío que le permita a la entidad crear valor a partir de un mejor uso del activo de información digital, un mayor aprovechamiento de la capacidad instalada (infraestructura y servicios de TI) y la apertura de datos que le permita a la entidad empoderar la toma de decisiones basada en datos digitales, siendo punto de partida que dio inicio a la formulación del proyecto de inversión para el siguiente horizonte tecnológico 2019-2022 con código BPIN 2018011000195 intitulado "FORTALECIMIENTO DE LAS TECNOLOGIAS DE LA INFORMACIÓN Y LAS

COMUNICACIONES PARA LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS A NIVEL NACIONAL”.

El nuevo proyecto de inversión se anide al propósito de proveer mecanismos e instrumentos de tecnología para fortalecer la fiscalización de hidrocarburos con la implementación de soluciones basados en (i) Big data, (ii) Inteligencia artificial, (iii) Internet de las Cosas IoT, (iv) Inteligencia de Negocios BI con analítica predictiva, y (v) la implementación de la Política de Gobierno Digital y las buenas prácticas de TI de referentes internacionales generalmente aceptados en Colombia.

En la estructuración del proyecto se identificaron (75) necesidades de procesos de negocio agrupados en bloques de arquitectura inicial así: (43) necesidades sistemas de información + (26) necesidades de Infraestructura + (6) necesidades de adopción de estándares y buenas prácticas de gobierno digital, en el cual se alinearon los objetivos de TI y se definieron los objetivos de la cadena de valor y estimar el costo de las soluciones para la estimación del presupuesto como se detalla a continuación:

FORTALECIMIENTO DE LAS TECNOLOGIAS DE LA INFORMACIÓN Y LAS COMUNICACIONES PARA LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS A NIVEL NACIONAL								
Código BPIN: 2018011000195								
Proveer sistemas de información interoperables e infraestructura dirigidos a servicios de datos abiertos e intercambio de información para soportar la administración integral de las reservas y recursos de hidrocarburos en el horizonte 2019-2022								

PRODUCTO	UNIDAD DE MEDIDA	META	OBJETIVO ESPECIFICO	ACTIVIDADES	Costo actividad 2019	Costo actividad 2020	Costo actividad 2021	Costo actividad 2022
Servicios de información implementados	NÚMERO	43	Incorporar TIC para la arquitectura, estandarización y ampliación de sistemas de información integrados bajo el compendio de las buenas prácticas orientadas a la investigación, desarrollo e innovación.	Optimizar el diseño de arquitectura de datos ampliando su cobertura e Integrar aplicaciones para apalancar la articulación de los procesos de negocio y la apertura de datos abiertos	2.000.000.000	3.100.000.000	2.226.467.869	1.207.644.664
				implantar nuevas aplicaciones y módulos hacia modelos de interoperabilidad en el marco de la transformación digital de la ANH	5.600.000.000	5.592.721.939	3.512.871.527	2.098.728.249

PRODUCTO	UNIDAD DE MEDIDA	META	OBJETIVO ESPECIFICO	ACTIVIDADES	Costo actividad 2019	Costo actividad 2020	Costo actividad 2021	Costo actividad 2022
				Ampliar la interoperabilidad y los servicios de intercambio de información con empresas públicas y privadas y articular con la arquitectura empresarial del sector minero energético.	3.300.000.000	1.599.434.140	900.000.000	
				TOTAL ACTIVIDADES * AÑO	10.900.000.000	10.292.156.079	6.639.339.396	3.306.372.913
				TOTAL OBJETIVO ACUMULADO(1)	10.900.000.000	21.192.156.079	27.831.495.475	31.137.868.388
Servicios de información actualizados	NÚMERO	26	Potenciar las TIC para la Mitigación del efecto generado de la obsolescencia de infraestructura bajo los estándares de arquitectura y las tendencias tecnológicas.	Renovar la infraestructura acorde a la vigencia tecnológica definida, para los componentes de hardware, comunicaciones y redes de datos	750.000.000	3.285.260.860	3.879.700.477	3.217.780.615
				Renovar la infraestructura acorde a la vigencia tecnológica definida, para los componentes de servicios tecnológicos, computación en la nube incluido su licenciamiento	4.050.000.000	3.400.000.000	5.575.640.573	2.681.483.845
				TOTAL ACTIVIDAD * AÑO	4.800.000.000	6.685.260.860	9.455.341.050	5.899.264.460
				TOTAL OBJETIVO (2) ACUMULADO	4.800.000.000	11.485.260.860	20.940.601.910	26.839.866.370
Documentos de lineamientos técnicos	NÚMERO	6	Implantar el modelo de Gobierno Digital y la adopción de estándares para el uso estratégico de la información y de los servicios tecnológicos.	Implantar buenas prácticas y estándares de TI para el Gobierno Electrónico, la Gestión y el cumplimiento de la Política de Gobierno Digital	1.500.000.000	2.000.000.000	1.375.000.000	
				Diseñar y formular la definición de la Arquitectura Empresarial de la ANH para el horizonte 2023-2026 que soporte la visión, estrategias, y metas, armonizado a la IOT, M2M y BIG DATA				1.235.139.989

PRODUCTO	UNIDAD DE MEDIDA	META	OBJETIVO ESPECIFICO	ACTIVIDADES	Costo actividad 2019	Costo actividad 2020	Costo actividad 2021	Costo actividad 2022
				Diseñar y formular la definición del Plan Estratégico de Tecnologías de la Información PETI de la ANH para el horizonte 2023-2026 que soporte la AE, en el marco de Gobierno Digital				460.351.376
				TOTAL ACTIVIDAD * AÑO	1.500.000.000	2.000.000.000	1.375.000.000	1.695.491.365
				TOTAL OBJETIVO ACUMULADO (3)	1.500.000.000	3.500.000.000	4.875.000.000	6.570.491.365
				TOTAL PRESUPUESTO VIGENCIA	17.200.000.000	18.977.416.939	17.469.680.446	10.901.128.738
				TOTAL PROYECTO ACUMULADO	17.200.000.000	36.177.416.939	53.647.097.385	64.548.226.123

Reconocimientos.

Sellos de Excelencia.

En el marco de la implementación de la Política de Gobierno Digital la ANH obtuvo certificación de alta calidad, en el primer nivel, en veinte productos y servicios digitales postulados por nuestra Entidad, por los cuales el Ministerio de Tecnologías de Información y las Comunicaciones MinTIC emitió el Sello de Excelencia con corte a de septiembre de 2018, a saber:

GOBIERNO ABIERTO Datos Abiertos.
SE01 - Registro Activos Información.
SE02 - Índice Información Clasificada Reservada.
SE03 - Reservas Gas.
SE05 - Mapa Tierras.
SE06 - Contratos Suscritos 2010-2018.
SE07 - Regalías Causadas 2010-2018.
SE08 - Evolución Reservas Probadas 2010-2018.
SE09 - Actividad Exploratoria Sísmica 2010-2018.
SE10 - Reservas Probadas Comercialización Gas 2010-2018.
SE11 - Precio WTI Promedio Anual 2010-2018.
SE12 - Total Regalías Causadas 2010-2018.
SE13 - Contratos Exploración Explotación Hidrocarburos.
SE14 - Finalización Contratos TEAS.
SE15 - Contratos Evaluación Técnica Costa Afuera.
SE16 - Contratos Exploración Producción Costa Afuera.
SE17 - Cantidad Pozos Exploratorios Anuales.
SE18 - Áreas Exploración Explotación Hidrocarburos.
SE19 - Producción Regalías por Campo 2012.
SE20 - Producción Fiscalizada Petróleo 2013.

SERVICIOS EN LÍNEA Tramites y Servicios en Línea.
SE04 - SILVIAA - Agente Virtual.

la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha ingresado al espacio virtual denominado Salón de la Fama, ubicándose entre las 10 mejores entidades públicas del p

GERENCIA DE SEGURIDAD, COMUNIDADES Y MEDIO AMBIENTE

Se suscribió Memorando de Entendimiento firmado entre el Gobierno de Colombia y el Gobierno de Noruega para la implementación del Programa Petróleo para el Desarrollo.

Durante el año 2015, la ANH y la Embajada de Noruega realizaron diferentes reuniones con relación al Programa Petróleo para el Desarrollo. En octubre de 2015, el presidente de la ANH – Ing. Mauricio de la Mora Rodríguez, manifestó formalmente a través de la Embajada de Noruega en Colombia, el interés en ser beneficiario del programa de Petróleo para el Desarrollo, establecido por la Agencia Noruega para el Desarrollo (NORAD).

A partir de lo anterior, en el año 2016 se adelantaron conversaciones relacionadas con el interés de promover las alianzas interinstitucionales con el apoyo del gobierno de Noruega, para fortalecer la capacidad administrativa de Colombia, buscando la mejor plataforma para impulsar la actividad exploratoria y de desarrollo de los descubrimientos logrados en el Caribe Colombiano.

De esta manera en 2017, se realizaron encuentros con la Embajada de Noruega, en los cuales la ANH, realizó presentaciones relacionadas con los aspectos generales del proceso de promoción y asignación de áreas en Colombia, los incentivos para la ejecución de inversiones, planes de beneficio a las comunidades, la Estrategia Territorial de Hidrocarburos, entre otros. De igual forma, se plantearon los aspectos a fortalecer en Colombia, como son, la política petrolera y cómo aumentar la competitividad y los beneficios para el país en la actividad offshore, Incentivos de exploración offshore y recobro mejorado desde el punto de vista de la exploración onshore.

En el mes de marzo del año 2018, se realizaron diferentes jornadas de discusión, en las que participaron la Embajada de Noruega y las entidades del sector Gobierno relacionado con el tema de hidrocarburos. En el mes de abril, se firma el memorando de Entendimiento celebrado entre el Gobierno de la República de Colombia y el Gobierno del Reino de Noruega sobre Cooperación para Desarrollo sostenible del Sector Petrolero en la República de Colombia 2018 – 2021.

La Teoría del Cambio explica la lógica del programa OfD en Colombia, es decir, la relación entre los resultados del programa y su objetivo a largo plazo, como es la reducción de la pobreza. Existen numerosos factores y eventos, muchos de ellos más allá del alcance de esta colaboración bilateral, que en conjunto determinará si lograremos este objetivo. Algunos de estos factores se analizan en el análisis de riesgos adjunto.

Reconociendo las limitaciones del programa, el propósito de esta Teoría del Cambio es establecer una cadena probable de desarrollo que finalmente conduzca a los resultados deseados. Si bien tiene el potencial de mejorar el bienestar de los ciudadanos, muchos países ricos en recursos afirman que la gestión en el sector petrolero es todo un desafío las actividades petroleras pueden tener graves consecuencias para el medio ambiente,

la estabilidad macroeconómica y la salud y el bienestar humanos. El sector también es propenso a la corrupción.

El marco legal y el papel de las autoridades con respecto a las empresas comerciales son medios claves en los esfuerzos por aumentar los beneficios y minimizar los riesgos del sector petrolero. Con este fin, el programa OfD se enfoca en la reducción de la pobreza a través del buen gobierno de los recursos petroleros.

La gestión del sector económica, social y ambientalmente responsable se considera un requisito previo para reducir la pobreza y se logra cuando:

- Los recursos petroleros se desarrollan, producen y transportan de forma tal que se optimiza el valor económico de los recursos;
- Los recursos petrolíferos se desarrollan, producen y transportan de forma que se minimizan los efectos negativos para el medio ambiente y el clima, la salud y el bienestar humano; La seguridad de quienes trabajan en el sector, así como de otros afectados, no se ve comprometida;
- El país recibe una parte equitativa de los ingresos, y éstos se manejan de manera que se respalda el crecimiento económico, la creación de empleo, el desarrollo social incluyente y la igualdad y bienestar general de las personas a través de las generaciones.

Para contribuir a una gestión responsable, los objetivos de programa *Oil for Development* son los siguientes:

1. Las autoridades han establecido un marco jurídico y regulatorio para el sector petrolero.

Deben existir unas políticas y una legislación sólidas, y las responsabilidades se deben asignar de manera que garanticen la supervisión y minimicen el conflicto de intereses y la duplicación de esfuerzos.

2. Las autoridades administran el sector petrolero de acuerdo con su mandato.

Las autoridades deben tener la capacidad necesaria y deben cumplir con sus responsabilidades de acuerdo con el marco jurídico.

3. Las autoridades son transparentes en su gestión de la industria petrolera, y el público responsabiliza a las autoridades.

Las autoridades deben actuar de manera transparente para facilitar un debate público informado, y el público - incluidas las organizaciones de la sociedad civil, los parlamentarios y los medios de comunicación - deben exigir la rendición de cuentas del órgano ejecutivo en aras de prevenir las infracciones y abordar los delitos en caso de que ocurran.

La literatura sobre gobernanza defiende firmemente un enfoque así de integral. Varias instituciones tienen responsabilidades separadas para manejar el sector petrolero en Noruega. Los ministerios y las agencias subordinadas colaboran con las instituciones del país socio para mejorar la gestión del sector. Los esfuerzos del programa del lado noruego están estructurados con base en el acuerdo institucional en Noruega, en torno a cuatro componentes principales: Recursos, Medio Ambiente, Seguridad e Ingresos. Dentro de todos estos componentes, es esencial contar con un marco legal sólido, instituciones competentes que realicen tareas clave y transparencia. La cooperación entre las áreas y las instituciones es esencial para el diseño del programa OfD, dado que las áreas de responsabilidad se superponen y muchas actividades pueden abarcar más de un área. El trabajo para mejorar la gestión y la reglamentación del sector se combinan con el apoyo a la sociedad civil, el Parlamento y los medios de comunicación.

