

PROCESO DE SELECCIÓN DE CONTRATISTAS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN SOBRE LA UTILIZACIÓN EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTITAPA CON PERFORACIÓN HORIZONTAL – FHPH

ESTUDIOS PREVIOS SOBRE LA VIABILIDAD TÉCNICA, JURÍDICA Y ECONÓMICA FINANCIERA DEL PROYECTO DE TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA SELECCIÓN DE CONTRATISTAS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE INVESTIGACIÓN SOBRE LA UTILIZACIÓN EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTITAPA CON PERFORACIÓN HORIZONTAL – FHPH

Septiembre de 2020

Contenido

1.	COMPETENCIA	3
2.	JUSTIFICACIÓN TÉCNICA	5
3.	CONTEXTO GEOLOGICO	12
4.	PLANES ESTRATÉGICOS Y SECTORIALES	23
5.	ESTRUCTURA DEL PROCESO	26
5.1.	Áreas, Habilitación, Selección y evaluación de las Propuestas	26
5.1.1.	Áreas	26
5.1.2.	Habilitación	26
5.1.3.	Propuestas	27
5.1.4.	Evaluación y selección de Propuestas	28
6.	MODELO CONTRACTUAL	30
6.1.	Contrato Especial de Proyecto de Investigación.	30
6.1.1.	Culminación del Contrato CEPI	30
7.	PERSPECTIVAS ECONÓMICAS PARA EL DESARROLLO DE CEPI	31
7.1.	Perspectiva Internacional	31
7.2.	Perspectiva Nacional	31
7.3.	Perspectivas económicas para el año 2020	32
7.4.	Perspectivas económicas entre el 2022 y el 2028	36

1. COMPETENCIA

La Constitución Política de Colombia dispuso en su artículo 332 que el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables. Así mismo, el artículo 334 señaló que el Estado, por mandato de la ley, intervendrá en la explotación de los recursos naturales, entre otros, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo de la preservación de un ambiente sano.

El Código de Petróleos, Decreto Ley 1056 de 1953, en los artículos 2 y 158, señalan que el petróleo es de propiedad estatal y sólo podrá explotarse en virtud de los contratos que se suscriban.

De conformidad con el artículo 4 del Decreto 1760 de 2003, subrogado por el artículo 3 del Decreto 4137 de 2011, y este a su vez subrogado por el artículo 2 del Decreto 714 de 2012, señala como objetivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos el de administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos **de propiedad de la Nación**; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional.

Con estos parámetros, el Art. 5 del Decreto Ley 1760 de 2003, subrogado por el artículo 4 del Decreto 4137 de 2011, y este a su vez subrogado por el artículo 3 del Decreto 714 de 2012, estableció como funciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, las siguientes:

- Identificar y evaluar el potencial hidrocarburífero del país.
- Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales.
- Asignar las áreas para exploración y/o explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, adopte para tal fin.
- Estructurar los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica para generar nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias de Colombia con miras a planear y optimizar el aprovechamiento del recurso hidrocarburífero y generar interés exploratorio y de inversión.”

Para el cumplimiento de los cometidos estatales y con el fin de adecuar el Reglamento que rige la adjudicación, celebración, ejecución, terminación y liquidación de contratos petroleros a las variaciones que se registran en los precios

internacionales de los hidrocarburos y de adoptar términos y condiciones acordes con los aplicados en países de la región que compiten por las inversiones en el sector, el Consejo Directivo expidió el Acuerdo 2 de 2017.

Además de los aspectos de orden precontractual, contractual y poscontractual, el referido Estatuto regula los diferentes procedimientos de selección de los contratistas, a través de diferentes modalidades contractuales, entre ellos, los Contratos Especiales los cuales fijan estipulaciones particulares, en este caso, con el fin de analizar aspectos para investigar, dilucidar y explorar acerca de la viabilidad de la implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Que la ANH en atención a los lineamientos dados por la comisión independiente de expertos y los lineamientos judiciales, que dieron viabilidad a desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral -PPII, con el fin de obtener información de naturaleza científica y técnica sujetos a las más estrictas condiciones de diseño, vigilancia, monitoreo y control, ve la necesidad de implementar estos PPII mediante contratos especiales.

Las Personas Jurídicas que aspiren desarrollar los Proyectos Piloto de Investigación Integral -PPII. deberán solicitar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la celebración de un contrato especial, para lo cual deberán cumplir previamente con los requisitos contenidos en los Términos de Referencia que se desarrollarán con fundamento en estos estudios previos.

Los contratos especiales que serán el vehículo jurídico para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral –PPII, se enmarcan en la resolución No. 40185 del 2020, la cual dispuso que se realizarán como máximo cuatro (4) Proyectos Piloto de Investigación Integral -PPII, en las cuencas del Valle Medio del Magdalena y César Ranchería.

En virtud de lo anterior, y de conformidad con el Decreto 714 de 2012, corresponde al Consejo Directivo de la ANH establecer las reglas y procedimientos a los cuales deberá sujetarse la adquisición, integración y utilización de la información técnica para la exploración de hidrocarburos, así como aprobar los manuales de contratación misional, los modelos de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, y establecer las reglas y criterios de administración y seguimiento de los mismos, incluidos los asociados a Contratos Especiales.

2. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

El artículo 2.2.1.1A.2.1 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 328 de 2020, establece que los Proyectos Piloto de Investigación Integral podrán ser desarrollados mediante la celebración de los Mecanismos Contractuales y los requisitos que establezca la ANH.

Corresponde al Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos “Aprobar los estudios técnicos y económicos, soporte para la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos y la elaboración de los planes sectoriales por parte del Ministerio de Minas y Energía”, conforme al numeral 2 del Artículo 7º del Decreto 714 de 2012, razón por la cual, dicho Consejo Directivo tiene la facultad de establecer los términos de los contratos a suscribirse, así como disponer la no inclusión de Derechos Económicos a cargo de los contratistas, de la forma como están dispuestos y reglados para los contratos de exploración y producción de hidrocarburos en la reglamentación vigente para tal tipo de negocios jurídicos.

El Plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022 “Pacto por Colombia, pacto por la Equidad”, Ley 1955 de 2019, traza el curso de acción para transformar las condiciones que hagan posible acelerar el crecimiento económico y la equidad de oportunidades, sobre la base de la ecuación del bienestar:

Legalidad+ Emprendimiento = Equidad. Es la propuesta de unir a Colombia en una agenda de políticas y reformas que nos permitirán lograr un país más productivo y con mayor justicia social.

El “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad” plantea un conjunto de pactos transversales que operan como habilitadores y también como conectores y espacios de coordinación, que hacen posible el cumplimiento de la ecuación del bienestar. También son dinamizadores del desarrollo. Entre ellos, el *Pacto por los Recursos Minero-Energéticos*, orientado a dinamizar este sector para convertirlo en aliado del territorio con miras a continuar apoyando el desarrollo equitativo de los colombianos, generando condiciones competitivas y aplicando rigurosos estándares técnicos, ambientales y sociales.

En el artículo segundo de la Ley 1955 de 2019, se determinó que el documento llamado las “Bases del Plan Nacional de Desarrollo: Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad” es parte integral del Plan Nacional de Desarrollo.

Al respecto, el documento “Bases del Plan Nacional de Desarrollo: Pacto por Colombia, pacto por la Equidad”, en desarrollo del Título IX “Pacto por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades”, Capítulo B “Seguridad energética para el desarrollo productivo”, estableció que el Gobierno Nacional tiene por reto incrementar las reservas para preservar la autosuficiencia de hidrocarburos en el mediano y largo plazo, por lo

cual es necesario adelantar un diálogo nacional con la participación de expertos de alto nivel, y realizar investigaciones y exploraciones piloto, con el fin de identificar los principales riesgos asociados con el desarrollo de estos recursos, determinando así si la regulación e institucionalidad actuales pueden garantizar su explotación de una manera responsable con el medio ambiente y las comunidades.

Por su parte, en el objetivo 2 del capítulo IX del Plan Nacional de Desarrollo se establece la necesidad de “Promover las nuevas tendencias energéticas”, para lo cual:

“El MinEnergía estudiará la viabilidad de la exploración y producción de yacimientos no convencionales. Para ello, conformará una comisión de expertos independiente y multidisciplinaria que evaluará y le dará recomendaciones.... Así mismo, se evaluará la ejecución de planes piloto para obtener mayor información técnica sobre el desarrollo de estos recursos, incluyendo impactos sobre acuíferos subterráneos. A partir de los resultados de los distintos estudios, se mejorará, de ser necesario, la institucionalidad, el marco contractual y la normatividad (Pacto por la Sostenibilidad), que deberá cumplirse y fiscalizarse para la exploración y producción de estos hidrocarburos. Así mismo, la ANH establecerá las zonas para la exploración y producción de los yacimientos no convencionales y el MinEnergía y el MinAmbiente actualizarán, de ser necesario, la regulación técnica y ambiental específica para su exploración y producción.

(...) Simultáneamente, bajo el nuevo modelo de relacionamiento del sector minero-energético, la ANH implementará campañas de comunicación, mediante las cuales se brindará información a las diferentes instancias de decisión y grupos de interés para adelantar su aprovechamiento. EL fortalecimiento del conocimiento de los funcionarios en las entidades con responsabilidades en la reglamentación y fiscalización de la actividad será una prioridad del Gobierno nacional.”

En este sentido y con el fin de encontrar alternativas al desabastecimiento energético en el país, el 26 de octubre de 2018 el Gobierno nacional designó una Comisión Interdisciplinaria Independiente para determinar la posible realización de la exploración de yacimientos en roca generadora mediante la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal en forma segura, responsable y sostenible para las comunidades y el medio ambiente.

El 8 de noviembre de 2018, la Sección Tercera del Consejo de Estado expidió el Auto 2016 – 00140 en virtud del cual resolvió suspender provisionalmente, como medida cautelar, el Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 del 2014, antes de resolver de fondo una acción de nulidad simple interpuesta contra estos actos

administrativos.

La suspensión provisional del Decreto 3004 de 2013 y la Resolución 90341 de 2014, se fundamentó en la aplicación del principio de precaución ambiental, considerando que: (i) este principio impone a las autoridades públicas mandatos claros de protección al medio ambiente y a la salud humana, cuando existen indicadores, sin necesidad de certeza científica, de que una determinada actividad podría comportar daños graves e irreversibles para éstos; y (ii) en opinión del Consejo de Estado, la medida cautelar resultaba necesaria, proporcional y adecuada, ya que se requiere de la profundización del estado de conocimiento sobre la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

El 3 de abril de 2019 la Comisión Interdisciplinaria Independiente, designada en octubre del año 2018 por el Gobierno Nacional, rindió el *“Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos, sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal”*.

En su informe, la Comisión de Expertos recomendó realizar Proyectos Piloto de Investigación Integral – PPII -, e indicó en su informe que:

“(…) en algunos contratos vigentes en Colombia para exploración y producción de YRG la ANH ha aprobado la perforación de pozos horizontales para hacer fracturamiento hidráulico de prueba durante la etapa exploratoria. Esta comisión recomienda darles tratamiento de Proyectos Piloto de Investigación Integral -PPII, que recomendamos caracterizar como experimentos de naturaleza científica y técnica sujetos a las más estrictas condiciones de diseño, vigilancia, monitoreo y control y, por tanto, de naturaleza temporal. Deberían poder ser suspendidos en cualquier momento por orden de la autoridad competente y, por ende, tener efectos potenciales limitados en su alcance y en el tiempo.”

El informe recoge las principales conclusiones y recomendaciones de la Comisión de Expertos, cuyos integrantes escucharon las preocupaciones de las comunidades de los territorios que tienen proyectos de exploración y de grupos de interés que se oponen al desarrollo de los Yacimientos No Convencionales.

Es de mencionar que, el Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH es una actividad de naturaleza exploratoria que puede ser desarrollada bajo la condición de Proyecto Piloto de Investigación Integral, con el fin de adoptar una política pública sobre el desarrollo de Yacimientos No Convencionales, conforme lo sugirió la Comisión de Expertos.

