

# RESPUESTAS DE ECOPETROL AL CUESTIONARIO PRESENTADO POR EL REPRESENTANTE A LA CÁMARA CIRO FERNÁNDEZ NÚÑEZ, SOBRE LA POSIBLE VENTA DE ECOPETROL, EL PMRB, Y LOS IMPACTOS SOCIOECONÓMICOS Y AMBIENTALES DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS.

## 1. ¿Cómo está compuesto el Grupo Empresarial ECOPETROL?

El Grupo Ecopetrol está conformado por más de 30 empresas, **Anexo 1**, dedicadas a diferentes actividades propias de la cadena energética y petroquímica, lo que incluye exploración, producción, transporte, refinación y comercialización de petróleo, gas y sus derivados, producción de etanol y biodiesel, generación y comercialización de energía eléctrica, así como producción y comercialización de productos petroquímicos. Actualmente, el Grupo tiene compañías con operación en Colombia, Brasil, Perú, Golfo de México (Estados Unidos) y México.

## 2. Discriminar el listado de campos actual que tiene ECOPETROL, su producción y su estado actual.

De acuerdo con la información referida por la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, en el **Anexo 2**, se adjunta la lista con los campos actuales que tiene Ecopetrol S.A., con su correspondiente producción y el estado actual del mismo.

## 3. Teniendo en cuenta su posición dominante, ¿tiene el Grupo ECOPETROL alguna política que promueva la participación y el desarrollo de la Industria Nacional en el Sector? ¿Cómo se garantiza la participación local y nacional en los proyectos individuales o de asociación que lleva a cabo?

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios, Ecopetrol S.A. adoptó una estrategia encaminada a gestionar el entorno con base en el principio de la “prosperidad compartida”. Dentro de este contexto, se definió un esquema que contribuye a propiciar la participación de proveedores nacionales y locales, siempre y cuando se generen escenarios de competitividad (precios de mercado, concurrencia y calidad), pluralidad, transparencia y promoción de la libre y leal competencia económica.

Adicional a lo expuesto en materia normativa, también se trabaja en frentes complementarios para promover de manera integral y sostenida la participación de proveedores locales a nivel nacional, a través de un equipo de Abastecimiento Regional que lidera el relacionamiento con la institucionalidad y el empresariado local, para conocer la vista regional en las estrategias de contratación nacional y del Programa de Desarrollo de Proveedores con enfoque sostenible, haciendo uso de Centros de Desarrollo Empresarial en convenio con el PNUD.

En respuesta a la participación local y nacional, citamos un ejemplo de los montos de contratación en la zona de Barrancabermeja:

En el periodo comprendido entre 2015 y septiembre de 2018, el monto de la contratación local de Ecopetrol S.A. en Barrancabermeja ascendió aproximadamente a COP \$1.2 billones, lo que representa casi un 35% de la contratación total en esa localidad.
---

Fuente: Herramienta SAP de Ecopetrol S.A.

## 4. Teniendo en cuenta que el Grupo ECOPETROL es el mayor demandante de servicios petroleros con una posición fuertemente dominante encontrándose en un monopsonio, ¿cómo garantiza prácticas justas con sus proveedores? ¿Cómo previene que se presenten prácticas desleales, dumping, cartelización u otras, en sus proveedores?

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios, en primer lugar, es importante precisar que si bien el Grupo Ecopetrol es el mayor demandante de servicios petroleros, lo cierto es que su posición no es de monopsonio, en la medida en que necesariamente implicaría que el Grupo Ecopetrol sea el único contratante de servicios petroleros, lo cual no corresponde con la realidad, pues en Colombia existen otras operadoras<sup>1</sup>, las cuales también demandan este tipo de servicios.

Asimismo, se hace necesario aclarar que, en la actualidad, Ecopetrol S.A. solamente contrata servicios petroleros consultando las necesidades propias de Ecopetrol S.A. y no de todas las empresas del Grupo Ecopetrol.

En línea con lo anterior, la gestión contractual de Ecopetrol S.A. se rige por el Derecho Privado (Artículo 6 de la Ley 1118 de 2006) y en lo que esté acorde con dicho régimen, por los principios de la función administrativa y de la gestión fiscal, esto es, que sus actuaciones siempre las realiza consultando la buena fe, igualdad, moralidad, celeridad, economía, imparcialidad, eficacia, eficiencia, participación,

<sup>1</sup> Según la ANH con corte a 31 de agosto de 2018, existen más de 40 operadoras en Colombia.

publicidad, responsabilidad, transparencia y valoración de los costos ambientales; lo cual se refleja en todas y cada una de las fases del proceso de abastecimiento, como se señala a continuación:

- Relacionamiento activo con proveedores.
- Alistamiento de proveedores para la verificación de potenciales oferentes invitados (información financiera, capacidad legal, listas restrictivas, ética, cumplimiento de normas de prevención al soborno, corrupción, lavado de activo y financiación al terrorismo, entre otras).
- Planeación y desarrollo del método de elección de acuerdo con la naturaleza del servicio que se pretende ejecutar (definición de requisitos de participación, especificaciones técnicas y elementos de selección y evaluación del oferente).
- Ejecución del contrato (seguimiento a la ejecución del mismo, propendiendo por fortalecer relaciones sostenibles y equitativas con el contratista y asegurando el cumplimiento exitoso del objeto contractual en los términos pactados).

Dentro de su modelo de abastecimiento, Ecopetrol S.A. establece reglas claras para evitar cualquier práctica que contravenga la libre competencia económica; además de lo anterior, siempre propende por una selección objetiva, contando con pluralidad de oferentes en igualdad de condiciones. De esa manera, se previene todo acto o acuerdo de los potenciales proveedores de Ecopetrol S.A. que se encaminen a favorecer conductas que contravienen la libre competencia, sin perder de vista que les asiste a dichos proveedores cargas especiales de actuar con rectitud, honradez y lealtad con respecto a los demás agentes económicos con los que concurren en el mercado.

**5. ¿Cómo escoge ECOPETROL con quien asociarse en Proyectos de E&P? ¿Cuáles son las Compañías Multinacionales con las cuales está asociado en la actualidad, en qué campos, con qué porcentajes y cuánto producen?**

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Activos con Socios, la selección de socios para la participación en licitaciones de activos y/o el desarrollo de proyectos es el resultado de la aplicación de criterios objetivos definidos por la Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Nuevos Negocios, que se adaptan a las particularidades del proceso y/o proyecto. Dichos criterios buscan complementar las capacidades de Ecopetrol, acelerar las curvas de aprendizaje, aprovechar potenciales sinergias operacionales y potenciar los estándares de eficiencia, en función de asegurar la generación de valor. Además, los criterios se complementan con la verificación de las capacidades financieras de los potenciales socios, en función del tamaño del proyecto; y el aseguramiento del cumplimiento de los estándares éticos definidos por el Grupo Empresarial.

A continuación se relacionan las compañías multinacionales con las cuales Ecopetrol está asociado en la actualidad, así como la información requerida:

Multinacional Asociada	Nombre del Contrato	Campos	% de Producción Ecopetrol	% Producción Asociado	Producción Gross Activos* (BPED)
CEPSA	Contrato de Asociación Caracas	Caracara Sur A/E, Caracara Sur B/C, Elizita, Peguita, Peguita II, Peguita III, Peguita SW, Rancho Quemado, Toro Sentado, Toro Sentado West, Unuma	30%	70%	13.290
REPSOL	Join Operating Agreement CPO-9 (Akacias)	Akacias	55%	45%	5.896
SCHLUMBERGER	Contrato de servicios y colaboración técnica Casabe	Casabe, Casabe Sur, Peñas Blancas	100%	0%	13.836
CHEVRON	Contrato de Asociación Guajira	Ballena, Chuchupa, Rio Hacha	57%	43%	42.916

PERENCO	Contrato de Asociación Casanare	Barquereña, Caño Garza, Caño Garza Este, Caño Garza Norte, Cravo Este, Cravo Sur, La Flora, La Gloria, La Gloria Norte, Morichal, Tierra Blanca, Tocaria	76,96%	23,04%	20.851
	Contrato de Asociación Corocora	Caño Duya, Caño Gandul, Coren, Corocora, Corocora Sur, Remache Norte, Remache Sur	84% + PAP	16%	
	Contrato de Asociación Estero	Chaparrito, Chaparrito Norte, Guanapalo, Abejas, Los Toros	96% + PAP	4%	
	Contrato de Asociación Garcero	Candalay, Guasar, Jorcán, Jordán, Jordán Este, Jordán Norte, Palmarito, Paravare, Pirito, Sardinias, Sirenas	91% + PAP	9%	
	Contrato de Asociación Orocué	Guarilaque	86% + PAP	14%	
	Contrato de Asociación Boquerón	Guando, Guando SW	75%	25%	
OXY	Contrato de colaboración empresarial La Cira Infantas	La Cira Infantas	52% +PAP	48%	93.630
	Contrato de colaboración empresarial Teca-Cocorná	Teca	100% de la básica 60% de la Incremental	40% de la Producción Incremental	
	Contrato de Asociación Chipirón	Araguato, Chipiron, Jiba Unificado, Bayonero, Macana, Galembo, Matanegra Oeste	Araguato: 30%, Chipirón: con factor R el promedio 2016 estuvo en 41% desde abril/16 CAPEX: 30%	59%	
	Contrato de Asociación Cosecha	Canaguey, Morrocoy, Rex, Terecay	30%	70%	
	Contrato de Asociación Cravo Norte	Caño Limon, Caño Yarumal, Redondo, Tonina	55% + PAP	45%	

	Contrato de Asociación Rondón	Caño Rondon, Caricare	50%	50%	
--	-------------------------------	-----------------------	-----	-----	--

Tabla 1: \*Producción real a agosto de 2018

## 6. ¿Qué políticas de empleo y qué medidas implementa ECOPETROL y sus asociados en la sección de personal, en las zonas de influencia de sus proyectos?

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental, Ecopetrol S.A. tiene como máxima empresarial priorizar la mano de obra local como uno de los elementos principales para generar prosperidad compartida en los territorios en los cuales desarrolla su actividad. Con base en esto, además de cumplir irrestrictamente con la normatividad nacional sobre priorización de mano de obra local y el Servicio Público de Empleo (Ley 1551/12, Ley 1636/13, Decreto 2859/13, Decreto 1668/16, entre otras), Ecopetrol incluye dentro del marco contractual con sus aliados un Anexo de Entorno, que contiene un ítem que evalúa las políticas de contratación local que ejecuten sus contratistas en el territorio, y propende por el aseguramiento de la priorización de la mano de obra local conforme a las necesidades de la operación y el cumplimiento del perfil definido.

Consecuente con la postura esgrimida, Ecopetrol ha desarrollado iniciativas con el Ministerio del Trabajo y La Unidad Administrativa Especial del Servicio Público de Empleo, con el fin de socializar la normatividad previamente referenciada y realizar a nivel nacional jornadas de inscripción y registro al SPE masivas en las comunidades residentes en nuestra zona de influencia, con el fin de que las mismas puedan conocer de manera transparente y priorizada las vacantes que genera la industria en nuestro territorio. De igual manera, Ecopetrol ha motivado diferentes escenarios con el Gobierno Nacional con el propósito de lograr la regulación mediante Decreto de expedición del Certificado de Residencia, elemento clave para asegurar debidamente la priorización en la contratación de mano de obra en zonas de influencia del sector.

Podríamos decir que han sido más de 100 jornadas de socialización, inscripción y registro al SPE a nivel nacional en lo que va del 2018.

Ahora bien, de acuerdo a la Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios, Ecopetrol S.A., con una visión social y de desarrollo integral de políticas que aseguren el empleo en las regiones, en su normativa interna propugna de manera clara y contundente porque todo contratista debe cumplir con la legislación laboral vigente y muy especialmente, atender las normas que regulan la generación de empleo local o de influencia de sus proyectos, cumpliendo, los parámetros establecidos en la ley.

Dentro de este contexto, Ecopetrol S.A. cumple y exige a sus contratistas la implementación de normas que propician el empleo en las regiones, entre ellas:

- Decreto 1668 de 2016, sobre contratación de mano de obra local en municipios donde se desarrollan proyectos de exploración y producción de hidrocarburos.
- Decreto 1072 de 2015, norma recopilatoria de temas laborales.
- Ley 1636 de 2013, por medio de la cual se crea el mecanismo de protección al cesante.

Así mismo, y de conformidad con la información remitida por la Gerencia de Asuntos Jurídico Laborales de la Vicepresidencia Jurídica, y la Vicepresidencia de Talento Humano, para el caso de personal directo, la normativa que regula el proceso de selección al interior de Ecopetrol S.A. establece que, se atrae, selecciona, vincula, promueve o asciende personas que cumplan con la formación, experiencia, competencias técnicas, organizacionales y de liderazgo, asociadas a las exigencias de cada perfil de cargo, sin discriminar por razones de sexo, raza, origen nacional o familiar, lengua, religión, condición de discapacidad, orientación sexual, opinión política o filosófica.

