

ANH



Al responder cite radicado: 20183110473002 Id: 355286  
Folios: 18 Fecha: 2018-12-26 15:50:22  
Anexos: 0  
Remitente: DAVID EMILIO NEGRETE BARGUIL  
Destinatario: VICEPRESIDENCIA PROMOCION Y ASIGNACION DE  
AREAS

Señor:

**CARLOS JOSE NOVOA DE LA CRUZ**

Supervisor del Contrato No. 020 de 2018

Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas

**AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS**

Av. Calle 26 No. 59 – 65 Piso 2

**Ciudad**

**Asunto:** Entrega Informe de Cumplimiento de Actividades No. 12 del mes de diciembre de 2018  
Contrato No. 020 de 2018.

Dando cumplimiento a mis obligaciones contractuales con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, me permito hacer la entrega del Informe de Cumplimiento de Actividades No. 12 de 2018 del Contrato No. 020 de 2018, el cual corresponde a las Actividades desarrolladas en el mes de diciembre de 2018;

Cualquier inquietud o información adicional al respecto quedo atento.

Cordialmente,

**DAVID E. NEGRETE BARGUIL**

Número Documento de Identidad o NIT: CC: 79.943.907 de Bogotá

Dirección del Contratista: Carrera 12 No. 102-07 Apto: 404 Bogotá

Teléfono o Celular Contratista: 3157925640

Correo electrónico Personal Contratista: danebarguil@hotmail.com

Anexos: Se anexa informe de cumplimiento de actividades en siete (7) folios.

Se anexa Informe Económico del Sector Hidrocarburos en veinticuatro (24) folios

**INFORME MENSUAL DE ACTIVIDADES DEL CONTRATO No. 020 DE 2018,  
CELEBRADO ENTRE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS-ANH Y  
DAVID E. NEGRETE BARGUIL  
DURANTE EL PERIODO DEL MES DE DICIEMBRE DE 2018**

---

**DATOS GENERALES DEL CONTRATO**

<b>Contrato Número</b>	020 de 2018	<b>Fecha de firma</b>	15/01/2018
		<b>Fecha de inicio</b>	15/01/2018
<b>Contratista</b>	David E. Negrete Barguil		
<b>Objeto del Contrato</b>	Contratar la prestación de servicios profesionales especializados de apoyo para realizar la evaluación de la capacidad económica-financiera y técnica en los procesos de asignación de contratos de hidrocarburos, de cambio de composición accionaria, cesiones, escisiones, contratos y convenios adicionales y todos los demás procesos cuyo trámite compete a la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas.		
<b>Número y fecha CDP</b>	19218 13/01/2018	<b>Número y fecha RP</b>	3618 15/01/2018
<b>Plazo de Ejecución</b>	Once (11) meses y quince días	<b>Fecha Terminación de</b>	31/12/2018
<b>Valor Total del Contrato (IVA incluido)</b>	\$ 156.775.233	<b>Honorarios Mensuales (IVA Incluido)</b>	\$ 13.575.509

**ACTIVIDADES DESARROLLADAS DURANTE EL PERIODO**

A continuación, presento las funciones y labores desarrolladas durante el periodo del mes de diciembre de 2018, las cuales son propias del objeto referido y hacen parte de las gestiones misionales y competencias de la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas:

**Obligaciones Contractuales Nos: 1, 2, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12:** Tienen el mismo objetivo y comparten características similares, dado lo anterior, las mismas se han agrupado.

**Actividades Ejecutadas:**

- Con radicado ANH No. 20183110365771 Id: 345948 del 4 de diciembre de 2018, se solicitó al representante legal de la compañía Gran Tierra Colombia Inc presentar información de carácter jurídica y financiera que soporta ambas capacidades, de conformidad con los requisitos establecidos en los Términos de Referencia de la Ronda Colombia 2014, con ocasión del trámite de cesión de intereses, derechos y obligaciones que posee Gran Tierra Colombia Inc sucursal en el Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos No.12 - Área PUT-31 equivalente al treinta y cinco por ciento (35%) del mismo, a favor de Gran Tierra Energy Colombia Ltd.





- Con radicado ANH No. 20183020367781 Id: 347076 del 5 de diciembre de 2018, se solicitó al representante legal de la compañía Emerald Energy Plc presentar nuevamente la información financiera consignada en el Formato No. 7 (Patrimonio Neto) de los Términos de Referencia de la Ronda Colombia 2012, toda vez que el mismo presentaba una discrepancia con respecto a la información allegada en los Estados Financieros, situación que no permite avanzar con la evaluación de la capacidad financiera de la compañía, con ocasión del trámite de cesión de Ecopetrol S.A. a favor de Emerald Energy Plc. Contrato E&P de Hidrocarburos NOGAL.
- Con radicado ANH No. 20183020275883 Id: 352527 del 19 de diciembre de 2018, se evaluó la Capacidad Financiera con corte a 31 de diciembre de 2017 de la compañía Ecopetrol S.A. Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos No. 40 de 2008 CPO-17, mediante la cual Hocol S.A.(en adelante "Hocol") solicita a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en adelante "ANH"), autorización para ceder el cincuenta por ciento (50%) de sus intereses, derechos y obligaciones, incluida la calidad de operador que ostenta en el contrato referido, a favor de ECOPETROL S.A. Una vez revisada la documentación, se encontró que la compañía se encuentra listada en la última publicación *"The Energy Intelligence TOP 100: Ranking of the World's Top Oil Companies"* por tal razón se encuentra exceptuada de la evaluación de la Capacidad Financiera, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2.1.2. Habilidad de la Capacidad Financiera de los Términos de Referencia de la Ronda Colombia 2008, modificado por la adenda No. 1 y 3. Por lo anterior ECOPETROL S.A., **CUMPLE** con la Capacidad Financiera Total establecido en los Términos de Referencia de la Ronda Colombia 2008, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones asociadas al Contrato señalado.
- Con radicado ANH No. 20183020283563 Id: 355073 del 26 de diciembre de 2018, se evaluó la Capacidad Financiera con corte a 31 de diciembre de 2017 de la compañía Perenco Oil And Gas Colombia Limited, a través de la sucursal en Colombia (en adelante "Perenco"). Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos LA CUERVA y Contrato de Exploración y Explotación YAMÚ, mediante la cual Geopark Colombia S.A.S. (en adelante "Geopark") solicita a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en adelante "ANH"), autorización para ceder el cien por ciento (100%) de sus intereses, derechos y obligaciones, incluida la calidad de operador que ostenta en los Contratos referidos, a favor de Perenco. Una vez revisada la documentación, se encontró que la compañía extranjera acreditó la información financiera a través de la sucursal en Colombia. Por lo anterior Perenco, obtuvo,
  - Para ser el titular del cien por ciento (100%) del contrato E&P LA CUERVA, una calificación de 91,06 puntos, lo que supera los 50 puntos mínimos exigidos en el Proceso Competitivo Especial 01 de 2007 – Mini Ronda Colombia 2007.





- Para ser el titular del cien por ciento (100%) del contrato E&E YAMÚ, una calificación de 52,58 puntos, lo que supera los 50 puntos mínimos exigidos en el artículo 22 del Acuerdo 008 de 2004

En consecuencia, Perenco a través de la sucursal en Colombia **CUMPLE** con la capacidad financiera requerida exigidos para ser el titular en cada uno de los contratos, según lo establecido en los términos de referencia o normatividad aplicable.

**Obligación Contractual No 3:** Realizar análisis económicos y estadísticos sobre la información cuantitativa y cualitativa del sector de hidrocarburos con el fin de presentar informes trimestrales, gráficos de dichos análisis, que soporten las recomendaciones tendientes a identificar nuevas oportunidades para promover la inversión.

#### **Actividades Ejecutadas:**

Se realiza consulta de información financiera a través de distintas fuentes, como la Superintendencia Financiera y en cuanto a indicadores macroeconómicos e información de la balanza comercial del sector hidrocarburos, se realizó revisión en el DANE y en el Banco de la República, en especial información relacionada con la Tasa de Cambio. Se ha consultado adicionalmente a la Agencia Internacional de Energía, en la que se han revisado y dado lectura a reportes, informes y artículos sobre el sector de hidrocarburos del mundo.

Así mismo, para realizar el análisis económicos y estadísticos sobre la información cuantitativa y cualitativa del sector de hidrocarburos, se consultaron bases de la UPME, Banco de la República, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Campetrol, ACP, DANE, INTERNET y otras fuentes estadísticas, incluyendo datos internos de la ANH, que permitan el desarrollo de un análisis con soporte técnico y en el que se indican algunos hechos encontrados con base en los datos encontrados, los cuales quedaron descritos en la presentación del informe trimestral que se presentó por correo electrónico el día 26 de diciembre de 2018 al supervisor designado el 4to y último informe ejecutivo sobre la información cuantitativa y cualitativa del sector de hidrocarburos, con el cual se presenta informe con gráficos y análisis sobre el comportamiento de estas variables en los periodos octubre-diciembre de 2018. (Ver Anexo 1).

**Obligación Contractual No 5:** Apoyar cuando sea necesario, la evaluación de la capacidad económica financiera de las compañías interesadas en habilitarse en el Registro de Interesados.

#### **Actividades Ejecutadas:**

A la fecha no he tenido requerimiento de esta obligación contractual relacionada con la evaluación de la Capacidad Económica Financiera de compañías, toda vez que el Registro de Interesados no ha sido implementado.





**Obligación Contractual No 13:** Realizar el control de la necesidad de mantener las garantías constituidas con ocasión de la evaluación de la Capacidad Económico Financiera de proponentes y contratistas.

**Actividades Ejecutadas:**

- Con radicado ANH No. 20183020254813 Id: 345562 del 3 de diciembre de 2018 se envió a la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos, copia de la Carta de Crédito Stand By No 186-07-18-00943-0 expedida por el Banco de Davivienda S.A. por valor de un millón seiscientos setenta y dos mil ciento sesenta y dos dólares americanos (USD\$ 1.672.162), la cual se emite para garantizar la disponibilidad de los recursos financieros necesarios para adelantar las actividades de producción en el Área Oso Pardo, y las demás actividades inherentes a tales obligaciones emanadas del contrato de la referencia, lo anterior es con el fin que esa Vicepresidencia continúe el respectivo seguimiento de control de la “*garantía líquida*”, presentada por Carrao Energy S.A., de conformidad con los compromisos asumidos en virtud de la solicitud de cesión del cien por ciento (100%) de intereses, derechos y obligaciones que Shona Energy Colombia Limited S.A. ostentaba en el Contrato señalado, a favor de Carrao Energy S.A., formalizada mediante Otrosí No. 7.

**Obligación Contractual No 14:** Prestar el apoyo requerido en las actividades de supervisión de los contratos señalados por el supervisor o el Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas.

**Actividades Ejecutadas:**

A la fecha esta obligación contractual no se ha ejecutado, toda vez que no he tenido requerimiento relacionado con prestar el apoyo requerido en las actividades de supervisión de los Contratos señalados por el Supervisor o el Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas.