El 15 de noviembre del año 2018, el Ministerio de Minas y Energía presentó recurso de súplica en contra de las medidas cautelares decretadas por parte del Consejo

de Estado. Como consecuencia del recurso de súplica interpuesto por el Ministerio de Minas y Energía, el Consejo de Estado, mediante Auto 57.819 del 17 de septiembre del año 2019, confirmó la medida cautelar impuesta, pero también advirtió que la suspensión de los actos administrativos demandados no impide la realización de Proyectos Piloto de Investigación Integral contenidos en el Capítulo 14 del citado informe de la Comisión de Expertos, e indicó que:

“(…) si el Gobierno Nacional tiene interés en investigar, dilucidar y explorar acerca de la viabilidad del procedimiento de fracturación hidráulica para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (YNC), podría adelantar los denominados Proyectos Piloto Integrales de Investigación (PPII), contenidos en el Capítulo (14) del “Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal”, presentado por la Comisión Interdisciplinaria Independiente que él mismo convocó, siempre y cuando se cumplan todas y cada una de las etapas fijadas en el mismo”.

Adicionalmente, considerando la naturaleza científica y técnica de estos proyectos, se evaluarán diversos ítems como la capacidad institucional, la información biofísica, las tecnologías a utilizar, la interacción con las comunidades, entre otros aspectos, para obtener información suficiente que permita determinar con un mayor grado de certeza la posibilidad de transitar a la producción comercial en yacimientos no convencionales.

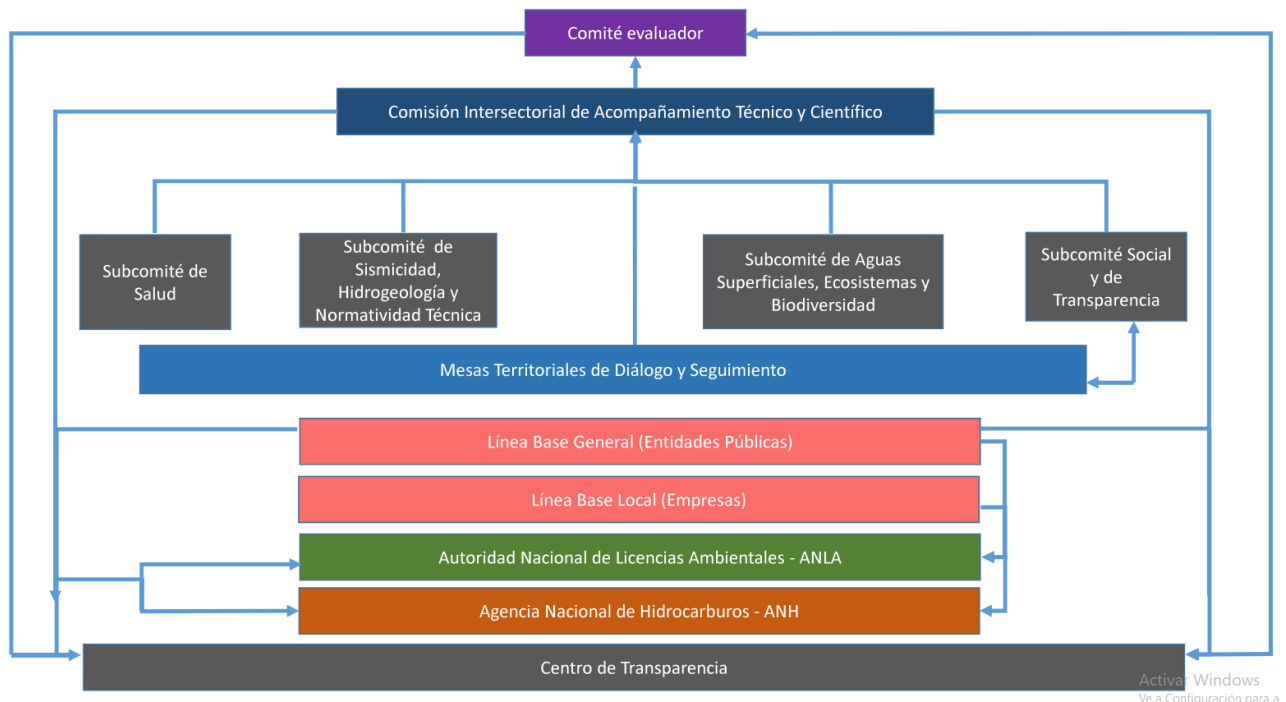
Teniendo en cuenta lo anterior, los Proyectos Piloto de Investigación Integral – PPII, se deberán ejecutar de manera transparente, con vocación científica, adelantando las actividades a través de una coordinación armónica entre los actores.

El 28 de febrero de 2020, el Gobierno Nacional, expidió el Decreto 328 de 2020, mediante el cual estableció los criterios y procedimientos para adelantar los Proyectos Piloto de Investigación Integral sobre Yacimientos No Convencionales de hidrocarburos mediante la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal en roca generadora.

El Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 40185 de 2020, estableció lineamientos técnicos para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral - PPII en Yacimientos No Convencionales - YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH.

Para el cumplimiento de los cometidos estatales y bajo los parámetros del Decreto 328 de 2020 y la Resolución 40185 de 2020, el Consejo Directivo expidió el Acuerdo 06 del 11 de septiembre de 2020 “Por el cual se adopta el reglamento de selección

de contratistas y condiciones contractuales especiales para el desarrollo de proyectos de investigación en el marco de los proyectos piloto de investigación integral”, el cual se constituye como Reglamento de selección de contratistas y condiciones contractuales especiales para el desarrollo de proyectos de investigación en el marco de los proyectos piloto de investigación integral. Este reglamento presenta no solo la estructura y dimensiones de supervisión, sino también los flujos de información y garantía de transparencia que permitirán el acopio de información para la contrastación científica y el apoyo a la toma de decisiones, como se ilustra en el siguiente diagrama:



De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 1º del Acuerdo 06 de 2020, el Reglamento tiene por objeto:

“El presente reglamento tiene por objeto establecer las condiciones de selección de contratistas y los términos contractuales especiales para la ejecución de Proyectos de Investigación, en desarrollo de Proyectos Piloto de Investigación Integral – PPII, así como los procedimientos de seguimiento y control contractual, entre otros, conforme a las normas contenidas en el Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 328 de 2020, en la Resolución No. 40185 de 7 de julio de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, y las demás normas especiales vigentes.”

Para establecer las condiciones de selección de contratistas, el Acuerdo 06 de 2020, prevé que estos lineamientos deberán desarrollarse a través de los Términos de Referencia correspondientes, los cuales deberán establecer i) la Oportunidad y

Procedimiento de Habilitación de interesados; ii) el Contenido de las Propuestas; iii) la Oportunidad y Presentación de las Propuestas; y iv) las Reglas y Criterios de Evaluación y Selección de las Propuestas, mediante los Terminos de Referencia.

Para la realización de los Proyectos Piloto de Investigación Integral, el Consejo Directivo de la entidad mediante el Acuerdo 06 de 2020, ha dispuesto como mecanismo contractual la celebración de un Contrato Especial de Proyecto de Investigación – CEPI, con la siguiente definición:

“Contrato Especial de Proyecto de Investigación o CEPI: Negocio jurídico adoptado por el Consejo Directivo y suscrito entre el interesado y la ANH para la realización de los Proyectos de Investigación en desarrollo de Proyectos Piloto de Investigación Integral y referido como “mecanismo contractual” en el Decreto 328 de 2020.

En consecuencia, a través de la celebración de Contratos Especiales de Proyectos de Investigación – CEPI, el desarrollo de los PPII representa el estudio de una alternativa para encontrar recursos energéticos que permitan incrementar las reservas y evitar así el desabastecimiento energético del país.

Los resultados de los estudios realizados en el marco de los PPII generarán información relevante para evaluar la técnica aplicada en territorio colombiano y determinar si se cumplen las condiciones para proceder con la exploración y explotación comercial en las áreas con potencial de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales. También servirá para tomar medidas de mejora, si las hay, en cuanto a la institucionalidad, a lo técnico, a lo ambiental, a lo normativo, y en materia social.

La suscripción de Contratos Especiales de Proyectos de Investigación – CEPI, constituye un primer esfuerzo con miras a obtener la información suficiente para evaluar el desarrollo de los proyectos, definiendo si existen las condiciones científicas, ambientales, institucionales, sociales y técnicas para avanzar a la etapa de exploración y explotación comercial sobre Yacimientos No Convencionales con la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa mediante perforación horizontal.

CONDICIONES SUSPENSIVAS

HITOS PARA EL DESARROLLO DEL PPI



3. CONTEXTO GEOLOGICO

Colombia está dominada por la Cordillera de los Andes en el oeste y la llanura del Amazonas / Orinoco en el este. Los Andes colombianos constan de tres cordilleras separadas, las Cordilleras Occidental, Central y Oriental, que se fusionan hacia el suroeste en una única cordillera. Estos rangos separan las actuales cuencas sedimentarias de Colombia.

La cuenca del Pacífico se encuentra entre la Cordillera Occidental y la costa del Pacífico. La cuenca del Cauca separa las Cordilleras Occidental y Central. Las cuencas del Valle Medio / Alto del Magdalena separan las Cordilleras Central y Oriental. La cuenca del Valle del Bajo Magdalena envuelve el norte de las Cordilleras Occidental y Central y se extiende hasta la costa del Caribe. Al este de la Cordillera Oriental se encuentra la cuenca de los Llanos, que se extiende hasta el Escudo Guayanés Precámbrico. La cuenca del Putumayo también se encuentra entre el Escudo de Guyana y las Cordilleras en el sur.

El desarrollo de las cuencas colombianas refleja fielmente la evolución del margen activo del oeste de América del Sur. La ruptura relacionada con la separación de América del Norte y América del Sur y la apertura del Proto-Caribe tuvo lugar desde el Triásico hasta el Cretácico más temprano. A lo largo del margen occidental de América del Sur, se estableció una zona de subducción de inmersión hacia el este durante el Triásico tardío y el Jurásico. El llamado Arco de la Isla Baudo se desarrolló en asociación con esta subducción. La extensión del arco posterior estableció depocentros extensionales sin-rift a lo largo de las cuencas del Valle del Magdalena y los Llanos que proporcionan alojamiento para los lechos rojos del Triásico y Jurásico, por ejemplo, en el Arauca Graben. Esta megasecuencia sin-rift comenzó con la deposición en un ambiente continental que se convirtió en marino paralítico y poco profundo en el Cretácico Temprano.

El desarrollo de la cuenca desde el Cretácico Temprano hasta el Campaniano continuó en un entorno de arco posterior con la deposición de una megasecuencia de arco posterior al este de la zona de subducción andina. Predominan los sedimentos marinos poco profundos, incluida una excelente roca generadora regional en el Turoniano-Coniaciano.