Por ello, en cumplimiento con lo estipulado en el Decreto 1668 de 2016, en relación con la contratación de mano de obra local calificada y no calificada en los municipios donde se desarrollen proyectos de exploración y producción de hidrocarburos; y la Resolución 2605 de 2014, mediante la cual se establece como obligación para todos los empleadores, el registro de las vacantes en el Sistema Público de Empleo, se adelantan las siguientes gestiones:

- Se publican las convocatorias de acuerdo con lo requerido en el Decreto, a través del Servicios Público de Empleo como herramienta pública regulada y supervisada por el Ministerio de Trabajo.
- Se garantiza el cumplimiento de los porcentajes de mano de obra local.
- Se realizan reuniones sistemáticas con el Ministerio de trabajo, con el Servicio Público de Empleo y con los profesionales de selección de las regionales, con el fin de garantizar la alineación y cumplimiento de la normativa legal antes referida.
- Se solicita el certificado de inexistencia de oferentes, a los respectivos prestadores del Servicio Público de Empleo de cada regional para los casos en que aplique.

- En relación con la obligación para las empresas operadoras de contratos celebrados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, se realiza el informe de reporte semestral con la información referente a mano de obra local.

**7. ¿Cuáles son las directrices de los programas de Responsabilidad Social de ECOPETROL? ¿Qué acciones adelanta la Empresa para beneficiar las comunidades ubicadas en las zonas de influencia de sus programas exploratorios, de producción, transporte y refinación de hidrocarburos? ¿Cuál ha sido el monto de las inversiones en este rubro en cada uno de los últimos cuatro años?** De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental, Ecopetrol S.A., en el marco de la Estrategia de Gestión del Entorno, desarrolla proyectos de inversión social que se formulan y estructuran de manera rigurosa, y constituyen parte integral de los planes regionales de entorno. Esos proyectos incluyen tanto aquellos que buscan dar cumplimiento a las obligaciones derivadas de los instrumentos ambientales, de los contratos con la ANH y de las consultas previas con las comunidades étnicas, como los que se acometen de manera voluntaria. También incluyen aquellos que se desarrollan como parte de la estrategia nacional de Obras por Impuestos.

A continuación, se describe brevemente el alcance de cada uno de los tres pilares que integran los portafolios de proyectos de inversión socio ambiental de las empresas del Grupo ECOPETROL:

#### •DIVERSIFICACIÓN Y FORTALECIMIENTO DE LAS ECONOMÍAS REGIONALES

La diversificación de las economías locales y el desarrollo de proyectos productivos que generen ingresos sostenibles son del interés mutuo de las Empresas del Grupo empresarial y de las comunidades. Las empresas darán prioridad al desarrollo de proyectos productivos que puedan encadenarse a sus actividades, pero que no dependan exclusivamente de ellas.

La tarea de diversificar y fortalecer las economías regionales, y la promoción del emprendimiento, requieren del fortalecimiento de las relaciones de cooperación entre Ecopetrol y las instituciones académicas, científicas y tecnológicas de sus áreas de influencia. Esto de modo tal que las capacidades regionales puedan ser utilizadas para bien del sector petrolero, de los sectores económicos regionales y de las comunidades locales.

#### •CIERRE DE BRECHAS SOCIOECONÓMICAS Y PAZ

En algunos municipios estratégicos para el desarrollo de las actividades industriales de Ecopetrol y sus filiales los indicadores de cobertura, calidad y la dotación para la prestación de servicios de salud, educación, recreación, deporte, servicios públicos (gas, acueducto, energía, alcantarillado, comunicaciones etc.), infraestructura vial y comunitaria, lo mismo que la oferta y calidad del agua, están por debajo de la media nacional.

Es del interés de las empresas de Ecopetrol contribuir a cerrar las brechas y aliviar las carencias básicas de las poblaciones del área de influencia de sus operaciones y proyectos. Las inversiones dirigidas a estos propósitos tienen como objetivo esencial generar condiciones locales, para el desarrollo sostenible, la convivencia social y la democracia; y crean condiciones favorables para la convivencia entre la industria y las comunidades locales. Esas inversiones complementarán a las de las entidades estatales competentes, sin asumir los costos de operación.

#### •FORTALECIMIENTO DE LAS INSTITUCIONES LOCALES

Es del interés de Ecopetrol contribuir a que los municipios fortalezcan las competencias necesarias para acometer esas tareas, y para mantener altos niveles de desempeño en el largo plazo.

Este pilar de inversión incluye también las actividades culturales y recreacionales que se desarrollan en los ambientes comunitarios donde operan las empresas del Grupo. El apoyo a esas actividades contribuye al fortalecimiento de las tradiciones locales, a la diversidad cultural, a la consolidación de relaciones de confianza y al fortalecimiento del sentido de pertenencia. También buscan afianzar nuestras relaciones de confianza y solidaridad con los territorios.

La inversión socio ambiental que ha efectuado Ecopetrol desde el 2014 al 2018 en las siguientes líneas de inversión es la siguiente:

LÍNEAS DE INVERSIÓN	TOTAL
CIERRE DE BRECHAS	\$ 324
DIVERSIFICACIÓN ECONÓMICA	\$ 58
FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL	\$ 40
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 422</b>

Tabla 2. \*Inversión socio ambiental por líneas de inversión del 2014 al 2018 (Cifras en MMCOP)

**8. ¿Qué plan de acción tiene la Empresa para adelantar la modernización de la Refinería de Barrancabermeja por fases, como lo ha decidido el Presidente Duque? ¿Cuál sería la Primera Fase, su valor estimado, fecha de inicio y terminación prevista?**

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales, Ecopetrol S.A. ha desarrollado durante los últimos 10 años (2007 a 2017) un agresivo plan de inversiones en mantenimientos de plantas, actualizaciones y proyectos de crecimiento en la refinería de Barrancabermeja, con inversiones cercanas a los \$USD 6.558 millones de dólares americanos, lo que ha permitido no solo mantener altos estándares de confiabilidad en la operación, sino también un adecuado ajuste a las condiciones cambiantes del entorno tales como: evolución de precios internacionales, cambios en la calidad de las cargas a la refinería, mejoramiento de la calidad de los combustibles producidos, entre otros.

A la fecha, la Refinería de Barrancabermeja se muestra como un centro industrial sostenible técnica y económicamente, tal y como lo revelan los resultados de sus principales indicadores económicos y de gestión, confirmados por estudios internacionales de desempeño (desarrollados por Solomon Associates), que sitúan todos los indicadores medidos en el primer y segundo cuartil (los de mejor desempeño), respecto a sus pares en la región. Igualmente el nivel de confiabilidad de las instalaciones ha experimentado una mejora sostenida hasta alcanzar niveles sobresalientes en la calificación que hacen anualmente las firmas reaseguradoras, con posterioridad a sus visitas de inspección.

Las inversiones realizadas hasta la fecha, así como las mejoras del esquema operacional y de iniciativas de producción al interior de la refinería, han permitido generar utilidades operativas positivas, asegurando la sostenibilidad de su operación en el mediano y largo plazo.

Como es de público conocimiento, con ocasión de la crisis de los precios internacionales de crudo durante los años 2014 y 2015, Ecopetrol S.A., al igual que las empresas de la industria, se enfocó en rentabilizar la operación a través de optimizaciones de costos y un estricto plan de austeridad, además de ajustar su plan de inversiones, sancionando sólo los proyectos de mayor creación de valor y generación de caja en ciclos cortos. Estos ajustes han sido reconocidos por los pares de la industria y por las agencias internacionales.

En este sentido, una de las decisiones más importantes que tomó la compañía para afrontar esta difícil situación, fue la de suspender la ejecución del PMRB a partir de septiembre de 2015 y hasta tanto estén dadas las condiciones estratégicas, económicas, comerciales y financieras adecuadas para llevar a cabo una inversión de la magnitud requerida por las exigencias del mercado.

No obstante y como se mencionó, en los últimos años la Refinería de Barrancabermeja se ha venido sometiendo a un proceso constante de crecimiento con el fin de mantenerse tecnológicamente actualizada. Continuamente se adelantan inversiones en proyectos de actualización tecnológica, de infraestructura y mantenimiento acorde con el escenario del negocio y el plan estratégico de la compañía.

Así mismo, la infraestructura de la Refinería se mantiene vigente mediante la implementación de estrategias de confiabilidad basadas en los más altos estándares y prácticas de integridad, estudios y evaluaciones de riesgo que determinan las diversas actividades de operación, mantenimiento y reposición por tiempo, condición o corrección, de acuerdo con los resultados de la evaluación del ciclo de desempeño de los activos.

De esta manera, como lo ha manifestado el Presidente Duque, conforme a (i) la última revisión estratégica de Ecopetrol S.A., y (ii) el desempeño actual de la refinería acorde con las inversiones y cambios implementados durante la última década, dentro de las alternativas en evaluación para su desarrollo y crecimiento, se encuentra la revisión del alcance inicial previsto para el PMRB, integrando variables actuales del entorno, el análisis estratégico de la organización y la capacidad de caja que genere el negocio.

Con el análisis integral que incluye la consideración de esquemas alternativos, será posible definir un eventual y mejor plan ajustado, tanto a diferentes escenarios de precios, como a los requerimientos de volumen y de calidad del mercado de combustibles del interior del país y a la disponibilidad de crudos nacionales para su procesamiento en la refinería.

En consecuencia, actualmente se adelantan evaluaciones y estudios de alternativas para la ejecución de un plan de inversiones y el cronograma para su eventual desarrollo, que contemple en lo posible lo ya avanzado, con diversos planes para garantizar una operación segura y rentable que permitan complementar la configuración de la Refinería de Barrancabermeja a la luz de la estrategia corporativa.

Ecopetrol S.A. continuará con la actualización, modernización y avance tecnológico de la Refinería de Barrancabermeja y seguirá invirtiendo tanto en mantenimiento como en nuevas iniciativas, para estar siempre a la vanguardia de este negocio, enfocados en

garantizar la continuidad de los excelentes niveles de confiabilidad y seguridad en sus instalaciones (programa de mantenimiento de sus unidades), mejora en producción de combustibles valiosos y la mejora en la calidad de los combustibles requeridos por el país.

**9. Bajo la administración del actual Presidente de ECOPETROL y el anterior, ¿cuántas Vicepresidencias y Gerencias se han creado? ¿Qué nombramientos directivos se han realizado y cuál fue el mecanismo y el criterio de selección utilizado? ¿Cuántos de los nombrados en estos cargos han sido funcionarios que ascendieron en su carrera dentro de la Empresa?**

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Talento Humano, en relación con la pregunta **“Bajo la administración del actual presidente de Ecopetrol y el anterior, ¿cuántas Vicepresidencias y Gerencias se han creado?”**, nos permitimos informar el comportamiento de Vicepresidencias y Gerencias de acuerdo con su solicitud así:

Desde abril del 2015 inicio del periodo del Presidente anterior y al mes de septiembre de 2017 periodo de cambio de la actual Presidencia, se conformaron cuatro (4) Vicepresidencias así:

1. **Vicepresidencia Corporativa de Cumplimiento**, la cual se crea luego de integrar las áreas de cumplimiento y control interno de acuerdo a la Gestión Integral por Procesos.
2. **Vicepresidencia Regional Oriente**, la cual se crea como responsable de los activos de Rubiales y Caño Sur y el control operacional de Quifa.
3. **Vicepresidencia de Transformación**, la cual se conforma luego de modificar la denominación de la Gerencia de Transformación en Vicepresidencia sin cambio en valoración del cargo, con el propósito de guardar homogeneidad en cuanto a las denominaciones de cargos que tienen reporte directo a la Presidencia.
4. **Vicepresidencia de Proyectos e Ingeniería**, la cual se crea luego de centralizar las funciones de Proyectos e Ingeniería de la compañía.

En cuanto a la conformación de Gerencias para el período en mención, se conformaron 14 Gerencias así:

1. **Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Oriente**, la cual se conforma para asumir las operaciones recibidas en los activos Rubiales y Caño Sur.
2. **Gerencia de Construcción**, la cual se crea como parte del nuevo modelo centralizado de Proyectos de Ingeniería.
3. **Gerencia de Comisionamiento**, la cual se crea como parte del nuevo modelo centralizado de Proyectos de Ingeniería.
4. **Gerencia de Ingeniería de Proyectos**, la cual se conforma luego de modificar el Departamento de Estándares y Aseguramiento Técnico como Gerencia, como parte del nuevo modelo centralizado de Proyectos de Ingeniería.
5. **Gerencia Financiera de Upstream**, la cual se crea como parte del nuevo modelo de transformación de la función financiera, responsable del segmento de Upstream.
6. **Gerencia Financiera de Refinación**, la cual se crea como parte del nuevo modelo de transformación de la función financiera, responsable del segmento de Refinación.
7. **Gerencia Financiera Comercial**, la cual se crea como parte del nuevo modelo de transformación de la función financiera, responsable del segmento Comercial.
8. **Gerencia Corporativa de Control y Reportes**, la cual se crea como parte del nuevo modelo de transformación de la función financiera, responsable de los reportes financieros y control.
9. **Gerencia de Estrategia Regulatoria**, la cual se crea con el propósito de contar con un área responsable de la vista centralizada en la gestión regulatoria, garantizando foco y alineación entre los negocios.
10. **Gerencia de Perforación y Completamiento Onshore**, la cual se crea luego integrar la atención de perforación y completamiento a nivel regional, de exploración y filiales.
11. **Gerencia de Energía**, la cual se crea luego de integrar funciones afines desarrolladas en diferentes áreas de la organización enfocadas a la consecución de beneficios cuantificados dentro del Programa de Transformación.
12. **Gerencia General de Gas y Energía**, la cual se crea luego de integrar las Gerencias de Energía y de Gas, con el propósito de anticipar el desarrollo de sinergias entre estos negocios.
13. **Gerencia de Perforación y Completamiento Onshore Exploración**, la cual se conforma luego modificar el Departamento de Perforación y Completamiento de Exploración y Filiales, en respuesta al nuevo modelo organizacional definido.
14. **Gerencia de Gestión Jurídica**, la cual se crea luego de analizar la necesidad de integrar las funciones de asesoría de la Vicepresidencia Jurídica, asegurando unidad de proceso, propósito y equipo.

