

ANH



Al responder cite radicado: 20183020387522 Id: 334500

R4D1 Folios: 18 Fecha: 2018-11-01 07:55:39

Anexos: 0

Remitente : DAVID EMILIO NEGRETE BARGUIL

Destinatario: VICEPRESIDENCIA PROMOCION Y ASIGNACION DE AREAS

Bogotá D.C., 01 de noviembre de 2018.

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. 10 del mes de octubre 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. 10 de 2018 del Contrato No. 020 de 2018, el cual corresponde a las Actividades desarrolladas durante el periodo comprendido entre el 01 y el 31 de octubre 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 ocho (8) 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
PERIODO 1 DE OCTUBRE A 31 DE OCTUBRE DE 2018**

DATOS GENERALES DEL CONTRATO

Contrato Número	020 de 2018	Fecha de firma	15/01/2018
		Fecha de inicio	15/01/2018
Contratista	David E. Negrete Barguil		
Objeto del Contrato	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.		
Número y fecha CDP	19218 13/01/2018	Número y fecha RP	3618 15/01/2018
Plazo de Ejecución	Once (11) meses y quince días	Fecha de Terminación	31/12/2018
Valor Total del Contrato (IVA incluido)	\$ 156.775.233	Honorarios Mensuales (IVA Incluido)	\$ 13.575.509

ACTIVIDADES DESARROLLADAS DURANTE EL PERIODO

A continuación, presento las funciones y labores desarrolladas durante el periodo comprendido entre el 1 de octubre al 31 de octubre 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. 20183020198453 Id: 324358 del 3 de octubre de 2018, se evaluó la Capacidad Financiera con corte a 31 de diciembre de 2017 de la compañía extranjera PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD (en adelante "PAREX"). Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos No. 36 de 2008 - LLANOS ORIENTALES AREA OCCIDENTAL CPO-11, mediante la cual HUPECOL OPERATING CO., LLC (en adelante "HUPECOL") solicita a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en adelante "ANH"), autorización para ceder el cincuenta por ciento

David Emilio Negrete Barguil

Correo Electrónico: david.negrete@anh.gov.co

Celular: 315 792 56 40

Página 1/8

(50%) de sus intereses, derechos y obligaciones que ostenta en el Contrato referido, a favor de PAREX. Una vez revisada la documentación, se encontró que la compañía allegó la información financiera a través de su casa matriz PAREX RESOURCES INC, por consiguiente, como respaldo el potencial cesionario anexó la respectiva garantía de deudor solidario, exigible para la acreditación de la Capacidad Financiera. Por lo anterior PAREX a través de su casa matriz, **CUMPLE** con los requisitos patrimoniales exigidos en los términos de referencia de la Ronda Colombia 2008, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones asociadas al Contrato señalado.

- Participé el día 4 de octubre de 2018 a la reunión convocada por FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP en las instalaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en adelante "ANH"), con el fin de revisar la postura oficial de la ANH respecto de la evaluación financiera 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)**. En dicha reunión FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP expuso sus consideraciones respecto del criterio que ha tenido la ANH para llevar a cabo la evaluación de la Capacidad Financiera de los Contratos suscritos bajo Acuerdo 08 de 2004. Sobre el particular, mencionó entre otras consideraciones, que no desconocen la potestad que tiene la ANH para evaluar al nuevo contratista – en este caso – FRONTERA – después del proceso de integración patrimonial, sin embargo no comporte la posición adoptada por la ANH en cuanto a la forma de llevar a cabo la evaluación de la Capacidad Financiera bajo el Acuerdo 08 de 2004 y solicita a la ANH reevalúe la forma en que se debe adelantar el proceso de evaluación de la Capacidad Financiera a la luz del Acuerdo 08 de 2004, teniendo como principal fundamento que dicho Acuerdo no contempla un procedimiento específico para evaluar procesos de tal índole. Finalmente, ante la solicitud efectuada por FRONTERA, la ANH le sugirió presentar y sustentar sus argumentos de manera escrita, para permitir su análisis y posterior decisión acerca de la metodología aplicada por la ANH para la evaluación de la Capacidad Financiera de la compañía.
- Con radicado ANH No. 20183020303501 Id: 325663 del 5 de octubre de 2018, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en adelante "ANH") concede plazo a la compañía GULFSANDS PETROLEUM PLC hasta el 17 de octubre de 2018, con el fin de presentar información financiera complementaria, con ocasión del trámite de cesión de intereses, derechos y obligaciones, incluida la calidad de operación que posee la compañía en el Contrato E&P de Hidrocarburos No. 002 de 2013 PUT-14 a favor de AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LIMITED.
- Se atendió solicitud enviada por correo electrónico el día 26 de octubre 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 SIERRA NEVADA, TEA GUA-OFF-3, E&P CPO-2, E&P YD LLA-5, E&P YD LLA-8, E&P LLA-17, CONVENIO E&P CUISINDE, CONVENIO E&P CAIMITO y E&P SAN ANTONIO.



Por lo anterior se le informó que en días pasados se evaluó la Capacidad Financiera de PAREX como titular del contrato E&P LLA-17, con ocasión del trámite de cesión que solicitó VERANO a favor de PAREX. Igualmente se evaluó la Capacidad Financiera de PAREX de SHELL con ocasión de la Conversión Contrato de Evaluación Técnica Especial (TEA) a Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos GUA OFF-3 y cesión Contrato de Evaluación Técnica (TEA) GUA OFF-3.

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.

- Se apoyó a la **PROPUESTA EVALUACIÓN CAPACIDAD ECONOMICO FINANCIERA INTEGRACIÓN PATRIMONIAL FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP**, en virtud del proceso de integración patrimonial adelantado por dicha compañía, la cual se discutió con la Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas el día 30 de octubre de 2018, el fin de realizar una evaluación de la Capacidad Económico Financiera es establecer que respaldo y solvencia posee una compañía para atender de forma oportuna, eficaz y eficiente sus obligaciones a corto, mediano y largo plazo derivados de los Contratos celebrados con la ANH. Lo anterior, se puede realizar únicamente con la información financiera plasmada en los estados financieros y debidamente auditados de propósito general del último año fiscal con los cuales se puede colegir la Capacidad Económico Financiera de una compañía, no siendo necesario acudir a información de años anteriores.