El contenido específico de cada programa de país se basa en las necesidades y solicitudes de las autoridades aliadas, así como en la capacidad y la experiencia pertinente del lado noruego. La institución noruega y la institución asociada identifican las áreas a cubrir y acuerdan cuales deben ser los logros de la cooperación (resultados deseados). Los resultados se agrupan en tres categorías: Marco jurídico, capacidad institucional y transparencia/responsabilidad. La contribución de Noruega a un programa en el país (productos) suele ser en forma de asistencia profesional en especie para el desarrollo de un marco de referencia, así como para la ejecución de tareas clave. Las actividades del programa incluyen trabajar con colegas de la institución asociada en las tareas que se deben realizar, discutir cuestiones de política, ofrecer capacitaciones estructuradas, talleres y visitas a delegaciones, realizar ejercicios realistas, participar en visitas de campo y proporcionar comentarios para redactar documentos legales. Se deben cumplirse varios supuestos con el fin de que esta contribución se traduzca en resultados. Los más importantes y relevantes se discuten en el análisis de riesgos.

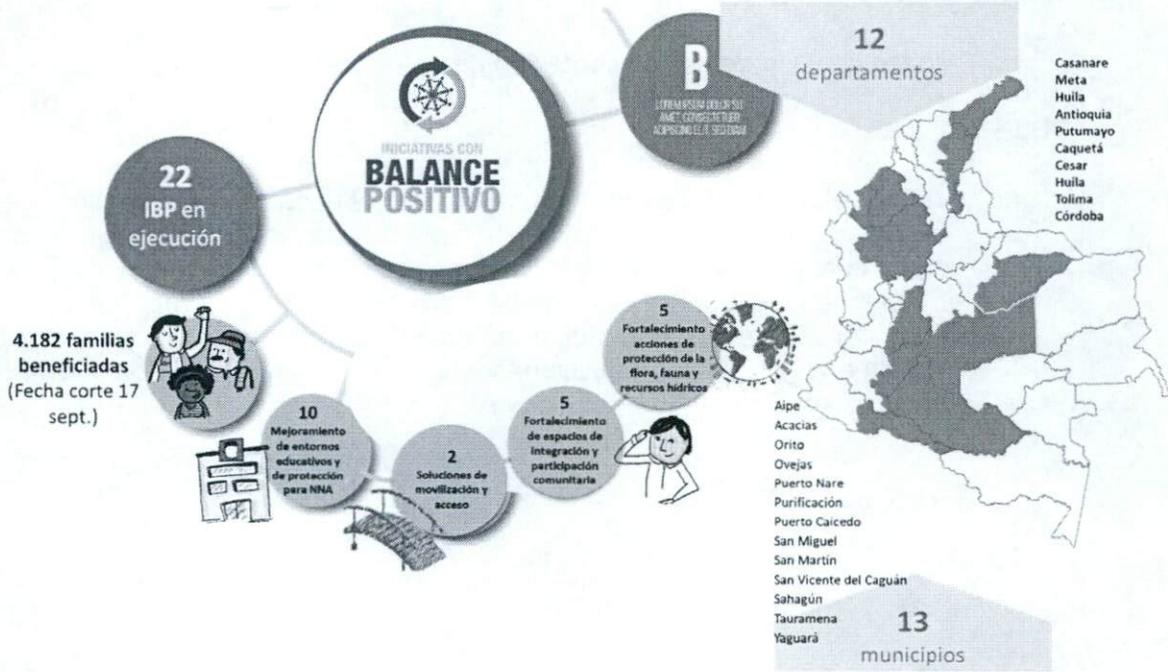
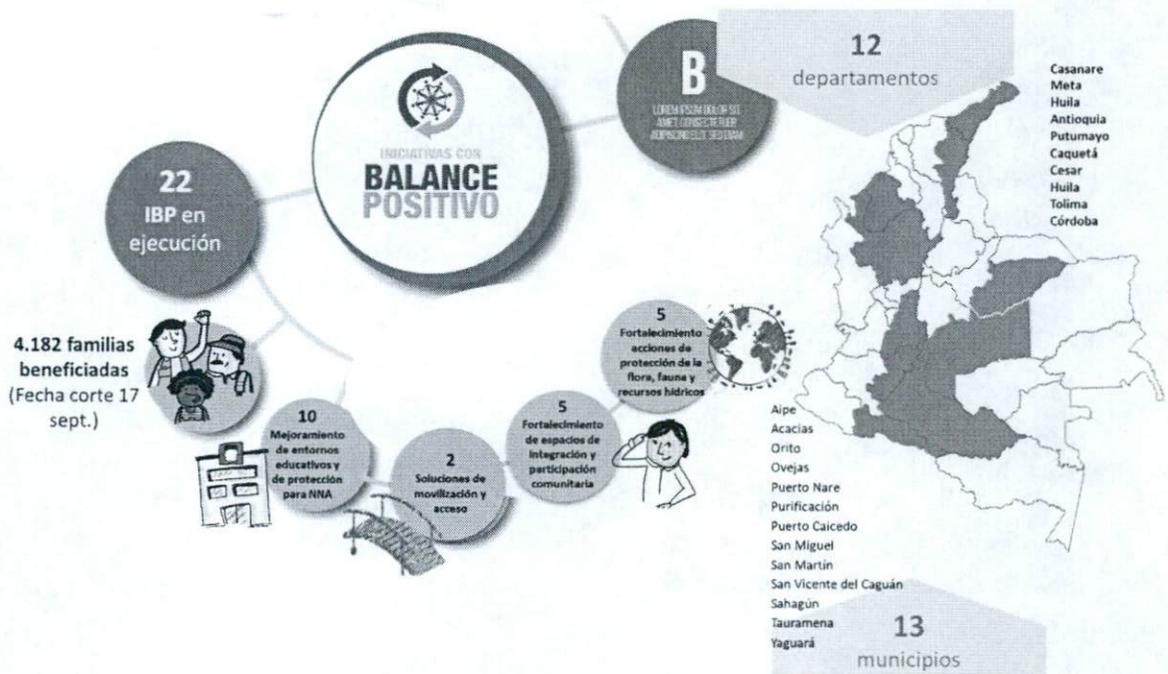
Las instituciones gubernamentales más transparentes no son una condición suficiente para garantizar la rendición de cuentas. La sociedad civil y los medios deben poder entender la información disponible y tener la oportunidad para expresar sus puntos de vista e influir en las decisiones. Por lo tanto, el programa OfD también apunta a incluir el apoyo a las organizaciones de la sociedad civil en Colombia. El programa de Petróleo para el Desarrollo no brinda asesoría sobre cómo se distribuyen y se gastan los ingresos derivados del petróleo; sin embargo, fomenta procesos transparentes que involucran al Parlamento, la sociedad civil, los medios de comunicación y los auditores generales.

Las autoridades deben considerar cómo complementar los esfuerzos del Departamento con otros medios para lograr una gestión responsable del petróleo y la reducción de la pobreza, por ejemplo, al dirigir el gasto público hacia objetivos orientados al desarrollo y fortalecer los órganos de supervisión independientes y el sistema judicial. Esta teoría del cambio se basa en la experiencia noruega, los hallazgos de la investigación y la literatura, así como la experiencia de otros programas nacionales de la OfD. La perspectiva de género, los derechos humanos, la lucha contra la corrupción, el medio

ambiente y los problemas del cambio climático son consideraciones transversales en todos los Programas OfD. La promoción de los intereses comerciales noruegos no es un objetivo del Programa.

PROYECTOS DE INVERSIÓN SOCIAL CONVENIO 001 DE 2018, ESTRATEGIA TERRITORIAL PARA LA GESTIÓN EQUITATIVA Y SOSTENIBLE DEL SECTOR HIDROCARBUROS.







**Proyectos de
Inversión social**
IBP© y Contratos

Recursos
aprobados ANH
\$ 549.631.541

Gestión de
contrapartidas.
\$ 2.265.240.952

**Valor Total de Inversión :
2,924, 872,493**

Informe Alianza con Discovery:

- Estrategia multimedios con contenido de alto impacto

OBJETIVOS

- Visibilizar el aporte del sector hidrocarburífero al desarrollo y la economía del país; y el impacto social de las acciones desarrolladas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Generar pedagogía sobre el sector de hidrocarburos con el propósito de cambiar la percepción de la actividad hidrocarburífera en Colombia, educar frente a la industria petrolera y procurar la reducción de la desinformación en torno al sector de hidrocarburos.

Cómo lo hicimos

Mediante el diseño de una estrategia multimedios que incluyó realizar la producción y emisión de piezas de comunicación audiovisual de alto impacto y contenido que mostrara los aportes del sector de hidrocarburos en diferentes ámbitos. Para ello se definieron cuatro ejes para abarcar a diferentes tipos de públicos:

Usamos el
concepto,
"La fuente
del progreso"

**DOCUMENTAL
INVESTIGATIVO**

¿Puede Colombia ser
100% "verde"?

**ELEMENTOS
PROMOCIONALES**



4 CÁPSULAS

Acciones de
inversión social
en comunidades

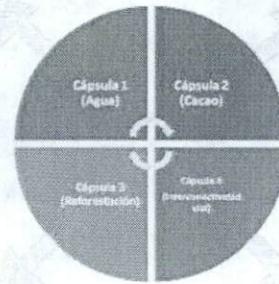
DIGITAL
VIX y Facebook

* Historias – Cápsulas



Proyecto de agua en la alta Guajira que beneficia a 18 comunidades, a través de la adecuación de cuatro jacaranes. En alianza con Repsol

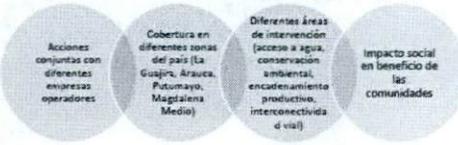
Proceso de cacao desarrollado en alianza con Oxy y la Fundación Altagracia, en el departamento de Arauca



Proyecto de Reforestación de áreas de conservación en alianza con Gran Tierra en el Putumayo

Construcción de La Gran Vía Yuma que se encuentra en desarrollo por parte de Ecopetrol en Barrancabermeja

Criterios de selección cápsulas:



Duración: un minuto con emisión en televisión durante 2 semanas desde el estreno, y luego en paralelo todas durante tres semanas, y a través de Facebook.

* Digital VIX – Facebook

Realización de 3 artículos, Brandpage y Native Ads.



* Digital VIX – Facebook

Realización de 2 videos VIX con información pedagógica del sector

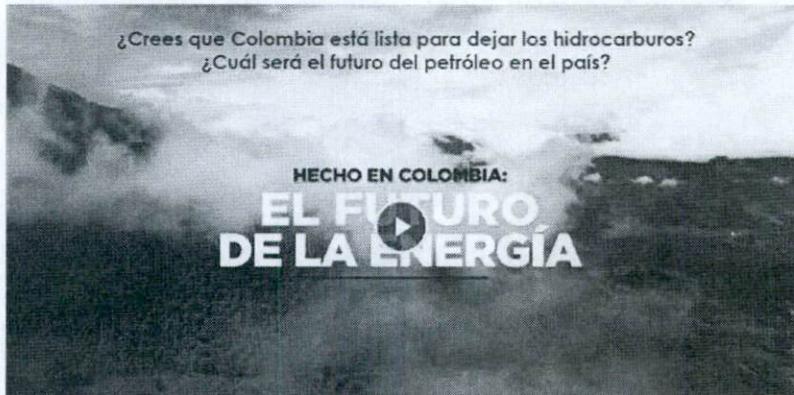


* Elementos promocionales

Miranda y Tune In



* Documental investigativo



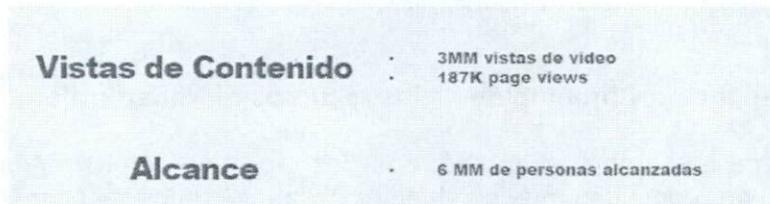
Duración: 45 minutos con cuatro emisiones en televisión durante 4 semanas desde el estreno

Resultados



Resultados

En digital además de publicar los videos en el fanpage de Discovery, amplificamos la comunicación de ANH a través de la plataforma de generación de contenido VIX con 3 artículos y 2 videos customizados para dar a conocer los beneficios del petróleo



10. CONCEPTO GENERAL:

Conforme con lo previsto por la Resolución Orgánica 5674 del año 2005 de la Contraloría General de la República, se expone a continuación la situación financiera de la entidad durante el periodo de gestión.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH cuenta con cinco proyectos de inversión que atienden el objetivo estratégico de la entidad. A continuación, se presenta la ejecución de dichos recursos por cada uno de los proyectos teniendo en cuenta los recursos apropiados, el valor de compromisos y obligaciones presupuestales, así:

Proyecto de desarrollo de la evaluación del potencial de hidrocarburos del país

El objetivo de este proyecto es obtener oportunidades de negocio que incentiven la inversión exploratoria.