**Obligación Contractual No 15:** Desarrollar el objeto contractual en condiciones de eficacia, eficiencia, oportunidad y calidad, de conformidad a los parámetros establecidos en la ANH.

**Actividades Ejecutadas:**

Se indica que se ha ejecutado en un cien por ciento (100%) esta actividad con respecto al tiempo, desarrollando el objeto contractual con toda responsabilidad y análisis de información que permita a la entidad mejorar la capacidad de evaluación económico-financiera y a fin de dar las herramientas necesarias para la mejora de los procesos de la ANH.





**Obligación Contractual No 16:** Apoyar y participar en la elaboración de informes, presentaciones en la oportunidad y forma que sean requeridas por el (la) Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas.

**Actividades Ejecutadas:**

El apoyo requerido ha sido suministrado oportunamente dentro de los tiempos indicados.

**Obligación Contractual No 17:** Desempeñar las demás actividades que le sean asignadas por el supervisor inmediato necesarias para el cumplimiento de la misión y visión institucional, de acuerdo con la naturaleza del mismo.

**Actividades Ejecutadas:**

- Participé en diversas reuniones internas, relacionadas con los procesos a cargo de la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas.
- Con radicado ANH No. 20183020270263 Id: 350165 del 5 de diciembre de 2018 se solicitó a la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos que nos informe todas las actividades y el monto de las obligaciones (en periodo exploratorio y periodo de producción), que al 31 de diciembre de 2017 se encontraban pendientes por ejecutar en los Contratos en los cuales participa como contratista ANADARKO COLOMBIA COMPANY. Lo anterior es con el fin de adelantar la evaluación de la Capacidad Económica Financiera de la compañía, con ocasión de la solicitud de ejercer el derecho de conversión previsto en los Contratos de Evaluación Técnica (TEA) COL 1, COL 2, COL 6 y COL 7 a Contratos E&P.
- Con radicado ANH No. 20183020393601 Id: 354492 del 24 de diciembre de 2018, se requirió a Anadarko Colombia Company presentar información financiera complementaria y aclaratoria, bajo las condiciones establecidas en los términos de referencia de las Ronda Colombia 2012 y 2014. Lo anterior es con el fin de adelantar la evaluación de la Capacidad Económica Financiera de la compañía, con ocasión de la solicitud de ejercer el derecho de conversión previsto en los Contratos de Evaluación Técnica (TEA) COL 1, COL 2, COL 6 y COL 7 a Contratos E&P.
- Se atendió solicitud enviada por correo electrónico los días 4, 6, 10, 11, 13 y 14 de diciembre de 2018 por el Ing. Químico de la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas acerca de los trámites pendientes por resolver y de las solicitudes de cesión que se encuentran en curso por esta Vicepresidencia para los siguientes Contratos E&P TOPOYACO, SSJN-3, CPO-4, LLA-13, VMM-14, COLIBRI, SANTA CRUZ, CHICUACO, COR-23, ANDINO SUR, ALHUCEMA, ARAUCA, VICTORIA, YD CAT-1. Igualmente, para los Contrato de Evaluación Técnica (TEA): COL-7, COL-6, COL-4, COL-3 y COL-2.





Se le informó asimismo que a la fecha existe una solicitud de Conversión del contrato TEA COL 7 a contrato E&P, solicitada por Anadarko. Igualmente se solicitó información de carácter financiera para continuar con el trámite correspondiente.

A la fecha existe una solicitud de CONVERSIÓN del contrato TEA COL 3 a contrato E&P, solicitado por Shell. Igualmente se solicitó información de carácter financiera para continuar con el trámite correspondiente.

Con respecto a los otros Contratos no se tiene a la fecha ningún trámite pendiente relacionado con la evaluación de la Capacidad Financiera de los titulares de los Contratos señalados.

- Participé en la reunión convocada por la Vicepresidenta de Promoción y Asignación de Áreas (E) el día 20 de diciembre de 2018 en las instalaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en adelante "ANH"), con el fin de explicarle acerca del trámite que cursa del proceso de integración patrimonial de las sucursales colombianas Petrominerales Colombia Corp., Grupo C&C Energía Corp y Pacific Stratus Energy Colombia Corp con Meta Petroleum Corp (Hoy Frontera Energy Colombia Corp). Así mismo se le informó el estado del proceso de la evaluación de la Capacidad Financiera de la compañía para evaluar los Contratos que se encuentran suscritos con la ANH. De otra parte, se le comunicó los reparos que menciona Frontera sobre la metodología que se pretende aplicar para realizar la evaluación, toda vez que existe un vacío normativo del Acuerdo 08 de 2004 frente a situaciones de integración patrimonial.

Finalmente, se concluyó que el Abogado de la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas analizará todos los documentos que a la fecha se han efectuado dentro del trámite, es decir, tanto las comunicaciones remitidas por Frontera como las comunicaciones presentadas por la ANH para determinar quién es la persona encargada de avalar la propuesta presentada a la Vicepresidenta de Promoción y Asignación de Áreas con la comunicación con el radicado No. 20183020234983 Id: 337893 del 9 de noviembre de 2018.

- Comentarios al Acuerdo 2 de 2017, con ocasión de la actualización en proceso desde la Gerencia Legal y Contratación, remitidos para consolidación el 21 de diciembre de 2018 a un funcionario de la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas.

## **OTRAS ACTIVIDADES**

### **Actividades que se están trabajando:**

1. Evaluación de la capacidad financiera de Tecpetrol, con ocasión del cambio de control para los contratos E&P: CPO-06, CPO-7 Y CPO-13. Pendiente que la compañía presente la constancia de cumplimiento de entrega de información del SGC con corte a 31 de diciembre de 2016, correspondiente al contrato E&P de Hidrocarburos CPO-06, Área Devuelta Puerto Gaitán, indicando que se encuentran pendientes los análisis de resultados Post Mortem de los Pozos Puerto Gaitán 1 y 2.





2. Evaluación de la capacidad financiera de Frontera, con ocasión de la integración patrimonial para varios contratos (aproximadamente 42 evaluaciones). Actualmente en conjunto con varios funcionarios de la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas, se encuentra analizando la normativa o lineamientos a ser considerados para realizar la mencionada evaluación.
3. Revisión de los formatos financieros del procedimiento competitivo permanente.
4. Evaluación de la capacidad financiera de Grantierra Colombia Inc, con ocasión del trámite de cesión de intereses, derechos y obligaciones de Vetra Exploración y Producción Colombia SAS a favor de Garantierra en el contrato E&P Bloque VMM-2. Se requirió a la compañía que allegue la información financiera mediante la comunicación con radicado No. 20183110361151 Id: 343503 del 28 de noviembre de 2018 con corte a la vigencia fiscal año 2017, para continuar con el trámite correspondiente.
5. Se proyectó requerimiento de información financiera complementaria, con ocasión de la comunicación con radicado No. 20181000418772 Id: 342391, en el marco del trámite de cesión de intereses, derechos y obligaciones Contratos E&P LLA-65, según tarea documental No. 188998.
6. Pendiente que Ecopetrol remita la información financiera complementaria solicitada con el Radicado No. 20183020356831 Id: 342663 del 26 de noviembre de 2018, en el trámite de Conversión de los Contrato TEAS GUA OFF-1 y COL-5.
7. Se proyectó requerimiento de información financiera complementaria, con ocasión de las propuestas de Conversión para los Contratos de Evaluación Técnica (TEA) No. 6 -AREA GUA OFF-1 y COL-4 a un Contrato de Exploración y Producción E&P, según radicados No. 20183020326012 Id. 321925 y 20183020326042 Id: 321929. Tarea documental No. 188200.

Por todo lo anteriormente presentado certifico que he dado cumplimiento al cien por ciento (100%) de las obligaciones que me han sido encomendadas en desarrollo del objeto contractual, con toda responsabilidad y análisis de información que permita a la entidad mejorar la capacidad de evaluación económica-financiera y a fin de dar las herramientas necesarias para la mejora de los procesos de la ANH.

**DAVID EMILIO NEGRETE BARGUIL**

Contratista de la Vicepresidencia de  
Promoción y Asignación de Áreas  
CC. 79.943.907 de Bogotá

**David Emilio Negrete Barguil**  
**Correo Electrónico:** [david.negrete@anh.gov.co](mailto:david.negrete@anh.gov.co)  
**Celular:** 315 792 56 40

Página 7/7





**VICEPRESIDENCIA DE PROMOCIÓN Y ASIGNACIÓN DE  
AREAS-VPAA**

**INFORME ECONOMICO DEL SECTOR HIDROCARBUROS**

**PRESENTADO POR: DAVID E. NEGRETE BARGUIL  
GERMAN D. GALVIS BAUTISTA**

**DICIEMBRE 2018**

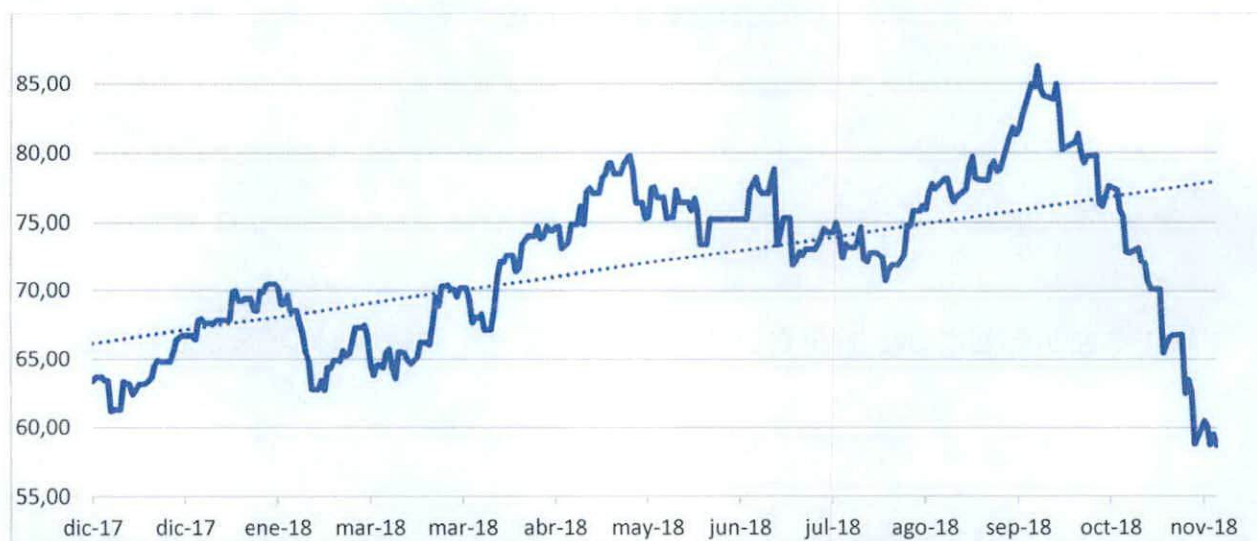


## 1. RESUMEN

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento de algunas variables económicas, en el periodo enero a noviembre de 2018, que directamente se relacionan el sector de hidrocarburos, en especial lo concerniente con Upstream. Igualmente, se incluye la tendencia y el comportamiento del precio de los hidrocarburos en el año corrido desde diciembre de 2017 a noviembre de 2018, según se muestra en el detalle a continuación:

## 2. ASPECTOS MACROECONÓMICOS

**Figura No.1. Comportamiento del Precio de Referencia Brent  
(diciembre 2017 – noviembre 2018)**



Fuente: wilkinsonpc.com.co

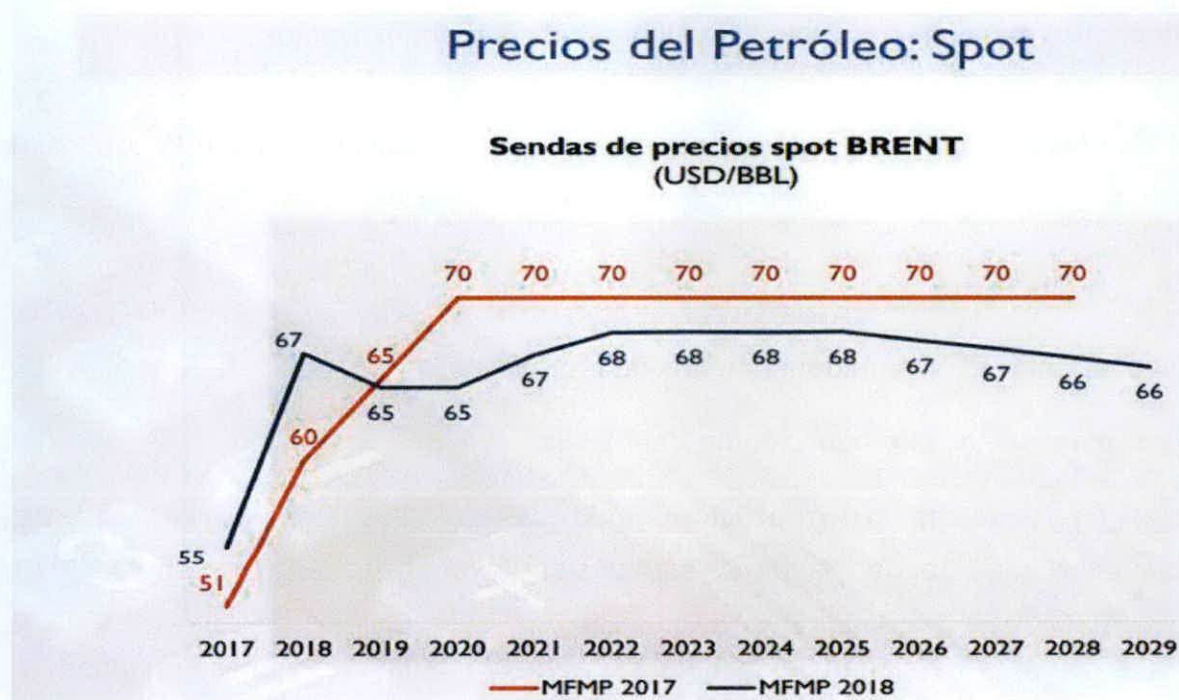
Tomando como referencia el Brent, se observa en la Figura No. 1 que el precio internacional del petróleo ha oscilado entre 55 y 86 USD en el periodo diciembre 2017 a noviembre 2018, donde se evidencia una fuerte tendencia a la baja en particular en el mes de noviembre del 2018. Lo anterior, se debe a varios factores que se conjugan para presionar los precios a la baja, desde el punto de vista de la oferta, se tiene entre otros



aspectos el aumento de la producción de Arabia Saudita como consecuencia de la presión del Gobierno de Washington, adicionalmente al aumento de los inventarios de crudo en los Estados Unidos, la anterior circunstancia se da a pesar de los recortes sostenidos en la producción de los miembros de la OPEP<sup>1</sup> y la baja de producción de Venezuela.

De otro lado, tomando como referencia el Marco Fiscal de Mediano Plazo del año 2018, que estableció el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el precio del petróleo está en promedio a 67 USD para el 2018 y 65 USD para el 2019 y 2020 y oscilando entre 66-68 USD/barril en los años 2021 a 2029. (Ver Figura No.2).

**Figura No. 2. Senda de precios spot BRENT (USD/BBL)**




Fuente: Grupo Técnico Minero Energético; cálculos Ministerio de Hacienda.

## 2.1. Prospectiva Precios Internacionales del Petróleo

<sup>1</sup> Acuerdo firmado por La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y algunos países no miembros como Rusia y Omán, en el cual se acordó la reducción de 1,2 millones de barriles diarios (mbd) para alcanzar el tope de 32,5 mbd. El pacto se logró en noviembre de 2016 y se empezó aplicar a partir de enero de 2017.





Independientemente de los cambios coyunturales presentados en la oferta y la demanda, los cuales afectan el precio en periodos cortos, existen factores a mediano y largo plazo que los modifican al alza o a la baja, los cuales se establecen con algunos análisis, en particular el presentado por la Asociación Colombiana de Petróleos – ACP<sup>2</sup>, que muestra aspectos que impactan en los precios, como son los siguientes:

### **Perspectivas 2018 - 2019**

- Factores que presionarán al alza los precios del petróleo

Por el lado de la demanda:

- Se espera un aumento en la demanda en 2018 y 2019 por mayor crecimiento económico mundial, principalmente China, India y Estados Unidos.
- El comportamiento de la demanda en los últimos meses sumado a los bajos inventarios actuales presionó la reciente subida de precios.

Por el lado de la oferta:

- El acuerdo OPEP de mantener cuotas de producción.
- La disminución de la producción en Venezuela.
- Rezago en el desarrollo de proyectos debido a las bajas inversiones en el pasado por los precios bajos, tendencia que se espera se revierta en el cuarto trimestre de 2018.
- Las empresas mantienen la cautela en aumentar sus inversiones, prioridad en proyectos de bajo costo y rápido retorno.

- Factores que presionarán reducción del precio:

Por el lado de la demanda:

---

<sup>2</sup> Fuente: Informe económico número 2, sobre Análisis, Pronósticos de los precios internacionales del petróleo elaborado por la Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios de la Asociación Colombiana de Petróleos – ACP. (EIA-ACP).



- 
- Incremento en el uso de gas natural.
  - Tendencia creciente en el consumo de combustibles no-renovables y amigables con el medioambiente, que compiten en el mercado con el petróleo.

Por el lado de la oferta:

- Incremento en la producción de shale en USA.
- De hecho, los bajos inventarios que presionaron al alza los precios finalizando el 2017, aumentarán nuevamente en 2018 a medida que reaccione la oferta de Estados Unidos proveniente de yacimientos no convencionales, presionando nuevamente a la baja los precios internacionales a niveles cercanos a 60 dólares por barril (USD /bl).
- Fortalecimiento del dólar.

Con base en lo anterior la ACP y la mayoría de las 22 fuentes consultadas por ellos (aprox. 80% de ellas) espera que en 2018 y 2019 los precios del petróleo se ubicarán en niveles entre 62 y 65 dólares por barril, siendo 65 USD /bl el promedio para este periodo.

### **Perspectivas de Mediano y Largo Plazo**


Los pronósticos de los analistas internacionales consultados evidencian un ajuste lento del mercado mundial de crudo, en el cual los precios tendrán una tendencia lenta y estable durante los próximos seis (6) años hasta alcanzar en el largo plazo un nivel de 70 USD/bl, teniendo en cuenta adicionalmente las siguientes consideraciones<sup>3</sup>:

- i) De acuerdo con la EIA<sup>4</sup> “se prevé que los precios del petróleo aumenten a un ritmo más acelerado en el corto plazo que en el largo plazo”, debido al rezago que deja la baja inversión registrada en los últimos años con la caída en los

---

<sup>3</sup> Compilación realizada por la ACP.

<sup>4</sup> U.S. Energy Information Administration.

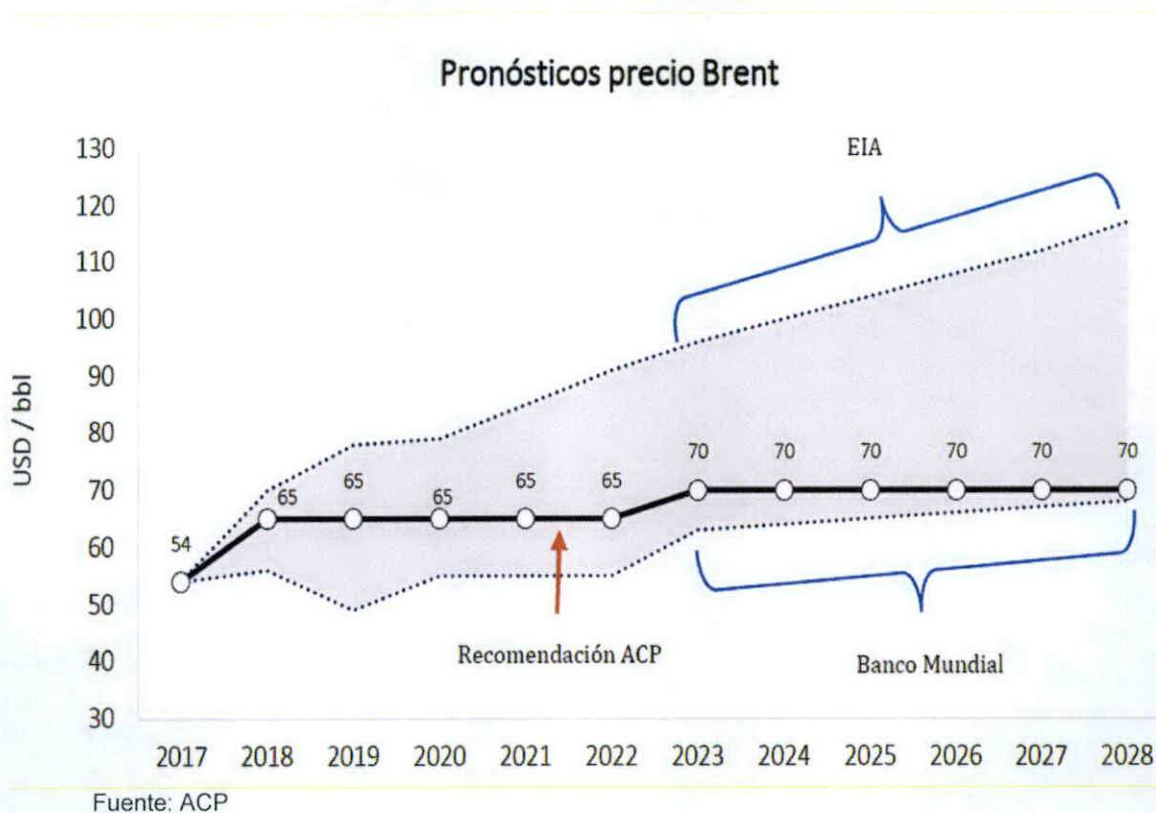


precios internacionales, la cual no logra compensarse, a corto plazo, con el incremento en la inversión esperado para este año, y al que debe sumarse una mayor demanda”.