Es así que la(s) compañía(s) deben demostrar que tienen los recursos financieros suficientes para atender en forma oportuna, eficaz y eficiente los proyectos y los compromisos a su cargo, y para asumir las nuevas obligaciones y prestaciones derivadas de los Contratos recibidos que, en virtud de un proceso de transformación societaria, cambian de titular. Por lo anterior la fórmula propuesta será la misma que se encuentra en el **Artículo 23 del Acuerdo No. 2 de 2017**, toda vez que en ella se tiene en cuenta el último año fiscal de la compañía por lo tanto se ve reflejado a hoy como se encuentra la posición financiera de la misma y precisa la capacidad que tiene una compañía de atender sus compromisos con recursos propios o de terceros, al determinar y valorar el Patrimonio Neto Residual, el Rango de Cobertura y el Rango de Endeudamiento, con base en los guarismos correspondientes a los estados financieros del último ejercicio fiscal, que han de consignarse en Formato especial, mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{CEF} = (50\% \cdot \text{PNR}) + (25\% \cdot \text{RC} \cdot \text{PNR}) + (25\% \cdot \text{RE} \cdot \text{PNR})$$

Donde:

CEF: es la Capacidad Económico Financiera

PNR: corresponde al Patrimonio Neto Residual

RC: es el Rango de Cobertura

RE: corresponde al Rango de Endeudamiento

David Emilio Negrete Barguil

Correo Electrónico: david.negrete@anh.gov.co

Celular: 315 792 56 40

Página 3/8



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 Republica, 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 18 de octubre de 2018 al supervisor designado el 3er informe ejecutivo sobre la información cuantitativa y cualitativa del sector de hidrocarburos, con el cual se presenta informe con gráficas y análisis sobre el comportamiento de estas variables en los periodos julio-septiembre 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:

- En la reunión sostenida el pasado 23 de octubre de 2018 con la nueva Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas, se le informó que en caso que FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP no cumpliera la evaluación de la



Capacidad Financiera, la ANH podrá requerir la presentación de garantías líquidas que respalden la existencia de recursos que compensen dicha capacidad, lo anterior obedece al trámite que se encuentra pendiente en virtud 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). Estas garantías aplican para aquellos Contratos suscritos bajo las condiciones establecidas en el Acuerdo 08 de 2004.

Actualmente la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas está analizando la metodología que será aplicada para la evaluación de la Capacidad Financiera de la compañía, de acuerdo con los compromisos adquiridos en la reunión sostenida en las instalaciones de la ANH día 4 de octubre de 2018 con FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP.

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.
- Se atendió el correo electrónico el día 2 de octubre de 2018 enviado por la Abogada de la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas acerca de los tramites que se adelantan y los pendientes de acuerdo con la competencia de la VPAA con las compañías GRAN TIERRA, OXY, CEPESA y SCHLUMBERGER, LA LUNA, TURKISH, NOBEL ENERGY, EXXON, REPSOL, INTEROIL, MANSAROVAR, FRONTERA y PETROBRAS. Por lo anterior se le informó lo siguiente:

GRAN TIERRA: En días pasado se evaluó la Capacidad Financiera de la compañía como parte del consorcio GRAN TIERRA – PLUSPETROL, con ocasión del derecho Conversión Contrato de Evaluación Técnica (TEA) a Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos SN-1, bajo las condiciones establecidas en los términos de referencia para el proceso competitivo Ronda Colombia 2012.

OXY: Como parte del grupo empresarial se evaluó la Capacidad Financiera y Técnica de OXYCONDOR, con ocasión de la solicitud de cesión de ECOPETROL S.A. a favor de OXYCONDOR para los Contratos LLA-39 y LLA-52, bajo las condiciones establecidas en los términos de referencia para el proceso competitivo Ronda Colombia 2010.

NOBEL: Se tienen las solicitudes de dos cesiones que se tramitarán una vez se formalice la conversión de los Contratos TEA COL 3 y GUA OFF 3, lo anterior es con el fin de evaluar la Capacidad Financiera de la compañía.

FRONTERA: En este momento esta Vicepresidencia tiene en curso una solicitud de integración patrimonial 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)., por lo que se requiere evaluar la Capacidad Financiera de FRONTERA para los Contratos suscritos con la ANH.

Con respecto a las otras compañías no se tenía a la fecha ningún trámite pendiente.



- Se respondió por correo electrónico el día 8 de octubre de 2018 la solicitud elevada por la Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas (E) acerca de cuál es la compañía operadora de los Contratos E&P LLA-25 y GUAITIQUIA, por lo que se le informó que el operador es la sociedad FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP SUCURSAL COLOMBIA. Lo anterior se fundamenta en la comunicación No. 20174010322962 Id:237699 del 22 de diciembre de 2017, mediante la cual la compañía informó a la ANH el 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). En dicha comunicación, se menciona entre otros Contratos, que los Contratos LLA-25 y GUAITIQUIA, los cuales era operador la sociedad Petrominerales Colombia Corp., han sido adquiridos por FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP.
- Se atendió solicitud enviada por correo electrónico el día 10 de octubre de 2018 por la Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas (E) acerca del estado del Contrato E&E CORCEL, por lo que se le apoyó al Abogado de la VPAA la gestión adelantada, así mismo se informa que el Contrato señalado no ha sido posible evaluarlo toda vez que el mismo se encuentra relacionado dentro de los Contratos a evaluar, con ocasión 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). Actualmente la VPAA se encuentra analizando los argumentos (jurídicos y técnicos) presentados por FRONTERA junto con la información financiera para proceder con la metodología que será aplicada para la evaluación de la Capacidad Financiera de la compañía.
- Participé de la reunión el día 23 de octubre de 2018 con la nueva Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas acerca del trámite que se encuentra pendiente en virtud 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), dicha reunión se realizó con el fin de explicar 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. Así mismo, se le informó 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.
- Con radicado ANH No. 20183020326721 Id: 332058 del 29 de octubre de 2018, se requirió a ECOPETROL S.A. que presente información financiera complementaria relacionada con las obligaciones que la compañía haya adquirido en el exterior y que afecten el Patrimonio Neto Residual (Formulario CEF-1) para el año inmediatamente siguiente (2018) al periodo de corte reportado (2017), de conformidad con lo establecido en el Art. 23 del Acuerdo No. 2 de 2017. De no tener estas obligaciones adicionales, se requiere que así se señale. Lo anterior obedece a la solicitud del derecho de Conversión Contrato TEA GUA OFF-1 y COL-5 a Contrato E&P, bajo las condiciones establecidas en dicho Acuerdo.