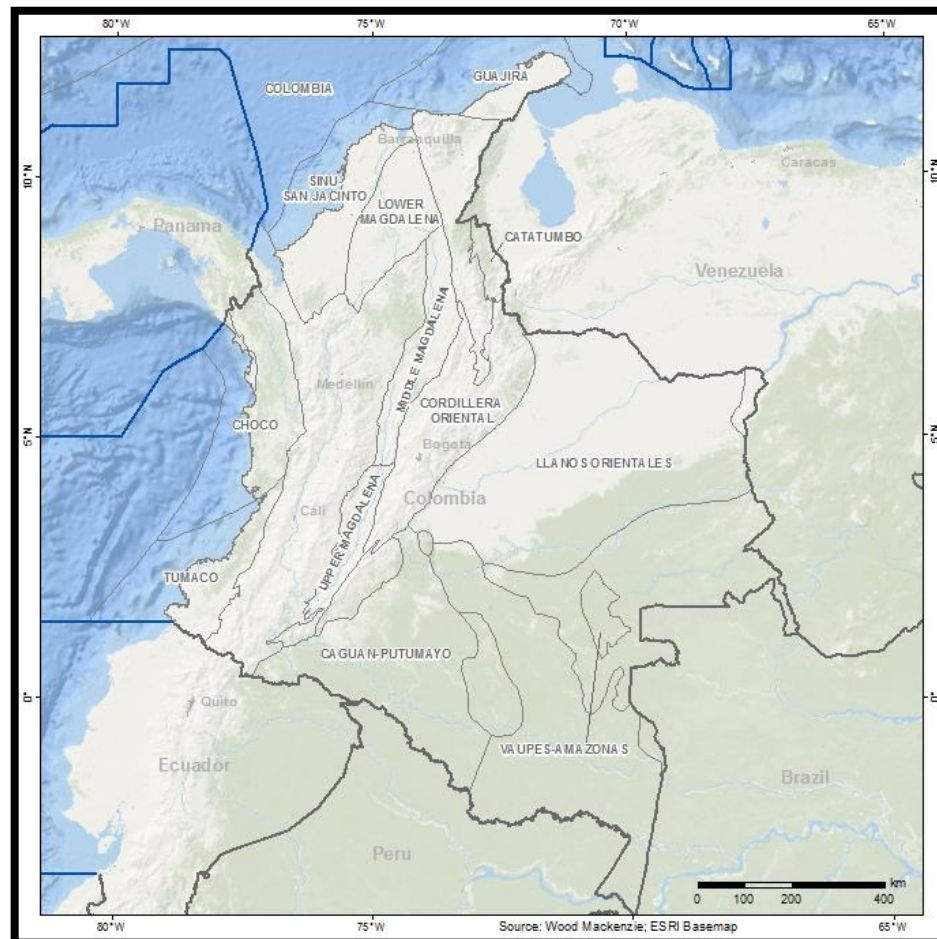
La colisión del arco de la isla de Baudo y el continente principal en el Maastrichtian, cerró el mar marginal y terminó abruptamente la sedimentación marina. Esta colisión condujo al acrecentamiento final de la Cordillera Occidental, el emplazamiento de ofiolitas y esquistas azules en la Cordillera Central y un importante empuje involucrado en el sótano hasta el este del área del Valle de Magdalena.

Una cuenca de antepaís pre-andina, que abarca el actual Valle del Magdalena, la Cordillera Oriental y las cuencas de los Llanos orientales, se desarrolló en

asociación con la acumulación de la Cordillera Occidental y Central. Esta cuenca es una de una larga serie de cuencas de antepaís subandinas que se extienden desde Argentina hasta Venezuela. Se acumuló una megasecuencia de cuenca de antepaís temprano, que consta de depósitos de llanura aluvial rica en carbón y estuarinos del Cretácico tardío al Eoceno temprano. Esta megasecuencia terminó con una deformación del Eoceno medio en el Valle del Magdalena.

Una segunda megasecuencia de la cuenca del antepaís preandino, que contiene un rango similar de facies sedimentarias, duró desde el Eoceno tardío hasta el Mioceno temprano. Esta megasecuencia incluye areniscas estuarinas de la formación Mirador que son los principales reservorios de petróleo en las estrabaciones de los Llanos.

La mayor fase de deformación andina, con levantamiento de la Cordillera Oriental, ocurrió durante el Mioceno medio. Este levantamiento aisló el Valle del Magdalena de la cuenca de los Llanos. La carga litosférica asociada creó un espacio de alojamiento para una megasecuencia de cuenca de antepaís andino del Mioceno tardío al Pleistoceno, que consiste principalmente en clásticos fluviales de grano grueso.

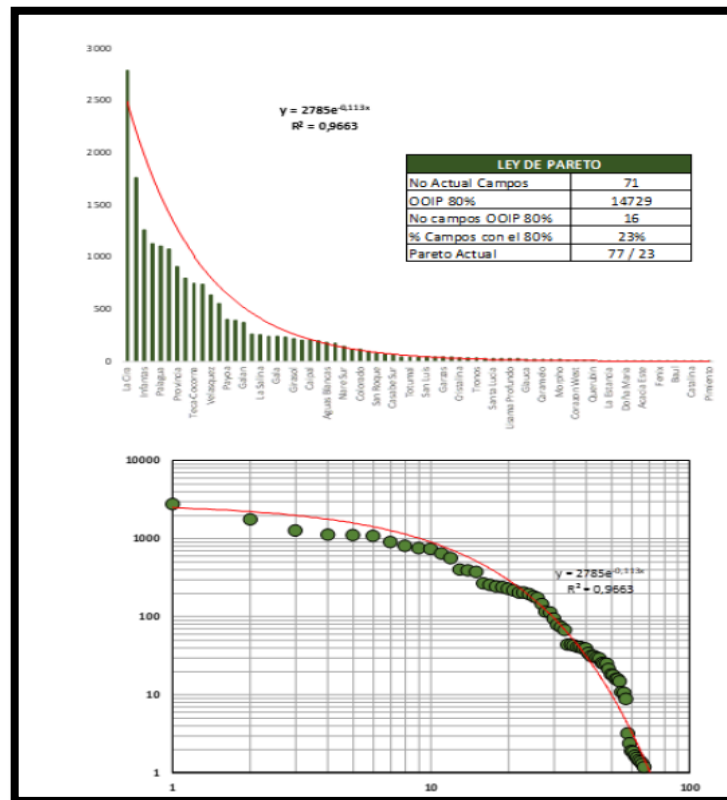


Los CEPI se desarrollarán en dos cuencas: Valle Medio del Magdalena y Cesar Ranchería.

La geología de estas cuencas tienen las siguientes conotaciones:

Cuenca Valle Medio del Magdalena

Bajo análisis Fractal, en la Cuenca VMM se han encontrado 71 campos que suman 18.411 mbpe (OOIP). El tamaño de estos campos varía entre 2785 mbpe (Campo La Cira) y 0,3 mbpe (Pimiento). Las gráficas de distribución del OOIP actual en la cuenca, en función del tamaño de los campos utilizando el concepto del fractal parabólico, muestra que existe una correlación del 96% en los datos. La forma de la gráfica en la cual se observan saltos importantes del tamaño de campos y el coeficiente de correlación (96%) indican que en la cuenca existe la posibilidad de incrementar el OOIP para acercarse a una correlación ideal del 100%. Esta oportunidad de incremento de OOIP también se observa a partir de la aplicación de La Ley de Pareto. Este cálculo indica que en la actualidad un 77% del OOIP se encuentra en un 23% de los campos (Pareto 77/23), lo cual genera espacio para adicionar recursos y acercarse a un valor teórico de Pareto de 80/20.¹



Fuente: ANH. Distribución fractal del OOIP actual en la Cuenca VMM en función del tamaño de los campos descubiertos.

¹ ANH. Informe ejecutivo. Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos Remanentes en Colombia (Yet to Find). Agosto 2019.

En general, la cuenca del Magdalena es una depresión estructural estrecha ubicada en un valle intraandino entre la Cordillera Central al oeste y la Cordillera Oriental al este. El área fue, durante gran parte de su historia, parte de una cuenca de antepaís más grande que también incluía la cuenca de los Llanos. El levantamiento de la Cordillera Oriental separó las dos cuencas en el Mioceno Medio. Por lo tanto, gran parte de la estratigrafía pre-miocena de la cuenca del Magdalena se relaciona estrechamente con la de los Llanos. Las sucesiones geológicas de las cuencas del Alto y Bajo Magdalena se pueden ver en las secuencias estratigráficas a continuación.

- **Sótano:** Los metasedimentos del Proterozoico tardío al Paleozoico temprano subyacen a la mayor parte de la cuenca del Magdalena. **Triásico:** Una megasecuencia sin-rift de sedimentos del Triásico al Cretácico Inferior acumulados en grabens extensionales a lo largo de las cuencas del Magdalena. Estos depósitos están más distribuidos y son más sustanciales que sus equivalentes en la cuenca de los Llanos.
- Las areniscas marinas poco profundas del Triásico y las lutitas de la formación Bocas se encuentran en la cuenca media del Magdalena. En la cuenca del Alto Magdalena, el Triásico está representado por carbonatos de aguas someras, clásticos y volcanoclásticos menores de la formación Payande.
- **Jurásico:** Las areniscas no marinas Syn-rift y las lutitas de la edad jurásica se conservan en la cuenca del Magdalena Medio como el Grupo Girón. No se han realizado descubrimientos de hidrocarburos en estas areniscas. En la cuenca del Magdalena Superior, el Jurásico temprano está representado por los volcanoclásticos de la formación Saldaña. **Cretácico Inferior:** la deposición de la megasecuencia sin-rift continuó en el Cretácico Inferior en el dominio del Magdalena medio. Las areniscas del Cretácico Inferior de la formación Tambor se superponen de manera discordante al Grupo Girón. Las areniscas de Tambor muestran una secuencia ascendente de influencia marina creciente, que evoluciona de la llanura continental a la costera. El Tambor está cubierto por carbonatos marinos poco profundos de la formación Rosa Blanca. La Rosa Blanca es un yacimiento de petróleo probado cuando se fractura, como en el campo Buturama.

Los equivalentes laterales a la formación Tambor en la cuenca del Alto Magdalena son areniscas y conglomerados de la formación Yavi. Estos están cubiertos por areniscas marinas poco profundas de la formación Caballos. La arenisca Caballos es un reservorio probado, por ejemplo, en el campo San Francisco, con porosidades de 14-17% y permeabilidades de hasta 2 Darcies.

La transgresión continua y el establecimiento de una megasecuencia de arco posterior condujeron al depósito de lutitas marinas restringidas (formación Simiti) sobre las formaciones Caballos y Rosa Blanca. La formación Simiti actúa como un sello superior para los reservorios subyacentes y tiene un potencial de fuente de petróleo menor.

- Cretácico superior: El aumento global del nivel del mar desde el Turoniano hasta el Coniacia temprano vio la deposición de la formación La Luna con lutitas orgánicamente ricas equivalentes a la formación Gachetá de la cuenca de los Llanos. La formación La Luna es la principal roca madre en las cuencas media y alta del Magdalena con contenidos de TOC de hasta 3%. Los carbonatos delgados están intercalados dentro de las lutitas. Estas Calizas La Luna son permeables cuando se fracturan y son el principal reservorio del campo Ortega.

La lutita La Luna en la cuenca del Alto Magdalena está cubierta por una cuña programada hacia el oeste de areniscas marinas poco profundas, la formación Monserrate. Estas arenas fueron erosionadas de la Cordillera Central. La formación Monserrate es un importante yacimiento de petróleo en la cuenca superior del Magdalena, como en el campo Dina, con porosidades típicamente en el rango de 15 a 25% y permeabilidades de 20 a 1000 mD.

- Maastrichtiano a Paleoceno: Los sedimentos de Maastrichtiano a Paleoceno en las cuencas del Magdalena consisten en lutitas llanuras costeras de la formación Guaduala. Estos son los últimos depósitos de influencia marina en las cuencas. El Guaduala está cubierto localmente por carbón y sedimentos no marinos de la formación Lisama, que incluye rocas generadoras de gas de buena calidad.

La colisión y el levantamiento en el Eoceno temprano causaron el truncamiento regional de los estratos del Paleoceno y Cretácico y la creación de una discordancia regional. Los sedimentos del Eoceno Inferior generalmente están ausentes en las cuencas del Magdalena.