Por otra parte, desde septiembre de 2017, período del último cambio de Presidente y a la fecha, se han conformado dos (2) Vicepresidencias así:

1. **Vicepresidencia Digital**, la cual se crea luego de integrar las Gerencias de Información y de Inteligencia de Negocio, para asumir los retos de la estrategia digital.

2. **Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Nuevos Negocios**, la cual se conforma luego de la separación de la Gerencia de Nuevos Negocios de la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas, cambiando la denominación de Gerencia a Vicepresidencia, sin cambio en la valoración de cargo.

En cuanto a la conformación de Gerencias para este último período en mención, se conformaron 23 Gerencias así:

1. **Gerencia de Comunicaciones Corporativas**, la cual se conforma luego de modificar la denominación del Departamento de Comunicaciones Corporativas en Gerencia, sin cambio en valoración del cargo, a fin de homogeneizar las denominaciones con las de las demás unidades organizacionales de la empresa.
2. **Gerencia de Responsabilidad Corporativa**, la cual se conforma luego de modificar la denominación de Departamento de Responsabilidad Corporativa en Gerencia, sin cambio en valoración del cargo, a fin de homogeneizar las denominaciones con las de las demás unidades organizacionales de la empresa.
3. **Gerencia de Excelencia en Innovación y Tecnología**, la cual se crea como parte del cambio en modelo organizacional de Innovación y Tecnología.
4. **Gerencia de Proyectos Rubiales**, área no formal para la cual se conforma un cargo de Gerente como parte del nuevo modelo centralizado de Proyectos de Ingeniería, con el propósito de planear y ejecutar los proyectos asignados según alcance regional.
5. **Gerencia de Onshore Occidente**, la cual se conforma en atención a un nuevo modelo organizacional para exploración.
6. **Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional**, la cual se conforma integrando recursos transversales para la planeación operativa y aseguramiento integral de exploración.
7. **Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Oriente**, se crea Gerencia por nuevo modelo organizacional para dar independencia de las operaciones del campo Rubiales
8. **Gerencia de Inteligencia de Mercados**, la cual se conforma luego del cambio en el modelo organizacional Comercial y de Mercadeo.
9. **Gerencia de Logística y Contratación**, la cual se conforma luego del cambio en el modelo organizacional Comercial y de Mercadeo.
10. **Gerencia de Gobierno Corporativo y Asesoría a Órganos Sociales**, luego de integrar en nuevo modelo organizacional, funciones clave de Gobierno Corporativo y Asesoría a órganos sociales.
11. **Gerencia de Cyberseguridad y Ciberdefensa**, la cual se crea parte del modelo organizacional diseñado para asumir los retos de la estrategia digital en materia de Cyberseguridad y Ciberdefensa, integrando los recursos existentes.
12. **Gerencia Proyectos y Soluciones Digitales**, la cual se crea parte del modelo organizacional diseñado para asumir los retos de la estrategia digital en materia de Proyectos y Soluciones, integrando los recursos existentes.
13. **Gerencia Centro de Estrategias Digitales**, la cual se crea parte del modelo organizacional diseñado para asumir los retos de la estrategia digital, integrando los recursos existentes.
14. **Gerencia de Crecimiento Upstream**, la cual se conforma para centralizar la ejecución de nuevos negocios en Colombia e Internacionales, en alineación con la estrategia de segmento.
15. **Gerencia de Planeación Técnica y Operativa**, la cual se conforma luego de modificar el anterior Departamento de Optimización y Control en Gerencia, reforzando su alcance integral para la Planeación Operativa para Desarrollo y Producción.
16. **Gerencia de Optimización de Oportunidades y Mejora Continua**, la cual se conforma luego de modificar la denominación de Departamento de Aseguramiento y Control de Recobro.
17. **Gerencia de Nuevos Descubrimientos**, la cual se conforma luego de modificar la denominación y alcance del Departamento de Comercialidades y Evaluación de Activos.
- 18 - 22. **Gerencias Administrativas (5): VAB / VDS / VIP / VEX / VDP**, las cuales se conforman como parte de la implementación nuevo modelo de Gerencias Administrativas que integra temas relacionados con la Gestión Integral, sistemas de Gestión, atención a Entes de Control y alineación y aseguramiento de la función de Abastecimiento.
- 23 – 27. **Gerencias de Desarrollo (5): Orinoquía / Central / Oriente / Sur / Asociadas**, las cuales se conforman luego de modificar la denominación y alcance de los Departamentos Regionales de Yacimientos (5) en Gerencias, con ocasión a la transformación de la Vicepresidencia Técnica de Desarrollo.

En relación con la pregunta de **“¿Qué nombramientos directivos se han realizado y cuál fue el mecanismo y el criterio de selección utilizado?, y ¿Cuántos de los nombrados en estos cargos han sido funcionarios que ascendieron en su carrera dentro de la empresa?”**, nos permitimos informar que, en todos los casos los mecanismos y criterios de selección utilizados corresponden a los contemplados en los estatutos y en el Proceso de Selección de Talento Humano que se realiza de acuerdo con los lineamientos del marco estratégico y el Código de Ética y Conducta de la Compañía, garantizando la equidad, objetividad y transparencia en la selección de los candidatos, al igual que el rigor en el cumplimiento de la normatividad interna aplicable.



Las modalidades de procesos de selección que se utilizan son: interno, externo y mixto. Es importante aclarar que en Ecopetrol S.A. no aplica el concepto de “Carrera”, por cuanto, de conformidad con lo previsto en el artículo 7° de la Ley 1118 de 2006, sus trabajadores cuentan con un Régimen Laboral Especial, según el cual las relaciones laborales se rigen por el Derecho Común Laboral contenido en el Código Sustantivo del Trabajo, tanto en la parte individual como en la colectiva, de lo cual se colige que quienes prestan servicios en la Compañía no tienen la condición de empleados públicos, como tampoco ocupan cargos de carrera administrativa contenida en la Ley 909 de 2004. En su lugar, el proceso de Desarrollo y de Selección facilita a los trabajadores las oportunidades de desarrollarse profesionalmente así como ocupar distintas posiciones que aportan a su crecimiento profesional y empleabilidad.

Desde abril del 2015 inicio del periodo del Presidente anterior y al mes de septiembre de 2017 periodo de cambio de la actual Presidencia, y de acuerdo con los registros del sistema de información, se realizaron los siguientes nombramientos:

<b>Nro.</b>	<b>Cargo</b>
1.	Vicepresidente Regional Central
2.	Vicepresidente Regional Sur - Encargo
3.	Vicepresidente Regional Orinoquía
4.	Vicepresidente Comercial y de Mercadeo
5.	Vicepresidente Ejecutivo
6.	Vicepresidente Corp. de Cumplimiento
7.	Secretaria General y Soporte a Presidencia
8.	Vicepresidente Dllo. Sostenible y Ambiental
9.	Vicepresidente Corp. Estrategia y Finanzas
10.	Director de Asuntos Corporativos
11.	Jefe Oficina de Control Disciplinario
12.	Vicepresidente de Transformación
13.	Director Auditoría Interna
14.	Vicepresidente Ejecutivo
15.	Vicepresidente Refinación y Procesos Ind.
16.	Vicepresidente Jurídico
17.	Gerente Corporativa de Nuevos Negocios
18.	Vicepresidente de Ingeniería y Proyectos
19.	Gerente Corporativo de Auditoría Interna
20.	Secretaria General y Soporte a Presidencia
21.	Vicepresidente de O&M de Transporte
22.	Gerente de Estrategia Regulatoria
23.	Vicepresidente Regional Oriente
24.	Vicepresidente Abastecimiento y Servicios
25.	Gerente de Servicios Compartidos

Tabla 3. \*Nombramientos en cargos de Primer Nivel 2015-2017.

Por otra parte, desde septiembre de 2017, periodo del último cambio de Presidente y a la fecha, y de acuerdo con los registros del sistema de información, se realizaron los siguientes nombramientos en cargos Primer Nivel:

<b>Nro.</b>	<b>Cargo</b>
1.	Vicepresidente de Activos con Socios
2.	Vicepresidente Comercial y de Mercadeo
3.	Vicepresidente Regional Sur
4.	Gerente HSE
5.	Vicepresidencia de Abastecimiento y Servicios
6.	Vicepresidente de Nuevos Negocios
7.	Vicepresidente Corporativa de Finanzas
8.	Vicepresidente de Activos con Socios
9.	Vicepresidente de Desarrollo Sostenible

Tabla 4. \*Nombramientos en cargos de Primer Nivel desde septiembre de 2017.

10. ¿Cómo explica usted que en el reciente mes de julio, ECOPETROL anuncie con gran despliegue, la creación de la Vicepresidencia Ejecutiva de Estrategia y Finanzas con reporte directo a la Presidencia, a cargo de 5 Vicepresidencias y una

Gerencia, y con efectos a partir del 16 del mismo mes, afirmando que lo anterior se daba para afrontar “los retos y desafíos de la estrategia del Grupo ECOPETROL y como parte de su proceso de consolidación y transformación (...) para alinearla con la Etapa de Crecimiento y Competitividad”, y que pocos días después, el 31 de julio, la Junta Directiva decida revocar su decisión suprimiendo la mencionada Vicepresidencia Ejecutiva, habiendo operado tan sólo 15 días? ¿Tuvo que ver en tal decisión que la persona promovida a este cargo, la Doctora María Fernanda Suárez, anteriormente Vicepresidente Corporativa de Finanzas de la Empresa, fuera escogida por el entonces Presidente electo como futura Ministra de Minas y Energía? ¿Modifica ECOPETROL su estructura directiva y crea cargos del nivel más alto en consideración no a los requerimientos institucionales, si no a la persona que se quiere promover?

Los cambios a la estructura de la empresa obedecen a las necesidades y al mayor beneficio para la gestión de ésta. Ecopetrol cuenta con un proceso de Gestión de la Estructura Organizacional, cuya implementación se rige por los procesos y procedimientos establecidos en la normativa de la empresa y cuyos diseños y propuestas se presentan ante las instancias correspondientes, según el nivel de los ajustes requeridos.

La viabilidad de una nueva estructura puede verse afectada por factores externos o internos que dificultan su implementación. La viabilidad de la Vicepresidencia Ejecutiva Corporativa de Estrategia y Finanzas se vio afectada en razón a varios factores internos y externos. Estos factores incluyeron novedades de personal tales como la suspensión de Vicepresidentes de alto rango y el nombramiento de la Vicepresidente como Ministra de Minas y Energía. Dicha estructura se postergó ya que esta posición, de muy alto nivel, toma un tiempo sustancial y requiere proceso prolongado para cubrirla. En razón a lo anterior, la administración consideró pertinente revisar y prolongar el momento para implementar este cambio organizacional.

**11. Discriminar el presupuesto de inversión año a año, incluyendo su distribución porcentual en Exploración, Producción, Midstream, Downstream, y Corporativo, previsto en ECOPETROL del 2015 a la fecha, cuál el ejecutado real, distribuido también. ¿A qué se deben las diferencias si las hay?**

De acuerdo con la información remitida por la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas, las cifras presentadas corresponden al Plan de Inversiones de Ecopetrol S.A. para los años 2015, 2016, 2017 y 2018.

A continuación se presentan las cifras en millones de dólares americanos para las vigencias mencionadas y las principales razones de las desviaciones.