Proyecto de divulgación y promoción de los recursos hidrocarburíferos colombianos

Este proyecto tiene como objetivo promocionar los recursos hidrocarburíferos del país a través de un plan de promoción, que contiene actividades que permitan mejorar la imagen de Colombia, promocionar el modelo contractual y posicionar a la ANH como interlocutor entre los inversionistas. En la vigencia 2017 se reformuló este proyecto y su nuevo nombre es **adecuación del modelo de promoción de los recursos hidrocarburíferos frente a los factores externos** y su nuevo objetivo es adecuar el modelo de promoción de los recursos hidrocarburíferos frente a los factores externos



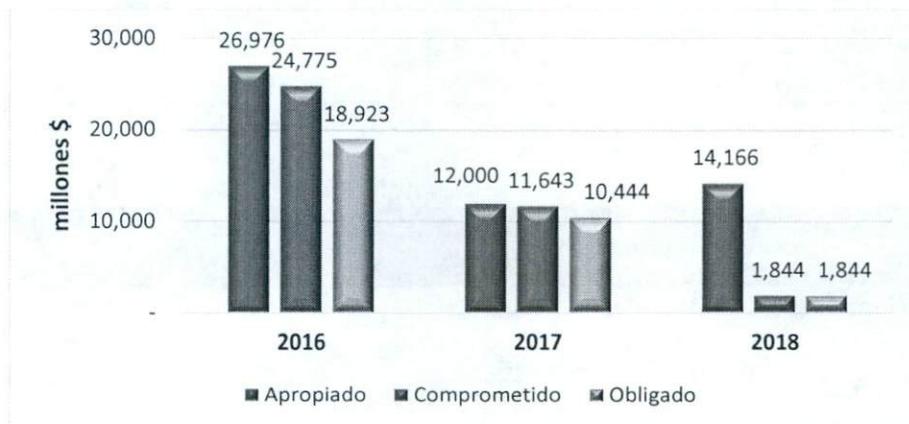
Proyecto de fortalecimiento de la gestión articulada para la sostenibilidad del sector de hidrocarburos

El objetivo de este proyecto es mejorar la capacidad de articulación interinstitucional entre Gobierno e industria para abordar la problemática social, ambiental y de seguridad en las áreas de interés hidrocarburífero.



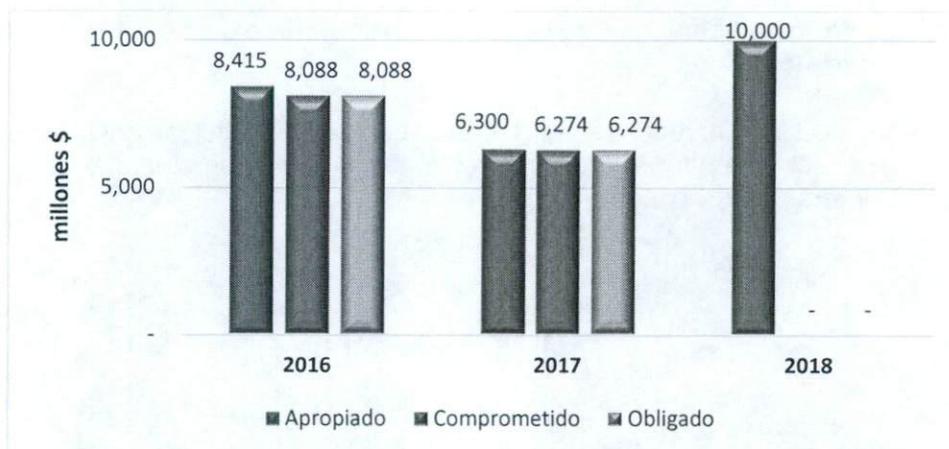
Proyecto de gestión de tecnologías de información y comunicaciones

El objetivo de este proyecto es proveer la infraestructura de TICs y sistemas de información requeridos por la ANH alineados con las tendencias tecnológicas y el entorno.



Proyecto de desarrollo de ciencia y tecnología para el sector de hidrocarburos

El objetivo de este proyecto es proporcionar conocimiento científico y tecnológico en nuevas técnicas exploratorias y en diversas áreas de la industria hidrocarburífera.



La Agencia Nacional de Hidrocarburos dentro de los recursos de funcionamiento cuenta con los rubros de gastos de personal, gastos generales, transferencia y otros gastos que corresponden a los gastos de comercialización.

A continuación, se presentan los cuadros que resumen la ejecución presupuestal de cada una de las vigencias del periodo de gestión.

Vigencia 2016

Concepto	Apropiación Vigente	Compromisos	% avance compromisos	Obligaciones	% avance obligaciones
Funcionamiento	339.966	329.465	96,9%	323.389	95,1%
Inversión	214.554	206.242	96,1%	194.753	90,8%
Total Entidad	554.520	535.707	96,6%	518.142	93,4%

Vigencia 2017

Concepto	Apropiación Vigente	Compromisos	% avance compromisos	Obligaciones	% avance obligaciones
Funcionamiento	457.935	446.259	97,5%	438.196	95,7%
Inversión	144.846	139.016	96,0%	122.736	84,7%
Total Entidad	602.781	585.275	97,1%	560.932	93,1%

Vigencia 2018

Concepto	Apropiación Vigente	Compromisos	% avance compromisos	Obligaciones	% avance obligaciones
Funcionamiento	369.412	333.668	90,3%	304.198	82,3%
Inversión	270.371	122.181	45,2%	28.196	10,4%
Total Entidad	639.783	455.849	71,3%	332.393	52,0%

Respecto a la gestión administrativa de la ANH, es importante mencionar que en el periodo de gestión se ha mantenido una política de cero papel con el ánimo de contribuir

a las metas planteadas por el Gobierno Nacional de reducción en el consumo de papel y gobierno en línea, para ello la entidad adelantó la implantación de un sistema de gestión documental electrónico de archivo que permite a la agencia contar con una solución tecnológica para la gestión documental que apalanque los procesos misionales y de apoyo.

La ANH ha realizado trimestralmente el seguimiento al Plan de Desarrollo Administrativo mediante el cual se controlan las iniciativas de gestión misional y de gobierno; de transparencia, participación y servicio al ciudadano; de gestión del talento humano; de eficiencia administrativa y de gestión financiera.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ha participado en los reportes de transparencia de la industria extractiva de Colombia. La Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas EITI es una iniciativa global que promueve una gestión transparente y responsable de los recursos económicos derivados de la explotación de los recursos naturales no renovables. La validación de Colombia en la iniciativa EITI con una de las calificaciones más altas por parte del programa, posiciona al país como un ejemplo de esfuerzo entre gobierno, sociedad civil y empresas para profundizar el buen manejo de los recursos naturales.

Gracias a los buenos precios del crudo a lo largo de este año, la Agencia contará con los ingresos necesarios que le permitirán no solo financiar sus gastos, sino que al finalizar el año generara importantes excedentes financieros para ser transferidos al gobierno nacional -Ministerio de Hacienda- que contribuirán significativamente a financiar los gastos de la Nación.

9. FIRMA



A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Orlando Velandia Sepúlveda', is written over a horizontal line. The signature is highly stylized and cursive.

ORLANDO VELANDIA SEPÚLVEDA

**FORMATO ÚNICO
ACTA DE INFORME DE GESTIÓN
(Ley 951 de marzo 31 de 2005)**

ANEXO

DIFICULTADES PRINCIPALES Y TEMAS A SER CONSIDERADOS POR EL PRESIDENTE ENTRANTE DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS-ANH.

1. Estudio sobre Yacimientos No Convencionales.

En atención a los mitos e inquietudes que se han suscitado por grupos u organizaciones ambientales y comunidades en general sobre los temas relacionados con yacimientos no convencionales, la ANH decidió contratar una investigación con la Universidad Nacional que le brindara a los diferentes actores credibilidad y tranquilidad en la información que se obtuviera.

Bajo este contexto, la ANH en el marco convenio con ANH-Colciencias 327/730 de 2016, solicitó a Colciencias estudiar la viabilidad de adelantar y ejecutar con la Universidad Nacional de Colombia el proyecto titulado "**Modelo Multiescala de Gestión Integral del Agua con Análisis de Incertidumbre de la Información para la Realización de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del Subsector de Hidrocarburos en el Valle del Magdalena Medio**", por valor de catorce mil doscientos noventa y cuatro millones, ochocientos veinte mil setecientos diecisiete pesos (\$14.294.820.717) M/cte, con una duración de tres (3) años.

El área de estudio propuesta para desarrollar la investigación fue una porción de la cuenca del Valle del Magdalena Medio (VMM) con una extensión de 4.348.76 Km², que incluye tres (3) áreas estratégicas (AE). En estas tres áreas se realizarán estudios de detalle a una escala de mayor precisión. Tales áreas son los bloques VMM 37 (154 Km²) VMM3 (337 Km²) y el APE Guane A (54km²).

El contrato para desarrollar esta investigación, se celebró entre la Fiduprevisora y la Universidad Nacional de Colombia - UNAL como entidad ejecutora del proyecto, el pasado 26 de enero de 2018, motivada bajo tres razones principalmente: **i)** la primera razón fue atender el plan de alistamiento presentado por el del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Minas y Energía en agosto de 2018, **ii)** la segunda fue contar con estudios científicos que pudieran ser presentados a las comunidades y autoridades ambientales sobre la evaluación de la oferta hídrica en la región del VMM (incluyendo especial énfasis en las aguas subterráneas) y **iii)** realizar un estudio para conocer el estado ambiental de la zona del VMM a través de la elaboración a nivel de prefactibilidad de una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE).

Es importante señalar, que cuando se contempló el concepto de prefactibilidad para el desarrollo de la EAE, este se basó en el entendido que la industria de Yacimiento en Roca Generadora - YRG, actualmente es una actividad económica aun no viabilizada en el país.

Actualmente este proyecto se encuentra en proceso de consolidación y presentación del plan operativo por parte de la UNAL a la mesa técnica del proyecto, la cual está conformada

por MADS-MME-SGC-IDEAM, ANLA, ANH, entidades que participan a través de esta instancia, asesorando y aportando información para el desarrollo de la investigación.

2. Tribunal de Arbitramento Petrominerales – ANH (Bloque Corcel).

En fecha 6 de diciembre de 2017, se profirió Laudo Arbitral (el "Laudo Arbitral"), el cual denegó las pretensiones de la ANH, en cuanto al reconocimiento por parte de la Compañía Petrominerales del pago de una suma aproximada de CUATROCIENTOS CINCUENTA MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES (USD 450.000.000) por concepto de Precios Altos, decisión arbitral que terminó condenando a la Agencia a pagar a Petrominerales la suma de TRES MIL DOSCIENTOS CINCO MILLONES CIENTO TREINTA Y SIETE MIL QUINIENTOS PESOS M/CTE (\$ 3.205.137.500) más IVA por concepto de costas y agencias en derecho.

En tal sentido y como quiera que la ANH, considera que se cercenaron sus derechos con y por ocasión de este laudo arbitral, a través de su apoderado judicial, el abogado William Araque de la firma Gómez Pinzón, presentó recurso de anulación el pasado 14 de diciembre de 2017 el cual, actualmente se surte ante el Consejo de Estado - Sección Tercera Mp. Jaime Enrique Rodríguez Navas, recurso del cual el 8 de agosto de 2018 se corrió traslado a la Entidad para sustentar; sin embargo y habida cuenta que no se resolvió la solicitud cautelar incoada por el apoderado para que se suspendiera el pago de costas y agencias en derecho impuesta en el Laudo Arbitral, en la actualidad el expediente se encuentra al despacho del Consejero Ponente para resolver sobre el recurso de reposición que formuló la ANH en contra del auto que corrió traslado para sustentar.

Igualmente y como estrategia de defensa, el 17 de mayo de 2018 la ANH, actuando por medio de apoderado judicial presentó acción de tutela ante el Consejo de Estado, para que se ampararan sus derechos fundamentales al debido proceso, de acceso a la administración de justicia y a la igualdad, los cuales considera vulnerados dentro de la decisión adoptada por el Tribunal de Arbitramento que profirió el Laudo Arbitral del 6 de diciembre de 2017, proferido por la Cámara de Comercio de Bogotá - Centro de Conciliación de Arbitraje - Tribunal de Arbitramento, que resolvió el conflicto existente entre Petrominerales Colombia LTDA. - Sucursal Colombia y la ANH.

Dentro de las actuaciones surtidas, se tiene que, mediante auto del 27 de julio de 2018, el consejero Ponente Alberto Yepes Barreiro de la Sección Quinta del Consejo de Estado profirió un auto en donde ordenó lo siguiente: Devolver el expediente No. 2018-00021-00 a la Sección Tercera - Subsección "C" de esta Corporación, para que se surtiera el trámite de sustanciación del Recurso de Anulación previo a resolver de fondo la tutela incoada por la ANH. Medida que se mantuvo dentro de la expedición del auto de fecha 14 de agosto de 2018, el cual dispuso mantener en la Secretaría el expediente hasta tanto no se le allegue, por parte de la Sección Tercera, copia de los memoriales de sustentación y réplica del recurso de anulación.

Finalmente, y como quiera que de acuerdo con las pruebas recaudadas por el apoderado externo de la ANH dentro del trámite arbitral se pudieron haber presentado conductas que lesionaron los intereses de la Entidad, a través del abogado penalista doctor Gerardo Barbosa cursa denuncia penal, la cual se encuentra radicada bajo la noticia criminal No.110016000101201700369. Proceso que se adelanta en la Fiscalía 81 Especializada de la Dirección Especializada Contra la Corrupción.