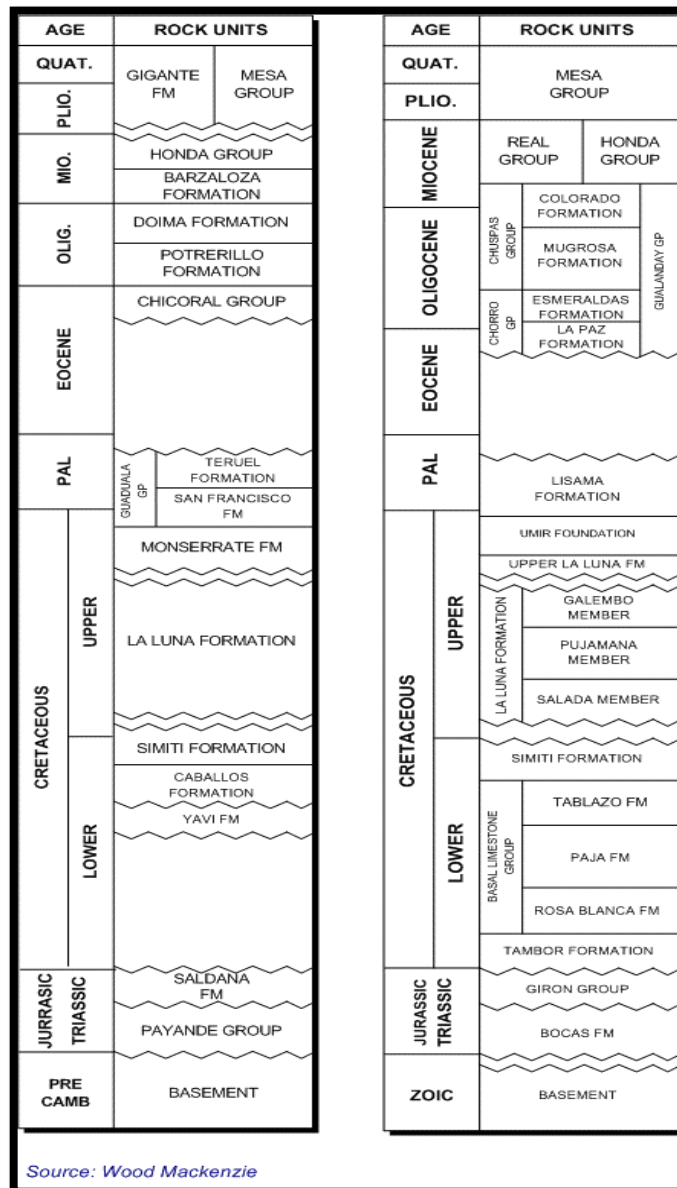
- Eoceno tardío al Mioceno inferior: La megasecuencia de la cuenca del antepaís andino, que fue el último ciclo de depósito importante en las cuencas del Magdalena, comenzó en el Eoceno tardío. Una secuencia densa de sedimentos no marinos, el Grupo Gualanday del Eoceno superior al Mioceno inferior, se desarrolló en asociación con el levantamiento continuo de las Cordilleras Occidental y Central. La deposición de Gualanday se inició con areniscas de la formación La Paz (Magdalena Medio) y areniscas y conglomerados de la formación Chicoral (Magdalena Superior). La formación La Paz incluye yacimientos de petróleo probados con porosidades de 13-16%.

Los estratos del Eoceno en la cuenca del Magdalena Medio están superpuestos de forma conformada por areniscas del Oligoceno, la formación Esmeraldas, con lutitas intraformacionales. Las Esmeraldas incluyen reservorios probados. Existen secuencias equivalentes en el alto Magdalena (formación Doima).

- Mioceno Medio a Tardío: El levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Mioceno Medio a Tardío La orogenia andina segmentó la gran cuenca del antepaís que había existido desde el Paleoceno. La parte oriental se convirtió en la actual cuenca de los Llanos y la parte occidental es ahora la cuenca del Magdalena. Durante el Mioceno Medio y Tardío se depositaron hasta 1.100 metros de areniscas no marinas,

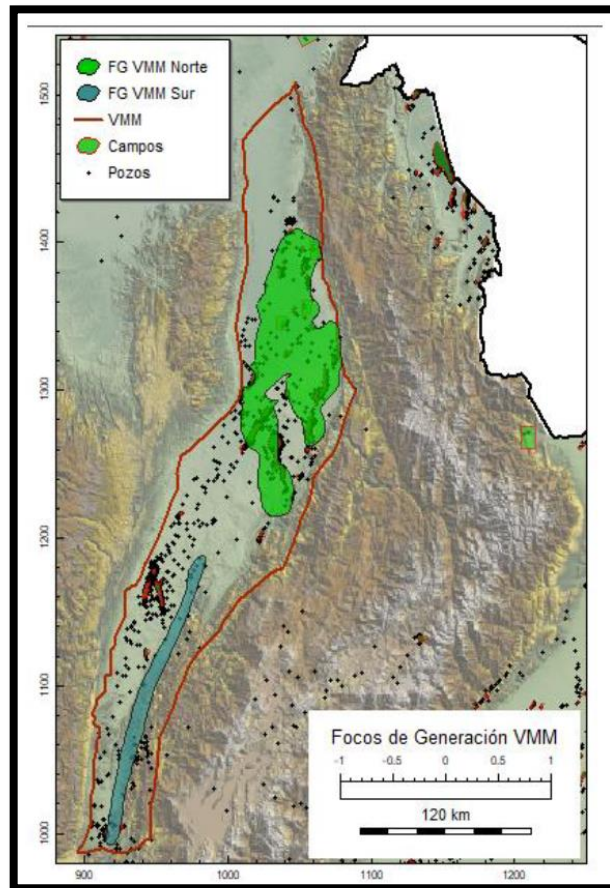
conglomerados y lutitas del Grupo Honda. Estos estratos descansan de manera discordante sobre rocas del Mioceno Inferior.

- Mioceno tardío al Pleistoceno: sedimentos del Plio-Pleistoceno del Grupo Mesa, principalmente clásticos continentales gruesos derivados de la erosión de la Cordillera Oriental y Central, acumulados en las cuencas del Magdalena. La deposición del Grupo Mesa provocó un entierro rápido en la última etapa que colocó muchos de los intervalos clave de las rocas generadoras del Cretácico en la ventana de petróleo. No se han descubierto hidrocarburos significativos dentro del propio Grupo Mesa, ya que no existen sellos superiores eficaces.²



² Información Upstream. Wood Mackenzie. Colombia upstream summary. Mayo 2020.

Según estudios de esta entidad, la Cuenca Valle Medio del Magdalena es la segunda provincia geológica más importante del país en términos del volumen de OOIP. El balance de masas en la esta cuenca incluye dos focos generadores (VMM Norte y VMM Sur) en los cuales se definieron tres intervalos generadores asociados a los Miembros Galembó, Pujamana y Salada de la Formación La Luna (FG VMM Norte) y el Grupo Villeta (FG VMM Sur).



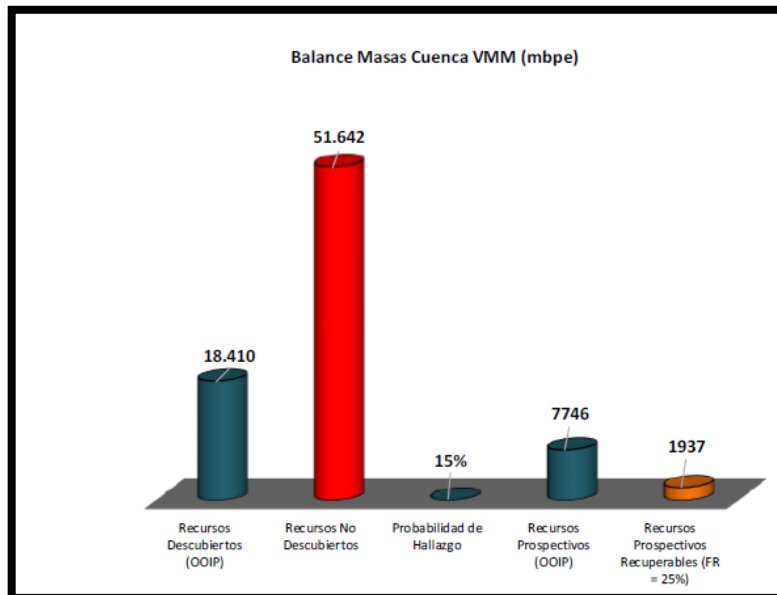
Fuente: ANH. Mapa de focos generadores en la Cuenca Valle Medio del Magdalena

El nivel de certidumbre de las diferentes variables utilizadas en el balance varía entre conocido e hipotético. Es importante mencionar que, aunque la Formación Tablazo también representa un intervalo generador, esta unidad se encuentra totalmente agotada en toda la cuenca y alcanzó procesos de expulsión muy tempranos (Paleoceno) y un riesgo muy alto por sincronismo. Por esta razón no fue tomada en cuenta en la evaluación. Las propiedades originales de estos intervalos fueron definidos con base en abundante información especialmente para el sector norte de la cuenca. En la parte sur la información es más escasa y fue necesario hacer analogías.

El mapeo de los focos de generación se realizó con base en modelamiento 3D de sistemas petrolíferos para el sector norte y con base en secciones estructurales

regionales para la parte sur. Los resultados de la simulación indican que el volumen total de hidrocarburos generados en la cuenca es de 580.428 mbpe, de los cuales 70.052 mbpe estarían disponibles para el entrapamiento. El OOIP descubierto en la cuenca es de 18.410 mbpe y está asociado principalmente al foco de generación VMM Norte. Restando este volumen, los **Recursos No Descubiertos** en la cuenca son de 51.642 mbpe. Estos recursos afectados por una probabilidad de hallazgo del 15% indican que existen unos **Recursos Prospectivos** de 7.746 mbpe, los cuales con un factor de recobro del 25% agregarían **Recursos Prospectivos Recuperables** de 1937 mbpe³.

PARÁMETROS	UNIDADES	CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA		TOTAL
		FG VMM Norte	FG VMM Sur	
HC's Generados / Galembo	mbpe	365.993		365.993
Hc's Disponibles / Galembo	mbpe	41.174		41.174
HC's Generados / Pujamana	mbpe	91.105		91.105
Hc's Disponibles /Pujamana	mbpe	13.354		13.354
HC's Generados / Salada	mbpe	90.616		90.616
Hc's Disponibles / Salada	mbpe	11.390		11.390
HC's Generados / Villeta	mbpe		32.715	32.715
Hc's Disponibles / Villeta	mbpe		4.134	4.134
Total HC's Generados	mbpe	547.714	32.715	580.428
Recursos Disponibles	mbpe	65.918	4.134	70.052
Recursos Descubiertos (OOIP)	mbpe	18316	94	18.410
Recursos No Descubiertos	mbpe	47.602	4.040	51.642
Probabilidad de Hallazgo	%	15%	15%	15%
Recursos Prospectivos (OOIP)	mbpe	7140	606	7746
Recursos Prospectivos Recuperables (FR = 25%)	mbpe	1785	152	1937