David Emilio Negrete Barguil

Correo Electrónico: david.negrete@anh.gov.co

Celular: 315 792 56 40

Página 7/8



- Se proyectó comunicación al representante legal de la compañía GRAN TIERRA COLOMBIA INC SUCURSAL para que presente la documentación que soporta la Capacidad Jurídica y la Capacidad Financiera, de conformidad con los requisitos establecidos en los Términos de Referencia de la Ronda Colombia 2014. Lo anterior obedece al trámite de cesión de intereses, derechos y obligaciones en el Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos No. 12 - ÁREA PUT-31

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. 79.948.907 de Bogotá



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

INFORME ECONOMICO DEL SECTOR HIDROCARBUROS

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

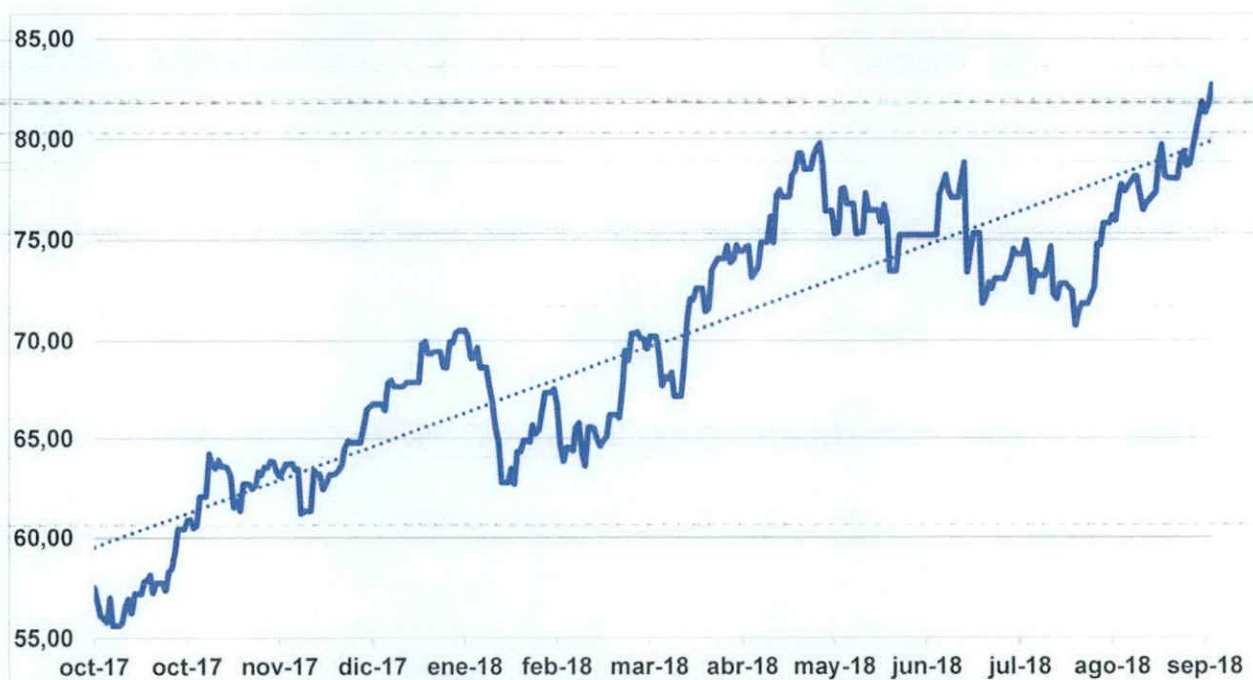
OCTUBRE 2018

1. RESUMEN

En este informe se presenta de manera resumida el comportamiento de algunas variables económicas, en el periodo enero a septiembre 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 octubre de 2017 a septiembre de 2018, según se muestra en el detalle a continuación:

2. ASPECTOS MACROECONÓMICOS

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



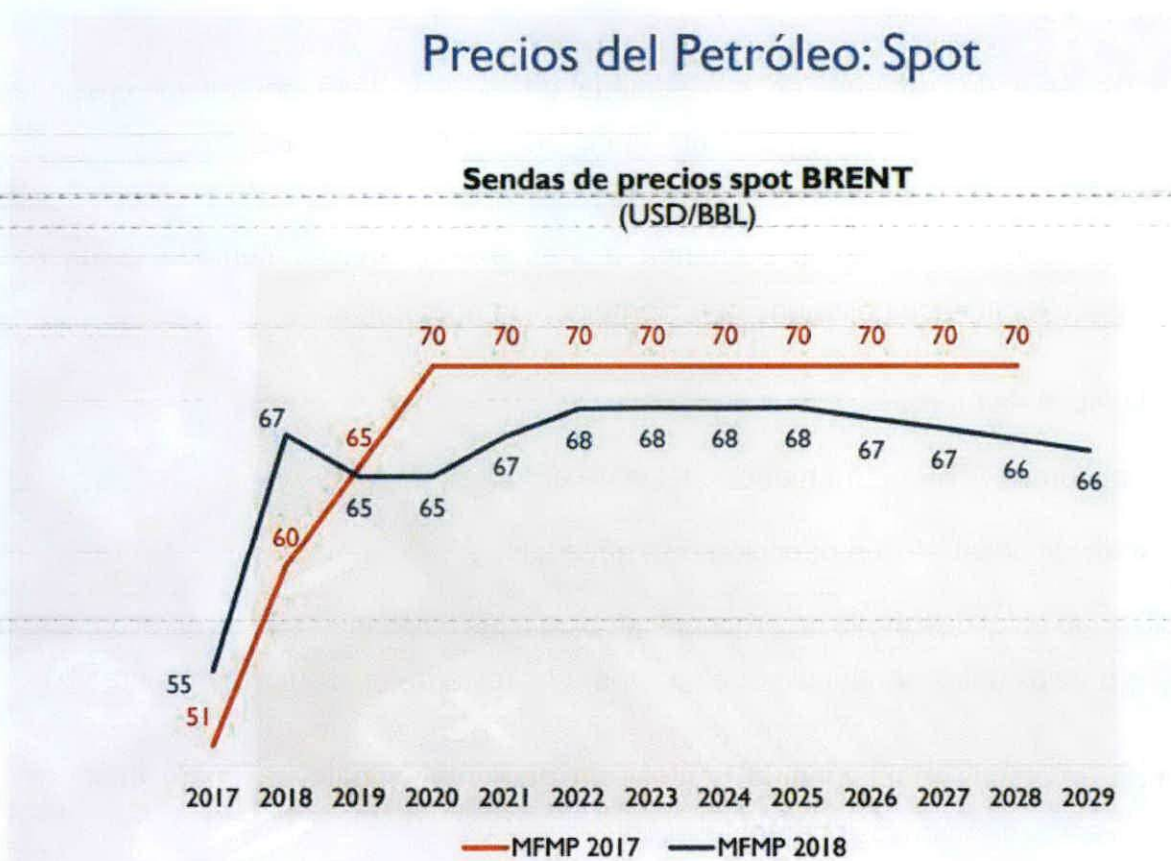
Fuente: wilkinsonpc.com.co

Tomando como referencia el Brent, se observa en la Figura No. 1 que el precio internacional del petróleo ha oscilado entre 55 y 83 USD en el periodo octubre 2017 a septiembre 2018, donde se evidencia una fuerte tendencia al alza en particular en lo corrido del 2018. Lo anterior, se debe a varios factores que se conjugan para presionar

los precios al alza, desde el punto de vista de la oferta se tiene entre otros aspectos la retirada de los Estados Unidos del acuerdo nuclear con Irán y en consecuencia el anuncio del embargo financiero a Irán, sumados a los recortes sostenidos en la producción de los miembros de la OPEP¹ 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.