3. Demanda Contractual ANH en contra de la Financiera de Desarrollo Nacional-FDN.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, y la Financiera Energética Nacional S.A - FEN-, hoy Financiera de Desarrollo Nacional - FDN, celebraron el CONVENIO INTERADMINISTRATIVO FDN-AHN-01 de 15 de junio de 2007 cuyo objeto era "aunar esfuerzos técnicos, financieros, administrativos y legales entre la FEN y la ANH, por medio de los cuales la FEN adelantará la gerencia integral para la ejecución de los proyectos: **1) Evaluación del potencial de Yacimientos No Convencionales en Colombia y el diseño de un esquema que lo regule para su óptimo desarrollo. 2) Evaluación del Potencial de Gas Asociado al Carbón (o Coal Bed Methane; CBM) en Colombia y el diseño de un esquema regulatorio para su óptimo desarrollo. 3) Redacción, compilación y divulgación de la política petrolera. 4) Gerencia, promoción y acompañamiento en la selección de empresas estratégicas para el desarrollo de la Fase 1 del proyecto de desarrollo de crudos pesados en la Cuenca de los Llanos Orientales, y en adelante, los demás proyectos o acciones que resulten necesarios adelantar para el cumplimiento de los objetivos misionales de la ANH**

PARÁGRAFO PRIMERO.- En virtud del presente Convenio, la **FEN** se encargará de la gerencia integral de los proyectos, para lo cual conformará con cargo a los recursos que le transfiera la ANH el equipo de expertos y profesionales que se requieran para el cumplimiento del objeto del convenio, o contratará personas naturales o jurídicas para la ejecución del mismo, garantizando el cumplimiento de los principios de transparencia y selección objetiva, economía y responsabilidad. **PARAGRAFO SEGUNDO** Al presente convenio de común acuerdo entre las partes, se podrán adherir si fuere del caso, las entidades, instituciones o personas jurídicas que se consideren pueden hacer aportes en dinero o en especie para la culminación de los proyectos objeto del convenio."

Este convenio interadministrativo fue modificado por 15 otrosíes¹.

Fue así que mediante otrosí modificadorio 12 al Convenio en estudio, la ANH y la Financiera acordaron adicionar el desarrollo de proyectos de gestión del conocimiento encaminados a incrementar la información sobre el potencial de reservas de hidrocarburos en el territorio nacional, incluidas la planificación, estructuración, trámite de los procedimientos de selección objetiva, adjudicación, contratación y administración de la ejecución de tales proyectos y el seguimiento, terminación y liquidación de los correspondientes contratos.

Por tal razón y dentro del marco del Convenio Interadministrativo No. ANH - FEN 01/07 de 2007, la FINANCIERA DE DESARROLLO NACIONAL S.A - FDN- suscribió el Contrato No.069 de 2013, con la firma THX ENERGY Sucursal Colombia con el objeto de contratar el "Muestreo del Subsuelo Mediante la Perforación del Pozo Estratigráfico Profundo ANH Plato.I-X-P En La Cuenca Valle Inferior Del Magdalena, Municipio de Nueva Granada Departamento Del Magdalena, Con recuperación de Muestras y Toma de Registros."

La interventoría de este contrato fue ejecutada por la compañía HIDROLOGÍA GEOLOGÍA AMBIENTAL S.A.S., de acuerdo con lo establecido en el Contrato No. 70- 2014 celebrado con la FINANCIERA DE DESARROLLO NACIONAL S.A., el día 25 de julio de 2014 y con

¹ No. 1 de 3 de julio de 2007. No. 2 de 8 de agosto de 2007. No. 3 de 12 de septiembre de 2007. No. 4 de 26 de diciembre de 2007. No. 5 de 31 de enero de 2008/ de 5 de febrero de 2008. No. 6 de marzo de 2008. No. 7 de 27 de junio de 2008. No. 8 de 15 de julio de 2008. No. 9 de 5 de septiembre de 2008. No. 10 de 4 de agosto de 2009. No. 11 en 2009. No. 12 de 30 de noviembre de 2011; No. 13 de 12 de diciembre de 2011. No. 14 de 27 de junio de 2014. No. 15 de 31 de marzo de 2015.

fundamento en lo dispuesto en el Convenio Interadministrativo 01/07.

Este contrato fue lesivo para los intereses de la ANH, no obstante, y de manera tardía la FDN declaró el incumplimiento del Contrato No.069 de 2013 plasmado en el Acta de Liquidación Unilateral en fecha 9 de agosto de 2015, hoy se investiga este convenio por parte de la Contraloría General de la República y Procuraduría General de la Nación.

Por tal razón y ante la imposibilidad de llegase a una liquidación de mutuo acuerdo, dado que persistían controversias jurídicas suscitadas con la FDN con ocasión de la ejecución del Contrato 069 de 2013, en aspectos relacionados con recursos comprometidos por la FDN con cargo al Convenio, la ANH presentó demanda contractual en contra de la Financiera de Desarrollo Nacional en donde entre otras peticiones, se solicita se declare el incumplimiento, se ordene la liquidación en sede judicial y se ordene el reintegro de recursos no ejecutados, los cuales no fueron devueltos por la FDN a la ANH como dueña de los recursos.

Igualmente y sobre este asunto, se debe realizar un seguimiento al cierre de unos permisos ambientales que se gestionan ante la Corporación Autónoma del Magdalena - Corpamag, gestión incumplida por la firma THX ENERGY Sucursal Colombia dentro de la ejecución del contrato para el Muestreo del Subsuelo Mediante la Perforación del Pozo Estratigráfico Profundo ANH Plato.I-X-P, por tal razón y como quiera que por causas que se desconocen, estos permisos quedaron bajo la responsabilidad de la ANH pese a que el ejecutor del proyecto era un Contratista de la Financiera de Desarrollo Nacional –FDN, que no obtuvo los cierres de estos permisos, la Entidad tuvo que salir a gestionarlos para evitar multas ambientales por hechos y omisiones de terceros.

4. Certificado de Reembolso Tributario.

En el marco de los incentivos tributarios contenidos en el Artículo 365 de la Ley 1819 de 2016, *"por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural, se fortalecen los mecanismos para la lucha contra la evasión y la elusión fiscal, y se dictan otras disposiciones"*, se dispuso como incentivo al incremento de las inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos y exploración en minería, el otorgamiento de un Certificado de Reembolso Tributario (CERT) a los contribuyentes que incrementen dichas inversiones, el cual corresponderá a un porcentaje del valor del incremento; a la fecha este reconocimiento de este incentivo se encuentra en el siguiente estado:

Para el caso de Proyectos de Hidrocarburos, el Decreto 2253 de 2017 citado, previó dos tipos de incentivo, uno para Proyectos de Exploración – perforación de pozos- a cargo de la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos de la ANH, y otro para Proyectos de aumento de reservas o recobro mejorado, a cargo de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Operaciones de la ANH.

En cumplimiento del Decreto 2253 de 2017, se expidió la Resolución 108 de 2018 de la ANH, esta última como acto administrativo de apertura y que reglamenta el proceso y los tiempos que deben acatarse en el mismo.

4.1. Respecto de los Proyectos de Exploración a cargo de la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos, los plazos y gestiones realizadas fueron las siguientes:

- a. Plazo para recepción propuestas hasta el 23 abril de 2018.
- b. Plaza de la ANH para hacer solicitud de ajustes sobre las propuestas presentadas hasta el 8 mayo de 2018
- c. El 30 de abril de 2018 la ANH emite la Res 159, excluyendo los "workover" para las propuestas de CERT para incrementar el factor de recobro, ajustando los formatos de proyectos de exploración para periodos de cuatro (4) años y otorgando quince (15) días de plazo para mantener, modificar o retirar la postulación.
- d. La fecha límite para recibir en la ANH las modificaciones y ajustes a las propuestas fue el 9 de junio de 2018.
- e. El 3 de julio de 2018 la ANH informó a las proponentes de proyectos exploratorios, cuáles de ellos continuaban o no al proceso de evaluación CERT-2018.
- f. Mediante Resolución 284 del 12 de julio de 2018, la ANH otorga 10 días hábiles de plazo para que los operadores presenten observaciones a las comunicaciones citadas en el punto anterior.
- g. El plazo para presentar observaciones a la comunicación descrita en el literal e. de conformidad con la Resolución 284 de 2018, venció el 30 de julio de 2018.
- h. El 1 de agosto de 2018, la ANH emitió la Resolución 335 de 2018, mediante la cual estableció el orden de elegibilidad y la distribución inicial del CERT, para proyectos exploratorios.

Desde la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos, la ANH recibió para el primer proceso CERT-2018 , veintidós (22) propuestas para proyectos en exploración, de once (11) Operadores diferentes, de acuerdo con la siguiente relación:

Listado de las solicitudes recibidas en el proceso CERT del año 2018 para los Proyectos en fase de exploración.

No.	Operadora/ compañía	Contrato	Tipo	Radicado	ID	Fecha
1	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.	PUT 7	E&P	20185210132962	272402	20-abr-18
2	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.	PUT 2	E&P	20185210132982	272408	20-abr-18
3	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.	PUT 4	E&P	20185210133002	272412	20-abr-18
4	GEPARK COLOMBIA SUS	LLA 34	E&P	20185110134462	272894	23-abr-18
5	CNE OIL & GAS SAS	VIM 5	E&P	20184010133982	272816	19-abr-18
6	HUPECOL OPERATING	LLA 58	E&P	20185110134452	272890	23-abr-18
7	CEPSA COLOMBIA SA	CPO 14	E&P	20184010134522	272902	23-abr-18
8	CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD	YNC ADICIONAL BLOQUE VMM- 3	E&P	20184010130992	271755	19-abr-18
9	PERENCO COLOMBIA LIMITED	BOQUERON	Asociación ECP	20185110134792	272970	23-abr-18
10	PERENCO COLOMBIA LIMITED	OROCUE	Asociación ECP	20185110134812	272975	23-abr-18
11	PERENCO COLOMBIA LIMITED	ESTERO	Asociación ECP	20185110134822	272978	23-abr-18

No.	Operadora/ compañía	Contrato	Tipo	Radicado	ID	Fecha
12	PERENCO COLOMBIA LIMITED	COROCORA	Asociación ECP	20185110134842	272981	23-abr-18
13	PERENCO COLOMBIA LIMITED	GARCERO	Asociación ECP	20185110134862	272985	23-abr-18
14	PERENCO COLOMBIA LIMITED	CASANARE	Asociación ECP	20185110134882	272987	23-abr-18
15	TECPETROL COLOMBIA SAS	CPO 13	E&P	20184010134952	273004	23-abr-18
16	ECOPETROL SA- PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	DE MARES	Convenio E&P	20184010134802	272972	23-abr-18
17	ECOPETROL SA- PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	PLAYON	Convenio E&P	20184010134802	272972	23-abr-18
18	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	MORPHO	Convenio E&P	20184010135102	273033	23-abr-18
19	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	VIM 1	E&P	20184010135112	273034	23-abr-18
20	VERANO ENERGY LIMITED	LLA 32	E&P	20184010135122	273036	23-abr-18
21	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	CAPACHOS	Convenio E&P	20184010135132	273038	23-abr-18
22	CEPSA COLOMBIA SA	MERECURE	E&P	20184110134512	272900	23-abr-18

Listado de las propuestas no aprobadas inicialmente, con breve descripción de la causa de no aprobación.

No	Contrato	Tipo Contrato	Inversión Incremental+Adicional Propuesta \$ COP	Recursos Prospectivos Estimados a 31-dic-16 MMBOE	% CERT	Monto \$ COP CERT	Causa No Aprobación
1	VIM 5	Contrato E&P	\$150.034.968.223	14,295	80,00%	120.027.974.578	No da cumplimiento al Artículo 2.2.6.2.3. del Decreto No. 2253 de 2017. La propuesta incluye otras actividades diferentes a las definidas en el incentivo CERT para proyectos en Exploración, tales como: Líneas de Flujo y Planta de Gas.
2	YNC ADICIONAL BLOQUE VMM-3	Contrato E&P	\$74.725.000.000	0,88	15,00%	11.208.750.000	No da cumplimiento al Artículo 2.2.6.2.6. del Decreto No. 2253 de 2017. La propuesta corresponde a un adelanto de inversión, sin embargo, el operador presentó el monto total de la inversión pactada y no consideró que el monto para aplicar al CERT, corresponde a la diferencia entre el valor pactado para la actividad en el programa exploratorio y el valor presente neto de la inversión a la fecha de ejecución (Tasa de descuento anual del 10%)
3	CASANARE	Contrato Asociación	\$30.723.931.000	4,7	15,00%	4.608.589.650	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
4	COROCORA	Contrato Asociación	\$19.870.872.000	3,51	12,10%	2.404.375.512	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.