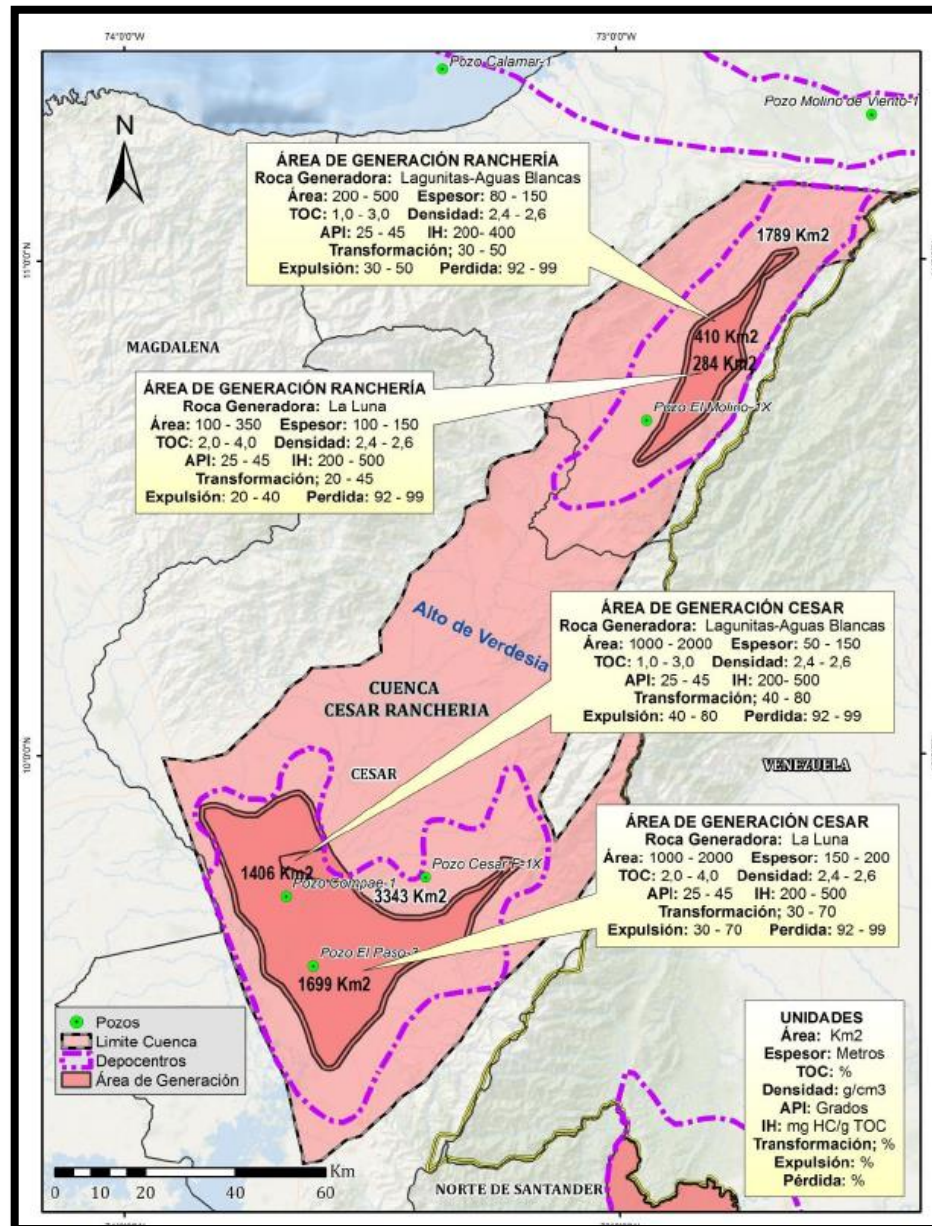


Fuente: ANH. Estimativo de Recursos Prospectivos en la Cuenca Valle Medio del Magdalena

³ ANH. Informe ejecutivo. Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos Remanentes en Colombia (Yet to Find). Agosto 2019.

Cuenca Cesar-Ranchería

La Cuenca Cesar-Ranchería es una provincia geológica frontera en la cual está confirmada la existencia de hidrocarburos. El nivel de certidumbre de las diferentes variables utilizadas en el balance es predominantemente hipotético. El balance de masas en esta cuenca incluye dos focos generadores (Cesar y Ranchería) y dos intervalos generadores asociados a las Formaciones Lagunitas/Aguas Blancas y La Luna.

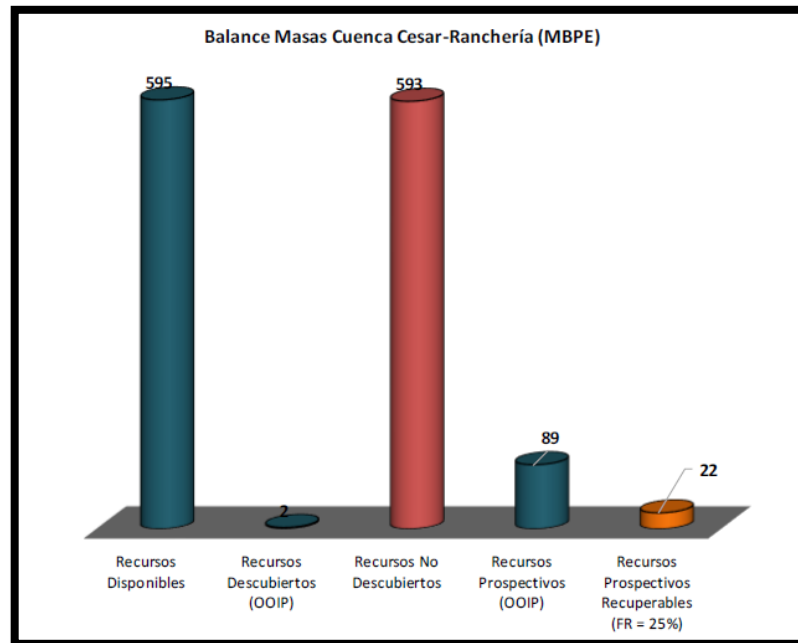


Las propiedades originales de este intervalo fueron definidas con base en información geoquímica regional. El mapeo del foco de generación se realizó con base en la geometría de la cuenca a partir del mapa de anomalía de Bouguer (ANH, 2012) y secciones estructurales regionales.

Los resultados de la simulación indican que el volumen total de hidrocarburos generados en la Cuenca Cesar-Ranchería es de 39.526 mbpe, de los cuales 595 mbpe estarían disponibles para el entrapamiento. Teniendo en cuenta que los **Recursos Descubiertos** corresponden a 2 mbpe, los Recursos **No Descubiertos** son del orden de 593 mbpe. Estos recursos afectados por una probabilidad de hallazgo del 15% indican que existen unos **Recursos Prospectivos** del orden de 89 mbpe, los cuales con un factor de recobro del 25%, agregarían unos **Recursos Prospectivos Recuperables** de 22 mbpe.

PARÁMETROS	UNIDADES	CUENCA CESAR-RANCHERÍA		TOTAL
		CESAR	RANCHERÍA	
HC's Generados / Lagunitas-Aguas Blancas	MBPE	9.940	2.125,03	12.065
HC's Disponibles / Lagunitas-Aguas Blancas	MBPE	177	25,53	202
HC's Generados / La Luna	MBPE	25.016	2.445,56	27.462
HC's Disponibles / La Luna	MBPE	371	22,10	393
Total HC's Generados	MBPE	34.956	4.570,59	39.526
Recursos Disponibles	MBPE	548	47,62	595
Recursos Descubiertos (OOIP)	MBPE	2	0,00	2
Recursos No Descubiertos	MBPE	546	47,62	593
Probabilidad de Hallazgo	%	15%	15%	15%
Recursos Prospectivos (OOIP)	MBPE	82	7,14	89
Recursos Prospectivos Recuperables (FR = 25%)	MBPE	20	1,79	22

*FG= Foco Generador



Fuente: ANH. Estimativo de Recursos Prospectivos en la Cuenca Cesar-Ranchería

4. PLANES ESTRATÉGICOS Y SECTORIALES

En el Plan de Abastecimiento de combustibles líquidos, publicado en marzo de 2019 por la Unidad de Planeación Minero Energética, se señalaron aspectos en materia energética y económica de gran impacto en la estructura actual de incorporación de reservas y producción. Señaló el estudio que, de continuarse con el mismo indicador de tasa de crecimiento respecto de la incorporación de reservas y en materia de producción de hidrocarburos, el abastecimiento sería insostenible a mediados del 2022

Por ese escenario es necesario que se cuente con nuevos y grandes yacimientos de hidrocarburos, que se consideren grandes descubrimientos en esta década.⁴

En contraste, la leve mejora en los precios de los hidrocarburos en el año 2019, permitió que en el informe de recursos y reservas de Colombia, al 31 de diciembre de 2019, el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se destacarán varios aspectos⁵:

- La Inversión Extranjera Directa por cuenta de la industria petrolera para 2019 aumentó en un 11%, al pasar de 2.540 millones de dólares a 2.818 millones de dólares.
- Las reservas probadas de petróleo registraron un incremento de 4%, ya que pasaron de 1.958 millones de barriles en 2018 a 2.036 millones de barriles en 2019.
- Así, la vida media útil del petróleo en Colombia aumentó de 6,2 a 6,3 años, al incorporar a las reservas probadas de petróleo 1,24 barriles, por cada barril producido en 2019
- Igualmente, se incorporaron 412 millones de barriles a las reservas probadas de crudo, principalmente gracias al desarrollo de proyectos de recobro mejorado y de campos de crudo pesado
- Durante 2019 la producción de petróleo llegó a los 323 millones de barriles, 2,2% más que en 2018.
- El departamento que más aportó a las reservas probadas de petróleo fue el departamento del Meta con 936,8 MBLS, equivalente al 46% las reservas probadas de crudo; le sigue el departamento del Casanare con 413 MBLS, equivalente al 20-% de las reservas probadas; y el departamento de Santander con un 10% del total de las reservas probadas de crudo, con 201,9 MBLS.

⁴ http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_abastecimiento_de_combustibles_liquidos_Final2019.pdf Consultada agosto 24 de 2020

⁵ https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24193919/04_30_20_Minenerg%C3%ADa_Reservas+y+perspectivas+petr%C3%B3leo+2020.pdf Consultada agosto 24 de 2020

- Por su parte, las reservas probadas de gas disminuyeron en un 16,7%, pasando de 3.782 de giga pies cúbicos (“GPC”) en 2018 a 3.149 de GPC en 2019.
- Por lo anterior, la vida media útil del gas en Colombia se redujo de 9,8 a 8 años; así, por cada GPC producido en 2019 se dejaron de incorporar 0,62 en las reservas.
- A pesar de que se evidenció un pequeño aumento en el consumo de gas en 2019, no se registraron nuevas incorporaciones ni nuevos yacimientos de gas.
- El 60% de las reservas probadas de gas se encuentran en el departamento del Casanare con 1.894 GPC, seguido por el departamento de La Guajira con un 15% de las reservas probadas de gas del país, equivalente a 486 GPC; y finalmente el departamento de Córdoba con 10% de reservas probadas de gas, con 301 GPC.

DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE PILOTO DE INVESTIGACIÓN

Con el fin de cumplir el objetivo y respetuosos de las disposiciones judiciales, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, genera a través de este proceso especial de investigación, el desarrollo de actividades técnicas, exclusivamente de investigación en las cuencas de Cesar Ranchería y Valle Medio del Magdalena, con el fin de analizar y probar la existencia de recursos petroleros provenientes de Yacimientos No Convencionales o de Roca Generadora, bajo un concepto de sostenibilidad ambiental y respeto por el entorno, en particular, en lo referente al sistema hídrico, y los parámetros técnicos y sociales que disponga la ley y el reglamento para este tipo de actividades.

Así mismo, atendiendo la recomendación de la comisión de expertos, respecto de tener claridad sobre la necesidad de fortalecimiento institucional, tanto de las entidades nacionales como de las regionales y locales, relacionadas con la ejecución del proyectos de FHPH⁶, los Términos de Referencia del Proceso de Selección de titulares de Contratos Especiales de Proyectos de Investigación se desarrollan, bajo la expedición previa de los parámetros normativos de carácter técnico y social, lo que demuestra la preparación y disposición de la capacidad institucional para acometer las actividades de seguimiento y control de los futuros Contratos Especiales de Proyectos de Investigación.

Es de resaltar que con la expedición de la Resolución 0904 del 20 de agosto de 2020, se fijan los lineamientos sociales para el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral PPII en Yacimientos No Convencionales YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal P FH-PH, con el fin el CEPI se constituya como un proyecto exploratorio de investigación controlado, transparente y con verificación

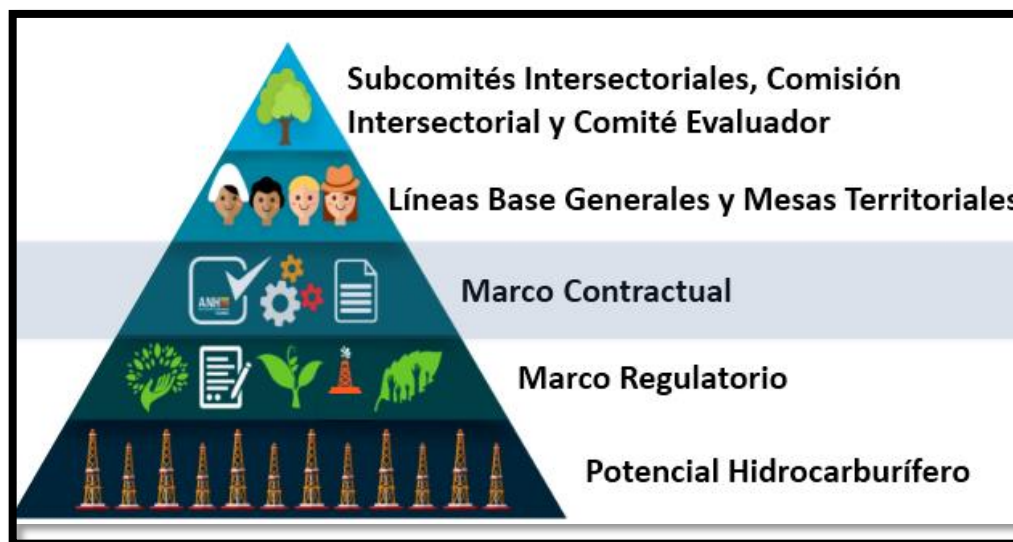
⁶ Fracturamiento Hidráulico con Perforación Horizontal

independiente, con el fin de construir confianza entre las comunidades, las instituciones y las empresas para avanzar en la exploración y los proyectos piloto.