- ii) La combinación de precios altos y de bajos costos de producción incrementará la producción en yacimientos no convencionales, particularmente para Estados Unidos quien seguirá liderando la producción de crudo en el mundo.
- iii) Se espera que en el mediano y largo plazo la demanda se incremente moderadamente, impulsada por un ritmo de crecimiento importante en las economías emergentes, que continuarían siendo uno de los motores principales del consumo mundial de crudo.
- iv) En este ritmo moderado de crecimiento en la demanda de petróleo influirá el aumento en el consumo de fuentes de energía más limpias tales como el gas natural y las renovables.
- v) Pocas fuentes internacionales publican pronósticos de precios a mediano plazo y entre las que lo hacen se evidencia una gran dispersión en sus cálculos, por ejemplo, entre las proyecciones del Banco Mundial y del EIA para 2028 hay una diferencia notoria de 49 USD/bl.
- vi) A partir del 2023 se propone que el precio de largo plazo alcance el nivel de 70 USD/bl, teniendo en cuenta la volatilidad y la incertidumbre en el futuro, la cual se mantiene cerca al escenario más conservador publicado por los analistas.
- vii) La senda propuesta se encuentra en el rango de precios esperados por las compañías con operaciones petroleras en Colombia, según la encuesta la Encuesta de Ambiente de Inversión realizada por la ACP a finales de 2017.



**Figura No. 3. Pronóstico de Precios**



Según los análisis plasmados en la Figura No. 3, se indica que las predicciones en los próximos 5 años serán auspiciosas para la industria de los hidrocarburos, beneficiaran al país dado que estos recursos llegan al sector privado vía ganancias y al Gobierno vía impuestos y regalías, toda vez que estos recursos serán invertidos en mejorar la inversión social y el crecimiento económico.

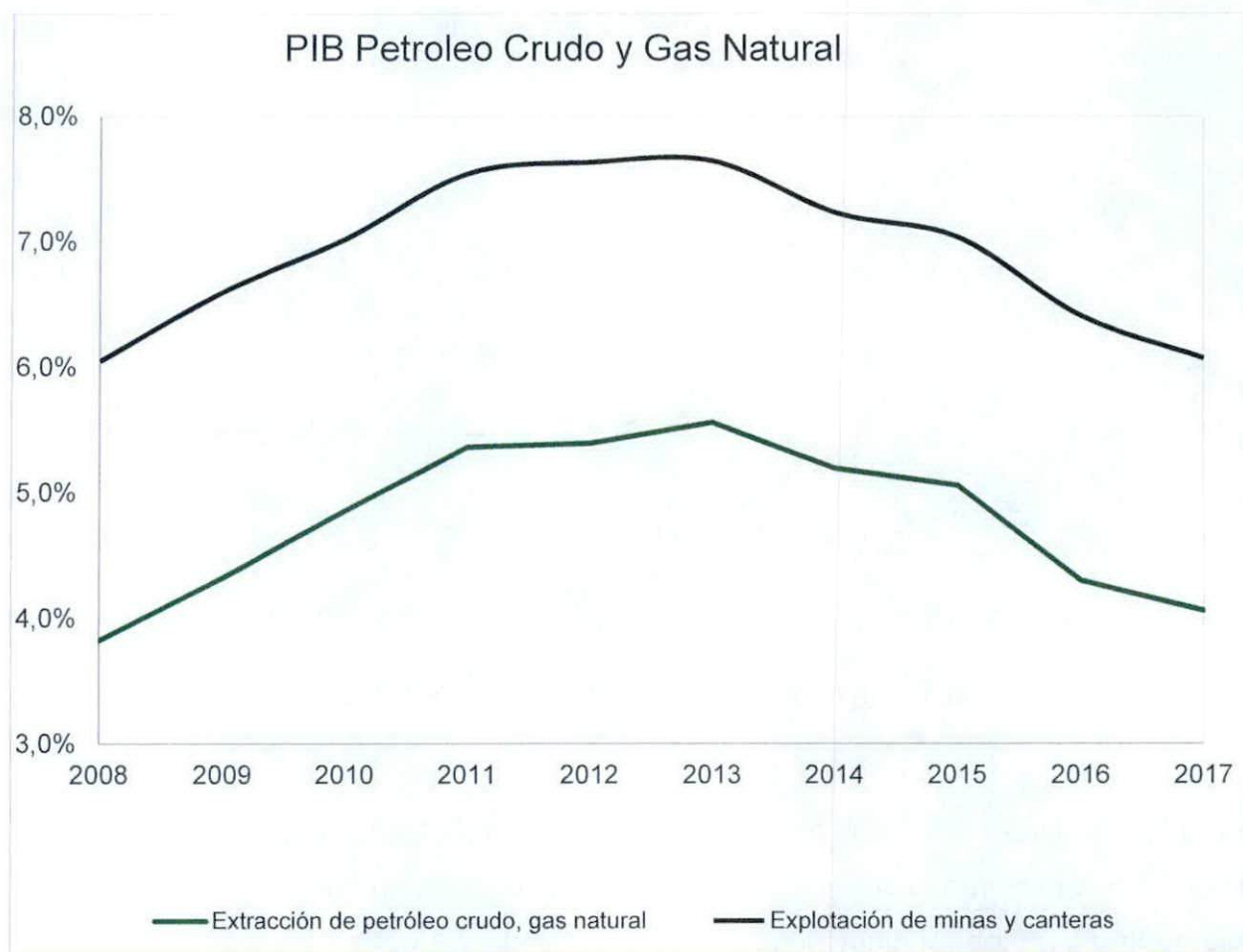
## 2.2. Aporte del Sector Hidrocarburos a la Economía del País.

En la Figura No. 4, se observa que, en la última década (2008-2017) la extracción de petróleo crudo y gas natural generó un promedio de 4,8% del PIB anual de Colombia<sup>5</sup>, equivalente al 70% de la Actividad de Minas y Canteras<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Fuente Dane. PIB Real, precios constantes.

<sup>6</sup> Fuente Dane. El rubro de minas y Canteras incluye extracción de petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio, minerales metalíferos y no metálicos.

**Figura No. 4. PIB del Petróleo crudo y Gas Natural**



Fuente: DANE

**Tabla No. 1. Comparativo PIB de Colombia según ramas de Actividad.**

RAMAS DE ACTIVIDAD	2013	2014	2015	2016	2017	Primer semestre 2018	Total
	Valor anual (Miles de millones de pesos)						
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	\$44.835,39	\$46.139,84	\$48.124,00	\$49.204,00	\$51.967,26	\$26.900,22	\$267.170,72
Explotación de minas y canteras	\$48.793,89	\$48.136,27	\$47.627,00	\$46.195,00	\$44.215,08	\$21.204,44	\$256.171,68
Construcción	\$48.712,25	\$54.601,87	\$58.042,00	\$59.786,00	\$58.596,24	\$27.434,43	\$318.816,40
Actividades profesionales, científicas y técnicas; Actividades de servicios administrativos y de apoyo	\$53.592,74	\$57.500,30	\$57.392,00	\$56.052,00	\$57.993,66	\$30.919,24	\$304.309,96

Fuente: DANE – A Precios Constantes Año Base 2015.



De otro lado, como se muestra en la Tabla No. 1, si se toma como referencia el último quinquenio la actividad de Minas y Canteras le aportó al PIB una proporción superior a la que aportan Agricultura, Ganadería, Caza, Silvicultura y Pesca y semejante a la de Construcción y un poco más bajo que actividades profesionales, científicas y técnicas; actividades de servicios administrativos y de apoyo.

**Tabla No. 2. Presupuesto de Regalías entre 2012 y 2018**

Periodo	Monto en billones de pesos		
	Hidrocarburos	Minerales	Total
2012	6,56	1,72	8,28
2013 - 2014	14,12	3,58	17,70
2015 - 2016	14,30	3,16	17,46
2017 – 2018 *	13,2	4.0	17,2

Fuente: sicodis.dnp.gov.co

\*Cifras Provisionales.

Como se observa en la Tabla No. 2 en promedio, entre 2012 y los primeros tres trimestres de 2018 el país ha recibido por concepto de Regalías de hidrocarburos \$7 billones de pesos al año<sup>7</sup>, que significan el 75% de las regalías generadas por la explotación de recursos naturales no renovables.

### **2.3. Relación de Precios de los Hidrocarburos y Tasa Representativa del Mercado**


En la mayoría de los casos existe una correlación negativa<sup>8</sup> (Uno sube mientras el otro baja) entre el precio del petróleo y el dólar<sup>9</sup>, sin embargo, no se puede decir que el único factor de apreciación del dólar tiene que ver con la variación del precio de petróleo, debido a otras razones como las siguientes:

Primeramente, la coyuntura mundial y la de Estados Unidos influyen los movimientos del dólar y del petróleo. Si la economía de Estados Unidos se fortalece, su divisa

<sup>7</sup> Fuente DNP- Sistema General de Regalías, SGR.

<sup>8</sup> Inversa.

<sup>9</sup> Representado en pesos por medio de la Tasa Representativa del Mercado – TRM.



también. Como su producción energética ha aumentado, los precios de las materias primas como el petróleo fluctúan. Lo que sucede a la TRM, por lo tanto, es un reflejo de la coyuntura económica de EE.UU.

Otra razón se basa en poder sustituir una inversión en divisas por una en materias primas como el petróleo. Invertir en divisas aleja el riesgo de una caída en precios de materias primas y vice-versa. Ambas variables, divisas o petróleo, son entonces garantías para la inversión.

En Colombia, una alta parte de la Inversión Extranjera Directa (IED) está ligada al sector energético. Entonces, se vuelve un problema de oferta y demanda. Si es más atractivo invertir en divisas, la demanda por activos en dólares aumenta, subiendo así el precio del dólar. La baja rentabilidad del petróleo disminuye su atracción y por ende su demanda, llevando su precio a la baja.

En resumen, ambos precios dependen de la oferta y la demanda y aparecen entrelazados por significar posibilidades de inversión sustituibles. Para entender este mecanismo, se puede uno poner en la situación del inversionista que quiere maximizar su inversión. Si decide invertir en divisas, aumenta la demanda del dólar y baja la del petróleo, afectando así los precios de ambos factores. En este caso, se podría hablar de interdependencia entre el dólar y el petróleo.

De otro lado, la tasa de interés. Si un banco central aumenta su tasa de interés considerablemente señala presiones inflacionarias que pueden motivar a inversionistas a alejarse del mercado cambiario. Eventualmente que las inversiones podrán realizarse sobre materias primas como el petróleo y que éste vuelva a subir. En conclusión, ambos precios están sujetos a expectativas sobre la inflación y las tasas de interés, sobre todo en EE.UU.