No	Contrato	Tipo Contrato	Inversión Incremental+Adicional Propuesta \$ COP	Recursos Prospectivos Estimados a 31-dic-16 MBOE	% CERT	Monto \$ COP CERT	Causa No Aprobación
5	PUT 2	Contrato E&P	\$249.575.522.000	24,89	3,00%	7.487.265.660	La propuesta presentada por GRAN TIERRA COLOMBIA INC. No cumple con la continuidad en la ejecución de actividades incrementales, según lo estipulado en el Artículo 2.2.6.2.6. del Decreto 2253 de 2017, que define: "(...) En aquellos casos que se presenten, para contratos en fase de exploración o para campos comerciales, inversiones incrementales a ejecutar en forma continua hasta por máximo cuatro años, contados a partir del primer proceso que se realice para distribución inicial del CERT, se debe indicar la cantidad, valor o monto de cada uno de los siguientes criterios en valores corrientes o nominales de cada año, y se deberá incluir para efectos de establecer el orden de elegibilidad de los contratos en fase de exploración o de los campos comerciales, el valor presente de dichos valores, calculado con referencia al año en que se desarrolla el proceso de distribución inicial del CERT, con una tasa de descuento anual del diez por ciento (10%).(...)"
6	CAPACHOS	Convenio Explotación	\$105.212.800.000	28,5	15,00%	15.781.920.000	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018; El Convenio no tiene Periodo de Exploración, Fase, ni Programa Exploratorio Mínimo pactado. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
7	GARCERO	Contrato Asociación	\$38.883.901.000	5,8	12,50%	4.860.487.625	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018; El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
8	ESTERO	Contrato Asociación	\$18.998.084.000	7,4	12,50%	2.374.760.500	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018; El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
9	BOQUERON	Contrato Asociación	\$26.117.882.000	16,9	22,00%	5.745.934.040	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018; El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
10	LLA-34	Contrato E&P	\$128.228.100.000	37,5	10,00%	12.822.810.000	no es viable por no ajustarse de manera integral, a lo estipulado en el Artículo 2.2.6.2.4 del Decreto No. 2253 de 29 de diciembre de 2017, el cual establece que las actividades exploratorias propuestas para aplicar al beneficio CERT-2018, deben corresponder a la Perforación de pozos exploratorios adicionales y Adquisición de sísmica 2D equivalente,

No	Contrato	Tipo Contrato	Inversión Incremental+Adicional Propuesta \$ COP	Recursos Prospectivos Estimados a 31-dic-16 MBOE	% CERT	Monto \$ COP CERT	Causa No Aprobación
							sin embargo la propuesta presentada por GEOPARK incluye dentro de las inversiones incrementales actividades relacionadas con tratamiento de fluidos, almacenamiento y transporte de crudo, encontrándose dentro de las limitaciones establecidas en los citados documentos.
11	MERECURE	Contrato E&P	\$26.837.035.400	22,4	12,75%	3.421.722.014	Conforme al artículo 2.2.6.2.6 del Decreto 2253 del 29 de diciembre de 2017, no se ejecutarán inversiones de forma continua hasta por máximo cuatro años, contados a partir del primer proceso que se realice para distribución inicial del CERT.
12	PLAYON	Convenio E&E	\$16.738.400.000	19,8	15,00%	2.510.760.000	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Convenio finalizó Periodo de Exploración, ya no tiene áreas en exploración.
13	OROCUE	Contrato Asociación	\$9.469.152.000	1,37	12,50%	1.183.644.000	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Contrato se encuentra en Periodo de Explotación. Así mismo, en el Mapa de Tierras de la ANH no tiene definidas Áreas en Exploración.
14	MORPHO	Convenio E&E	\$15.542.800.000	78,8	15,00%	2.331.420.000	No da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 2.2.6.2.4. del Decreto No. 2253 de 2017 y al Artículo Segundo, Parágrafo Segundo de la Resolución No. 108 de 2018: El Convenio no tiene Periodo de Exploración, Fase, ni Programa Exploratorio Mínimo pactado.
15	DE MARES	Convenio E&E	\$39.167.856.000	209,6	15,00%	5.875.178.400	No cumple el artículo 2.2.6.2.3. requisitos para la presentación de proyectos, del Decreto 2253 del 2017 al no tener inversiones para el 2018
16	PUT 7	E&P	\$280.197.827.000	44,85	3,00%	8.405.934.810	No Cumple el artículo 10 de la Resolución 108 de 2018 y con lo estipulado en el artículo 2.2.6.2.6 del decreto 2253 de 2017, en relación con la continuidad en las inversiones propuestas y al incluir inversiones asociadas a actividades que no están contempladas.
17	CPO-13	E&P	\$227.761.800.000	115,5	50,00%	113.880.900.000	No cumple con el artículo 4 de la Resolución 108 de 2018, al contemplar la ejecución de actividades que superan el plazo contractual establecido para el periodo de exploración del contrato
18	CPO-14	E&P	\$1.300.215.000	118,3	12,75%	165.777.413	Conforme al artículo 2.2.6.2.6 del Decreto 2253 del 29 de diciembre de 2017, no se ejecutarán inversiones de forma continua hasta por máximo cuatro años, contados a partir del primer proceso que se realice para distribución inicial del CERT
Total			1.459.386.145.623	754,995		325.098.204.201	

Luego del proceso de evaluación de propuestas para proyecto en exploración con inversiones incrementales propuestas, el Porcentaje del CERT solicitado y otorgado que fue aprobado en la Resolución 335 de 2018, se distribuyó como se indica a continuación:

Relación de propuestas aprobadas en el proceso CERT 2018.

No.	Contrato	Tipo Contrato	Inversión Incremental+Adicional Propuesta \$ COP	Recursos Prospectivos Estimados 31-dic-16 MBOE	% CERT	Monto \$ COP	CERT
1	LLA 58	E&P	\$7.472.500.000	0,434	10,90%	814.502.500	
2	LLA 32	E&P	\$16.499.280.000	3,07	15,00%	2.474.892.000	
3	PUT 4	E&P	\$315.904.421.000	31,27	3,00%	9.477.132.630	
4	VIM 1	E&P	\$33.476.800.000	37,85	15,00%	5.021.520.000	
Total			373.353.001.000	72,624		17.788.047.130	

El puntaje obtenido por cada una de las propuestas aprobadas es el siguiente:
Resumen del puntaje asignado para las propuestas aprobadas y orden de elegibilidad de las propuestas.

Operador/ Contratista	CONTRATO	Monto Total de inversiones Incrementales	Adelanto de inversiones (Pozos exploratorios A3, A2 ó Sísmica 2D Equivalente)	No. Pozos Exploratorios Adicionales	Adquisición Sísmica 2D Equivalente	Barriles prospectivos por Peso COP\$ BOES/\$	% CERT	TOTAL
		20 Ptos	10 Ptos	15 Ptos	10 Ptos	20 Ptos	25 Ptos	100 pto
GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.	PUT 4	20,0	0	15	10	2,06	25,0	72,1
PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	VIM 1	3,2	0	3	0	20,00	5,0	31,2
VERANO ENERGY LIMITED	LLA 32	1,6	0	3	0	3,29	5,0	12,8
HUPECOL OPERATING	LLA 58	0,7	0	3	0	1,03	6,9	11,6

Finalmente, se encuentra en estudio el Recurso de Reposición interpuesto por CNE OIL & GAS contra la Resolución No. 335 del 1 de agosto de 2018, emitida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, mediante la cual se establece el orden de elegibilidad y la distribución inicial del Certificado de Reembolso Tributario - CERT.

4.2. Respecto de los Proyectos de Recobro a cargo de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones, los plazos y gestiones realizadas fueron las siguientes:

- a. Recepción propuestas hasta abril 23 de 2018
- b. Devolución con observaciones a las operadoras hasta mayo 7
- c. La ANH emitió la Resolución 159 de 2018, precisando la no inclusión del workover entre las actividades de los proyectos postulantes al CERT y otorgando tiempos.
- d. Hasta fecha junio 9, límite para presentar las observaciones
- e. Con fecha junio 29 de 2018, se informó a las operadoras sobre los campos que continuaban o no en el proceso de evaluación.
- f. El 13 de julio de 2018, la ANH otorga 10 días hábiles para que los operadores presenten observaciones a las comunicaciones citadas en el punto anterior.
- g. Hasta el 30 de julio de 2018 se reciben observaciones y objeciones.
- h. En Agosto 1 de 2018, se emitió por parte del Comité Evaluador los memorandos que recomiendan la distribución inicial y el orden de elegibilidad.
- i. En Agosto 1 de 2018, la ANH emitió la Resolución No.336 de 2018, por el cual se estableció el orden de elegibilidad y la distribución inicial del CERT, para proyectos de incremento del factor de recobro.
- j. Desde agosto 2 de 2018, se surtieron las respectivas notificaciones.
- k. A la fecha la VOR se encuentra evaluando los recursos de reposición presentados por las empresas Ecopetrol y Parex.

OPERADORA	CONTRATO	CAMPO COMERCIAL	TOTAL	PUESTO	%CERT
GRAN TIERRA ENERGY INC.	MIDAS	ACORDIONERO	70,17	1	4.89
ECOPETROL S.A.	CUBARRAL	CHICHIMENE	62,45	2	50
ECOPETROL S.A.	E&E	CAÑO SURESTE	40,37	3	15
ECOPETROL S.A.	EP N°9 2008-AREA OCCIDENTAL BLOQUE CP09	AKACIAS	32,78	4	15
FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP.	QUIFA	CAJUA	31,24	5	6
GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	LLANOS 34	TIGANA	29,04	6	10
GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	LLANOS 34	JACANA	28,75	7	10
ECOPETROL S.A	CAMPO TIBÚ	TIBÚ	27,16	8	12

ECOPETROL S.A	CUBARRAL	CASTILLA NORTE	24,37	9	26
FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP.	QUIFA	JASPE	20,19	10	12
ECOPETROL S.A	No 2218 MAGDALENA MEDIO	YARIGUI-CANTAGALLO	17,54	11	21
ECOPETROL S.A	CUBARRAL	CASTILLA	17,44	12	26
ECOPETROL S.A	CIRA INFANTA	INFANTAS	14,61	13	10
ECOPETROL S.A	MAGDALENA MEDIO	CASABE	14,11	14	30
ECOPETROL S.A	CIRA INFANTA	LA CIRA	12,93	15	10
PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.	CABRESTERO	BACANO	12,35	16	15
ECOPETROL S.A	PIJAO-POTRERILLO	ARRAYAN	11,67	17	15
ECOPETROL S.A	PIJAO-POTRERILLO	DINA CRETACEO	11,51	18	15
FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP.	GUATIQUIA	ARDILLA	6,04	19	44

Síntesis Beneficios Campo-País (Años 2018-2021)

No. Propuestas Recibidas	No. Propuestas Aprobadas	No. Propuestas Negadas
50	19	31

- Inversión Incremental Total (Millones) \$5.427,514
- Volumen para agregar a Reservas Probadas (BPE) 332.286.908
- Producción de Volumen de Reservas Probadas (BPE) 128.569.842

Total CERT solicitado (Millones) \$1.052,765

Además de lo anterior, para efectos del reconocimiento de las actividades que serían objeto del CERT, la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones está realizando una consulta a los Ministerios de Minas y Energía y Hacienda y Crédito Público, sobre cuestiones relevantes del CERT.

5. Tribunal de Arbitramento convocante: Interoil Colombia Exploration And Production- Convocada: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

1. **LA ANH** expidió la Resolución No.993 del 29 de septiembre de 2014 por la cual decidió:
(i) Declarar el incumplimiento de **INTEROIL** en cuanto a su obligación de constitución y entrega de las Garantías que amparan el Programa Exploratorio Mínimo y Adicional del Contrato E&P; (ii) Declarar que **INTEROIL** es deudora en favor de **LA ANH** de la suma de VEINTIDÓS MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES (USD\$22.000.000); (iii) Ordenar que el valor de la obligación tasada deberá ser pagado por **INTEROIL** dentro de los ocho (8) días calendario siguientes a la ejecutoria de la Resolución; (iv) Hacer efectivas las garantías que respaldan el Contrato E&P, y (v) Declarar la terminación del Contrato E&P.
2. **INTEROIL** dentro de la oportunidad procesal prevista para ello, presentó Recurso de Reposición contra la citada Resolución, radicado bajo el No. 20146240220232 del 17 de octubre de 2014, donde expuso sus motivos de inconformidad consistentes en: (i) Falta de habilitación contractual para declarar la terminación unilateral del Contrato por el incumplimiento de la Cláusula 50; (ii) El procedimiento efectuado por **LA ANH** no fue el adecuado; (iii) Error en la motivación expuesta por **LA ANH** por ausencia de plazo para subsanar; (iv) Improcedencia de la declaratoria de incumplimiento con fundamento en el análisis expuesto por **LA ANH**; (v) Error en el análisis de la justificación del Contratista; (vi) Falta de competencia material para cuantificar perjuicios, (vii) Violación al principio de legalidad; (viii) Ausencia de motivación en la Resolución proferida por **LA ANH**, respecto de la cuantificación de los perjuicios derivados de la declaratoria de incumplimiento del Contrato; (ix) Imposibilidad de adelantar operaciones en el ochenta y uno por ciento (81%) del área contratada.
3. **LA ANH** expidió la Resolución No. 183 del 14 de marzo de 2016, por medio de la cual resolvió el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No.993 del 29 de septiembre de 2014, **transcurrido más de un (1) año desde la radicación del Recurso de Reposición interpuesto por INTEROIL**, confirmando esta última Resolución y liquidando los daños y perjuicios que corresponden al valor de las Inversiones Forzosas de los Programas Mínimo y Adicional de la Primera Fase del Período Exploratorio, que asciende a la suma de VEINTIDÓS MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES (USD\$22.000.000), o su equivalente en pesos colombianos, liquidados a la Tasa Representativa del Mercado – TRM, de la fecha de ejecutoria del referido Acto, ordenándose también hacer exigible la Carta de Crédito *Stand By* **No. 91072714000088², emitida por el Banco de Bogotá** (sic) por valor de SEISCIENTOS MIL DÓLARES ESTADOUNIDENSES(US\$600.000); adoptándose adicionalmente otras determinaciones.

² No corresponde al número de carta de crédito ni a la entidad bancaria que la expidió.