¹ 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.



2.1. Prospectiva Precios Internacionales del Petróleo

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 – ACP², 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.

² 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).

- Factores que presionarán reducción del precio:

Por el lado de la demanda:

- 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 consideraciones³:

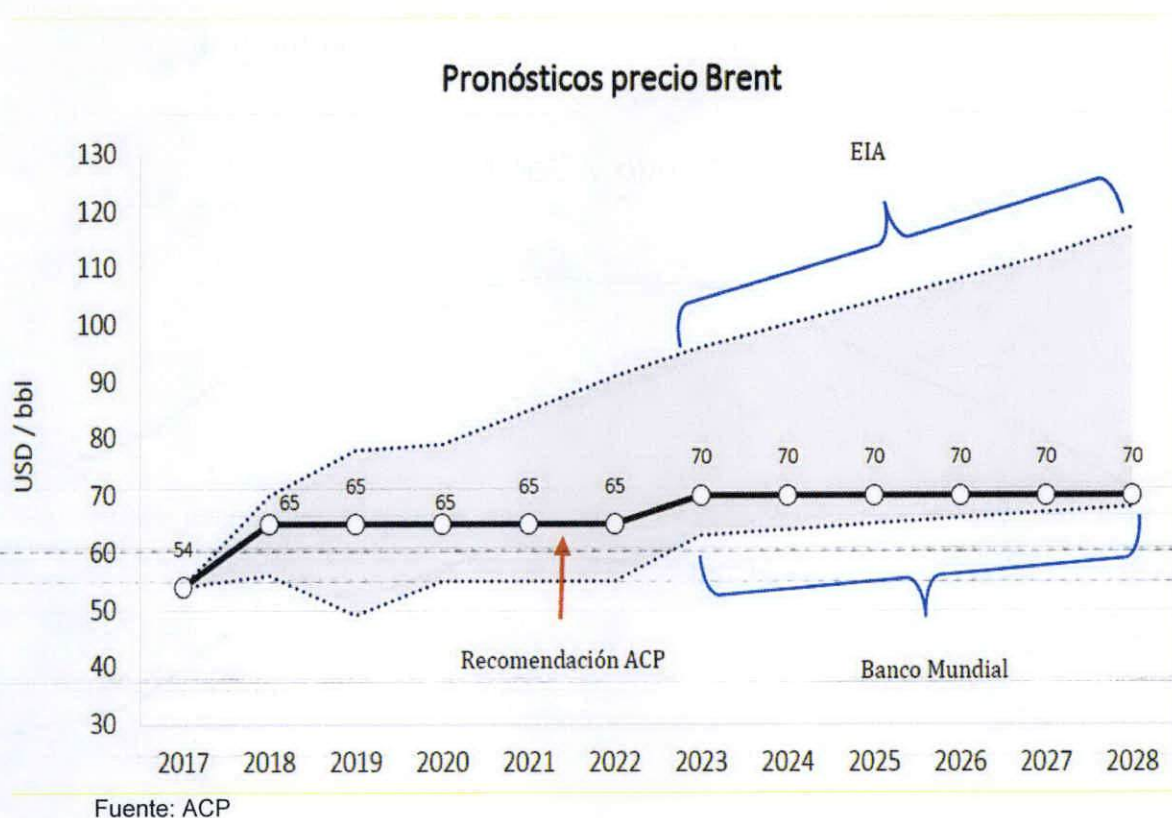
³ Compilación realizada por la ACP

- 
- i) De acuerdo con la EIA⁴ “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 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.

⁴ U.S. Energy Information Administration.