**a. Año 2015:**

Cifras en MUSD	Año 2015		
<b>Ecopetrol S.A.</b>	<b>Plan</b>	<b>Real</b>	<b>%</b>
Exploración	395	341	86%
Producción	3296	2725	83%
Downstream	277	145	52%
Midstream	23	38	165%
Corporativo	122	86	70%
<b>Total</b>	<b>4113</b>	<b>3335</b>	<b>81%</b>

- a. 86% de ejecución en exploración comparado con el plan principalmente debido a:
  - Desplazamiento de la actividad de perforación de pozos On-Shore por mayor tiempo en consecución de licencias (Muérgana, Chicanero).
  - Suspensión de los programas de adquisición sísmica ejecutados de manera directa para concentrarse en los cierres de los contratos Avila 3D, Caño Sur 2D y VMM-32 3D.
- b. 83% de ejecución en producción comparado con el plan principalmente debido a:
  - Desplazamiento de actividad de la campaña de perforación por revisión ante entorno de precios cambiante.
  - Redefinición por parte de socios de algunos proyectos en ejecución ante menores precios del crudo.
- c. 52% de ejecución en el segmento del downstream debido a la suspensión del proyecto de modernización de la Refinería de Barrancabermeja (PMRB).
- d. Sobre-ejecución en el segmento de transporte principalmente derivado del proyecto de logística de Reficar para garantizar el abastecimiento de crudo y productos líquidos para la Refinería, el proyecto P135 Ocesa y la iniciativa de transporte de crudo

de mayor viscosidad, parcialmente compensado por el desplazamiento de proyectos a raíz del cambio en la tendencia de las curvas de producción y la cancelación de módulos no requeridos para evacuación de crudos (San Fernando – Monterrey).

**b. Año 2016:**

Cifras en MUSD	Año 2016		
----------------	----------	--	--

Ecopetrol S.A.	Plan	Real	%
Exploración	146	99	68%
Producción	894	748	84%
Downstream	109	79	73%
Midstream	2	2	100%
Corporativo	34	39	115%
<b>Total</b>	<b>1185</b>	<b>968</b>	<b>82%</b>

- a. 68% de ejecución en exploración principalmente explicado fecha de inicio de perforación del pozo Purple Angel vs. plan y eficiencias en costos por ~11 MUSD.
- b. La sub-ejecución del 16% en producción se debió principalmente a:
- Coyuntura de precios internacionales en la operación directa y asociada que afectó la viabilidad de los proyectos, ejemplo las Facilidades en Castilla, Plan Integral de Energía Eléctrica VRO, inversiones futuras de los socios.
  - Cancelación de proyectos por inversiones ambientales sujetas a decisiones de la Autoridad ambiental.

**c. Año 2017:**

Cifras en MUSD	Año 2017		
----------------	----------	--	--

Ecopetrol S.A.	Plan	Real	%
Exploración	461	162	35%
Producción	1980	1204	61%
Downstream	150	106	71%
Midstream	4	0	0%
Corporativo	28	12	43%
<b>Total</b>	<b>2623</b>	<b>1484</b>	<b>57%</b>

- a. 35% de ejecución del plan de exploración principalmente derivado de:
- Acuerdo con la ANH por 155 MUSD para traslados de los compromisos en áreas con baja prospectividad o imposibilidad de ejecutar la actividad por condiciones del entorno a otros bloques.
  - Materialización de ahorros gracias a la optimización en costos de perforación de los pozos Offshore Purple Angel-1, Gorgón-1, Silurón-1 y Brama-1.
- b. 61% de ejecución en producción comparado con el plan principalmente debido a:
- Desplazamiento de proyectos con incertidumbre moderada, para profundizar en análisis de factibilidad ~847 MUSD.
  - Optimización en costos de perforación y en construcción de facilidades.
  - Retraso en el inicio de la campaña de pozos de estudio.

**d. Año 2018:**

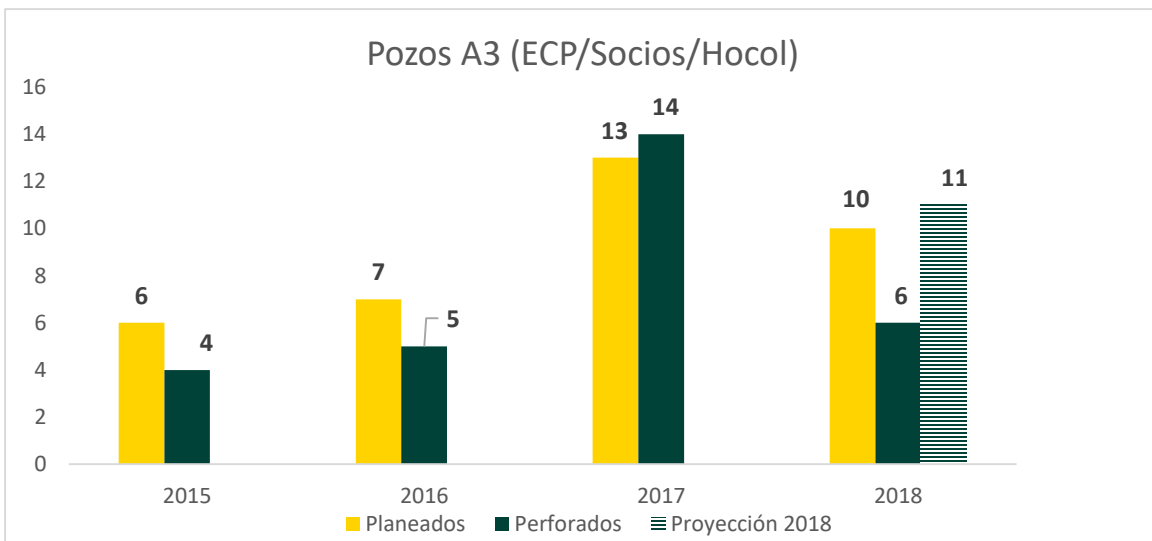
Cifras en MUSD	Año 2018		
----------------	----------	--	--

Ecopetrol S.A.	Plan	Proyección	%
Exploración	205 - 231	81	35% - 39%
Producción	2500 - 2858	2149	75% - 86%
Downstream	140 - 159	153	96% - 109%
Midstream	3 - 4	2	50% - 56%
Corporativo	40 - 67	56	84% - 139%
<b>Total</b>	<b>2888 - 3319</b>	<b>2441</b>	<b>74% - 85%</b>

- 35% de ejecución en exploración derivado del enfoque de la actividad exploratoria en oportunidades *near field* de menor costo, desplazamiento de actividad al 2019 y un rol relevante de filiales en la ejecución de proyectos.
- Se estima que el segmento de producción alcance ~80% de ejecución, las principales razones que explican la sub-ejecución son:
  - Bloqueos de comunidades en los meses de febrero y marzo que impactaron la ejecución de actividades del Upstream principalmente en Chichimene y Castilla.
  - Impacto por la contingencia ambiental ocurrida en La Lizama, Santander, que tuvo como consecuencia la suspensión de licencias para nueva actividad, dadas las restricciones impuestas por la Resolución 475 del 06 de abril de 2018 de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
  - Ahorros y eficiencias en costos de perforación y facilidades principalmente en Castilla, Rubiales, Chichimene, Caño Sur y Quifa.
  - Desplazamiento de actividades al 2019.
- En downstream se desplazaron al año 2019 los mantenimientos mayores de Hidrotratamiento y de una unidad de crudo de la Refinería de Barrancabermeja debido al análisis de riesgos e integridad de las unidades que ha indicado mayor tiempo de corrida operacional.

**12. ¿Cuántos han sido los pozos A3 previstos y cuántos los perforados efectivamente, durante los últimos cuatro años? ¿A qué se deben las diferencias si las hay?**

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Exploración, el número de pozos A3 planeados y perforados por Ecopetrol, Hocol y Socios en los últimos 4 años, con corte a septiembre 30 de 2018 son:



A continuación se muestran las causas de las diferencias presentadas en la planeación vs la ejecución de los pozos para cada vigencia. Cabe aclarar que en cada año se incluyeron pozos adicionales al plan como medida de contingencia a la no ejecución de los pozos planeados:

Vigencia de Planeación	Nombre de Pozo Planeado	Operador	Observación
2015	Chinanero-1	Ecopetrol	Con base en los resultados de Muergana -1 se decidió no perforar este pozo.
2015	Champeta-1	Hocol	Perforación suspendida debido a medida preventiva impuesta por el ANLA.
2016	Lorito-1	Ecopetrol	Pozo aplazado por temas de viabilidad de entorno. Se ejecutó en la vigencia 2017.
2016	Dumbo-1	Hocol	Prospecto afectado por la restricción del AMEM – Área de Manejo Especial de la Macarena – que hace inviable el 70% del proyecto.
2016	Pollera-1	Hocol	Se reemplazó por Bullerengue Sur 3. Pozo Pollera 1 perforado en 2017.
2016	Leyenda-1	Ecopetrol	Pozo no económico, se cambió la actividad.
2016	Kimera-1	Ecopetrol	Pozo no económico, se cambió la actividad.
2017	Búfalo-1	Ecopetrol	TD en enero de 2018, toda vez que se decidió continuar la perforación algunos pies adicionales.
2017	Califa-1	Ecopetrol	Aplazado por Tutela que suspendió el proceso de licenciamiento ambiental.
2017	Morocho-1	Hocol	Se canceló debido a la calidad del crudo muy viscoso encontrado por el pozo Pegaso, contiguo a Morocho.
2017	Corraleja-1	Hocol	Licencia ambiental negada.
2017	Arrecife-1	Hocol	Se desplazó para el año 2018.
2018	Basari-1	Ecopetrol	Licencia ambiental se encuentra suspendida por la ANLA. Se proyecta perforación en 2019, actualmente se gestiona la licencia ambiental.
2018	Corraleja-1	Hocol	No se tenía licencia ambiental.
2018	Flamencos-1	Ecopetrol	Rediseño de la plataforma debido a que solo se puede trabajar en épocas de verano. Se proyecta TD para el 4Q de 2019, en preparación para la contratación de obras civiles.
2018	Nafta-1	Ecopetrol	Rediseño geo mecánico de la plataforma debido a restricciones ambientales. Se proyecta TD para el 4Q de 2019; se adelanta proceso de contratación de obras civiles.
2018	Farallones-1	Ecopetrol	Por problemas contractuales y de entorno el pozo se desplaza perforación. Se proyecta para 2021 por viabilidad socio ambiental.
2018	Liria YW-12	Ecopetrol	Problemas en vías de acceso al pozo, incrementa tiempos de obra civil. Se proyecta TD para el 4Q de 2019; se adelanta proceso de contratación de obras civiles.
2018	Provenza-1	Ecopetrol	Demoras en permisos de Arqueología. Se proyecta TD para el 1Q de 2019; se adelanta proceso de contratación de obras civiles.

Tabla 5. \*Causas de las diferencias presentadas en la planeación vs la ejecución de los pozos.

13. ¿Cuál ha sido el resultado de las inversiones ejecutadas en Exploración en BDP, en campos nuevos descubiertos cuya comercialidad haya sido declarada o este en proceso de serlo, y cuántas las reservas adicionales durante este período de tiempo, producto del ejercicio exploratorio realizado por ECOPETROL individualmente considerado, y cuánto a través de sus asociadas, tanto en petróleo como en gas?

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, la incorporación de reservas mediante comercialidades de operación directa o con socios, contiene los siguientes datos auditados totalizados por año:

-Incorporación descubrimientos **AÑO 2014:** 4.5 MMBIs. Total incorporación a partir del año del descubrimiento hasta el 2017: 11.5 MMBIs.