4. El 21 de julio de 2017, **INTEROIL** radicó Demanda Arbitral ante el Centro de Conciliación y Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá, con el fin de resolver las diferencias con **LA ANH**, que surgieron como consecuencia de las decisiones adoptadas por esta última, mediante las Resoluciones Nos.993 del 29 de septiembre de 2014 y 183 del 14 de marzo de 2016, en el marco del Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos Numero 68, Bloque COR -6, del 3 de mayo de 2011, solicitando como pretensiones:
 - a. **Principales.** La nulidad de la Resolución 183 del 14 de marzo de 2016, proferida por la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS por falta de competencia, para resolver el recurso de reposición interpuesto por INTEROIL COLOMBIA EXPLORATION AND PRODUCTION **por haber transcurrido más de un año desde su interposición con el radicado 20146240220232 del 17 de octubre de 2014 y en consecuencia declarar que el recurso de reposición se entienda fallado a favor de la recurrente, como lo dispone el Artículo 52 del CPACA.** Como consecuencia de lo anterior solicitó que se declarara que el Contrato no se encuentre terminado e INTEROIL no está obligada a pagar los perjuicios estimados por la ANH en la Resolución No.993 de 2014; y por el contrario se declare que la ANH está obligada a pagarle a INTEROIL la suma de CINCUENTA Y NUEVE MILLONES CIENTO OCHENTA Y UN MIL SETECIENTOS NOVENTA Y SEIS DÓLARES ESTADOUNIDENSES (USD\$59.181.796), por concepto de perjuicios, además de las costas judiciales y agencias en derecho.
 - b. Subsidiariamente, que se declare la nulidad de las resoluciones 993 de 2014 y 183 de 2016, por lo que se pruebe dentro del proceso.
 - c. Como pretensiones sustitutas solicitó que se declare que la ANH carecía de competencia para terminar el Contrato por una causal genérica, además de carecer de competencia legal o contractual para la estimación e imposición de monto de perjuicios.
 - d. Se debe resaltar que el Contratista estimó perjuicios en la suma de CINCUENTA Y NUEVE MILLONES CIENTO OCHENTA Y UN MIL SETECIENTOS NOVENTA Y SEIS DÓLARES ESTADOUNIDENSES (USD\$59.181.796).
5. El Tribunal Arbitral fue instalado el 26 de enero de 2018, mediante Auto No.1, y mediante Auto No. 2 fue inadmitida la demanda presentada, y subsanada el 2 de febrero de 2018; finalmente admitida por medio del Auto No. 3 del 9 de febrero de 2018.
6. Estando dentro del término legal, **LA ANH** contestó la demanda, negando algunos hechos y aceptando otros; objetó el juramento estimatorio y formuló excepciones de mérito.
7. Luego de integrado el contradictorio, **LA ANH** descorrido el escrito de excepciones y objetó al juramento estimatorio; posteriormente el Tribunal dispuso fijar fecha para audiencia de conciliación el día 9 de mayo de la presente anualidad, mediante Auto No. 6 del 26 de abril de 2018.

8. A través de escrito conjunto del 8 de mayo de 2018, los Apoderados de las Partes solicitaron la suspensión del Proceso Arbitral hasta el 25 de mayo de 2018, a efectos de realizar mesas de trabajo, con el objeto de estudiar la posibilidad de terminar diferendo por vía conciliatoria.
9. El Tribunal Arbitral en Auto No. 7, suspendió el Proceso Arbitral desde el 8 de mayo y hasta el 25 de mayo, fijando como fecha para realizar la Audiencia de Conciliación, el 6 de junio de 2018.
10. Las Partes realizaron mesas de trabajo y debatieron en otros escenarios que consideraron pertinentes, varios aspectos y temas con miras de conciliar el asunto objeto del proceso, mecanismo que finalmente las condujo a alcanzar un Acuerdo Conciliatorio que extingue de manera integral y total el conflicto.
11. Se presentó acuerdo Conciliatorio el 31 de mayo de 2018, que fue modificado para ampliar su sustentación jurídica por acuerdo de las Partes, el 10 de agosto de 2018.
12. La Procuradora asignada al proceso rindió concepto favorable dentro del trámite de conciliación arbitral el 28 de agosto de 2018.
13. La Agencia Nacional de Defensa Jurídica del Estado, rindió concepto en fecha 27 de julio de 2018 en donde acogió la fórmula conciliatoria que hoy se estudia en el seno del Tribunal de Arbitramento.
14. Se presentó nuevamente ante el Tribunal de Arbitramento, acuerdo conciliatorio ampliando nuevamente para claridad del Tribunal algunos acápites del acuerdo inicial, y se mantuvieron los siguientes acuerdos sobre el litigio:

LA **ANH** revoca las decisiones contenidas en la Resolución No.993 del 29 de septiembre de 2014 y en la Resolución No. 183 del 14 de marzo de 2016, y en consecuencia DEJA SIN EFECTO de manera definitiva:

- (i) La declaración de incumplimiento en contra de **INTEROIL** dentro del Contrato de Explotación y Producción No. 68 del 3 de mayo de 2011, Bloque COR-6;
- (ii) La orden de hacer efectivas las garantías;
- (iii) La decisión de terminar el Contrato conforme lo dispuesto en los actos revocados,
- (iv) La liquidación de los daños y perjuicios que corresponden al Valor de las Inversiones Forzosas de los Programas Mínimo y Adicional de la Primera Fase del Período Exploratorio, en la suma de VEINTIDÓS MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES (USD\$22.000.000), o su equivalente en pesos colombianos, liquidados a la Tasa Representativa del Mercado - TRM, de la fecha de ejecutoria del referido Acto,
- (v) La orden de hacer exigible la Carta de Crédito *Stand By* por SEISCIENTOS MIL DÓLARES ESTADOUNIDENSES (USD\$600.000);

- (vi) El pago de la suma de VEINTE MILLONES TRESCIENTOS VEINTICINCO MIL SETECIENTOS SESENTA Y NUEVE PESOS (\$20.325.769) M/cte., por concepto de pruebas practicadas dentro del proceso sancionatorio;
- (vii) Toda otra decisión o determinación contenida o derivada de los Actos Administrativos en cuestión y,
- (viii) Renuncia a cualquiera otra obligación derivada del Contrato de Explotación y Producción No. 68 del 3 de mayo de 2011, Bloque COR-6, contra **INTEROIL**, sus controlantes y afiliadas, incluyendo, pero sin limitarse, a todo lo relativo a su celebración, interpretación, validez, cumplimiento, ejecución y terminación.

Como consecuencia de lo anterior, **LA ANH**:

- (i) Desiste y extingue en forma definitiva e irrevocable de toda otra reclamación contra **INTEROIL**;
- (ii) Adelantará las comunicaciones y gestiones necesarias, relacionadas con la revocación de las Resoluciones Nos. 993 del 29 de septiembre de 2014 y 183 del 14 de marzo de 2016, ante la Procuraduría General de la Nación y la Cámara de Comercio de Bogotá, en relación con el Registro Único de Proponentes;
- (iii) Procederá a la devolución de la Carta de Crédito *Stand By* No.W001583, expedida por Banco de Occidente así como de cualquiera otra que existiese amparando el Contrato de Explotación y Producción No. 68 del 3 de mayo de 2011, Bloque COR-6 y,
- (iv) Ordenará dar por terminado cualquier proceso coactivo que se hubiese iniciado con fundamento en las referidas Resoluciones.

Por su parte **INTEROIL**:

- (i) Renuncia, desiste y extingue en forma irrevocable y definitiva de las pretensiones planteadas en su escrito de subsanación de la demanda, respecto de la Resolución No. 993 del 29 de septiembre de 2014 por la cual se declaró el incumplimiento de unas obligaciones derivadas del Contrato de Explotación y Producción No. 68 del 3 de mayo de 2011, Bloque COR-6, se hacen efectivas las garantías y se termina el Contrato, y la Resolución No. 183 del 14 de marzo de 2016, por la cual se resolvió el Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución No. 993 de 2014; expedidas por **LA ANH**, incluyendo, el reclamo de reparación de daños y perjuicios por la suma de Cincuenta y Nueve Millones Ciento Ochenta y Un Mil Setecientos Noventa y Seis Dólares Estadounidenses (USD\$59.181.796);
- (ii) Renuncia a exigir cualquier otra obligación derivada del Contrato de Explotación y Producción No. 68 del 3 de mayo de 2011, Bloque COR-6, contra **LA ANH**, incluyendo, pero sin limitarse, a todo lo relativo a su celebración, interpretación, validez, cumplimiento, ejecución y terminación;

- (iii) Reconoce que el Contrato de Explotación y Producción No. 68 del 3 de mayo de 2011, Bloque COR-6, suscrito con **LA ANH**, se encuentra terminado y,
- (iv) Desiste y extingue en forma definitiva e irrevocable, toda otra reclamación contra **LA ANH**.

6. Procedimiento Competitivo Sinú San Jacinto – 2017.

En la actualidad el procedimiento Competitivo Sinú San Jacinto 2017 se encuentra suspendido. Ya se surtió la fase de habilitación de las compañías, con la respectiva acreditación de capacidades jurídicas, responsabilidad social empresarial, ambiental, económico- financiera y técnica operacional.

Las compañías habilitadas en este procedimiento son:

1. Parex Resources Colombia Ltd,
2. Nexen Petroleum Colombia Limited
3. Hocol S.A.
4. Talisman Colombia Oil & Gas
5. NBL NV 1 Limited
6. Grand Tierra Energy Colombia

No obstante, lo anterior y con ocasión de reuniones sostenidas con todas las operadoras en entre julio y agosto de 2018, que fueron habilitadas dentro del Procedimiento Competitivo Sinú San Jacinto - 2017, se ha manifestado que no les asiste el interés de presentar oferta, habida cuenta los altos compromisos exigidos versus el tamaño de los bloques ofertados. En tal sentido se recomienda reanudar el proceso, celebrar en la ANH la Audiencia de Presentación de Ofertas y si efectivamente ninguna empresa habilitada radica propuesta, estudiar la posibilidad de que el mismo sea declarado desierto.

En caso de que esta audiencia se celebre con posterioridad a la publicación del mapa de áreas, estas áreas continuarán en el citado mapa como áreas disponibles en el proceso competitivo Sinú San Jacinto y por tanto no podrán ser objeto de postulación por parte de Particulares; en caso de que la audiencia se celebre antes de la publicación del Mapa de Áreas, se sugiere que estas áreas se mantengan reservadas mientras se realiza un análisis técnico y se replantean los compromisos establecidos dentro del proceso, sometiéndose a consideración del Consejo Directivo para su eventual aprobación, y sean ofertadas directamente por la ANH en el Proceso Competitivo Permanente 2018.

7. Procedimiento Competitivo Permanente – 2018.

En el marco del proceso fortalecimiento de la competitividad del país en el mercado internacional y en sintonía con las estrategias adelantadas por los competidores del mercado de capitales en la región como los son México y Brasil, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha venido trabajando en la construcción de un nuevo procedimiento para la asignación de áreas para E&P de los hidrocarburos del país, el cual se ha definido como "Procedimiento Competitivo Permanente - 2018".

Este procedimiento busca erigirse como un novedoso sistema de asignación de áreas que permita una selección bajo principios de celeridad, transparencia y selección objetiva, brindando claridad y precisión a los interesados, respecto de los requisitos que deben cumplir en nuestro país para acceder a la adjudicación de áreas, al tiempo que hace mucho más expedito y dinámico el trámite administrativo para la asignación de las áreas, esquema de asignación de áreas creado en el Artículo 38 numeral 38.1 del Acuerdo 2 de 2017

Tiene fecha de inicio, pero no fecha de finalización, en donde el Primer Oferente tiene derecho a mejorar la que resulte ser la mejor oferta en orden de elegibilidad.

Las áreas se adjudicarán mediante procesos individuales que se activan con la oferta sobre un área específica.

La ANH puede incluir áreas durante todo el proceso y modificar o eliminar áreas ya ofertadas, anualmente.

La Agencia publicará áreas para recibir ofertas por un plazo de dos (2) meses que coincidirá con el plazo de habilitación de los interesados dentro del proceso de asignación de áreas mientras se implementa el Registro de Interesados.

Los interesados dentro del Procedimiento Competitivo Permanente podrán postular áreas que serán analizadas y delimitadas por el Consejo Directivo de la ANH y publicadas por dos (2) meses, señalando que existe una Primera Oferta sobre el área propuesta.

En ambos casos, luego de haber declarado el Primer Oferente los interesados tendrán treinta (30) días para presentar ofertas, se definirá el orden de elegibilidad en audiencia pública y se le dará la posibilidad al Primer Oferente de mejorar la que resulte ser la Mejor Oferta en el orden de elegibilidad; si el Primer Oferente la mejora se adjudica al mismo, si no lo hace, se adjudica a la Mejor Oferta del orden de elegibilidad.

No se contempla la Declaratoria de Desierta de la Áreas a ofertar, se declara que el área queda nuevamente disponible para recibir nuevas ofertas.

El Proceso Competitivo Permanente fue concebido, como una de las modalidades de asignación de áreas, que permite que los particulares realicen propuestas sobre áreas que no han sido incluidas en el Mapa de Áreas por el Consejo Directivo de la ANH., áreas que desde la publicación de los términos de referencia definitivos del Proceso Competitivo Permanente pueden ser postuladas por los interesados, desde el 6 de agosto de 2018, fecha de aprobación de este procedimiento reglado en el citado acuerdo 2 de 2017.

Aclarado lo anterior, es importante también precisar que toda vez que el Acuerdo 2 de 2017 creó el Proceso Competitivo Permanente, y que esta modalidad de selección nunca había sido llevada a cabo por la Agencia, se llevó a cabo un proceso también plural y participativo que inició con la remisión de un primer borrador de términos estudiado por el Consejo Directivo desde el 28 de marzo de 2018 y aprobado en su primera versión el 8 de junio de la misma anualidad con algunos ajustes de sus Miembros, que fueron publicados para conocimiento y observaciones de las Compañías desde el 27 de junio de 2018 y objeto de dos (2) talleres con la ACP y la industria el primero de ellos el 12 de julio de 2018 y la segunda de ellas el 18 de julio de 2018, esto fue antes de someter nuevamente a aprobación del Consejo Directivo un nuevo Borrador de Términos de Referencia para dar

inicio formal al Proceso Competitivo Permanente 2018 el 27 de julio de 2018, recibir nuevas observaciones de la Industria y la ACP y finalmente publicar los Términos de Referencia Definitivos el pasado 6 de agosto de 2018.