- 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

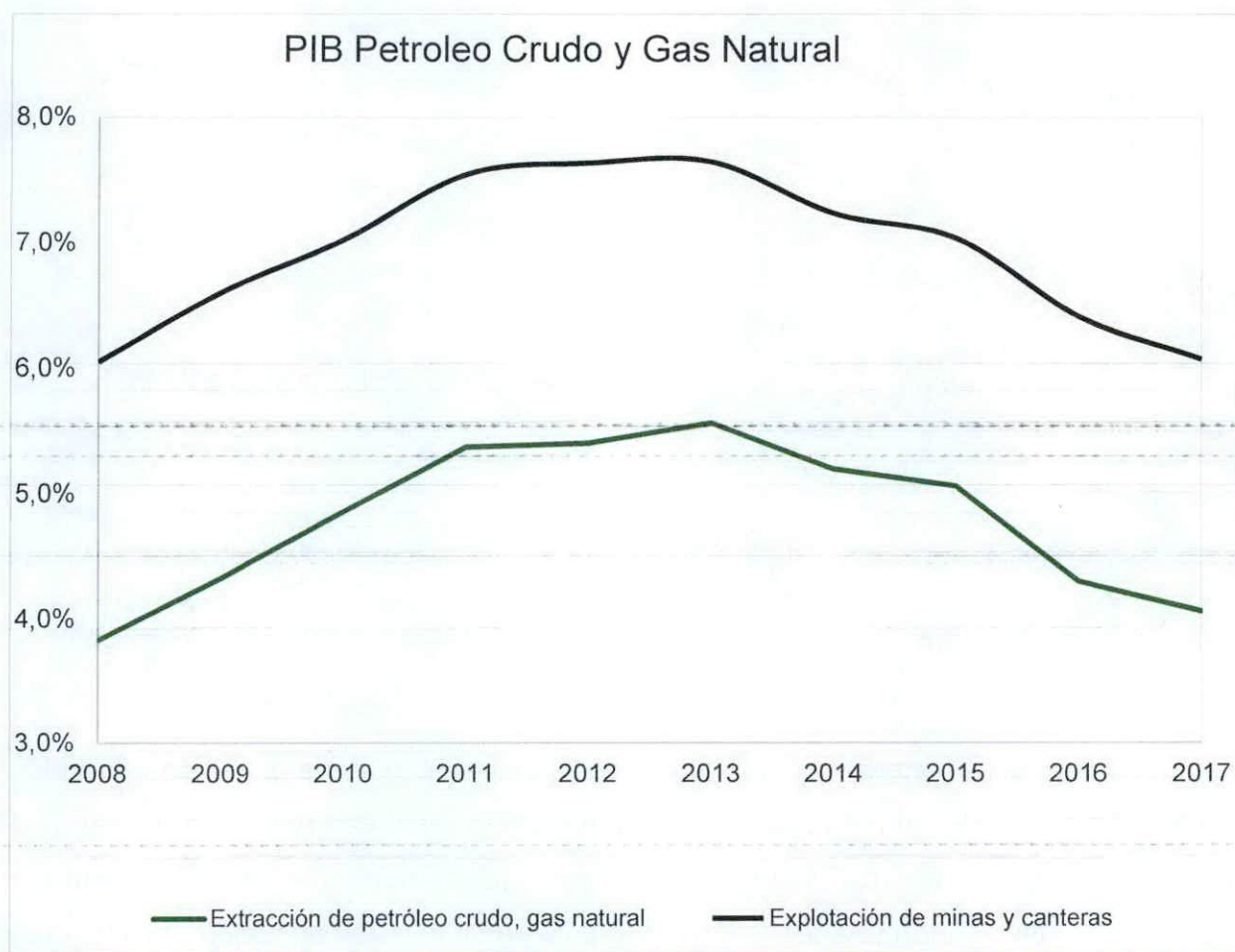


Según los análisis plasmados en la Figura No. 3, se indica que las predicciones en los próximos 5 años serán auspiciosas para la industria de los hidrocarburos, beneficiaran al país dado que estos recursos llegan al sector privado vía ganancias y al Gobierno vía impuestos y regalías, toda vez que estos 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 Colombia⁵, equivalente al 70% de la Actividad de Minas y Canteras⁶.

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



Fuente: DANE

⁵ Fuente Dane. PIB Real, precios constantes.

⁶ 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.

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	10,45	3,2	13,65

Fuente: sicodis.dnp.gov.co

Como se observa en la Tabla No. 2 en promedio, entre 2012 y primer semestre de 2018 el país ha recibido por concepto de Regalías de hidrocarburos \$7 billones de pesos al año⁷, que significan el 75% de las regalías generadas por la explotación de recursos naturales no renovables.

⁷ Fuente DNP- Sistema General de Regalías, SGR.

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

En la mayoría de los casos existe una correlación negativa⁸ (Uno sube mientras el otro baja) entre el precio del petróleo y el dólar⁹, 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 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.

⁸ Inversa.

⁹ Representado en pesos por medio de la Tasa Representativa del Mercado – TRM.

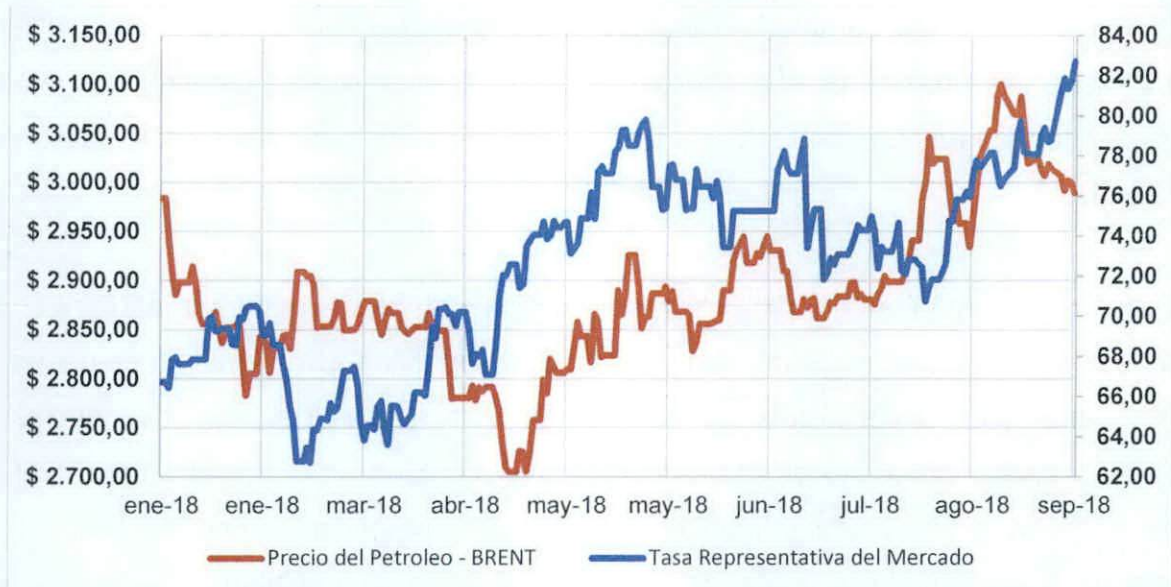
De otro lado, la tasa de interés. Si un banco central aumenta su tasa de interés considerablemente señala presiones inflacionarias que pueden motivar a inversionistas a alejarse del mercado cambiario. Eventualmente que las inversiones podrán realizarse sobre materias primas como el petróleo y que éste 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 primer semestre de 2018, donde el precio del petróleo aumentó, lo cual significó una caída 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 34,4%.