Por último, la razón es geopolítica y psicológica. El petróleo puede aumentar por tensiones políticas que generan miedos en los inversionistas. Un ejemplo reciente es el



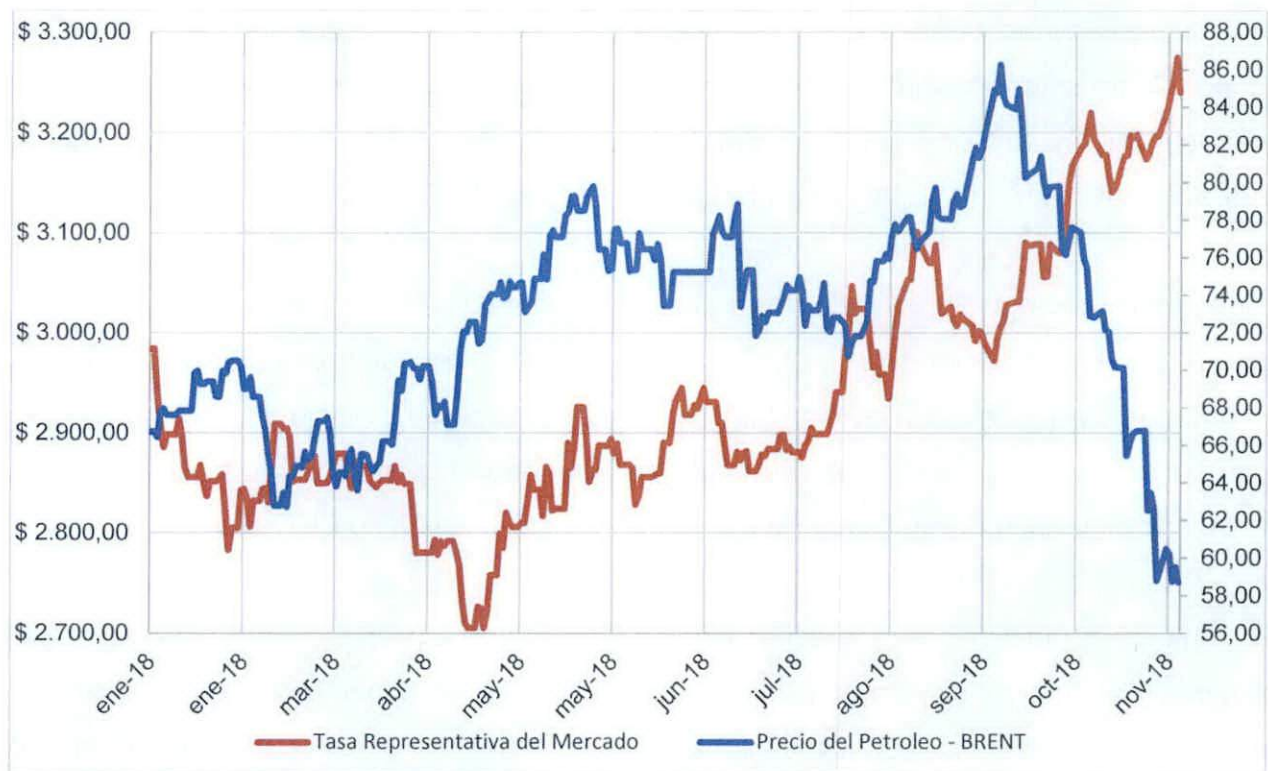


conflicto suscitado entre Arabia Saudita, Qatar, Irán y Siria. Este tipo de noticias no genera un ajuste inmediato en el precio del dólar, pero no se descarta en el futuro un incremento en la demanda del dólar si los miedos persisten, como también se ha generado un aumento de la demanda global, en particular la de China.

Con estos mecanismos se ve que la regla de oro; parece más bien ser de plata. Mientras se observa que el dólar sube y el petróleo baja, debemos olvidarnos de la idea que uno siempre es causa del otro. Ambas fluctuaciones son la consecuencia de coyunturas más complejas mezcladas con expectativas dentro y fuera de Colombia. Erik Behar Villegas – Profesor Universidad Externado de Colombia /CESA – Periódico El Tiempo.

El dólar como divisa y el petróleo como materia prima son opciones de inversión que pueden afectarse mutuamente, pero esto dependerá de otros factores como la coyuntura general, las tasas de interés, expectativas sobre la inflación, la estructura de la Inversión Extranjera Directa de un país, y la geopolítica, entre otros. Lo anterior, se confirma al observar la relación entre el precio del petróleo y la TRM, como se observa en la Figura No. 5, en el segundo semestre de 2018, donde el precio del petróleo disminuyó, lo cual significó un aumento de la TRM, pero no de una manera proporcional a la caída del precio, dado que la correlación entre estas dos variables es moderada al ser del 8,4%.

**Figura No. 5. Relación entre precio del petróleo y Tasa Representativa del Mercado**



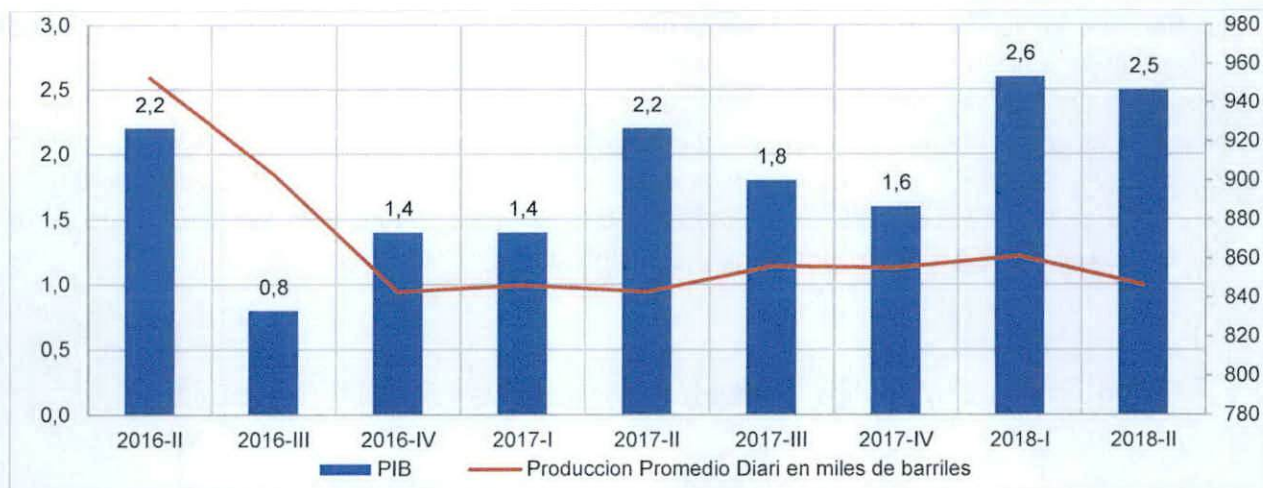
Fuente datos: Investing.com y banrep.gov.co

## 2.4. Relación del PIB y Producción de Hidrocarburos

Se observa en la Figura No. 6 una alta correlación entre la producción de hidrocarburos y el Producto Interno Bruto, lo que indica que una baja o alza en la producción de hidrocarburos impacta más en la economía del país que la fluctuación de los precios del petróleo, por supuesto el efecto combinado de precios y producción es mayor.

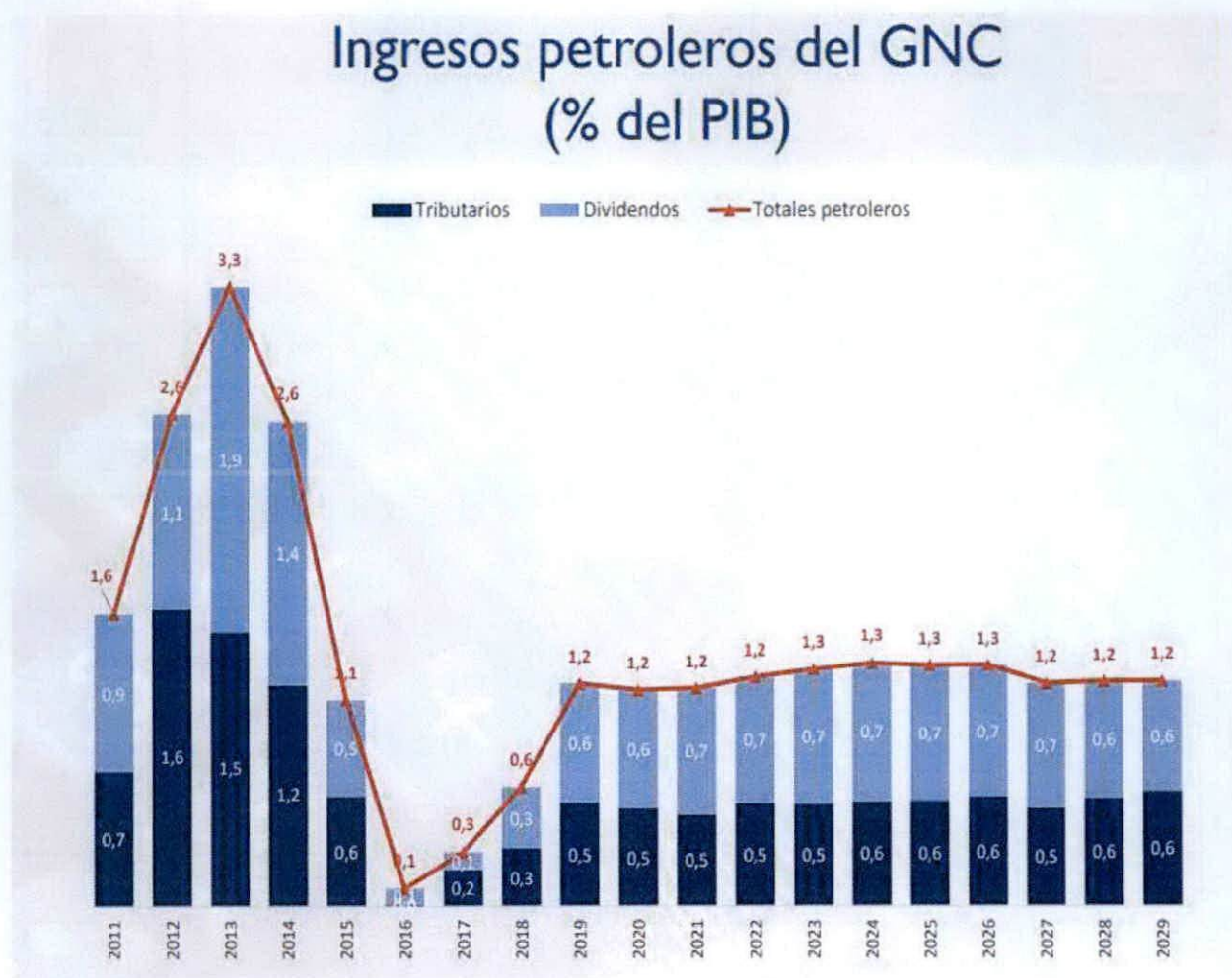
**Figura No. 6. Relación entre Producto Interno Bruto y Producción de Hidrocarburos**





Fuente datos: banrep.gov.co y Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