Campo	Tipo de Contrato	Nuevas Comercialidades (Extensión/Descubrimiento)	Fecha Aprobación Comercialidad	INCORPORACION ECOPEPETROL @ Dic./2014	Incorporación 2015	Incorporación 2016	Incorporación 2017	Total incorporado al 2017
Rex	Asociación	Descubrimiento	24/12/2013	0,039				0,039
Terecay	Asociación	Extensión	28/01/2014	0,104				0,104
Guando SW	Asociación	Descubrimiento	1/04/2014	1,939	1,844	0,204	1,880	5,867
Maná	Asociación	Extensión	3/06/2014	0,062				0,062
La Cañada Norte	Asociación	Comercialidad	5/08/2014	0,124				0,124
Chipirón	Asociación	Descubrimiento K2A	4/09/2014	0,899	2,558	1,267	-0,750	3,974
Chipirón	Asociación	Extensión M1, M2 y K2A	13/11/2014	0,840				0,840
Caracara Sur A	Asociación	Extensión	28/10/2014	0,013				0,013
Peguita SW	Asociación	Extensión	28/10/2014	0,367				0,367
Unuma	Asociación	Extensión	28/10/2014	0,066				0,066
				<b>4,5</b>				<b>11,5</b>

Tabla 6. \*Cifras en Millones de Barriles (MMBIs)

-Incorporación descubrimientos **AÑO 2015:** 2.5 MMBIs. Total incorporación a partir del año del descubrimiento hasta el 2017: 2.7 MMBIs

Campo	Tipo de Contrato	Extensión/Descubrimiento	Fecha Aprobación Comercialidad	Incorporación Propiedad ECP @ 2015	Incorporación 2016	Incorporación 2017	Total incorporado al 2017
Rex	Asociación	Descubrimiento	23/12/2014	0,074	(0,032)	0,044	0,087
Lisama Norte	Directo	Descubrimiento	17/03/2015	0,083	0,001	(0,009)	0,074
La Gloria	Asociación	Extensión	17/03/2015	0,082			0,082
Campo Aullador	Directo	Descubrimiento	20/04/2015	0,377	0,033	0,189	0,599
Caracara Sur A	Asociación	Extensión	20/04/2015	0,009			0,009
Vigia Sur	Asociación	Descubrimiento	19/05/2015	0,214			0,214
Terecay (Fm. M1A)	Asociación	Descubrimiento	16/06/2015	0,170			0,170
Peguita	Asociación	Extensión	18/08/2015	0,140			0,140
Peguita III	Asociación	Extensión	15/09/2015	0,740			0,740
La Cañada Norte	Asociación	Extensión	22/10/2015	0,258			0,258
Terecay (Fm. C5)	Asociación	Descubrimiento	30/11/2015	0,339			0,339
Maná	Asociación	Extensión	30/11/2015	0,007			0,007
				<b>2,5</b>			<b>2,7</b>

Tabla 7. \*Cifras en Millones de Barriles (MMBIs)

-Incorporación descubrimientos **AÑO 2016:** 2.0 MMBIs. Total incorporación a partir del año del descubrimiento hasta el 2017: 3.9 MMBIs

Campo	Tipo de Contrato	Tipo de Solicitud		Fecha Aprobación	Incorporación Propiedad ECP @ 2016	Incorporación 2017	
		Comerc.	Ext.				
Cravo Este	Asociación	X		3-mar-16	0,018		0,018
Guando	Asociación		X	24-ago-16	0,008		0,008
Oripaya	Directo	X		26-ago-16	0,607	1,960	2,567
Peguita	Asociación		X	24-nov-16	0,043		0,043
Coren	Asociación	X		24-nov-16	1,177		1,177
Corocora Sur	Asociación	X		24-nov-16	0,074		0,074
Bayonero	Asociación	X		13-dic-16	0,039	0,021	0,060
					<b>2,0</b>		<b>3,9</b>

Tabla 8. \*Cifras en Millones de Barriles (MMBls)

-Incorporación descubrimientos **AÑO 2017**: 0.2 MMBls.

Campo	Tipo de Contrato	Extensión/Descubrimiento	Fecha Aprobación	Incorporación Propiedad ECP
Galemo (C5d y C5c)	Asociación	Descubrimiento	25/10/2017	0,05
Macana (M2)	Asociación	Descubrimiento	25/10/2017	0,09
Peguita	Asociación	Extensión	25/10/2017	0,04
				<b>0,2</b>

Tabla 9. \*Cifras en Millones de Barriles (MMBls)

-Para el **AÑO 2018** se estima incorporar alrededor de 2.3 MMBls cifra que será validada con los auditores.

Campo	Extensión/Descubrimiento	Fecha Aprobación	Reservas 1P Netas propiedad ECP- Visión Comercialidad (*Corte a fecha de aprobación)**
Rex NE	Descubrimiento	4/10/2018	1,89
Infantas Oriente	Descubrimiento	19/04/2018	0,30
Rex	Extensión	4/07/2018	0,01
Caño Gandul	Extensión	19/04/2018	0,03
Bayonero	Extensión	23/05/2018	0,02
Caño Rondon	Extensión	14/09/2018	0,10
			<b>2,3</b>

Tabla 10. \*Cifras en Millones de Barriles (MMBls) por día.

14. ¿Cuántos son los pozos A3 previstos y cuántos los perforados efectivamente durante los últimos cuatro años?

Ver respuesta 12.

15. ¿Cuál es la realidad hoy del Pozo Gorgon-1 con presencia de gas, ubicado en el mar Caribe colombiano y anunciado en el 2017 como “el mayor descubrimiento en 28 años” y una nueva provincia gasífera para el futuro del abastecimiento de nuestro país? ¿Puede afirmar ECOPETROL y su socio Anadarko que éste será comercialmente viable? ¿En qué fecha aproximada?

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Exploración, en este momento el pozo Gorgon-1 se encuentra en periodo de evaluación, proceso que tiene como objeto y con base en análisis a los núcleos de roca extraídos del pozo, llevar a cabo una serie de pruebas especiales que permitan reducir la incertidumbre en cuanto a la productividad de gas en MMCFD que tendrían los potenciales yacimientos descubiertos por la perforación. La determinación de la productividad de estos yacimientos es un dato fundamental dentro del proceso de valoración económica del proyecto, su plan de desarrollo conceptual y al final para poder determinar su posible comercialidad.

Adicionalmente, vale la pena señalar que para determinar el tamaño del descubrimiento es necesario continuar con la campaña de delimitación del mismo la cual consiste en hacer un par de pozos adicionales en otras locaciones de la estructura con el objeto de comprobar realmente la continuidad de la acumulación gasífera, el cual se planea comenzar durante el año 2021. Finalmente, es importante comentar que se tiene planeado, en caso de declarar comercialidad, hacer un desarrollo tipo “clúster” junto al descubrimiento

Kronos del año 2015, este tipo de metodología que consistiría en desarrollar ambos campos simultáneamente permite optimizar costos y tiempos lo cual garantizaría una mejor rentabilidad teórica del proyecto. Para llevar a cabo el proyecto bajo la metodología “clúster” se ha solicitado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos la integración de las áreas de descubrimiento como primer paso.

El objeto final, en caso de que sea declarada la comercialidad de dichos campos gasíferos, es comenzar a producir hacia el año 2028, época en la cual según los pronósticos el país estaría experimentando un déficit interno de gas.

**16. ¿Cuál es el costo estimado desarrollo de este y los otros descubrimientos Costa Afuera, recientemente anunciados, y cómo planea ECOPETROL financiarlo?**

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Exploración, los costos estimados de desarrollo de los descubrimientos gasíferos del offshore solo serán determinados una vez se termine el periodo de evaluación, que incluye la perforación de pozos delimitadores y pruebas de producción. Con esta información se podrá determinar de una forma más precisa el tamaño del yacimiento, su productividad, y recobro último por pozo. Estos datos determinaran las cantidades de pozos productores e inyectores a perforar, y el tamaño de las facilidades a construir.

La estrategia de desarrollo de los descubrimientos offshore, en el caso particular de los descubrimientos Kronos y Gorgon, incluye la búsqueda de un socio con capacidad operativa y financiera para adelantar el proyecto.

**17. ¿Cuál es el estado actual de los contratos de asociación o contratos en los que tiene socio bajo cualquier esquema de asociación, colaboración o de cualquier otra naturaleza? Favor indicar la vigencia y la fecha de terminación de los mismos. ¿Qué va realizar ECOPETROL cuando estos campos reviertan a ECOPETROL? Los va operar directamente, va buscar otros socios; en caso de ser cierta ésta última, ¿Cuál es la razón de que ECOPETROL no la realice directamente si ya conoce las tecnologías y su respectiva implementación y su operación?**

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Activos con Socios y la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, a continuación se relacionan los Contratos en Fase de Producción:

Nombre del Contrato	Modalidad de Contrato	Fecha de Inicio	Fecha de Terminación
Quifa	Contrato de Asociación	22/12/2003	21/12/2031
Abanico	Contrato de Asociación	11/10/1996	10/10/2024
Boquerón	Contrato de Asociación	1/10/1995	30/09/2023
Campo Rico	Contrato de Asociación	25/05/2002	24/05/2027
Dindal	Contrato de Asociación	23/03/1993	22/03/2021
Rio Seco	Contrato de Asociación	22/08/1995	21/08/2023
Caracara	Contrato de Asociación	9/04/2001	8/04/2029
Guayuyaco	Contrato de Asociación	30/09/2002	29/03/2030
Matambo	Contrato de Asociación	30/11/1996	29/11/2024
San Jacinto	Contrato de Asociación	23/12/1996	22/12/2024
Río Paez	Contrato de Asociación	27/04/2001	26/04/2026
Ambrosía	Contrato de Asociación	28/12/2002	27/12/2027
Capachos	Join Operating Agreement	30/06/2015	20/10/2031
Aguas Blancas	Farm Out Agreement	29/09/2015	28/09/2040
CPO-9 (Akacias)	Join Operating Agreement	26/01/2009	3/12/2037
Casabe	Contrato de servicios y colaboración técnica	26/04/2004	26/04/2020
La Cira Infantas	Contrato de colaboración empresarial	29/07/2005	Límite económico
Teca-Cocorná	Contrato de colaboración empresarial	16/06/2015	15/06/2038
Cerrito	Contrato de Asociación	17/02/2002	16/08/2029
Opon	Contrato de Asociación	15/07/1987	Límite económico o 14/07/2035
Guajira	Contrato de Asociación	1/01/1974	Límite económico
Maná	Contrato de Asociación	12/11/2003	11/11/2028
Nare	Contrato de Asociación	1/09/1980	4/11/2021



Nombre del Contrato	Modalidad de Contrato	Fecha de Inicio	Fecha de Terminación
Río Opía	Contrato de Asociación	24/06/2002	23/06/2030
Bocachico	Contrato de Asociación Solo Riesgo	7/03/1994	6/03/2022
Bolívar	Contrato de Asociación Solo Riesgo	12/07/1996	12/07/2024
Chipalo	Contrato de Asociación Solo Riesgo	28/02/1998	27/02/2026
Guachiría	Contrato de Asociación	1/10/2003	30/09/2031
Las Quinchas	Contrato de Asociación Solo Riesgo Pruebas extensas	21/12/1995	18/02/2024
Maracas	Contrato de Asociación Solo Riesgo	5/03/1996	4/03/2024
Tapir	Contrato de Asociación ORRI	5/02/1995	4/02/2023
Fortuna	Contrato de Asociación Solo Riesgo	18/12/2003	16/12/2023
Buganviles	Contrato de Asociación Solo Riesgo	17/11/2000	16/11/2028
Cóndor	Contrato de Asociación Solo Riesgo	7/06/2002	1/06/2030
Casanare	Contrato de Asociación	1/01/1978	Límite económico
Corocora	Contrato de Asociación	1/01/1984	Límite económico
Estero	Contrato de Asociación	1/02/1980	Límite económico
Garcero	Contrato de Asociación	1/01/1981	Límite económico
Orocue	Contrato de Asociación	29/09/1986	Límite económico
Chipirón	Contrato de Asociación	13/02/2003	13/02/2028
Cosecha	Contrato de Asociación	30/12/2002	30/12/2030
CPI - Palagua	Contrato de Producción Incremental - CPI	14/07/2001	Volumen A y B: 31/12/2034 Volumen C: 23/12/2037
CPI - Neiva	Contrato de Producción Incremental - CPI	6/06/2001	5/06/2023
CPI - Orito	Contrato de Producción Incremental - CPI	6/06/2001	5/06/2023
CPI - Suroriente	Contrato de Producción Incremental - CPI	6/24/2002	6/23/2024
Cravo Norte	Contrato de Asociación	1/07/1980	Límite económico
Rondón	Contrato de Asociación	1/07/1980	8/01/2023
Contrato especial Carare las Monas	Contrato de Asociación	12/14/1955	Límite económico
Piedemonte	Contrato de Asociación	1/03/1992	29/02/2020
Río Chitamena	Contrato de Asociación	1/02/1991	31/01/2019
Tisquirama	Contrato de Asociación	29/03/1983	Límite económico
Contrato de Riesgo Compartido - CRC- 2004-01	Contrato de Riesgo Compartido - CRC	25/05/2004	24/05/2029
Alcaraván	Contrato de Asociación ORRI	13/02/1993	Límite económico o 12/02/2031

Tabla 11. \*Contratos en Fase de Producción.

A la terminación de los contratos de asociación, en virtud de lo establecido en el Decreto 2288 de 2004, ECOPETROL deberá suscribir un convenio con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, en el cual se definirán las condiciones de exploración y explotación de hidrocarburos del área respectiva. En todo caso, previo a la finalización de los contratos Ecopetrol realiza una evaluación de las condiciones operacionales, económicas y de mercado y con base en los resultados se define si para la explotación del área es

conveniente vincular a una asociado o si decide explotar el área directamente, dependiendo la característica del campo, su complejidad técnica y su correspondiente prospectividad.