Con el desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral PPII en Yacimientos No Convencionales YNC de Hidrocarburos a través de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal FH-PH y en el marco de Contratos Especiales de Proyectos de Investigación se espera superar el dilema de la sostenibilidad económica nacional a la sostenibilidad social y ambiental de los territorios, toda vez que al concluir los Proyectos Piloto de Investigación Integral PPII se tendrían los elementos para la toma de decisión bajo criterios integrales, sobre el desarrollo comercial de proyectos que utilicen la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal FH-PH.

En el informe de la comisión de expertos se destaca que el fracking comercial ‘no convencional’ no está permitido tampoco en Alemania, país donde están autorizados cuatro proyectos piloto con fines científicos para cada estado federal en aras de evaluar las consecuencias del fracking ‘no convencional’ sobre el medio ambiente natural.

Finalmente, se tiene que la ANH tiene un eje central en el desarrollo de estos proyectos piloto, en relación con la expedición del marco contractual en el que se desarrollarían los mismo, completando la estructura para su realización.



Tomando referentes internacionales, Colombia, bajo el control contractual de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, entidad pública y única administradora actual de los recursos hidrocarburífero de la nación, es la competente para la realización del proceso de selección de contratistas para el desarrollo de Proyectos de Investigación sobre la utilización en Yacimientos No Convencionales de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FHPH.

5. ESTRUCTURA DEL PROCESO

El Proceso de Selección de Contratistas para el desarrollo de Proyectos de Investigación, se desarrollará en Fases, así:

- (i) Divulgación e Información;
- (ii) Habilitación de los Participantes y presentación de Propuestas;
- (iii) Evaluación y Calificación de Propuestas;
- (iv) Selección de los Proyectos de Investigación más favorables a los intereses de la Nación; y
- (v) Adjudicación y celebración de los correspondientes Contratos Especiales de Proyectos de Investigación – CEPI.

5.1. Áreas, Habilitación, Selección y evaluación de las Propuestas

5.1.1. Áreas

De acuerdo con lo señalado en el Artículo 4 de la Resolución 40185 de 2020, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, las áreas en las que se podrán ubicar los Proyectos de Investigación deben estar comprendidas en las Cuencas Sedimentarias Valle Medio del Magdalena y Cesar Ranchería, definidas en el libro de nomenclatura y límite de Cuencas Sedimentarias de Colombia y estar clasificadas en el Mapa de Tierras como Áreas Disponibles o Áreas Asignadas.

Las áreas en las cuales se podrán realizar los Proyectos de Investigación en desarrollo de Proyectos Piloto de Investigación Integral, corresponden a la porción de terreno identificada y delimitada por el Interesado y autorizadas para el efecto por la ANH, que comprenden la porción en superficie a emplear para la Locación e instalaciones, plantas, tanques y demás equipos requeridos para ejecutar el Programa de Actividades de Investigación y Operacionales; la extensión del Pozo en sus secciones vertical y curva, y, en forma continua y adyacente, la proyección en superficie de su sección horizontal y fracturas, asociada al drenaje de influencia generado por la estimulación del Yacimiento, más un área de protección alrededor de cien (100) metros, medida a partir de la máxima extensión teórica de las fracturas.

5.1.2. Habilitación.

Los Interesados en el desarrollo de Proyectos de Investigación, de manera individual o plural, deben acreditar que reúnen las Capacidades exigidas al Operador en los artículos 22 a 27 y 73 del Acuerdo 02 de 2017 para acometer actividades en Áreas Continentales prospectivas para Yacimientos en Rocas Generadoras o No Convencionales, conforme a la definición del Decreto 328 de 2020. En caso de que el participante esté interesado en el desarrollo de Proyecto de Investigación en un área comprendida en el Área objeto de Convenio o Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales o No Convencionales, deberá tratarse del Operador de los mencionados negocios jurídicos o de Consorcio integrado por este.

Los Términos de Referencia del correspondiente Proceso de Selección, reglarán la oportunidad y procedimiento a seguir para obtener Habilitación.

Los Operadores de Contratos Adicionales de Exploración y Producción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales suscritos con la ANH, y los participantes habilitados en procedimientos de selección de contratistas celebrados previamente por la Entidad en calidad de Operadores, para la asignación de Áreas y adjudicación de Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales, se considerarán Habilitados para participar en el proceso de selección de contratistas que se adelante para el desarrollo de Proyectos de Investigación.

5.1.3. Propuestas.

Los Interesados Habilitados, deberán presentar Propuesta mediante comunicación escrita dirigida a la ANH, incluyendo la siguiente información por cada uno de los proyectos propuestos, teniendo en cuenta que la ANH autorizará la realización de hasta dos (2) Proyectos de Investigación por cada Interesado, con un máximo de dos (2) Pozos por cada proyecto:

- Plano con mapa estructural que señale la ubicación geográfica del área en superficie y la Formación objetivo en el subsuelo en la que se realizaría el Proyecto de Investigación.
- Delimitación del o de los polígonos en los que se llevará a cabo el Programa de Actividades de Investigación y Operacionales, incluyendo información sobre la extensión del área en superficie y la delimitación y Formación sobre la cual se llevarán a cabo las operaciones, de conformidad con el párrafo del artículo 2.2.1.1.1A.2.1. del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 328 de 2020.
- Descripción general de las actividades que se van a desarrollar bajo el Programa de Actividades de Investigación y Operacionales.
- Cronograma del Programa de Actividades de Investigación y Operacionales y de las actividades no operacionales a desarrollar, con detalles específicos sobre lo que se llevará a cabo en la Etapa Previa y la Etapa de Ejecución.
- Inversión para el desarrollo del Programa de Actividades de Investigación y Operacionales del Proyecto de Investigación y de las actividades no operacionales.
- Ofrecimiento del valor que por concepto de inversión social en relación con la Participación Económica de las comunidades se ejecutará por parte del Contratista. El Interesado deberá consignar en la Propuesta un número expresado hasta con una cifra decimal como porcentaje mínimo de los costos de cada Pozo a perforar al que se aplique la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH, el cual no será menor a 0,2%.
- Manifestación sobre los compromisos, infraestructura y procedimientos que planea establecer para la transmisión de información a los entes señalados en el Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 328 de 2020.

- Descripción de la experiencia que posee en las actividades de exploración y producción de Yacimientos No Convencionales.
- Descripción y justificación de la Tecnología de Mínimo Impacto que planea emplear, en los términos señalados en el Artículo 2.2.1.1A.1.2. del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 328 de 2020 y la Resolución 40185 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía.
- Indicación del compromiso, consistente en asumir un porcentaje mínimo de contenido local en el aprovisionamiento de bienes y servicios para la realización de cada proyecto. Para este efecto, el Interesado deberá consignar en la Propuesta un número entero expresado como porcentaje mínimo del valor total a contratar, no menor a uno por ciento (1%), conforme a las condiciones que se establezcan en el Contrato Especial de Proyecto de Investigación.

5.1.4. Evaluación y selección de Propuestas

La ANH revisará y verificará en las Propuestas de Contratación presentadas el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Acuerdo y en los Términos de Referencia que se expidan para el efecto. Con respecto a las que reúnan los requisitos exigidos, procederá a su evaluación y calificación conforme a las siguientes reglas y criterios:

- Se podrá asignar un (1) Proyecto de Investigación por cada uno de los Interesados que hayan presentado Propuesta. Los Interesados pueden participar como Proponentes individuales o plurales y presentar más de una Propuesta, siempre que se presenten bajo la misma modalidad y, en caso de hacerlo como proponente plural, con los mismos integrantes y participaciones.
- Se podrá asignar un segundo Proyecto de Investigación a un mismo Interesado, siempre que se presenten menos de cuatro (4) Propuestas.
- En el evento de que se presenten más de cuatro (4) Propuestas, se seleccionarán hasta un máximo de cuatro (4) Proyectos, de acuerdo con lo establecido en el parágrafo del Artículo 5 de la Resolución 40185 de 7 de julio de 2020, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, ponderando los siguientes factores de evaluación y calificación:

a. Primer criterio de adjudicación:

- i. Mayor inversión a ejecutar en el desarrollo del Programa de Actividades de Investigación y Operacionales, expresada en dólares de los Estados Unidos de América, y
- ii. Mayor ofrecimiento de Participación Económica de las Comunidades, a que refiere el artículo 2.2.1.1A.3.6 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 328 de 2020, y el numeral 6.6 del artículo 6 del Acuerdo.

b. Segundo criterio de adjudicación (válido para desempate): En caso de empate entre dos o más Propuestas, se acudirá al factor de evaluación y calificación consistente en el mayor ofrecimiento de porcentaje de contenido local en el aprovisionamiento de bienes y servicios para la ejecución de Proyectos de Investigación, a que alude el numeral 6.10 del artículo 6 del Acuerdo.

- En el evento de que se presente más de una Propuesta sobre la misma área, se aplicarán estas reglas: (i) el Operador de Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos provenientes de Yacimientos Convencionales, o el Consorcio integrado por este que obtenga Habilitación en los términos del artículo 5 del Acuerdo, tendrá derecho de preferencia para celebrar el Contrato Especial de Proyecto de Investigación respecto del área que se superponga, total o parcialmente, con el Área Contratada de los mencionados negocios jurídicos; y (ii) en caso que ninguno de los proponentes tuviere derechos de exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos convencionales en el área del Proyecto cuya ejecución se ofrece, la selección se llevará a cabo aplicando los factores de evaluación y calificación a que alude el numeral anterior.

6. MODELO CONTRACTUAL

6.1. Contrato Especial de Proyecto de Investigación.

Para la realización de Proyectos de Investigación se deberá suscribir un Contrato Especial de Proyecto de Investigación, el cual autorizará al Contratista a ejecutarlo en el área delimitada, a su único costo y riesgo. Para este propósito, el Contratista obtendrá información científica, técnica, social y ambiental que deberá ser entregada a las entidades para que el Estado pueda tomar una decisión de política pública en materia de desarrollo de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH.

Como contraprestación principal, los Contratos Especiales de Proyecto de Investigación estipularán la obtención y disposición en favor de los Contratistas de cualquier flujo de hidrocarburos obtenido durante el Proyecto de Investigación, sin perjuicio del pago de las regalías. El Contratista podrá obtener y disponer del flujo de hidrocarburos a su elección, durante el desarrollo del Programa de Actividades de Investigación y Operacionales o hasta la finalización del Contrato Especial de Proyecto de Investigación.

La autorización otorgada mediante el Contrato Especial de Proyecto de Investigación, se limita única y exclusivamente a la realización de los mencionados proyectos, sin que se configure en favor del Contratista derecho alguno para desarrollar actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, los cuales seguirán condicionados a la vigencia de las normas que regulen tales actividades.

El Contrato Especial de Proyecto de Investigación dispondrá los términos bajo los cuales el Contratista conoce y acepta la realización de los proyectos conforme a la regulación vigente, y asume responsabilidad en el desarrollo de sus actividades.