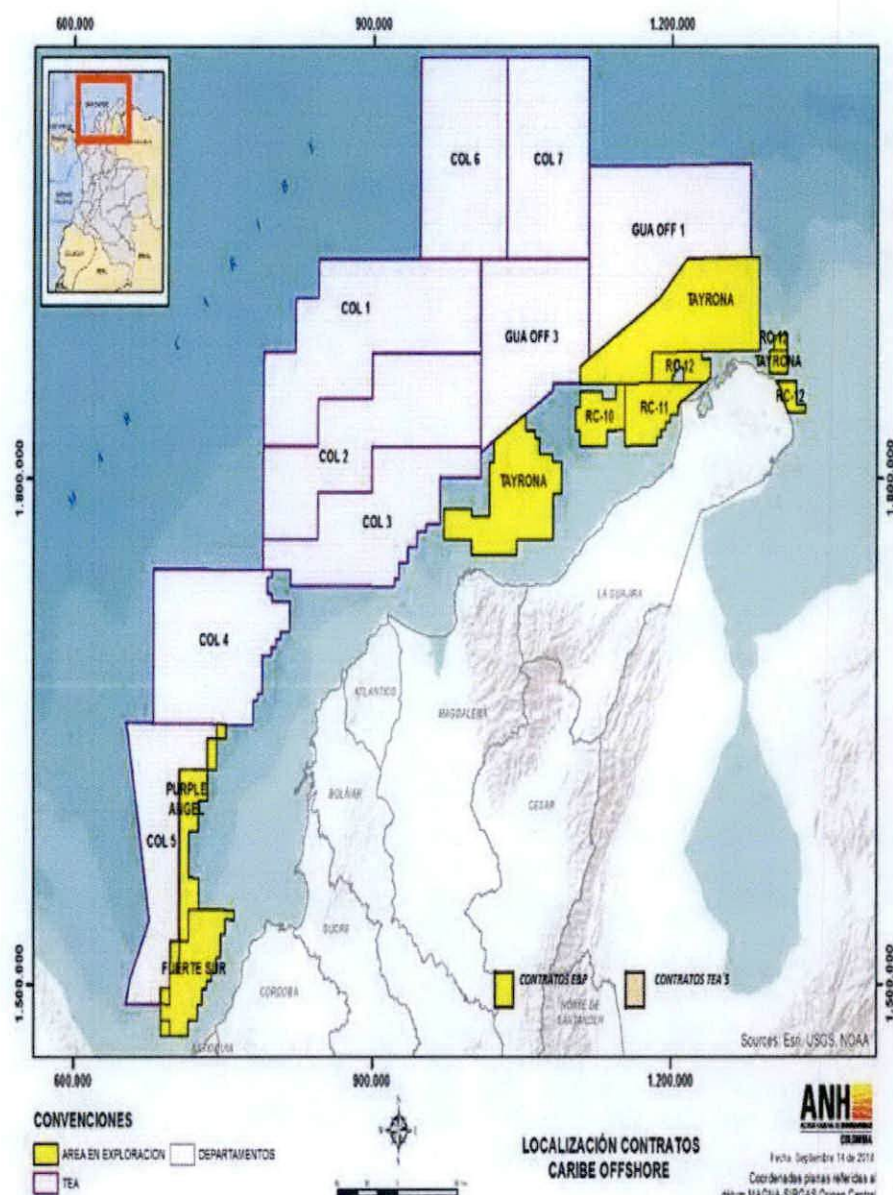
**Figura No. 7. Ingresos petroleros del Gobierno Nacional Central (% del PIB).**



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

En la Figura No. 7, se evidencia que: “Pese a no ser un país petrolero (la participación del petróleo en el PIB llegó a un máximo de 4,6% en 2013), la caída de los precios del petróleo tuvo efectos importantes sobre el ingreso nacional, a través de la pérdida de ingresos fiscales y, en el frente externo, la reducción de las exportaciones y la inversión extranjera directa en el sector minero energético. Entre 2013 y 2016, los ingresos petroleros del GNC cayeron 96%. La Nación perdió en cuestión de tres años el 20% de sus ingresos totales”. (Marco Fiscal de Mediano Plazo 2018 – Publicado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público).

**Figura No. 8. Mapa de Contratos Costa Afuera (Caribe Colombiano)**



**Contratos TEA Vigentes Costa Afuera**

CONTRATOS	PROCESO COMPETITIVO	OPERADOR
COL 1 <sup>(1)</sup>	RONDA COLOMBIA 2014	ANADARKO
COL 2 <sup>(2)</sup>	RONDA COLOMBIA 2012	ANADARKO
COL 3 <sup>(3)</sup>	RONDA COLOMBIA 2012	SHELL
COL 4 <sup>(4)</sup>	RONDA COLOMBIA 2014	REPSOL
COL 5 <sup>(5)</sup>	RONDA COLOMBIA 2012	ANADARKO
COL 6 <sup>(6)</sup>	RONDA COLOMBIA 2014	ANADARKO
COL 7 <sup>(7)</sup>	RONDA COLOMBIA 2014	ANADARKO
GUA OFF 1 <sup>(8)</sup>	RONDA COLOMBIA 2012	REPSOL
GUA OFF 3 <sup>(9)</sup>	RONDA COLOMBIA 2010	SHELL


EJECUCIÓN DE LA INVERSIÓN TEA			
Nº. CONTRATOS	INVERSIÓN PACTADA FASE ACTUAL USOS	INVERSIÓN EJECUTADA FASE ACTUAL USOS	% INVERSIÓN EJECUTADA
9	384.218.694	384.218.694	100 %

**Total Contratos TEA suscritos Costa Afuera.**

Nº. CONTRATOS	TOTAL INVERSIÓN PACTADA USD	TOTAL INVERSIÓN EJECUTADA USD	% INVERSIÓN GLOBAL
13	389.128.694	389.128.694	100 %

Fuente ANH





Respecto a la Figura No. 8, relacionado al mapa citado anteriormente, hasta el 30 de noviembre de 2018 la ANH tiene celebrados 13 Contratos de E&P y 9 de Evaluación Técnica en aguas del Caribe Colombiano.

## **2.5. Actividades Exploratorias**

Las proyecciones de la ANH auguran que la actividad exploratoria será muy activa, con la perforación de 60 pozos este año como meta, con un 20% por encima de los 50 registrados el año pasado.

Con corte al 15 de diciembre de 2018, se llevan 47 pozos exploratorios perforados, representando un avance del 78% al finalizar el cuarto trimestre, lo que refleja la reactivación de la inversión y de la confianza del sector, según se evidencia en la Figura No. 9.

La estabilización de los precios del crudo en alrededor de los 72 USD por barril permitirá que la mayoría de las compañías acometan, en el transcurso de este año, las labores de exploración y desarrollo que garanticen incrementar reservas y mantener niveles de producción por encima de **los 860.000 barriles diarios**.

**Figura No. 9. Perforación de Pozos Exploratorios**  
**Comparativo Respecto a Metas Anuales 2017-2018**  
**No. de Pozos Exploratorios por Mes**



## Perforación de Pozos Exploratorios 2018

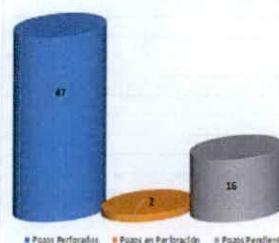
**META 2017**  
**50 Pozos**

108 %



**META 2018**  
**60 Pozos**

78 %



**Ejecución 2018**

**Comparativo respecto a Metas anuales 2017-2018**

**No. de Pozos Exploratorios por Mes.**

Fuente ANH

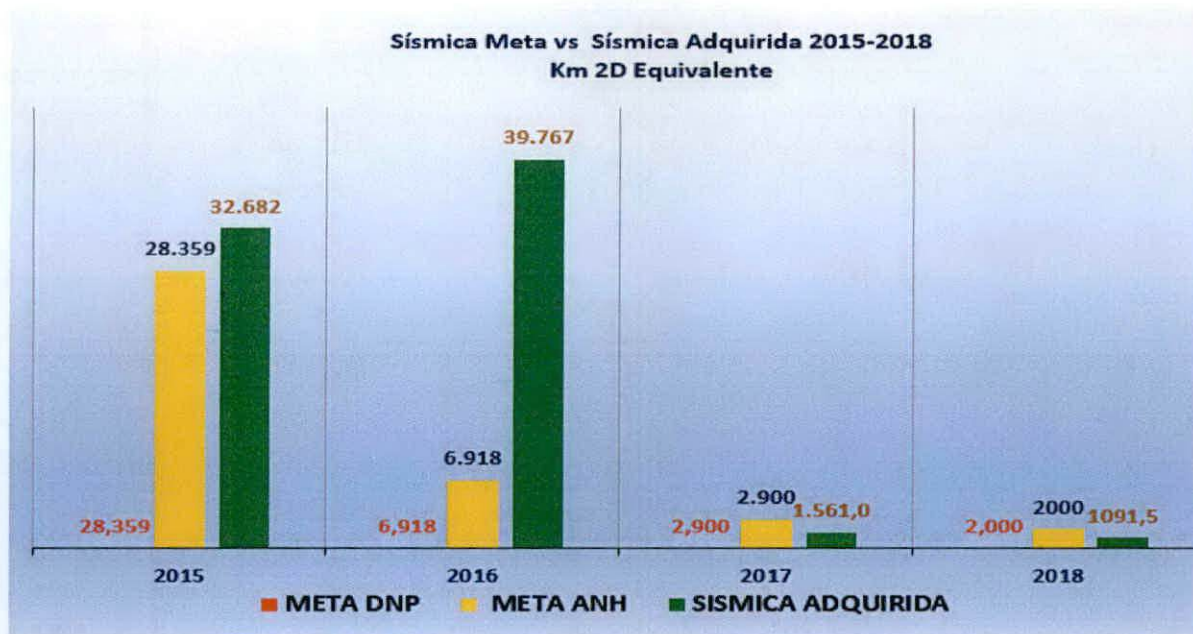
## Sísmica

Hasta la fecha, la ANH ha adquirido 1.091,5 Kms de sísmica. Sin embargo, la actividad exploratoria a nivel sísmico se enfocó en los últimos años en el conocimiento de las áreas costa afuera alcanzando niveles históricos de actividad e inversión por parte de compañías de talla mundial. A continuación, en la Figura No. 10 se puede observar los Kms de sísmica ejecutados en el país.