**18. En qué campos se encuentra ECOPETROL haciendo recobro mejorado por uso de inyección de agua, inyección de vapor u otra tecnología similar.**

De acuerdo a la información de la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, los campos en los que Ecopetrol está haciendo recobro mejorado son:

Nombre del Contrato	Campo	Tecnología de Recobro Aplicado	Operador
CPO-9	AKACIAS	Inyección de agua	ECOPETROL
APIAY	APIAY-K	Inyección de agua	ECOPETROL
	SURIA-K	Inyección de agua	ECOPETROL
	GUATIQUEIA-K	Inyección de agua	ECOPETROL
	SURIA SUR-K	Inyección de agua	ECOPETROL
	APIAY-T	Inyección de agua	ECOPETROL
	GUATIQUEIA-T	Inyección de agua	ECOPETROL
	SURIA-T	Inyección de agua	ECOPETROL
	SURIA SUR-T	Inyección de agua	ECOPETROL
PROVINCIA P NORTE	BONANZA	Inyección de agua	ECOPETROL
PIJAO-POTRERILLO	BRISAS	Inyección de agua	ECOPETROL
CAGUAN	RIO CEIBAS	Inyección de gas	ECOPETROL
	RIO CEIBAS	Inyección de agua	ECOPETROL
ALIANZA TECNOLÓGICA CASABE	CASABE	Inyección de agua mejorada	ECOPETROL
	CASABE	Inyección de agua	ECOPETROL
	CASABE SUR	Inyección de agua	ECOPETROL
CUBARRAL	CASTILLA NORTE	Inyección de agua	ECOPETROL
	CASTILLA	Inyección de agua	ECOPETROL
	CHICHIMENE-T	Inyección de agua	ECOPETROL
	CHICHIMENE	Inyección Alterna de Vapor	ECOPETROL
	CHICHIMENE	Inyección de agua mejorada	ECOPETROL

Nombre del Contrato	Campo	Tecnología de Recobro Aplicado	Operador
LA CIRA – INFANTAS	LA CIRA INFANTAS	Inyección de agua	ECOPETROL
	LA CIRA INFANTAS	Inyección de agua mejorada	ECOPETROL
SANTIAGO DE LAS ATALAYAS	CUPIAGUA	Inyección de gas	ECOPETROL
RIO CHITAMENA	CUSIANA	Inyección de gas	ECOPETROL
	CUSIANA	Inyección de gas	ECOPETROL
PIJAO-POTRERILLO	DINA CRETACEO	Inyección de agua mejorada	ECOPETROL
	DINA CRETACEO	Inyección de agua	ECOPETROL
CPI NEIVA	DINA Terciario	Inyección de agua	ECOPETROL
BOQUERON	GUANDO	Inyección de agua	PERENCO
	GUANDO SOUTH WEST	Inyección de agua	PERENCO
HOBO	YAGUARA	Inyección de agua mejorada	ECOPETROL
	YAGUARA	Inyección de agua	ECOPETROL
SAN JACINTO	LA CAÑADA NORTE	Inyección de agua	HOCOL
LAS MONAS	LA SALINA	Inyección de agua	PETROSANTANDER
MAGDALENA MEDIO	GALA	Inyección de agua	ECOPETROL
	LLANITO	Inyección de agua	ECOPETROL
	GALAN	Inyección de agua	ECOPETROL
LISAMA-NUTRIA	NUTRIA	Inyección de agua	ECOPETROL
CPI ORITO	ORITO	Inyección de agua	ECOPETROL
PIJAO-POTRERILLO	PALOGRADE	Inyección de agua mejorada	ECOPETROL
	PALOGRADE	Inyección de agua	ECOPETROL
MAGDALENA MEDIO	PEÑAS BLANCAS	Inyección de agua	ECOPETROL
PIEDEMONTA	FLOREÑA	Inyección de gas	EQUION
PIEDEMONTA	PAUTO	Inyección de gas	EQUION

Nombre del Contrato	Campo	Tecnología de Recobro Aplicado	Operador
PALERMO	SAN FRANCISCO	Inyección de agua	ECOPETROL
SANTA CLARA	SANTA CLARA	Inyección de agua	ECOPETROL
TECA – COCORNA	TECA	Inyección Continua de Vapor	ECOPETROL
TELLO	TELLO	Inyección de agua	ECOPETROL
PIJAO-POTRERILLO	TENAY	Inyección de agua	ECOPETROL
TIBU	TIBU	Inyección de agua	ECOPETROL
TISQUIRAMA	TISQUIRAMA	Inyección de agua	ECOPETROL
NARE	TREN NARE	Inyección Continua de Vapor	MANSAROVAR
NARE	TREN NARE	Inyección Aire	MANSAROVAR
MAGDALENA MEDIO	YARIGUI-CANTAGALLO	Inyección de agua mejorada	ECOPETROL
	YARIGUI-CANTAGALLO	Inyección de agua	ECOPETROL
NARE	Nare	Inyección alterna de vapor	MANSAROVAR ENERGY
	Underriver		
	Jazmin		
	Girasol		
	Moriche		
	Abarco		
	Chicalá		
AGUAS BLANCAS	Aguas Blancas	Piloto inyección de agua	PAREX RESOURCES

Tabla 12. \*Campos con tecnología de inyección de agua, de vapor, o tecnología similar.

### **19. ¿Cuál es la razón para que ECOPETROL negociara las arenas superiores en el campo la Cira Infantas, con la Empresa Petroleum Corporation – OXY, cuando ECOPETROL puso realizarlo directamente?**

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Activos con Socios y la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, desde inicio del año 2003, siguiendo las políticas del gobierno tendiente a evitar que el país se viese afectado por el desabastecimiento de petróleo crudo para la refinación nacional; Ecopetrol dio origen a la estrategia consistente en aumentar la producción de los campos maduros operados directamente por Ecopetrol, mediante el desarrollo de proyectos de recobro secundario, aprovechando su infraestructura existente.

Para este fin, Ecopetrol, en julio de 2003, invitó a ocho (8) empresas de reconocida experiencia mundial en este tipo de proyectos de recobro (OXY, Rosneft, Nexen, CNPC, BP, Total, Petrobras y Chevron-Texaco) para presentar sus propuestas para estructurar las condiciones de un negocio que permitiera incrementar el valor del Campo la Cira-Infantas. Luego de esta fase del proceso que culminó el 18 de noviembre de 2003, OXYANDINA fue la única compañía que presentó una propuesta para un eventual proyecto en el marco de los criterios definidos por ECOPETROL.

Esto dio origen al Contrato de Colaboración Empresarial para la exploración y explotación del Área la Cira-Infantas, firmado el 6 de septiembre de 2005 entre Ecopetrol y OXY, que tiene por objeto un acuerdo de colaboración conjunta entre las partes para incrementar el valor económico del Campo la Cira- Infantas, mediante actividades de explotación y exploración de Hidrocarburos, que incluye, entre otros, un proyecto de Producción Incremental para mejorar el Factor de Recobro, optimización de procesos y actividades exploratorias. El área contratada dentro del contrato en profundidad, se encuentra para El volumen del Terciario en el Contrato, el cual va desde la superficie hasta la profundidad en donde se encuentre la discordancia del Eoceno”, el cual incluye las arenas A, B y C. Este Acuerdo, fue el resultado de un proceso de análisis y selección exhaustiva de la mejor alternativa para aumentar el valor del Campo la Cira-Infantas, en el cual OXY tiene el rol de ejecutor de las inversiones y Ecopetrol es el operador del campo, asegurando de esta manera la transferencia de tecnología para replicar estas experiencias en otros campos del país.

En la evaluación de esta propuesta se demostró que esta alternativa era “la más rentable para el gobierno comparada con la ejecución de un proyecto de manera directa por Ecopetrol, además de mitigar los riesgos de inversión a que está sujeto, todo proyecto en la Industria Petrolera.

### **20. ¿Cuáles fueron las condiciones para que se diera la extensión del Contrato de Asociación de Cravo Norte con Occidental Petroleum Corporation – OXY?**

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia de Activos con Socios y la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, el negocio de la Extensión del Contrato de Asociación Cravo Norte se analizó y aprobó en la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. (sesión del 18 de Diciembre de 2003). En dicha sesión se presentaron las condiciones y evaluaciones surtidas al interior de Ecopetrol S.A que mostraron que con la negociación de la extensión en los términos planteados, el PAÍS y ECOPETROL obtendrían un mejor Valor Presente Neto Esperado, con una menor exposición de riesgo; beneficios estos que conjugados con la posibilidad de agregar nuevas reservas producto de la actividad exploratoria y el hecho de mantener en el área a un Operador eficiente, hacían del negocio de la extensión el mejor negocio para el País.

#### **21. a. ¿Cuánto son las reservas probadas por ECOPETROL?**

De conformidad con la información referida por la Gerencia Corporativa de Reservas, las reservas probadas del Grupo Ecopetrol son de 1.659 millones de barriles equivalentes al 31 de diciembre de 2017.

- Gas : 571 MBPE<sup>2</sup>
- Petróleo: 1088 MBPE

#### **b. ¿A las tasas actuales de producción, para cuántos años alcanzan estas reservas?**

De conformidad con la información referida por la Gerencia Corporativa de Reservas, las reservas de Grupo Ecopetrol, al 31 de diciembre de 2017, alcanzan para 7,1 años de manera conjunta.

#### **c. ¿Cómo piensa reemplazarlas y aumentarlas?**

De conformidad con la información referida por la Vicepresidencia de Nuevos Negocios, las reservas del Grupo Ecopetrol se vienen reemplazando, en su mayoría, tomando como base el portafolio de oportunidades orgánicas que ofrecen los activos que el grupo posee actualmente, mediante nuevas oportunidades de perforación, recobros primarios y secundarios. Como estrategia complementaria, desde

---

<sup>2</sup> Millones de barriles de petróleo equivalente.

el 2018 se viene desarrollando y profundizando en el análisis de compra de reservas, tanto en Colombia como en otros países foco de la estrategia de crecimiento que el Grupo ha definido (Colombia, México, Brasil y EEUU).

**d. Sí la estrategia es la compra, ¿Cuál es el capex disponible para tal efecto o cómo piensa financiarla? Discriminar gas y petróleo.**

De conformidad con la información referida por la Vicepresidencia de Nuevos Negocios, a la fecha el Grupo empresarial cuenta con una posición sólida de caja así como un bajo nivel de endeudamiento, que en el caso de analizar y negociar una oportunidad de compra de reservas, ésta se podría financiar o bien con flujos generados internamente por la compañía, o una combinación de flujos propios y fuentes de financiación externa.

**22. ¿Cuántas reservas probadas ha incorporado ECOPETROL con la adquisición de activos en el exterior? ¿Cuál fue el costo de adquisición? Favor discriminar por activo.**

De conformidad con la información remitida por la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas, a continuación se presenta la evolución de las reservas en Perú a través de la Filial Savia así como en Estados Unidos con Ecopetrol América Inc:

**Savia**

A partir del 2009, primer año de declaración de reservas, y hasta el 2017, Savia presenta una incorporación de reservas por 25,22 MMbbls equivalentes. El balance final de reservas al 2017 es de 7,86 MMbbls.

**Ecopetrol América Inc**

El primer año de declaración de reservas en Ecopetrol América fue 2008. Desde el 2008 hasta el 2017, la incorporación de reservas corresponde a 27,53 MMbbls equivalentes. El balance final de reservas a 2017 es de 16,04 MMbbls.

**23. ¿Cuáles son los Proyectos de E&P que va a adelantar ECOPETROL en el corto y mediano plazo? ¿Cuál es el perfil de producción futura directa de la Empresa y con sus asociados?**

De conformidad con la información remitida por la Gerencia Financiera del Upstream, los proyectos en el corto y mediano plazo son:

Proyectos en el corto plazo: (Fase 4 – 1 año aproximadamente)

<b>Campo</b>	<b>Nombre Proyecto</b>
ARRAYAN	Desarrollo Arrayán
Castilla y Castilla Norte	Castilla Etapa 2
Castilla y Castilla Norte	Inyección de agua Castilla zona Centro Módulo 2
CHICHIMENE	Módulo Integral Chichimene
CHICHIMENE	On Chichimene Inyección Wf Exp - Mod. 5
Cupiagua	On Cupiagua Modulo 2
DINA CRETACEO	Expansión Monserrate Etapa 1
Guatiquia, Apiay	WO Modulo 5
LLANITO	Puesta en producción de 3 pozos perforados
Rubiales	Campaña WO 2018 Rubiales
Rubiales	ON Modulo B4 Rubiales
Rubiales	ON Modulo B2 Rubiales
Rubiales	ON Modulo B3 Rubiales
Suria, Suria Sur, Pompeya	WO Modulo 7

TIBU	Campaña WO Tibú - Mód1 (16 Pozos)
TISQUIRAMA	Tisquirama Perforación
YARIGUI_CANTAGALLO	Perforación Yariguí

Proyectos de mediano plazo: (Fase 3 entre 1 y 3 años más)

Campo	Nombre Proyecto
Caño Sur	ON Modulo 2 Etapa 1 CañoSur
Cupiagua	On Cupiagua Modulo 5
SURIA	Activo Suria Eapa 1
APIAY	Activo Apiay Etapa 2
APIAY	On Apiay West - APIAY WEST 1
Castilla y Castilla Norte	Castilla Etapa 3
Castilla y Castilla Norte	Inyección de agua Castilla zona Centro Módulo 3
PALOGRADE	Expansión Monserrate Etapa 2
TIBU	Socuvó
LLANITO	Llanito Dlp

Es importante tener en cuenta, que cada uno de los proyectos surte las diferentes fases de maduración, hasta su ejecución. La duración de las mismas, depende del grado de complejidad de cada uno de los proyectos y de las condiciones de mercado y entorno.

De acuerdo con el plan de negocio vigente que se encuentra en proceso de actualización, la producción equivalente estimada será de 760 KBPED para el Grupo Ecopetrol en el año 2020.