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

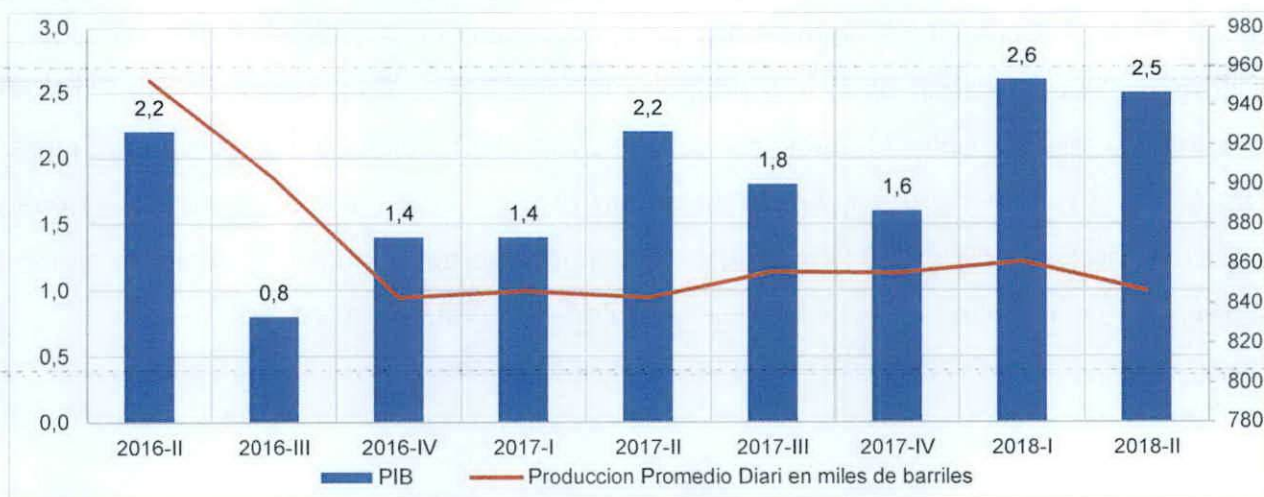


Fuente datos: Investing.com y banrep.gov.co

2.4. Relación del PIB y Producción de Hidrocarburos

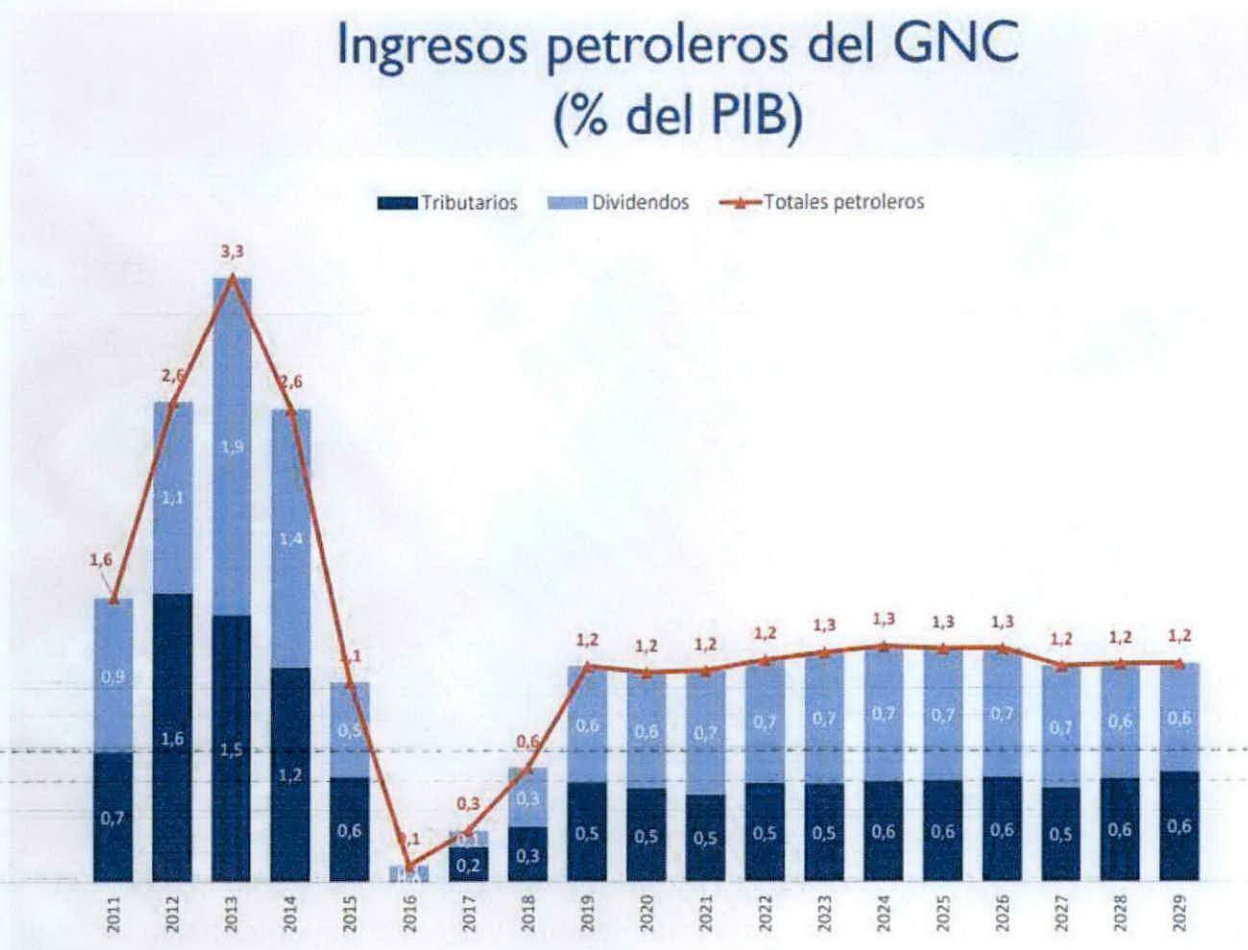
Se observa en la Figura No. 6 una alta correlación entre la producción de hidrocarburos y el Producto Interno Bruto, lo que indica que una baja o alza en la producción de hidrocarburos impacta más en la economía del país que la fluctuación de los precios del petróleo, por supuesto el efecto combinado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