En la actualidad se han recibido cerca de 100 postulaciones de áreas continentales y áreas costa afuera, que hoy se revisan desde el punto de vista técnico por parte de la Vicepresidencia Técnica y desde el punto ambiental por parte de la Gerencia de Seguridad Comunidades y Medio Ambiente, áreas postuladas por las siguientes compañías:

1. Parex Resources
2. Geoproduction
3. Mansarovar
4. Hocol
5. Ecopetrol
6. Gran Tierra Energy
7. Occidental Andina LLC. OXY
8. Perenco
9. Gold Oil Colombia
10. Geopark
11. Colombia Energy Development Co-CEDCO

Por tal razón se debe solicitar a la brevedad posible un Consejo Directivo para que apruebe las áreas que la ANH ofertará dentro del Procedimiento Competitivo Permanente -2018, toda vez que el convocado para el pasado 30 de agosto de 2018, fue pospuesto. Adicionalmente, se recomienda fortalecer los equipos de trabajo de la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas y la Vicepresidencia Técnica por el cúmulo de trabajo que este procedimiento activará al interior de la ANH, ante la insuficiencia de personal de planta que apoye esta importante gestión a cargo de la Entidad.

Igualmente se deberá definir a la mayor brevedad con el Servicio Geológico Colombiano - SGC el valor a cobrar por los paquetes de información de las áreas que se ofertarán por la ANH.

8. Incumplimientos capacidades financieras Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos.

Desde el año 2015, la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas de manera aleatoria le hace seguimiento al cumplimiento de las capacidades financieras de los Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, por tal razón y dentro de este seguimiento se ha evidenciado que los contratos CORCEL, VSM-15, EL REMANSO, TIBURON, MORICHITO, CANAGUARO, CAÑO LOS TOTUMOS, LA MAYE, VSM-12 y TALORA, no mantienen las capacidades exigidas para ejecutar las actividades del Contrato E&P, por tal razón y en el marco de lo dispuesto en la Resolución 404 de 2017, se enviaron a la Gerencia de Asuntos Legales y de Contratación, las solicitudes de Inicio del procedimiento para la declaración de incumplimiento.

9. Delegación de la función de fiscalización a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos por el Ministerio de Minas y Energía.

9.1. Delegación de funciones de fiscalización.

El Ministerio de Minas y Energía, a través de la Resolución 4 1250 de 2016 y el Convenio Interadministrativo GGC 146 de 2017, delegó en la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), las funciones de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, incluyendo el proceso de investigación e imposición de sanciones de que trata el artículo 26 de la Ley 1753 de 2015, la determinación de las asignaciones directas entre los beneficiarios a los que se refiere e inciso segundo del artículo 361 de la Constitución Política y la determinación y ejecución de los procedimientos y plazos de la liquidación de regalías y compensaciones generadas por la producción de hidrocarburos, en los términos señalados en la Ley 1530 de 2012.

Esta delegación de fiscalización es desarrollada por la ANH, a través de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones (VORP), delegación que se encuentra vigente hasta el 14 de febrero de 2019 en virtud del Convenio Interadministrativo GGC 146 de 2017.

Para el desarrollo de la función, durante el 2018 se celebraron sesenta y dos (62) contratos de prestación de servicios para vincular profesionales y tecnólogos que apoyan su ejercicio, con fecha de finalización a 31 de diciembre de 2018. A la fecha, cuatro (4) de estos contratos han presentado terminación anticipada por mutuo acuerdo.

En virtud de lo anterior, y para efectos de avanzar en la etapa de planeación ante una eventual prórroga de la delegación para el cuatrienio 2019 - 2022, se recomienda realizar un seguimiento ante el Ministerio de Minas y Energía, para la definición del futuro convenio y la expedición de la resolución que formalice su continuidad. Entre otros aspectos, por la necesidad de que se estudie darle continuidad a la estructuración de una planta temporal al interior de la ANH, para que desarrolle la función de fiscalización con personal de planta, gestión administrativa que se viene trabajando desde el 2016.

Se recomienda darle continuidad al Plan de Trabajo de seguimiento a pozos inactivos y suspendidos en el país, exigido por la Presidencia a la VORP, toda vez que, con ocasión de la ocurrencia de la emergencia ambiental en el sector de la Lizama, Municipio de Barrancabermeja -Santander, se hizo evidente la necesidad de fortalecer el control y seguimiento a los pozos inactivos y suspendidos en todo el territorio nacional, así como revisar y ajustar el marco regulatorio vigente en materia de fiscalización en especial en asuntos relacionados con integridad de pozos y protocolos de seguimiento a las labores de abandono y desmantelamiento de campos y pozos.

9.2. Proyectos de Producción Incremental.

Con fundamento en las facultades previstas en el Artículo 29 de la Ley 1753 de 2015 y la delegación realizada mediante Resolución 41250 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos tiene a su cargo la aprobación de Proyectos de Producción Incremental.

La expedición de estas resoluciones compete al Presidente de la Agencia, previo análisis y proyección del acto administrativo por la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos

que también tiene a su cargo el seguimiento a los Proyectos que se otorgan por Campo y definen una Curva Básica de Producción con un número determinado de pozos. Es importante señalar que el seguimiento de los proyectos debe realizarse teniendo en cuenta las siguientes definiciones y reglas incluidas en las últimas resoluciones:

- a. Se entiende por Sumatoria de la Producción del Proyecto de Producción Incremental, el resultado de sumar en cada Campo, la producción de cada uno de los pozos que se tuvieron en cuenta para el cálculo de la Curva Base, y aquellos que se perforen con posterioridad a la expedición de la Resolución que aprobó el Proyecto de Producción Incremental, y que no hayan sido objeto del otorgamiento del Certificado de Reembolso Tributario -CERT de que trata el Artículo 365 de la Ley 1819 de 2016.
- b. Se entiende por Producción Básica del Proyecto de Producción Incremental, la Producción señalada para cada Campo Comercial en la Curva Básica de Producción, aprobada para cada campo.
- c. Sólo habrá lugar a la liquidación de las regalías de la Producción del Proyecto de Producción Incremental, a la tarifa variable, cuando la Sumatoria de la Producción de cada Campo Comercial supere el valor de Producción Básica de Producción del Campo Comercial correspondiente. En este caso, sólo se liquidará con la regalía variable, la diferencia entre la Sumatoria de la Producción y la Producción Básica.
- d. Si la Sumatoria de la Producción del Proyecto de Producción Incremental de cada Campo no supera la Producción Básica del Campo correspondiente, las regalías se liquidarán con la tarifa plena, aunque se estén ejecutando las actividades de inversión previstas en el Proyecto de Producción Incremental aprobadas en el Artículo 6 de la presente Resolución.
- e. Si la Sumatoria de la Producción de cada Campo Comercial supera la Producción Básica del campo correspondiente, pero en el mismo Campo Comercial no se han ejecutado actividades de inversión previstas en el Proyecto de Producción Incremental, las regalías de la Sumatoria de la Producción del respectivo Campo Comercial se liquidarán con la tarifa plena.
- f. La Producción de aquellos pozos que no fueron tenidos en cuenta para el cálculo de la Curva Básica de Producción de cada Campo, se liquidarán con regalía plena (20%) hasta la fecha indicada en el Acto Administrativo en el que se modifique la Curva Base de Producción. A partir de la fecha indicada en el Acto Administrativo en el que se modifique la Curva Base de Producción la producción de dichos pozos hará parte de la Sumatoria de Producción del respectivo Campo Comercial para efectos de determinar si hay lugar a la liquidación de regalías a la tarifa variable.

El pasado 30 de agosto mediante id.311585 se solicitó informe de expedición y seguimiento a los Proyectos de Producción Incremental a la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones.

10. Propuesta de modificación Manual de Contratación Misional ANH.

La principal necesidad de la modificación del Acuerdo 01 de 2009, se establece en que los últimos años se han presentado evoluciones normativas, jurisprudenciales y de doctrina estatal que han permitido clarificar y complementar los vacíos existentes en el régimen contractual de las Entidades con régimen especial.

En este mismo sentido, desde la Agencia Colombia Compra Eficiente se han establecido pautas y lineamientos que ante las nuevas dinámicas jurídicas las Entidades deberán acatar con el fin de unificar criterios y garantizar objetividad y pluralidad en el proceso de selección.

Así las cosas y al contar la ANH, con un Acuerdo vigente desde hace más de 8 años, es oportuno y necesario realizar una modificación, integrándolo a los nuevos sistemas de información en la Contratación como lo son el SECOP II garantizando los principios de la función administrativa y los de la contratación estatal sin afectar el cumplimiento de los objetivos misionales que le han sido encomendados a la Agencia por mandato Constitucional y Legal, siempre buscando la optimización de los recursos y la transparencia de los procedimientos al interior de la Institucionalidad.

Para tal fin se estructuró un proyecto de acuerdo, que se lideró desde la Presidencia de la ANH, el cual fue publicado en la pagina web de la ANH para recibir comentarios y observaciones desde el 21 de mayo al 5 de junio de 2018, proyecto que fue aprobado por el Consejo Directivo en Acta No.5 de 2018 y sometido a estudio de la Superintendencia de Industria y Comercio quien emitió concepto de abogacía de la competencia en el marco del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, realizando algunas recomendaciones en escrito bajo el radicado ANH- 20181000234012 Id. 299339 del 19 de julio de 2018, las cuales se incorporarán al texto del proyecto de acuerdo el cual, se sugiere presentar al Consejo Directivo para su aprobación final.

11. Reglamento Registro de Interesados

El 18 de mayo de 2017, en sesión ordinaria del Consejo Directo de la ANH expidió el Acuerdo No. 2 por el cual se sustituye el Acuerdo No. 4 de 2012” *Por el cual se sustituyen el Acuerdo No. 4 de 2012, sobre criterios de administración y asignación de Áreas para Exploración y Explotación de los Hidrocarburos propiedad de la Nación, y sus modificaciones o adiciones posteriores; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente, y se fijan reglas para la gestión y el seguimiento de los respectivos Contratos”*

En el Artículo 12 del Capítulo Tercero del Acuerdo 2 de 2017 se determinó que le corresponde a la ANH “establecer, regular, publicar y mantener actualizado un Registro de Interesados” que permita la asignación de Áreas para desarrollar actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos, y celebrar Contrato o Contratos para el efecto; inscribir las personas que lo soliciten, y determinar su Capacidad Jurídica, Económico Financiera, Técnica y Operacional, Medioambiental y en materia de Responsabilidad Social Empresarial, con el fin de establecer su Habilitación para participar en Procedimientos de Selección de Contratistas en competencia o de Asignación Directa, en función de la naturaleza, categoría y prospectividad de las Áreas Disponibles materia de asignación.

Por lo expuesto, se dispuso que la Agencia Nacional de Hidrocarburos es competente para la expedición del Reglamento del registro de Interesados cuyo propósito tiene por objeto fijar las reglas y procedimientos referentes a los procesos de Inscripción, Actualización, Renovación, y Expedición de Certificaciones frente al Registro de Interesados, respecto de las personas jurídicas nacionales y extranjeras, públicas, privadas o mixtas, con o sin domicilio en Colombia, que aspiren a la asignación de Áreas y a la suscripción de Contratos de Evaluación Técnica -TEA, de Exploración y Producción, E&P, o Especiales.

Por tal razón el Consejo Directivo de la ANH, aprobó el texto del proyecto de acuerdo el pasado 26 de julio de 2018, texto que fue objeto de ajustes con ocasión de las observaciones recibidas de la ciudadanía, durante el plazo de su publicación y posteriormente revisado por la Superintendencia de Industria y Comercio, quien emitió concepto de abogacía de la competencia en el marco del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, sin objeción alguna conforme a lo manifestado en escrito bajo el radicado ANH-20181000310182 Id. 318105 del 18 de septiembre de 2018. Se sugiere llevar este asunto al próximo Consejo Directivo habida cuenta de la importancia que reviste para la Agencia implementar el Registro de Interesados.

12. Ajustes al Acuerdo No. 2 de 2017.

El 6 de agosto de 2018, el Consejo Directivo aprobó algunas modificaciones al Acuerdo 2 de 2017 de la ANH, ajustes que se consideraron oportunos y necesarios para facilitar el entendimiento y aplicación práctica de las reglas inicialmente adoptadas por el citado Acuerdo 2 de 2017, que no implican el otorgamiento de derechos, sanciones o permisos especiales que denoten una afectación o restricciones a la libre competencia de los mercados, no se refiere a temas de verificación de capacidades, ni de los procesos competitivos para la selección de contratistas.

El mencionado Proyecto de Acuerdo fue aprobado por el Consejo Directivo sin perjuicio de realizar su publicación para comentarios en el marco de lo dispuesto por el Numeral 8 del Artículo 8 del CPACA. Revisados los ajustes, se advirtió que de los mismos sólo era procedente realizar algunos ajustes de forma y no era necesario someterlos nuevamente al Consejo Directivo; sin embargo, en concepto del Viceministro es necesario que tal Corporación analice y emita una nueva aprobación del texto para su firma.

Este tema es de la más alta relevancia, porque uno de los ajustes aprobados corresponde a los artículos 8 y 9 del Acuerdo 2 de 2017, que determinan la forma de clasificar las áreas, y por tanto es fundamental para la aprobación del Mapa de Áreas, que es absolutamente necesario para el Procedimiento Competitivo Permanente - 2018.

13. La Estrategia Territorial para la Gestión Equitativa y Sostenible del Sector Hidrocarburos, ETH.

La ETH es una iniciativa del Gobierno Nacional, financiada y liderada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, que promueve el desarrollo humano sostenible de las regiones con actividad hidrocarburífera, como instrumento para la construcción de paz territorial.

La Estrategia cuenta con la participación del Ministerio de Minas y Energía, Ministerio del Interior, Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Trabajo, la

Presidencia de la República, el Servicio Público de Empleo y la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC.

Los objetivos de la ETH son, promover la articulación de los actores que intervienen en el sector de hidrocarburos; fortalecer y generar capacidades en comunidades, gobiernos y empresas; prevenir y transformar las relaciones conflictivas y construir visiones conjuntas y sostenibles del desarrollo humano en los territorios.