**24. ¿Cuánto es la deuda total de ECOPETROL y cuáles son los plazos de vencimiento de estos préstamos, bonos, obligaciones, etc.? Favor discriminar.**

**¿Cuáles fueron las comisiones de estructuración de los créditos cual quiera fuera su naturaleza? Favor discriminar tasas de interés y costos.**

De acuerdo a la información remitida por la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas, la deuda de Ecopetrol S.A. se discrimina a continuación:

**Deuda Ecopetrol S.A.**

Compañía	Dólares (USD \$MM)	Pesos (COP \$MM)	Total US\$ MM
Ecopetrol	11.298	1.543.250	11.817
%	96%	4%	100%

Tabla 15: \*Deuda Total.

**Perfil de Vencimientos Ecopetrol S.A. por Instrumento y Título (USD MM)**

<b>Año</b>	<b>Bonos Locales</b>	<b>Bonos Internacionales</b>	<b>Crédito Banca Local</b>	<b>ECA**</b>	<b>Crédito Banca Internacional</b>	<b>Total</b>
2018	0	0	0	107	10	117
2019	0	1.500	0	245	33	1.778
2020	161	0	0	260	31	452
2021	0	0	0	237	33	270
2022	0	0	0	283	42	325
2023	57	1.800	0	290	51	2.198
2024	0	0	0	336	18	354
2025	0	1.200	0	153	114	1.467
2026	0	1.500	0	160	0	1.660
2027	0	0	0	46	0	46
2028	117	0	0	0	0	117
2029	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0
2040	96	0	0	0	0	96
2041	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0
2043	88	850	0	0	0	938
2044	0	0	0	0	0	0
2045	0	2.000	0	0	0	2.000
<b>Total</b>	<b>519</b>	<b>8.850</b>	<b>0</b>	<b>2.117</b>	<b>331</b>	<b>11.817</b>

Tabla 16: \*Perfil de Vencimientos.

\*\* ECA – Export Credit Agency (Agencia de Crédito a la Exportación)



## DETALLE DEUDA ECOPETROL S.A. POR INSTRUMENTO

### Bonos Locales

Emisión	Fecha de Colocación	Fecha de Vencimiento	Plazo (Años)	Monto Original COP	Monto Vigente COP	Tasa Cupón	Fee de Estructuración (pbs)	Fee de Estructuración COP	Observaciones
Primera - A10	1-dic-10	1-dic-20	10	479.900	479.900	IPC + 3,94%			El fee por comisión acordado, para inversionistas vigilados y no vigilados por la Superfinanciera, fue de 0,03% y 0,06% respectivamente; arrojando un cargo de estructuración por COP\$ 414 millones, correspondientes a la emisión total de COP\$ 1bn.
							4	414	
Primera - A30	1-dic-10	1-dic-40	30	284.300	284.300	IPC + 4,90%			
Programa (1ra Emisión - C10)	27-ago-13	27-ago-23	10	168.600	168.600	IPC + 4,60%			El fee por comisión acordado, para inversionistas vigilados y no vigilados por la superfinanciera, fue de 0,04% y 0,07% respectivamente; arrojando un cargo de estructuración por COP\$ 395 millones, correspondientes a la emisión total de COP\$ 0,9bn.
Programa (1ra Emisión - C15)	27-ago-13	27-ago-28	15	347.500	347.500	IPC + 4,90%	4	395	
Programa (1ra Emisión - C30)	27-ago-13	27-ago-43	30	262.950	262.950	IPC + 5,15%			
<b>Monto Total</b>				<b>1.543.250</b>	<b>1.543.250</b>	<b>IPC + 4,61%</b>			

Tabla 17: \*Bonos Locales.

### Bonos Internacionales

Emisión	Fecha de Colocación	Fecha de Vencimiento	Plazo (Años)	Monto Original USD	Monto Vigente USD	Tasa Cupón	Fee de Estructuración (pbs)	Fee de Estructuración USD
7,625% 2019	16-jul-09	23-jul-19	10,0	1.500	1.500	7,625%	30	4,5
5,875% 2023	11-sep-13	18-sep-23	10,0	1.300	1.300	5,875%	30	3,9
5,875% 2023	8-jun-16	18-sep-23	7,3	500	500	5,875%	20	1,0
7,375% 2043	11-sep-13	18-sep-43	30,0	850	850	7,375%	30	2,6
5,875% 2045	20-may-14	28-may-45	31,0	2.000	2.000	5,875%	30	6,0
4,125% 2025	9-sep-14	16-ene-25	10,3	1.200	1.200	4,125%	30	3,6
5,375% 2026	23-jun-15	26-jun-26	11,0	1.500	1.500	5,375%	37	5,6
<b>Monto Total</b>				<b>8.850</b>	<b>8.850</b>	<b>5,99%</b>		

Tabla 18: \*Bonos Internacionales.

## DEUDA ASUMIDA REFICAR

### ECA

Banco	Fecha de Desembols	Fecha de Vencimiento	Plazo (Años)	Monto Original	Monto Vigente USD	Tasa	Fee de Estructuración
US EXIM BANK	13-dic-17	20-dic-27	10,0	2.001	1.835	LIBOR 6M + 2,78%	Ecopetrol no pagó comisiones de estructuración por la cesión de la deuda
HSBC	13-dic-17	20-dic-27	10,0	76	69	LIBOR 6M + 0,60%	
HSBC	13-dic-17	20-dic-27	10,0	73	67	LIBOR 6M + 4,06%	
BBVA	13-dic-17	20-dic-27	10,0	53	48	LIBOR 6M + 1,75% hasta 20-dic-18 LIBOR 6M + 2% desde 21-dic-18	
Bank of Tokyo Mitsubishi	13-dic-17	20-dic-27	10,0	53	48	LIBOR 6M + 1,75% hasta 20-dic-18 LIBOR 6M + 2% desde 21-dic-18	
Sumitomo	13-dic-17	20-dic-27	10,0	53	48	LIBOR 6M + 1,75% hasta 20-dic-18 LIBOR 6M + 2% desde 21-dic-18	

**Monto Total 2.308 2.117**

Tabla 19: \*ECA

### Créditos Banca Internacional

Banco	Fecha de Desembols	Fecha de Vencimiento	Plazo (Años)	Monto Original	Monto Vigente USD	Tasa	Fee de Estructuración
Bank of Tokyo Mitsubishi	13-dic-17	22-dic-25	8,0	90	83	LIBOR 6M + 2,75% hasta 20-dic-19 LIBOR 6M + 3% desde 21-dic-19	Ecopetrol no pagó comisiones de estructuración por la cesión de la deuda
BBVA	13-dic-17	22-dic-25	8,0	90	83	LIBOR 6M + 2,75% hasta 20-dic-19 LIBOR 6M + 3% desde 21-dic-19	
Sumitomo	13-dic-17	22-dic-25	8,0	90	83	LIBOR 6M + 2,75% hasta 20-dic-19 LIBOR 6M + 3% desde 21-dic-19	
HSBC	13-dic-17	22-dic-25	8,0	65	60	LIBOR 6M + 2,75% hasta 20-dic-19 LIBOR 6M + 3% desde 21-dic-19	
SEK (Sweedish Export	13-dic-17	22-dic-25	8,0	24	23	LIBOR 6M + 2,75% hasta 20-dic-19 LIBOR 6M + 3% desde 21-dic-19	

**Monto Total 359 331**

Tabla 20: \*Créditos Banca Internacional.

### Líneas Comprometidas

Banco	Plazo (años)	Periodo de Disponibilidad (años)	Periodo de Gracia (años)	Monto Disponible	Monto Disponible USD	Monto Desembolsado	Amortización	Tasa	Comisión Disponibilidad (pbs/anual)	Fee de Estructuración
Bancolombi	10	2	2	990.000		0	Amortizable	IBR + 3%	7,2	Ecopetrol no pagó comisiones de estructuración por esta financiación
zuho, Scotia	5	2	NA		665	0	Bullet	Libor + 1,25%	30	

**Monto Total 990.000 665 0 30**

Tabla 21: \*Líneas Comprometidas.

25. ¿Cuánto cuesta sanear los pasivos ambientales de ECOPETROL? ¿Está totalmente fondado? ¿Cuánto se tiene fondado? Indicar valores.

De conformidad con la información referida por la Vicepresidencia Ejecutiva, la Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y Ambiental, la gerencia de Desempeño Ambiental y la Vicepresidencia Jurídica, el Plan Nacional de Desarrollo 2014- 2018 en el artículo 251 determinó, frente al tema de pasivos ambientales, lo siguiente:

**Artículo 251°.** Pasivos ambientales. El Gobierno Nacional, bajo el liderazgo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, formulará una política para la gestión de pasivos ambientales, en la cual se establezca una única definición de pasivos ambientales y se establezcan los mecanismos e instrumentos técnicos, jurídicos y financieros para su gestión y recuperación. Dicha política debe

incluir un plan de acción a corto, mediano y largo plazo, con estrategias orientadas a la identificación, priorización, valoración y recuperación de pasivos ambientales; al desarrollo de instrumentos de información ambiental; a la definición de responsabilidades institucionales a nivel nacional y regional; a la implementación de instrumentos económicos; y al establecimiento de acciones judiciales; entre otros aspectos que se consideren fundamentales para la gestión de los pasivos ambientales.

A la fecha no se ha reglamentado por parte del Gobierno Nacional esta definición de pasivos ambientales y la estructuración del Plan de Acción para su gestión y recuperación; sin embargo, es pertinente señalar: (i) Ecopetrol S.A en los instrumentos ambientales de sus obras, proyectos o actividades tiene dimensionadas las medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación para los impactos que genera la actividad que realiza y (ii) Cuando la autoridad ambiental, en sus funciones de control y seguimiento, ordena la ejecución de actividades adicionales, se procede a su inmediato cumplimiento. Estas dos premisas, permiten indicarle a la Honorable Cámara de Representantes, que ECOPETROL S.A., en cumplimiento de sus políticas misionales, responde y responderá por los impactos ambientales que genere.

**26. ¿Cuánto cuesta abandonar los campos y activos que tiene ECOPETROL en la actualidad? ¿Está totalmente fondeado? ¿Cuánto se tiene fondeado? Indicar valores.**

De acuerdo con la información referida por la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, el valor total de la provisión actualizada al mes de Junio, muestra un valor fondeado de 4.9 Billones de pesos. Soportado en la totalidad de pozos a abandonar.

**REPORTE ACTUAL DE LA PROVISIÓN DE ABANDONO**

Cifras en Pesos

Etiquetas de fila	Prov Balance a Junio 30	Uso Ene - Ago	Provisión a Sept.
VAS	1.377.678.668.528	5.584.981.197	1.375.944.395.052
VRC	1.463.645.869.530	38.929.007.707	1.441.391.048.027
VRE	465.810.672.173	672.959.636	465.213.851.843
VRO	1.329.446.248.235	6.769.218.894	1.326.362.087.832
VRS	339.721.165.216	11.190.646.474	333.287.009.385
YNC	2.179.944.845	-	2.179.944.845
<b>Total general</b>	<b>4.978.482.568.528</b>	<b>63.146.813.908</b>	<b>4.944.378.336.985</b>

**Tabla 22: \*Reporte Actual de Provisión de Abandono.**

VAS – Vicepresidencia de Activos con Socios

VRC – Vicepresidencia Regional Central

VRE – Vicepresidencia Regional Oriente

VRO – Vicepresidencia Regional Orinoquía

VRS – Vicepresidencia Regional Sur

YNC – Yacimientos no Convencionales

**27. Informe el estado actual de la Empresa Bioenergy. ¿En qué estado contractual se encuentra la liquidación de la construcción de la planta? ¿A cuánto asciende el desfase del presupuesto de la obra? ¿Hay contratos en ejecución? ¿Se encuentran liquidados? ¿Se encuentran en operación? Sí no es así, por favor explicar las causales. ¿Hay cuestionamientos de la Contraloría General de la República? ¿En la actualidad se han constituido Tribunales de Arbitramento? Si es así, por favor explicar las razones.**

Recordamos que la información contenida en esta pregunta es clasificada de acuerdo a lo establecido en la Ley 1712 de 2014, en la medida en que su acceso violaría el parágrafo del Artículo 77 de la Ley 1474 de 2011, habida cuenta que Bioenergy S.A.S. es una sociedad de economía mixta que se encuentra exenta de publicar información relacionada con los proyectos de inversión que desarrolla.

En ese sentido, la información que se suministra en virtud de la presente comunicación **es reservada y a la fecha no es de dominio público**, y el acceso a la misma podría afectar también el desarrollo empresarial de las empresas, por lo que deberá mantener bajo confidencialidad. Por estas razones, la responsabilidad respecto de la salvaguarda y conservación de dicha información será de exclusiva responsabilidad de la autoridad que la solicita, así como las consecuencias que pueden derivarse de la filtración de la misma.