6.1.1. Culminación del Contrato CEPI

La existencia de régimen jurídico que permita el desarrollo de Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales y Contratos Adicionales de Exploración y Producción en Yacimientos No Convencionales, no constituye causal de terminación del Contrato Especial de Proyectos de Investigación. En consecuencia, el Contratista deberá culminar el Programa de Actividades de Investigación y Operacionales pactado.

7. PERSPECTIVAS ECONÓMICAS PARA EL DESARROLLO DE CEPI

7.1. Perspectiva Internacional

En el 2019 la Inversión Extranjera Directa - IED neta se ubicó en USD 11.342 millones, 77% por encima del registro de 2018, representando el 69% de los flujos netos de capital (sin incluir reservas) y financiando el 82,5% del déficit de cuenta corriente (frente a 48,9% en 2018).

Lo anterior se explica por una caída del 37% de la IED en el exterior, gracias al dato negativo en instrumentos de deuda, que indica una liquidación neta de activos en las filiales (préstamo de empresa colombiana a su filial), y a un aumento del 26,3% en la entrada de IED.

La IED bruta fue jalonada por los sectores diferentes al petróleo en 2019, cuya inversión creció 31,4% (contribución de 24,5pp), mientras la petrolera creció 8,5% (contribución de 1,9pp). La IED bruta se ubicó en USD 14.572 millones de dólares, 26,3% por encima del dato de 2018.

En detalle, los sectores que más contribuyeron al crecimiento de la IED fueron comercio, restaurantes y hoteles con un 93%, servicios financieros con 24% y minería con un 28%. En 2019, se registró un déficit en inversión de portafolio por USD 298 millones, un 77% menor al registrado en 2018.

La entrada neta de flujos de portafolio fue de USD 243 millones, como resultado de la liquidación de participación de capital por USD 1.232 millones y una entrada de USD 1.475 millones de dólares en títulos de deuda. Es importante destacar que, la tenencia de TES por parte de extranjeros disminuyó en 1,2% en 2019, y como porcentaje del total de TES pasó de 26,4% en 2018 a 24,5% en 2019. Por su parte, los colombianos adquirieron en 2019 USD 540 millones de dólares en títulos de deuda del extranjero, un 67,2% por debajo de lo adquirido en 2018.

7.2. Perspectiva Nacional

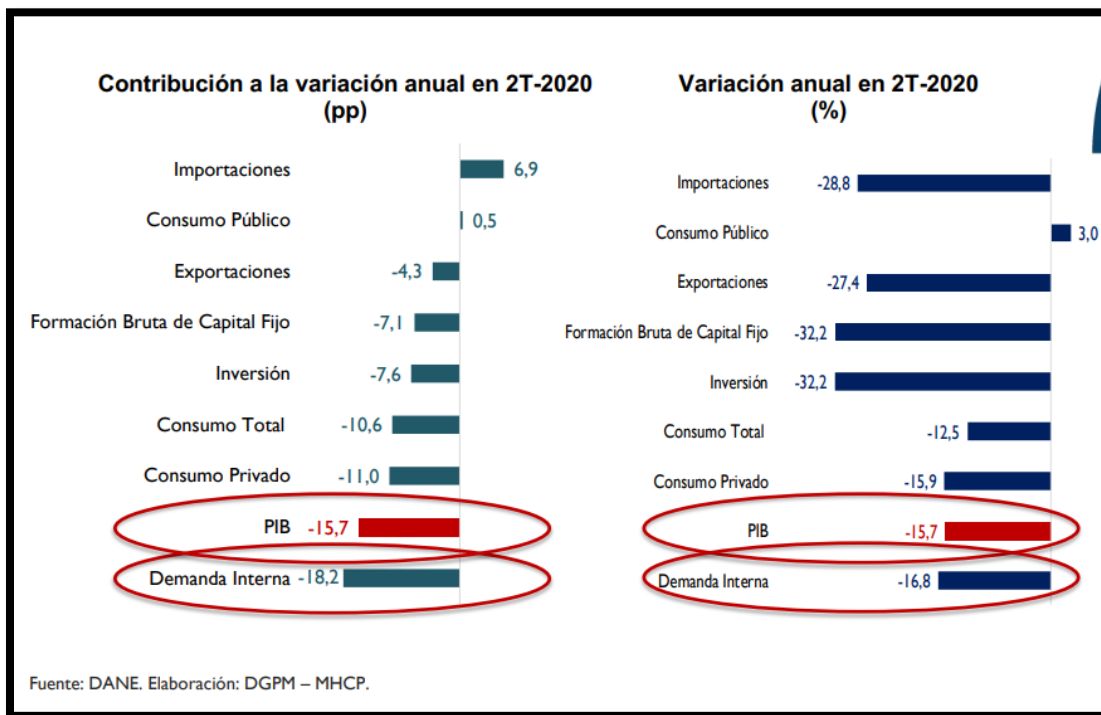
En el Marco Fiscal de Mediano Plazo se señaló que la pandemia del COVID-19 y las respuestas a las que se han visto forzados los distintos países para su contención y control han provocado el choque macroeconómico más grande y generalizado que ha tenido la economía mundial en las últimas décadas. En efecto, las proyecciones de crecimiento en la mayor parte de los países muestran una caída sustancial en la actividad económica de 2020 con respecto a la registrada en 2019. En su más reciente informe, el FMI, por ejemplo, rebaja su estimación del crecimiento mundial de 3,3% en enero de 2020 a -4,9% en junio.

De igual manera, se ha incrementado notablemente la incertidumbre acerca del futuro inmediato del crecimiento global, en la medida en que se ignoran las características de la evolución futura de la pandemia y existe poca certeza sobre

los efectos estructurales que una caída tan drástica en la actividad económica pudo haber producido en el potencial de crecimiento mundial y en la capacidad de retornar rápidamente a los niveles de producción y comercialización observados unos pocos meses antes a la aparición de la pandemia.⁷

7.3. Perspectivas económicas para el año 2020

En 2020, se esperaba que la economía continuara su proceso de aceleración, lo que efectivamente sucedió en enero y febrero. Sin embargo, a raíz de la propagación del COVID-19 en Colombia, se implementaron medidas de aislamiento preventivo, que, junto con un contexto internacional dominado por la incertidumbre global, llevaron a revisar el pronóstico de crecimiento del PIB desde 3,7% a -5,5%. Tanto en Colombia, como en el resto del mundo, hay alta incertidumbre alrededor de los pronósticos de crecimiento. En ambos casos, la profundidad y la duración de la recesión estarán ligadas a la evolución de la pandemia.

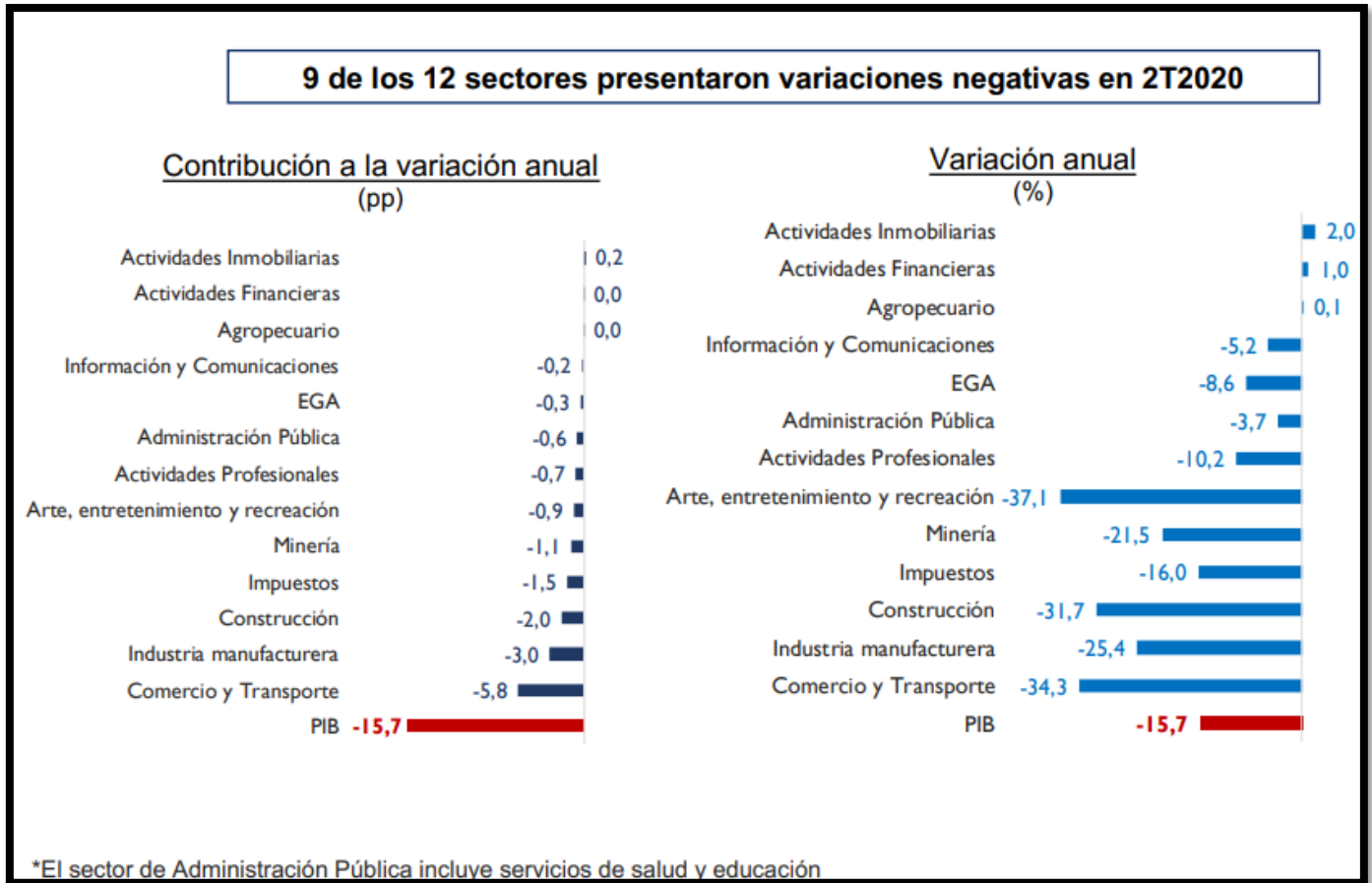


Los sectores más afectados serán comercio (-11,2%), construcción (-16,1%) y arte, entretenimiento y recreación (-28,2%). Por otro lado, el consumo de los hogares y la inversión caerían 5,7% y 17,7%, respectivamente, y el gasto del Gobierno, que crecería 4,1%, sería el único componente de la demanda interna que contribuiría a su crecimiento.

⁷ MFMP. Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Junio 2020. Pág. 19

La crisis afectará los mercados laborales en todo el mundo, lo que se reflejará en caídas en la tasa de ocupación, aumentos en la inactividad y mayores tasas de desempleo en Colombia.