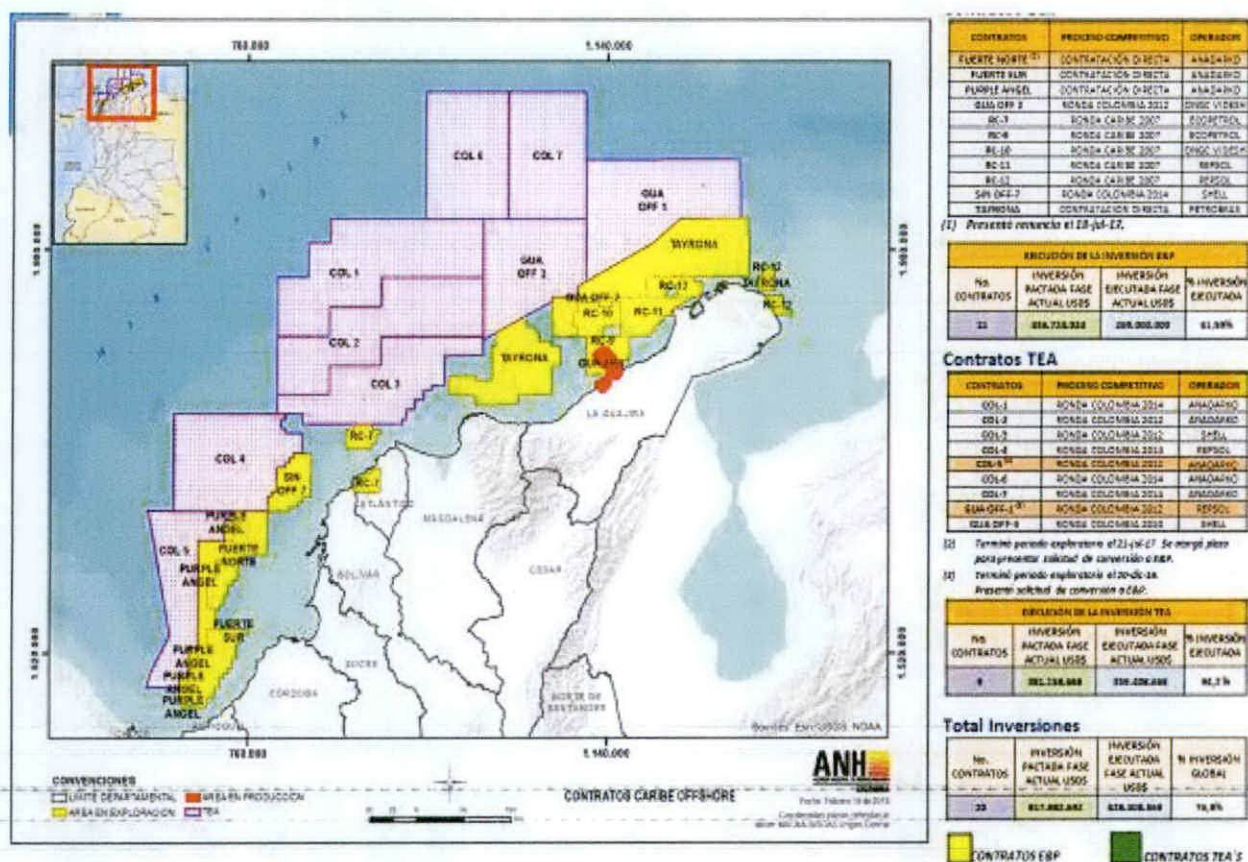
Figura No. 7. Ingresos petroleros del Gobierno Nacional Central (% del PIB).



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)



Fuente ANH

Respecto a la Figura No. 8, relacionado al mapa citado anteriormente, hasta el 30 de septiembre de 2018 la ANH tiene celebrados 11 Contratos de E&P y 9 de Evaluación Técnica en aguas del Caribe Colombiano.

2.5. Actividades Exploratorias

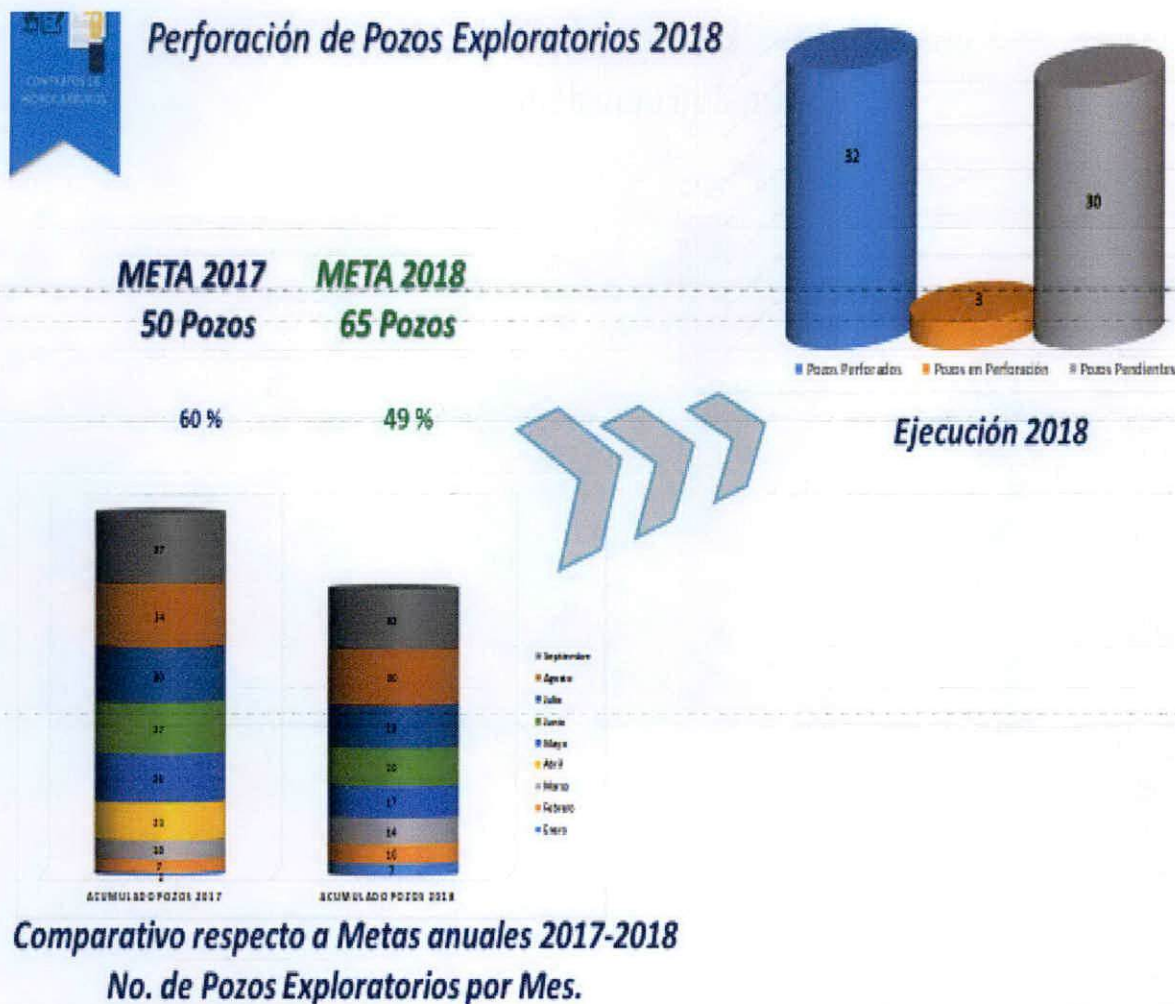
Las proyecciones de la ANH auguran que la actividad exploratoria será muy activa, con la perforación de 65 pozos este año como meta, con un 30% por encima de los 50 registrados el año pasado.