Ahora bien, de conformidad con la información referida por Bioenergy S.A.S., damos respuesta a su solicitud:

**a. Informe el estado actual de la Empresa Bioenergy:**

Bioenergy es una empresa dedicada al desarrollo de un negocio de producción de etanol carburante y co-generación eléctrica utilizando caña de azúcar en la Altillanura Colombiana, localizada en el km 43 de la vía Puerto López a Puerto Galán, Departamento del Meta. Su

objeto principal es la construcción y operación, de plantas de producción de biocombustibles, así como la importación y exportación de todos los anteriores; la adquisición a cualquier título, transformación y el procesamiento de caña de azúcar para la producción de toda clase de alcoholes, sus derivados y subproductos, así como su integración en otros productos, su distribución, venta y exportación de los mismos; y comprar, vender y celebrar todo tipo de contratos que tengan relación con la caña de azúcar u otras materias primas para la producción de combustibles. La empresa está en operación y producción desde el año 2017, iniciando su primera Zafra en el segundo semestre de ese año, la cual culminó en el primer semestre de 2018, la segunda Zafra 2018 – 2019 inició en el segundo semestre de 2018.

**b. ¿En qué estado contractual se encuentra la liquidación de la construcción de la planta?**

Bioenergy firmó el Acta de Liquidación del Contrato de Construcción ZF 0010-14 del 18 de julio de 2014, con las sociedades que conformaban el Consorcio Menegua (Morelco S.A. e ISMOCOL S.A.), el día 30 de junio de 2017.

**c. ¿A cuánto asciende el desfase en el presupuesto de la obra?**

La ejecución del proyecto demandó la realización de cambios en varias oportunidades, por la necesidad de ejecutar obras complementarias en el componente industrial, retraso en el cronograma, por incumplimiento contractual debido a anomalías laborales y de la comunidad generadas por el incumplimiento de subcontratistas, provisión para contingencias y mayores cantidades de tierra para siembra de caña de azúcar, como se explica en el siguiente cuadro:

	Fecha	Concepto \$MUSD	Ajuste \$MUSD	Valor Proyecto \$MUSD
		<b>Sanción Fase III</b>		
Aprobación Inicial	Diciembre 2011	Industrial 221 Agrícola 63 Administrativos y Financieros 60 Provisión Contingencias 18		344 Sin Contingencia
Control de Cambios CC1	Junio 2013	Obras Industriales Complementarias +22 Retrasos en Cronograma +66 Provisión Contingencias +27	+115	459
CC2	Junio 2014	Terminación planta por cambio de Contratista +134 Hectáreas adicionales siembra de caña +6 Caja inicial primeros meses de operación +21 Reprogramación agrícola por retraso industrial +14 Gastos advos y financieros +85 Provisión de Contingencias +31	+291	750
CC3	Abril 2016	Ajuste por Tasa de Cambio	-17	732
CC4	Febrero 2017	Componente Industrial +8 Componente Agrícola +7 Financieros +10 Preoperativos +4 Contingencias +17	+45	778

**Tabla 23: \*Ejecución del Proyecto.**

**d. ¿Se encuentra en operación?**

Bioenergy se encuentra en operación desde el pasado mes de abril de 2017. Por la ubicación geográfica de la planta El Alcaraván y el clima de la región, la operación se desarrolla en periodos de zafra, entendida como el periodo en que el clima permite cosechar caña y producir etanol. Generalmente este periodo está comprendido entre los meses de agosto a abril. Actualmente la planta de El Alcaraván se encuentra en operación período zafra correspondiente a 2018 – 2019.

**f. ¿Hay cuestionamientos de la Contraloría General de la República?**

A partir de la emisión del informe de actuación especial emitido por la Contraloría General de la República, el 10 de julio de 2017, dicho Ente de Control inició las actuaciones administrativas y realizó los requerimientos de información, a continuación, relacionados:

# Radicado	Solicitud Contraloría
2018EE0042955	PRF 2018-000138_UCCPRF010-2018
2018EE0076368	PRF 2018-000039_UCCPRF005-2018
2018EE0040525	PRF 2018-00038_UCCPRF002-2018
2018EE0040516	PRF 2018-00039_UCCPRF003-2018
2018EE0011396	IP2018-00083_UCC_001-2018
2018EE0014202	IP2018-00299_UCC_008-2018
2018EE0014387	IP2018-00300_UCC_IP-007-2018
2018EE0014395	IP2018-00298_UCC_IP-009-2018

**Tabla 24: \*Actuaciones Administrativas y Requerimientos de Información.**

**g. ¿En la actualidad se han construido Tribunales de Arbitramento?**

Actualmente cursa un Tribunal de Arbitramento entre Bioenergy y las Sociedades que conforman el Consorcio Menegua.

**h. Si es así por favor explicar las razones.**

Este Tribunal de Arbitramento fue convocado, en virtud de las salvedades consignadas por ambas partes en el Acta de Liquidación del Contrato No. ZF- 0010-14.

**28. Planea ECOPETROL hacer nuevas desinversiones? En caso de requerir hacerlas, ¿cuáles son las prioridades?**

De acuerdo a la información referida por la Vicepresidencia de Nuevos Negocios, las Compañías de **Oil & Gas** deben administrar sus activos e inversiones mediante la gestión activa de su portafolio. A través de la rotación de sus activos, las compañías del sector buscan maximizar el valor de las inversiones y diversificar su riesgo. Así pues, con la adecuada selección de los activos a comprar, desinvertir y reestructurar se persigue de manera constante, el cumplimiento de los objetivos estratégicos de mediano y largo plazo. Como consecuencia, la actividad de venta o compra de activos en la compañía obedece necesariamente a la gestión de su portafolio y por lo tanto a un proceso estratégico que no responde exclusivamente a las necesidades o excedentes de caja.

**29. ¿Cuál es la razón para qué ECOPETROL hubiera creado CENIT y acabado sus transportes directos?**

De conformidad con la información proporcionada por CENIT, Ecopetrol S.A. tomó la decisión en 2012 de constituir una sociedad con la misión de satisfacer las necesidades de sus clientes garantizando soluciones integrales de logística en el negocio de hidrocarburos, gas, biocombustibles y petroquímicos, ejecutándolas de manera oportuna, confiable, eficiente, segura y sostenible, maximizando el margen para los integrantes de la cadena de abastecimiento del país.

Esta decisión se fundamentó principalmente en las siguientes razones:

- ✓ Oportunidad para la generación de valor para Ecopetrol.
- ✓ Atender las necesidades de transporte, almacenamiento y logística de los productores del país de manera integral, fortaleciendo una cultura comercial de orientación al cliente (con mayor adaptabilidad y flexibilidad para atender sus necesidades).
- ✓ Promover la participación de inversionistas no productores en el negocio de transporte, optimizando de ésta manera el portafolio de Ecopetrol, diversificando riesgos.
- ✓ Generar desarrollo de la industria petrolera del país, capturando sinergias para el crecimiento del Grupo Empresarial Ecopetrol, asegurando además una alta eficiencia en costos.
- ✓ Asegurar el cumplimiento de estándares en la operación del sistema de oleoductos y poliductos.
- ✓ Ofrecer alternativas para el acceso de terceros a los sistemas de transporte, con reglas claras y dando mayor transparencia al mercado, al separar los roles de dueño, planeador, operador y usuario de los sistemas de transporte.

**30. Del 100% de los ingresos de CENIT, ¿cuánto corresponde a servicios prestados a ECOPETROL? Indicar valores.**

De conformidad con la información referida por CENIT, al año 2017, el valor de los servicios prestados a Ecopetrol S.A. es el siguiente:

**Cifras en Millones (COP)**

Ingresos Totales 2017	Ingresos por Ecopetrol	Total Ingresos Cenit	Participacion Ecopetrol
Totales	2.238.757	4.058.328	55%

**Tabla 25: \*Ingresos de CENIT que corresponden a Ecopetrol.**

**31. ¿Cuáles serían las consecuencias para el futuro de ECOPETROL de ser aprobados los Proyectos de Ley que piden una moratoria o la prohibición del uso del fracking en el país?**

De acuerdo con la información referida por la Gerencia de No Convencionales de la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, Ecopetrol ha identificado el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales (“YNC”), como un eje esencial para garantizar y mantener la autosuficiencia de hidrocarburos en el país. Actualmente el balance de reservas probadas del Grupo Ecopetrol es de 7.1 años.

En Colombia, como Ecopetrol lo ha venido divulgando en los diferentes foros, el hecho de que los proyectos de ley, mencionados en la pregunta, se constituyan en leyes de la República, podría generar consecuencias por no involucrar recursos potenciales de hidrocarburos en el país, cuyas estimaciones preliminares dan cuenta de volúmenes en el orden de 2.400 – 7.400 millones de barriles de petróleo, esto podría contribuir a una mayor incorporación de reservas lo que le generaría al país una mayor seguridad energética.

De esta manera, en caso de ser prohibido el desarrollo de los YNC, la empresa se vería obligada a incrementar las oportunidades de crecimiento en otros países y por ende, pondría en riesgo las inversiones que se hacen hoy en día en el país y en las regiones. Como consecuencia, se podría impactar la autosuficiencia de hidrocarburos en el país y el no acceso a beneficios en materia de regalías, generación de empleo e ingresos tanto para Ecopetrol como para las regiones donde se desarrollarían los proyectos.

Como se mencionó anteriormente, el desarrollo de YNC es la principal palanca de desarrollo y es la oportunidad más grande de crecimiento para Ecopetrol y el país, ya que el desarrollo de este tipo de proyectos, tiene un impacto directo en las regiones y las comunidades donde se desarrollarían los negocios. Finalmente y en línea con esto, el no desarrollo de YNC podría implicar poner en riesgo algunas de las inversiones de mediano y largo plazo necesarias para la refinería de Barrancabermeja.

**32. Con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, ECOPETROL debía entrar a competir como una Empresa más en el mercado colombiano, con el incentivo de que tenía una posición de privilegio. La Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH se creó hace 15 años, ¿Por qué a la fecha ECOPETROL no ha desarrollado su gestión del conocimiento, recurso humano, y capacidad operativa? Es necesario que siga buscando socios para explotar sus campos, como lo son: CIRA-INFANTAS, TECA, Y CAÑO LIMÓN. ¿Por qué lo realizan de esta manera si ECOPETROL ya ha probado su capacidad en los campos de Apiay, Casabe, Cantagallo, Yariguí, o Tibú?**

De acuerdo a la información remitida por la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, en primer lugar se debe aclarar que las estrategias de desarrollo de operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos, en conjunto con compañías asociadas, no están determinadas de manera exclusiva por factores relacionados con la gestión del conocimiento, el recurso humano de las compañías o la capacidad operativa de las mismas.

Al respecto, cabe advertir que las mencionadas estrategias de asociación tienen su razón de ser en el nivel de riesgo que conllevan las operaciones en sí mismas; en efecto, la industria del Oil & Gas es una industria que, por el alto nivel de complejidad de las actividades que la conforman, conlleva un nivel de riesgo tal que justifica la asociación de compañías, con el fin de lograr una adecuada distribución de riesgos, atenuando así su eventual materialización.

Así mismo, es importante señalar que las operaciones de la industria demandan inversiones de cuantías considerables, escenario que exige la participación de compañías con capacidad financiera y operacional calificada, situación que también determina que las actividades se ejecuten de manera directa y exclusiva por una sola compañía o de manera conjunta entre dos o más empresas. En este orden de ideas, en términos de costo beneficio, existen eventos en los cuales resulta más conveniente para la compañía asociarse con otra empresa para la ejecución de la respectiva operación, en lugar de abstenerse de desarrollarla.

La asociación de compañías es una práctica común y habitual dentro de la industria del Oil & Gas, advirtiendo que, el hecho de que las actividades de exploración y explotación se desarrollen bajo un esquema de asociación no es excluyente con el desarrollo operativo y de gestión del conocimiento de la compañía, toda vez, que en muchas ocasiones bajo dicho esquema, las partes invierten en nuevas tecnologías que a la postre devendrán en un beneficio exclusivo para Ecopetrol S.A, a partir de la transferencia gratuita que opera en favor de ésta última, bajo ciertos esquemas contractuales.

De acuerdo con lo anterior, y bajo los términos de su pregunta, la creación de la ANH y la consecuente entrada de ECOPETROL en el mercado, como competidor con las demás empresas operadoras, no restringe la posibilidad y conveniencia de ejecutar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos a través de asociaciones con otras compañías.

Adicionalmente, cabe resaltar que ECOPETROL es reconocido por su conocimiento, recursos humanos y capacidad operativa. Las capacidades de ECOPETROL son especialmente destacadas en el desarrollo y producción de crudos pesados, el manejo de yacimientos de gas de alta complejidad. Todo lo anterior, de manera eficiente y competitiva en donde se resalta el programa de transformación que desde el 2015 al 2Q del 2018 ha traído eficiencias por cerca de 8 Billones de pesos.

En conclusión, ECOPETROL continúa enfocado en la excelencia operacional, la generación de valor, el compromiso con la ética y la transparencia, la seguridad como pilar de sus operaciones y el cuidado del medio ambiente. Estamos comprometidos con el crecimiento rentable de la producción y las reservas para entregar resultados que beneficien la sostenibilidad de la Compañía y la seguridad energética del país.