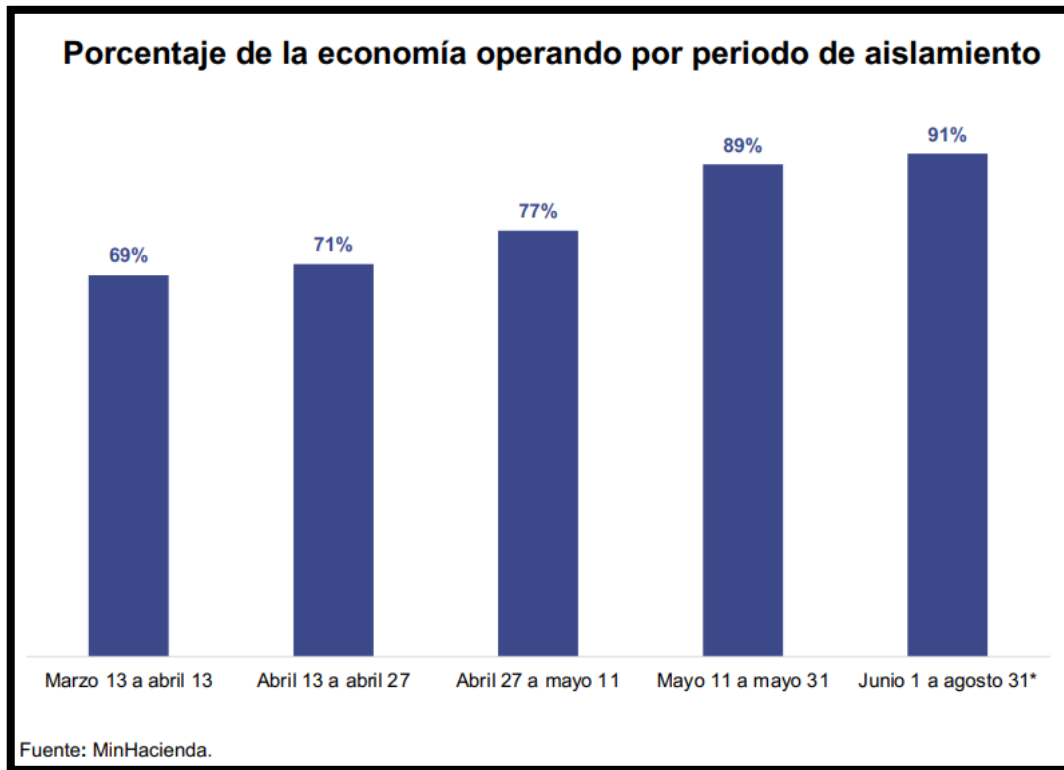
La reducción de los precios del petróleo, dentro del contexto de financiamiento externo antes descrito, llevará a que la tasa de cambio promedio para el año sea de \$3,960 pesos por dólar.



Perspectivas económicas para el año 2021

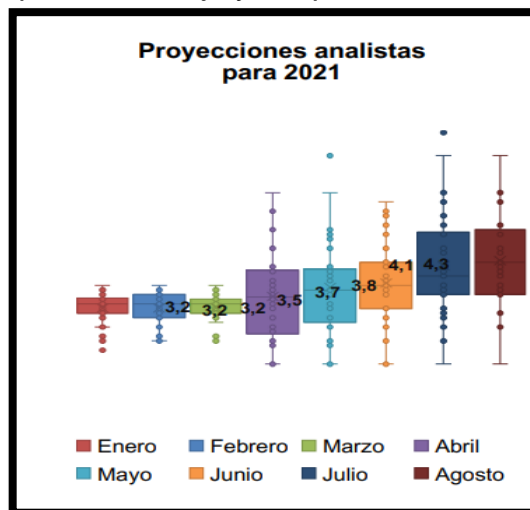
El escenario macroeconómico para 2021 presenta una inusual incertidumbre, asociada al desconocimiento sobre la duración y profundidad que pueda generar la pandemia del COVID-19 en la salud, el tejido empresarial, las relaciones laborales y el sistema financiero.

A pesar de lo anterior, en los inicios del 3Q de 2020 se evidenció la reactivación de un porcentaje de la economía nacional, superior al 90%, con lo que se espera tener los sectores en operación en el inicio del 2021, lo que permitiría contar con la disponibilidad de bienes y servicios necesario para el desarrollo de los CEPI.



En el escenario central, se espera que en 2021 el grueso de la economía retome sus actividades, una vez se disipe el choque asociado al COVID-19, permitiendo un rebote de la actividad productiva hasta alcanzar niveles del PIB similares a los de 2019.

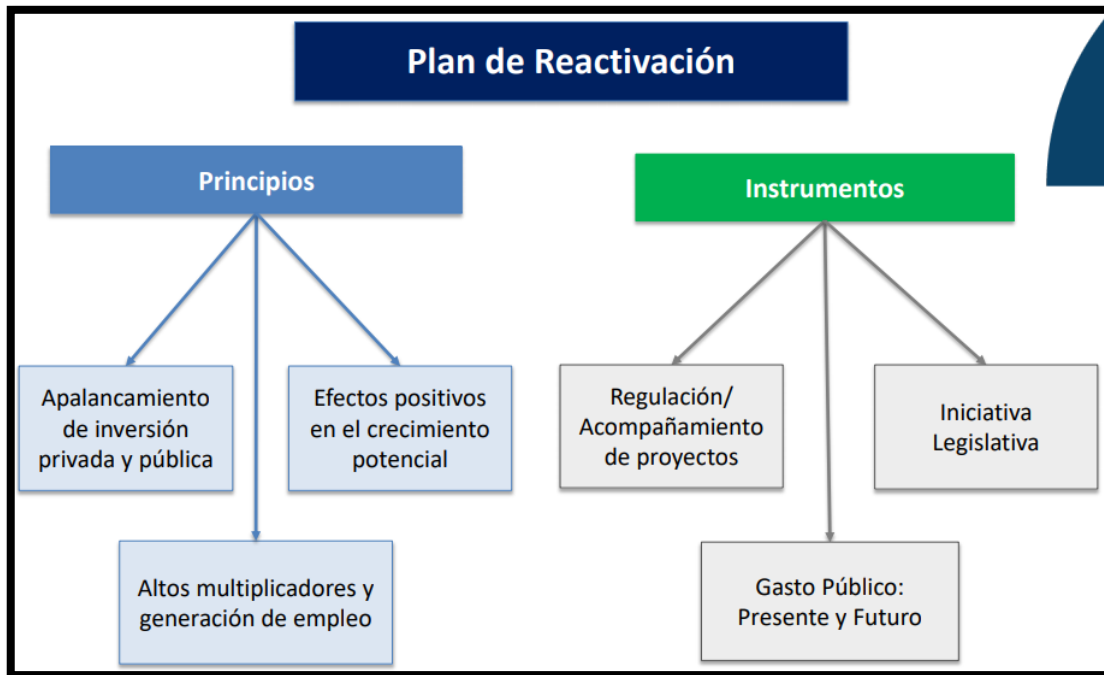
Lo anterior implicaría un crecimiento económico de 6,6%, resultado que estaría condicionado a que el estado de los balances financieros de las empresas les permita financiar su capital de trabajo y, en particular, reabsorber la mano de obra.



Fuente: LatinFocus Consensus Forecast. DGPM MinHacienda. Se consultaron entre 26-36 analistas. MFMP MHCP.

La actividad y los proyectos del sector privado están en los planes de reactivación del gobierno nacional. Si bien el desarrollo de los Contratos Especiales de Proyectos de Investigación – CEPI, no tiene un propósito comercial, los gastos e inversiones asociados a su ejecución, generará liquidez en las áreas de influencia de los proyectos para coadyuvar a mitigar los efectos que la pandemia del Covid-19 causó en la mayoría de los sectores económicos. Es por ello que para que esto se materialice, y los CEPI se constituyan en uno de los proyectos que hagan parte del Pilar 1 de reactivación y generación de empleo a nivel de inversión privada, se requiere la gestión del Gobierno Nacional en generar un ambiente que facilite el flujo de capital para la toma de decisiones al finalizar estos los pilotos especiales de investigación.





7.4. Perspectivas económicas entre el 2022 y el 2028

Tras el fuerte choque que afrontaría la economía colombiana en 2020 y la posterior recuperación en 2021, se prevé que la economía siga presentando excesos de oferta. Consistente con lo anterior, el escenario de mediano plazo se caracteriza por tasas de crecimiento del PIB superiores al promedio de largo plazo entre 2022 y 2028, año en el que se cerraría la brecha del producto. A partir de 2029, la economía crecería a su ritmo potencial, entre 3% y 3,5%.

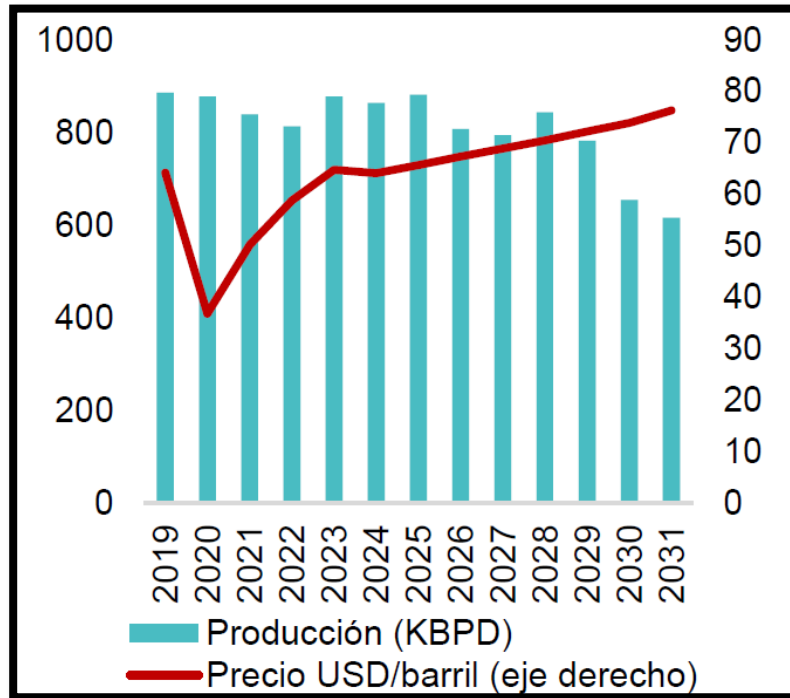
La evolución de las exportaciones tradicionales en el mediano plazo estaría determinada, en mayor medida, por la senda de producción de petróleo, y en menor medida, por la dinámica de los precios de este. La producción mostraría un comportamiento variable hasta 2028, exhibiendo una caída desde este año hasta 2031, mientras que el precio mostraría una recuperación lenta en el mediano plazo.

En particular, según estimaciones de la ANH⁸, la producción se incrementaría a 881 KBPD en 2025, alcanzando el máximo previsto en el mediano plazo. Entre 2025 y 2031, la producción caería 30,1%, pasando de 881 KBP a 616 KBPD.

Por otro lado, el precio se ubicaría, en promedio, en 68 USD/barril, en línea con la recuperación del balance del mercado, con lo cual los precios para el 2022 serían de 59 USD/barril y tendrían un incremento paulatino a niveles de 64 USD/Barril en 2024.

⁸ MFMP. Informe de Recursos y Reservas de 2019 con información disponible a 23 de junio.

En cuanto a las expectativas de largo plazo, se estima un precio de 71 USD/barril a partir de 2028, teniendo en cuenta un balance marcado por una mayor demanda mundial, migración global a nuevas tecnologías y mayor capacidad instalada que se presentaría por los avances tecnológicos y descubrimientos de nuevos campos⁹.



Fuente: FMI, ANH y Grupo Técnico Minero Energético de la Regla Fiscal. Cálculos MHCP – DGPM

En el mediano plazo, los ingresos tributarios petroleros se ubicarán en promedio en 0,4% del PIB, presentando una recuperación gradual, en línea con el incremento esperado del precio de este bien. Se espera que los ingresos tributarios del sector se ubiquen en 0,3% del PIB en 2022, reflejando una recuperación de 0,24pp frente a lo observado en 2021, como resultado del repunte proyectado en el precio promedio para la referencia Brent en 2021 y 2022 (crecimiento de 36% y 17%, respectivamente). Posteriormente, se prevé que los tributos del sector petrolero se ubiquen en promedio en 0,5% del PIB en el periodo 2023-2029, en línea con un precio promedio del Brent de 68 USD/Barril. Tras este periodo de estabilidad, durante los años 2030-2031 se presentaría una moderada reducción de los ingresos de 0,1pp del PIB, debido a la menor producción de crudo estimada en el país, que se ubicaría en promedio en 635 KBPD¹⁰ en dichos años, presentando una reducción de 24% frente al promedio de producción esperado del periodo 2022-2029 (833 KBPD).

⁹ Acta No. 8 del Comité Minero Energético de la Regla Fiscal.

¹⁰ Fuente: MFMP-MHCP. Miles de barriles por días. Informe de Reservas y Recursos 2020.