**Figura No. 10. KM de Sísmica 2D Equivalente**

**Sísmica (Miles de Kilómetros Equivalentes)**

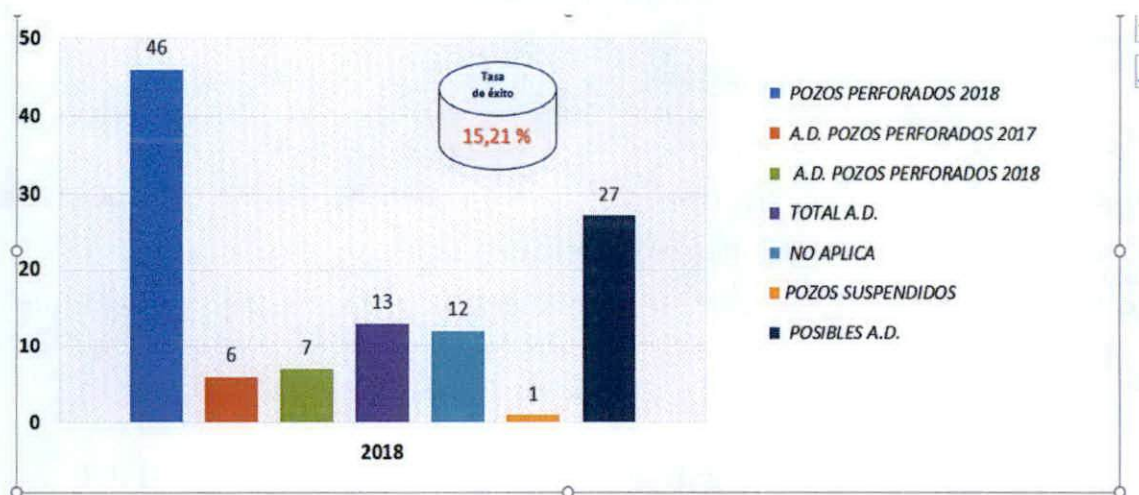




Fuente ANH

Se observa que, en lo transcurrido del año 2018, la adquisición sísmica equivale a un 55% de la meta de 2.000 Kms, propuesta por la ANH.

**Figura No. 11. Avisos de Descubrimiento 2018**



Avisos de Descubrimiento 2018					
OPERADOR	CONTRATO	NOMBRE POZO	FECHA FIN DE PERFORACION	FECHA DE AVISO DE DESCUBRIMIENTO	TIPO DE HIDROCARBURO PROBADO
HOCOL S.A	LLA-65	BONIFACIO-1	5/08/17	14/02/2018	PETROLEO
CNE OIL AND GAS	VIM-5	PANDERETA-1	10/11/17	05/03/2018	GAS
PETROMINERALES COLOMBIA CORP. SUCURSAL COLOMBIA	GUATQUIA	ALLIGATOR-1	5/11/17	08/03/2018	PETROLEO Y GAS
TECPETROL	CPO-13	LA PLUMA-2	4/01/18	17/04/2018	PETROLEO
TECPETROL	CPO-13	PENDARE NORTE-1	27/01/18	17/04/2018	PETROLEO
ECOPETROL S.A	CPO-9	LORITO-1	22/12/17	20/04/2018	PETROLEO
FRONTERA	GUATQUIA	CORALILLO-1	27/03/18	22/05/2018	PETROLEO
ECOPETROL S.A	VMM-32	BUFALO-1	3/01/18	14/06/2018	GAS
LEWIS ENERGY COLOMBIA	SSJN-1	POLLERA-1	8/12/17	5/07/2018	GAS
MKMS	MARIA CONCHITA	ISTAMBUL-1	21/03/18	17/07/18	GAS
CANACOL	VIM-21	BREVA-1	12/05/18	11/09/18	GAS
HOCOL S.A	CPO-17	GODRIC NORTE-1	07/12/2017	05/10/2018	PETROLEO
FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP	LLA-25	ACORAZADO-1	23/07/2018	23/11/2018	PETROLEO

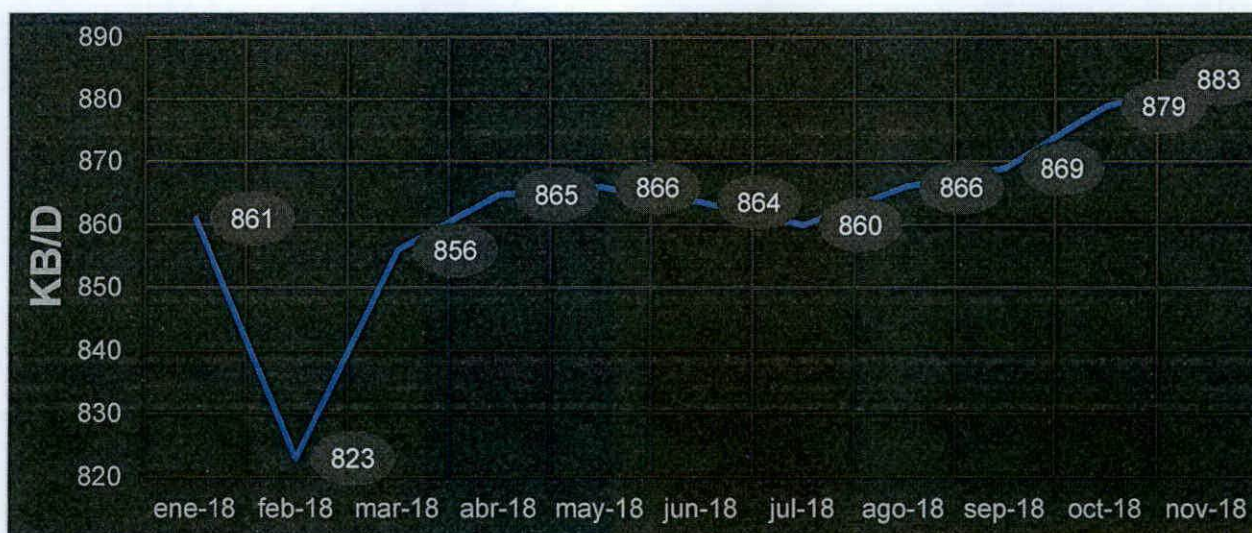
Fuente ANH

### 3. TENDENCIA EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

La producción fiscalizada diaria promedio de petróleo (KBPD) en Colombia en lo corrido del año 2018, se logró un promedio de producción de **862 mil barriles** día. En lo que va de 2018 se ve un ligero aumento, respecto del mismo periodo del año anterior y a pesar de los atentados ocurridos en el mes de febrero al oleoducto Caño Limón – Coveñas, los cuales tuvieron como consecuencia que la producción en ese mes bajo a 823 mil barriles diarios.

**Figura No. 12. Producción promedio mensual de Crudo – Colombia  
(Datos hasta noviembre / 2018)**





Fuente: ANH

Por su parte, la ANH estima para el 2018 una producción promedio por encima de 860 mil barriles diarios de crudo. Por lo cual se espera que, con el nivel de precios actuales y el aumento de la actividad exploratoria, es probable que aquellas empresas que aplazaron sus compromisos retomen actividades en el año 2018, lo que nos llevaría a un leve aumento a final de año.

Con la entrada en vigor de la expedición de la minuta de Exploración y Producción costa afuera, la ANH espera que las compañías aumenten sus inversiones en Colombia, lo que podría en el mediano y largo plazo aumentar las reservas, mayor producción y mayores ingresos para el estado.

Al 15 de diciembre 2018, la producción de petróleo líquido registraba en 891,638 barriles diarios de crudo, lo que evidencia la recuperación en el volumen de hidrocarburos para el cierre del año.

### 3.1. Inversión Extranjera directa en el Sector de Hidrocarburos

Si bien los años 2015 y 2016 fueron difíciles debido a la caída de los precios del petróleo, reduciendo sustancialmente la actividad exploratoria en el país, en el año 2017 los precios se estabilizaron en 54 USD, mejorando la situación en lo avanzado del año de 2018

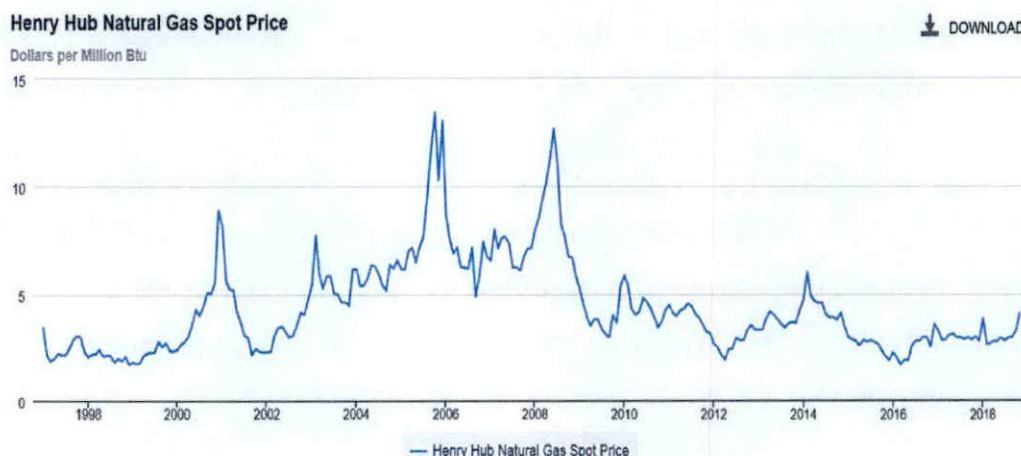
donde se presenta un panorama diferente, con un barril de petróleo estable en 72 USD<sup>10</sup>. Lo anterior, ha incentivado a las compañías a restablecer sus planes exploratorios, en el caso particular de Colombia las inversiones pactadas para las áreas costa afuera llegaron a su máximo en los años 2017 y 2018 gracias a la perforación de 5 pozos en el mar caribe.

En cuanto a la actividad onshore, se espera que la inversión aumente gracias a factores económicos y la entrada en vigor del nuevo acuerdo de asignación de áreas.

#### 4. PRECIOS INTERNACIONALES DEL GAS

##### Precio del Gas - Henry Hub

**Figura No. 13 Precio Spot Referencia Henry Hub  
(Tendencia a noviembre de 2018)**



Fuente: [www.eia.gov](http://www.eia.gov)

<sup>10</sup> Precio de Referencia Brent, en lo corrido del año aunque en el mes de noviembre se presentó una fuerte caída del precio.