Para la ejecución de la ETH en 2018, la ANH firmó con FUPAD el convenio No.001 que tiene plazo de ejecución hasta el 31 de diciembre de 2018. En el marco del convenio citado fue diseñado un plan de trabajo que cuenta con cuatro líneas, estratégicas, 15 objetivos y 59 actividades, para la ANH e industria es de vital importancia darle continuidad en la Estrategia Territorial para la Gestión Equitativa y Sostenible del Sector Hidrocarburos – ETH y contratar la interventoría del convenio.

Se requiere un apoyo permanente a dicha estrategia y la continuidad en la reorientación de la misma, a fin de hacer una presencia y acompañamiento cada vez más proactivo en las regiones a fin de evitar la conflictividad que se presenta.

14. Contratos con Fonade

14.1 Contrato Interadministrativo No. 216140 de 2016- ANH-FONADE.

Proyectos Gerenciados por el Fondo Financiero de Desarrollo- Fonade

- POZO ANH GUAYACANA 1X
- SISMICA CORDILLERA
- SISMICA CHIMICHAGUA
- SISMICA PROSPECCION SATELITAL
- INTERVENTORÍAS DE LOS PROYECTOS

El estado de ejecución de estos proyectos ha sido muy accidentado ante la interinidad de los equipos de trabajo de Fonade y la falta de diligencia en la gestión encomendada para la ejecución de los proyectos, además de no cumplirse los cronogramas de los proyectos conforme a los compromisos señalados dentro de los planes operativos, se debe intentar tratar regularizar los contratos interadministrativos suscritos con Fonade o en su defecto iniciar acciones contractuales para salvaguardar los intereses de la ANH. Gestión que le correspondería desarrollar a la Vicepresidencia Técnica en su condición de Unidad Ejecutora de los proyectos.

14.2. Contrato Interadministrativo No. 474/217048 de 2017- ANH-FONADE

Proyectos Gerenciados por el Fondo Financiero de Desarrollo- Fonade (Proyectos ejecutados con recursos vigencia futura 2017)

- SISMICA NUEVA GRANADA
- SISMICA ARJONA
- POZO ANH PAILITAS 1X

- **INTERVENTORÍAS DE LOS PROYECTOS**

El estado de ejecución de estos proyectos ha sido muy accidentado ante la interinidad de los equipos de trabajo de Fonade y la falta de diligencia en la gestión encomendada para la ejecución de los proyectos, además de no cumplirse los cronogramas de los proyectos conforme a los compromisos señalados dentro de los planes operativos, se debe intentar tratar regularizar los contratos interadministrativos suscritos con Fonade o en su defecto iniciar acciones contractuales para salvaguardar los intereses de la ANH. Gestión que le correspondería desarrollar a la Vicepresidencia Técnica en su condición de Unidad Ejecutora de los proyectos.

15. Materialización para la entrega Infraestructura MIGEP al Servicio Geológico Colombiano- SGC

El Decreto Ley 4137 de 2011, en su artículo 11, reasignó al SGC la función de administración del Banco de Información Petrolera - BIP, y con él, el de la Litoteca y la Cintoteca, los cuales le serían transferidos por la ANH a título gratuito en un período de cinco (5) años.

Para cumplir este mandado legal y para materializar la entrega Banco de Información Petrolera - BIP, las partes suscribieron en fecha 2 de noviembre de 2012, el Convenio Interadministrativo 290 de 2012 y sus otrosíes No. 1 y 2, en donde uno de los compromisos adquiridos por parte de la Agencia para con el SGC, fue la cesión de licencia de uso de Software MIGEP con entrega del código fuente, infraestructura tecnológica de actualización y modernización del EPIS, para tales efectos y luego de una amplia gestión se procedió con la cesión la cual se materializó el 22 de junio de 2017, ante la autorización por parte de la Unión Temporal Gestión Petrolera Integrada Incluido Sun Gemini S.A, como fabricante del software y propietario de los derechos patrimoniales de la herramienta, quien renunció a cualquier acción o reclamación judicial derivada de esta cesión y del uso que el SGC hiciera de la herramienta, y de todos los componentes que permitieran su funcionalidad y operatividad.

Sin embargo y pese a la materialización de la cesión a título gratuito del contrato de licencia de uso de Software MIGEP, la cual se encuentra contenido en el contrato de cesión suscrito el pasado 22 de junio de 2017, y pese a las solicitudes realizadas por la Vicepresidencia Técnica al Servicio Geológico Colombiano, éste no se ha apropiado de la herramienta (software y Hardware), razón por la cual se debe insistir en el recibo material de la Infraestructura MIGEP al Servicio Geológico Colombiano- SGC.

16. Procesos de Restitución de Tierras en Bloques Petroleros

Desde los años 2016, 2017 y 2018, la ANH ha sido notificada de múltiples demandas y fallos judiciales en procesos de Restitución de Tierras., siendo importante indicar a su que existen diversas tipologías de órdenes que han impartido los Despachos Judiciales de Restitución de Tierras de todo el país, particularmente aquellas que si bien en estricto sentido no impiden la paralización en la ejecución de los contratos E&P y TEAS, le ordenan a la ANH "excluir el predio del área", lo cual genera un impacto jurídico no solo en la modificación del Mapa de Áreas y en los contratos de hidrocarburos debidamente

otorgados, sino también en aspectos económicos relacionados con la liquidación de regalías, derechos económicos, entre otras consecuencias que afectan las operaciones, obligaciones contractuales y derechos adquiridos de las compañías operadoras, de manera que frente al cumplimiento de las Sentencias de esta naturaleza, pueden derivarse eventuales demandas arbitrales por y con ocasión de estas decisiones judiciales.

Desde el Comité de Conciliación, se abordó esta problemática, en donde se recomendó a la Oficina Asesora Jurídica, identificar en cada caso los contratos de hidrocarburos que se superponen con las áreas de los predios que han sido objeto de restitución, y sobre los cuales directamente se generan efectos jurídicos de naturaleza contractual de los contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos celebrados por la ANH, en su condición de autoridad encargada de "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", de conformidad con lo previsto en los Decretos Ley No. 1760 de 2003, 4137 de 2011 y 0714 de 2012. Por tal razón se recomienda desplegar una línea de defensa integral en coordinación con la Agencia Nacional de Defensa Jurídica del Estado y la Unidad de Restitución de Tierras, habida cuenta los riesgos y las eventuales contingencias judiciales que tendría para la ANH que se profieran fallos que afecten los contratos misionales de la Entidad.

17. Seguimiento al Plan de Mejoramiento Auditoria realizada por la Contraloría General de la Republica al Pozo 158 del Convenio de Explotación Directa Lisama-Nutria.

Con ocasión del afloramiento inusitado de crudo en el Campo Lisama Profundo- Pozo 158 el pasado mes de marzo de 2018, la Contraloría General de la Republica inicio una auditoria especial sobre el cumplimiento del Convenio de Operación Directa - Lisama Nutria, el cual concluyo con un informe entregado a la ANH, bajo documento con radicado No. 20181000296752 Id. 314883 del 07 de septiembre de 2018, informe que concluyó con la implementación y estructuración de un Plan de Mejoramiento con acciones y metas que permitieran solucionar las deficiencias señaladas en el proceso auditor. Por tal razón es importante que se implemente el Plan de Mejoramiento respecto del Convenio de Explotación de Hidrocarburos ANH- Ecopetrol- Área de Operación Directa - Lisama Nutria el cual por la naturaleza del tema debe ser implementado y ejecutado por la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías (Fiscalización) y Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos, bajo el seguimiento de la Oficina de Control Interno.

18. Contrato de Comercialización de Hidrocarburos.

En relación con la comercialización de hidrocarburos de regalías, la ANH había realizado contratación directa con Ecopetrol para la comercialización del crudo y del gas correspondiente a las regalías por la explotación de hidrocarburos y crudo proveniente de derechos económicos a favor de la ANH, mediante Contrato de 1 de julio de 2016.

Este Contrato se encuentra vigente hasta el 30 de noviembre de 2018 según (Otro sí No. 4) al Contrato de Compraventa de Crudo de Regalías y Crudo proveniente de los Derechos Económicos de la ANH, suscrito con ECOPETROL el 1 de julio de 2016; sin embargo, por considerar que es necesario que se analice de manera integral cuál es la mejor alternativa para la Nación en el desarrollo del objeto contractual del Contrato que finalizará el próximo

30 de noviembre, se presenta un análisis de alternativas de comercialización, teniendo en cuenta el “*Estudio de Alternativas para la Comercialización de Regalías de la Nación*”, realizado por Arthur D. Little Inc. (ADL) del año 2014 y el sondeo de mercado realizado por la VORP.

Análisis alternativo de comercialización Regalías y crudo por Derechos Económicos

ALTERNATIVAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1. Recaudo y comercialización directa por la ANH	<ul style="list-style-type: none"> - Control directo sobre costos de logística - Mejor proceso, al tener control directo de actividades. - Expectativa de mejora en los procesos de venta, al emplear métodos de competencia en el mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> - ANH no cuenta con la experiencia y logística (infraestructura, humanos, sistema de información...). No hay experiencia Trading / exportador / comercializador. - Dificultad para hacer congruentes políticas de contratación estatal con mercado trading. - ANH asume todos los riesgos operacionales, almacenamiento, transporte, RCE...
2. Recaudo y comercialización a través de terceros		
2.a. Contrato con ECOPEPETROL - ECP	<ul style="list-style-type: none"> - Se aprovecha la infraestructura de ECP. Economías de escala - Experiencia internacional Trading - Garantía de pago en tiempo conforme al ciclo de regalías. - Integración cadena Producción-Refinación. - Se garantiza derecho de preferencia de la infraestructura controlada por ECP. 	<ul style="list-style-type: none"> - Expectativa de margen de comercialización elevado. - Se puede incrementar posición dominante de ECP en el mercado. - ECP no garantiza optimización en la logística, ya que puede descontar del precio de compra los costos asociados. - Fórmula de precios destinado a refinación doméstica, sujeta a costos de refinación de ECP.
2.b Contrato con uno o varios agentes del mercado	<ul style="list-style-type: none"> - Expectativa de mejorar ingresos, vía menor FEE de comercialización. - Mayor competencia por las regalías en especie. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdida del derecho de preferencia en el transporte de regalías. Dependencia de infraestructura dominada por ECP. - Aumento en el riesgo de liquidez para el SGR. - Mayor número de reportes, informe, controles: administrativos, financieros,
2.c Contrato con cada productor	<ul style="list-style-type: none"> - Jugadores más sofisticados y robustos, que pueden maximizar los precios de exportación de regalías. 	
2.d Convenio de logística – Comercial		

ALTERNATIVAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	<ul style="list-style-type: none"> - Aprovechamiento de capacidad en oleoductos, puertos, adición de capacidad con jugadores de clase mundial. - Mayor transparencia en la selección competitiva del comercializador. - La ANH, no asume pérdida de riesgo de hidrocarburo. 	<ul style="list-style-type: none"> operacionales. Incremento en riesgos y actividades de control, evaluación, auditoría. - El precio de comercialización podría no coincidir con el precio de liquidación. - Potencial conflicto de intereses frente a negocios propios vs. terceros. - Restricciones típicas de la contratación pública.
3. Monetización	<ul style="list-style-type: none"> - Democratiza la comercialización de hidrocarburos - Se elimina el pago de margen de comercialización. - Incentiva a cada productor a mejorar logística. - Presiona a Ecopetrol para garantizar libre acceso a infraestructura. 	<ul style="list-style-type: none"> - Riesgo de liquidez para el SGR. - Pérdida del derecho de preferencia para hidrocarburo de regalías. - Dificultad para mejorar el valor asociado a crudo refinado domésticamente. - Genera disrupción en el mercado –algo de desorden-, porque aumenta en número de jugadores

19. Proceso de Auditoría de Otorgamiento de las Normas ISO 9001:2015; ISO 14001:2015.

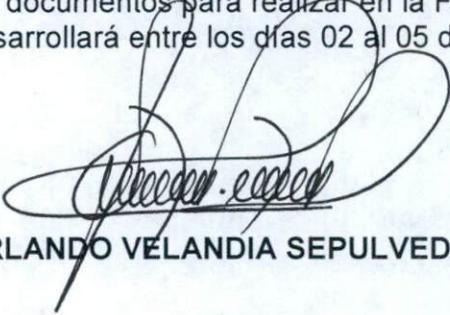
Desde hace dos años se emprendió el proceso al interior de la entidad con miras a obtener dichas certificaciones de calidad en sus procesos

Alcance de la Auditoría:

La administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación incluye: Identificación y promoción de oportunidades exploratorias, mercadeo y asignación de áreas, gestión de contratos de exploración y producción, control de operaciones y gestión volumétrica, revisión y consolidación de reservas de hidrocarburos y gestión de regalías y derechos económicos, soportados en la gestión social, HSE y de Seguridad.

El proceso de auditoría de Otorgamiento de las Normas ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 y OHSAS 1800:2007 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH tiene 3 fases distribuidas así:

Agotada la FASE I de la auditoría de otorgamiento de las Normas ISO 9001:2015; ISO 14001:2015 y OHSAS 1800:2007, de esta primera fase donde el auditor Líder se reunió con la Gerencia de Planeación, y el principal motivo de esta visita es saber si existen la documentación mínima para realizar la Auditoria de Otorgamiento, surtido esta fase, se inicia la Fase II, donde actualmente el Ente certificador se encuentra estudiando todos los documentos para realizar en la Fase III, lo cual requiere la Auditoria en Sitio que se desarrollará entre los días 02 al 05 de octubre de 2018.



ORLANDO VELANDIA SEPULVEDA