**Tabla No. 4. Precio Spot Referencia Henry Hub Dólares por Millón de BTU**

**Dato histórico hasta el 30 de noviembre de 2018**

Henry Hub Natural Gas Spot Price (Dollars per Million Btu)												
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1997	3.45	2.15	1.89	2.03	2.25	2.20	2.19	2.49	2.88	3.07	3.01	2.35
1998	2.09	2.23	2.24	2.43	2.14	2.17	2.17	1.85	2.02	1.91	2.12	1.72
1999	1.85	1.77	1.79	2.15	2.26	2.30	2.31	2.80	2.55	2.73	2.37	2.36
2000	2.42	2.66	2.79	3.04	3.59	4.29	3.99	4.43	5.06	5.02	5.52	8.90
2001	8.17	5.61	5.23	5.19	4.19	3.72	3.11	2.97	2.19	2.46	2.34	2.30
2002	2.32	2.32	3.03	3.43	3.50	3.26	2.99	3.09	3.55	4.13	4.04	4.74
2003	5.43	7.71	5.93	5.26	5.81	5.82	5.03	4.99	4.62	4.63	4.47	6.13
2004	6.14	5.37	5.39	5.71	6.33	6.27	5.93	5.41	5.15	6.35	6.17	6.58
2005	6.15	6.14	6.96	7.16	6.47	7.18	7.63	9.53	11.75	13.42	10.30	13.05
2006	8.69	7.54	6.89	7.16	6.25	6.21	6.17	7.14	4.90	5.85	7.41	6.73
2007	6.55	8.00	7.11	7.60	7.64	7.35	6.22	6.22	6.08	6.74	7.10	7.11
2008	7.99	8.54	9.41	10.18	11.27	12.69	11.09	8.26	7.67	6.74	6.68	5.82
2009	5.24	4.52	3.96	3.50	3.83	3.80	3.38	3.14	2.99	4.01	3.66	5.35
2010	5.83	5.32	4.29	4.03	4.14	4.80	4.63	4.32	3.89	3.43	3.71	4.25
2011	4.49	4.09	3.97	4.24	4.31	4.54	4.42	4.06	3.90	3.57	3.24	3.17
2012	2.67	2.51	2.17	1.95	2.43	2.46	2.95	2.84	2.85	3.32	3.54	3.34
2013	3.33	3.33	3.81	4.17	4.04	3.83	3.62	3.43	3.62	3.68	3.64	4.24
2014	4.71	6.00	4.90	4.66	4.58	4.59	4.05	3.91	3.92	3.78	4.12	3.48
2015	2.99	2.87	2.83	2.61	2.85	2.78	2.84	2.77	2.66	2.34	2.09	1.93
2016	2.28	1.99	1.73	1.92	1.92	2.59	2.82	2.82	2.99	2.98	2.55	3.59
2017	3.30	2.85	2.88	3.10	3.15	2.98	2.98	2.90	2.98	2.88	2.61	2.82
2018	3.87	2.67	2.69	2.80	2.80	2.97	2.83	2.96	3.00	3.28	4.09	

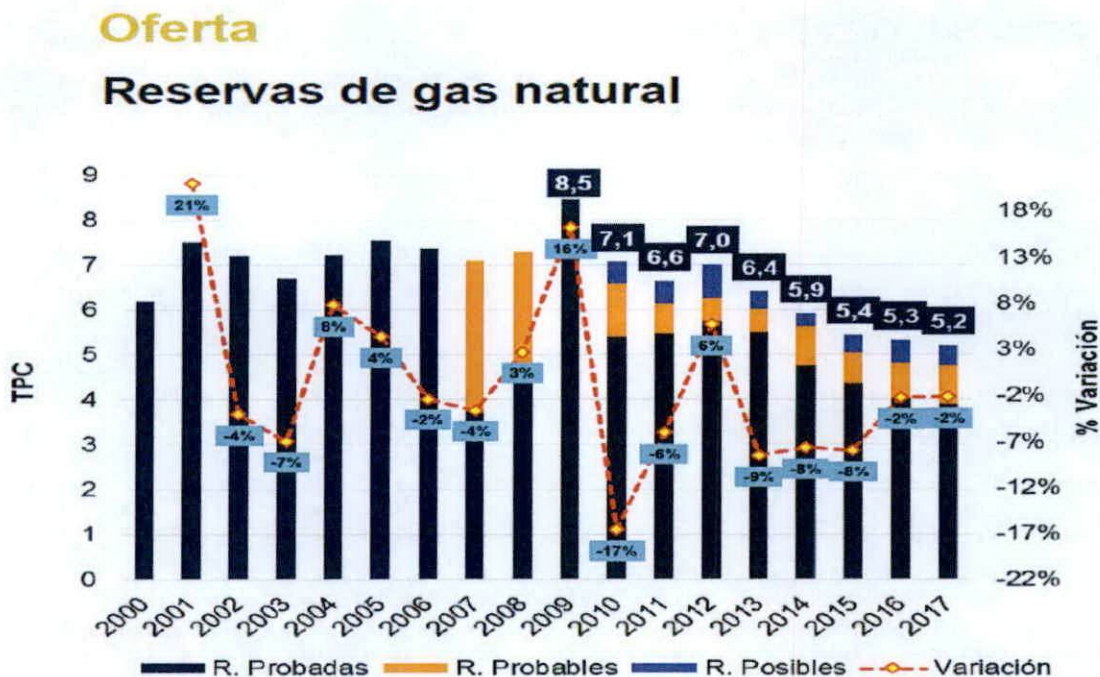
Fuente: [www.eia.gov](http://www.eia.gov)

El precio del gas sufrió un leve aumento, aunque este commodity se considera como un combustible de transición hacia una era de menos emisiones de carbono. Sin embargo, a partir del 2017 y hasta la fecha los precios repuntaron, lo que nos coloca en una posición privilegiada en la medida que los últimos hallazgos de hidrocarburos realizados en el mar caribe corresponden a importantes cocinas de gas.

Como se aprecia en la Tabla No. 4, el precio mensual de gas bajó respecto al precio promedio del año 2017, pero subió respecto al promedio de enero a diciembre de 2016 que se calcula en 2.51 dólares por millón de BTU, en el 2017 fue de 3 dólares por millón de BTU y durante los tres primeros trimestres de 2018 este promedio alcanzó un valor de 3,08 dólares por millón de BTU.

#### 4.1. Reservas de Gas

Figura 14. Reservas de gas Probadas, Probables y Posibles  
(Del 2000 al 2017)



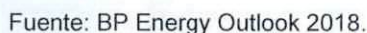
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

No obstante la importancia del gas como combustible de transición hacia una era de menos emisiones de carbono, las reservas de gas del país disminuyeron en el 2017 en un 2% respecto del 2016, en variación de las reservas por categoría para el mismo periodo se evidencia una variación del 3% en reservas probadas, un incremento del 10% en las probables y una disminución del 12% en las posibles, por lo anterior el país debe trabajar en el aumento de sus reservas de gas debido a que este es el hidrocarburo que va a tener mayor relevancia en los próximos años.

El aumento de las reservas no solamente es importante para abastecer el consumo interno, sino igualmente puede en el futuro servir para el mercado de exportación en particular como GNL (Gas Natural Licuado), debido a que este mercado está creciendo enormemente, como se observa en la Figura No. 15.

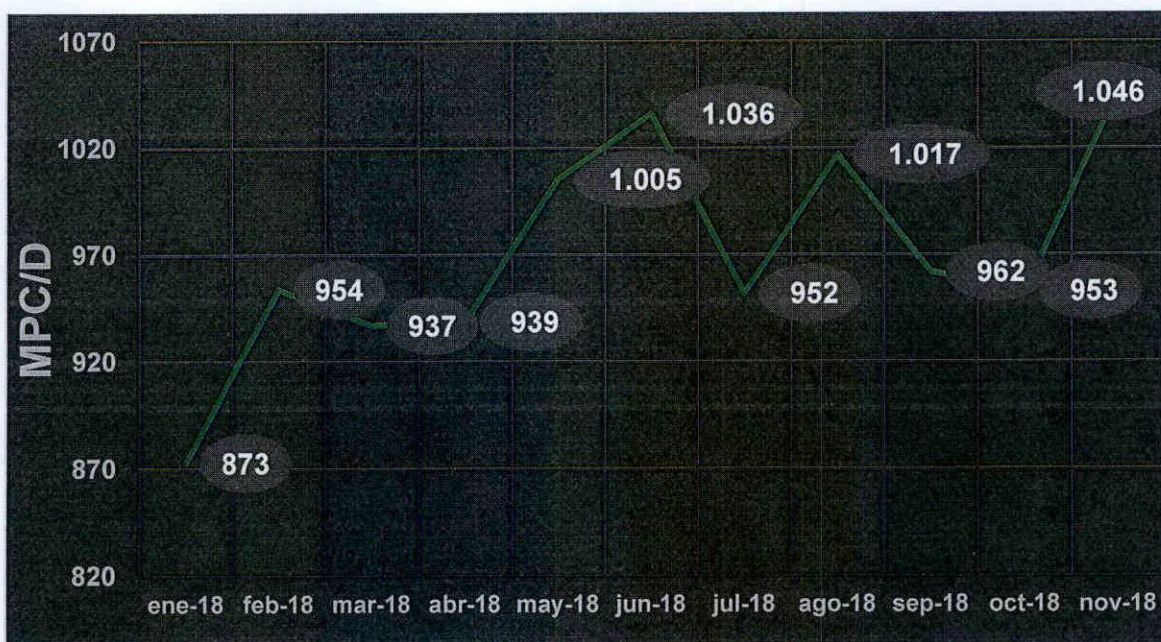


### Principales Movimientos Comerciales en 2017 (BCF/día)



#### 4.2. Producción Mensual de Gas

22



Fuente: ANH

La producción de gas en promedio en el país hasta la fecha estuvo en 970,4 millones de pies cúbicos día (MPCD). Superior al promedio del 2017 el cual fue de 909 el aumento se debe a las fluctuaciones de la demanda del mercado interno.


Al 15 de diciembre 2018, la producción de gas comercializado registraba en 913,427 millones de pies diarios, lo que evidencia un impacto a la baja del volumen de gas para el cierre del año.

## 5. CONCLUSIONES

1. En el año 2018 el precio del barril presentó un aumento al ubicarse en 72 USD promedio, como consecuencia del anuncio del embargo financiero de los Estados Unidos a Irán, sumados a los recortes sostenidos en la producción de los miembros de la OPEP<sup>11</sup> y la baja de producción de Venezuela.

<sup>11</sup> Acuerdo firmado por La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y algunos países no miembros como Rusia y Omán, en el cual se acordó la reducción de 1,2 millones de barriles diarios (mbd) para alcanzar el tope de 32,5 mbd. El pacto se logró en noviembre de 2016 y se empezó aplicar a partir de enero de 2017.



- 
2. En el mes de noviembre de 2018 se observa un aumento del 10% de la producción comercializada mensual de gas, respecto al mismo mes del año 2017.
  3. Con la expedición de la minuta de Exploración y Producción de Hidrocarburos costa afuera se espera incentivar el aumento de reservas de gas y petróleo en los próximos años, lo que representaría un mayor ingreso a la nación y por ende una mayor inversión social.
  4. El Ministerio de Hacienda en el Marco Fiscal de Mediano Plazo estableció un precio mínimo del barril alrededor de los 67 dólares como referencia para el 2018, y de 65 dólares barril para el 2019 y 2020, proyección que a la fecha se está cumpliendo con holgura.
  5. La tecnología desarrollada por los Estados Unidos para la estimulación hidráulica (Fracturación hidráulica de Lutitas) nos permite iniciar un debate de orden nacional frente al desarrollo de yacimientos no convencionales en el territorio colombiano como vehículo en el corto plazo para la generación de flujo de caja y la incorporación de reservas, sin embargo, es necesario sopesar la conveniencia de emprender proyectos de este tipo dado la mala imagen que existe en la sociedad civil por la utilización de estas tecnologías.
  6. La ANH ha logrado desde la Estrategia Territorial de Hidrocarburos ETH posicionar la metodología de diálogos democráticos como mecanismo idóneo para la solución de conflictos y reducir la resistencia social en zonas de Exploración y producción de hidrocarburos, con el fin que las compañías puedan aumentar sus inversiones y por consiguiente su actividad exploratoria.