Con corte al 30 de septiembre de 2018, se llevan 32 pozos exploratorios perforados, representando un avance del 49% al finalizar el tercer 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 permitirán 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



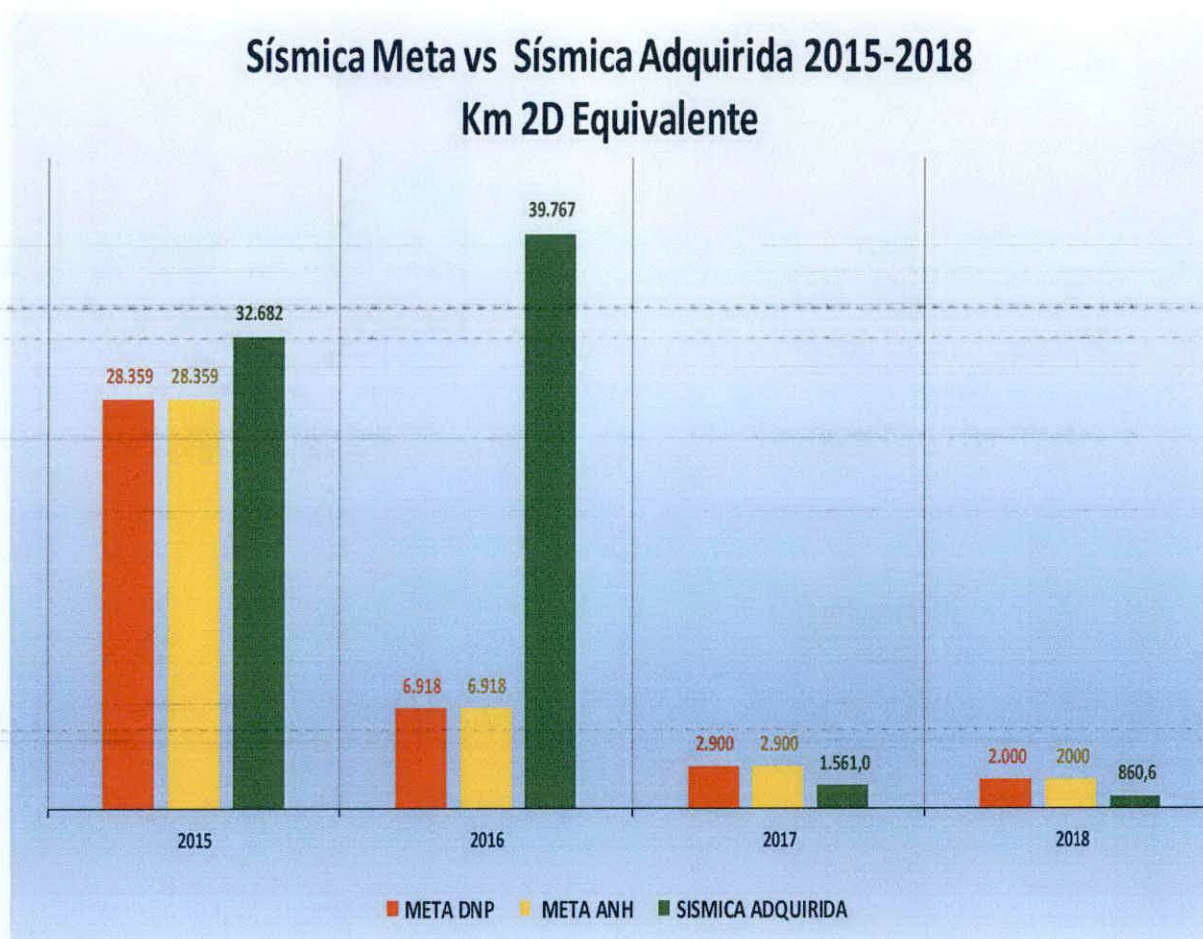
Fuente ANH

Sísmica

Hasta la fecha, la ANH ha adquirido 860,6 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

Igualmente se observa que, en lo corrido del año 2018, la adquisición sísmica se encuentra en 860,6 Kms de sísmica 2D, lo que equivale al 43% de la meta de la ANH valorada en 2.000 Kilómetros.

Figura No. 11. Avisos de Descubrimiento 2018



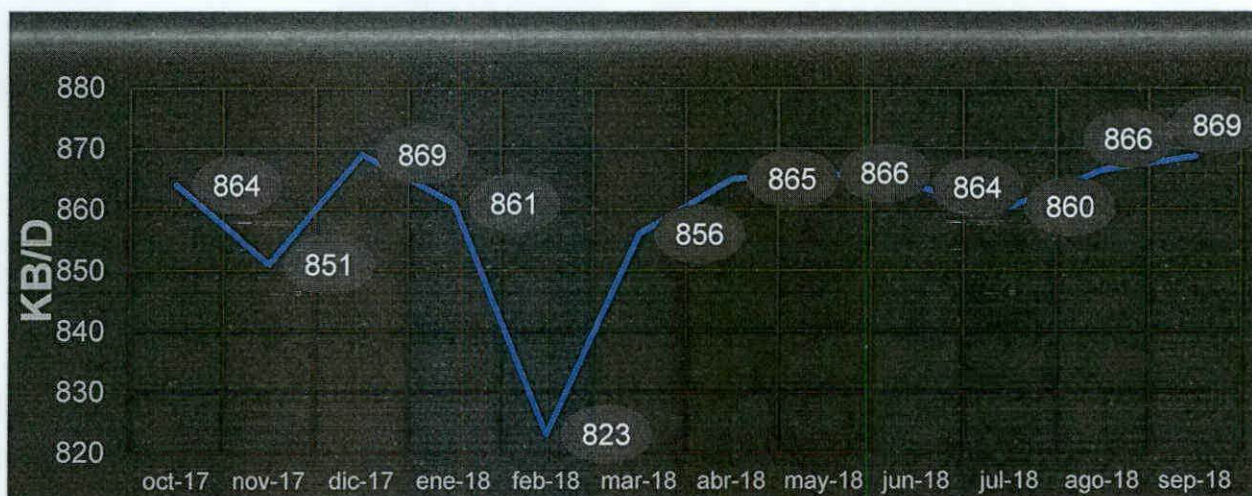
Tabla No.3. Descubrimientos Año 2018

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	GUATIQUEIA	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	GUATIQUEIA	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

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 **859 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 septiembre / 2018)



Fuente: ANH

Por su parte, la ANH estima una producción promedio por encima de 860 mil barriles diarios de crudo para el 2018. 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, generando mayores reservas, mayor producción y mayores ingresos para el estado.

3.1. Inversión Extranjera directa en el Sector de Hidrocarburos

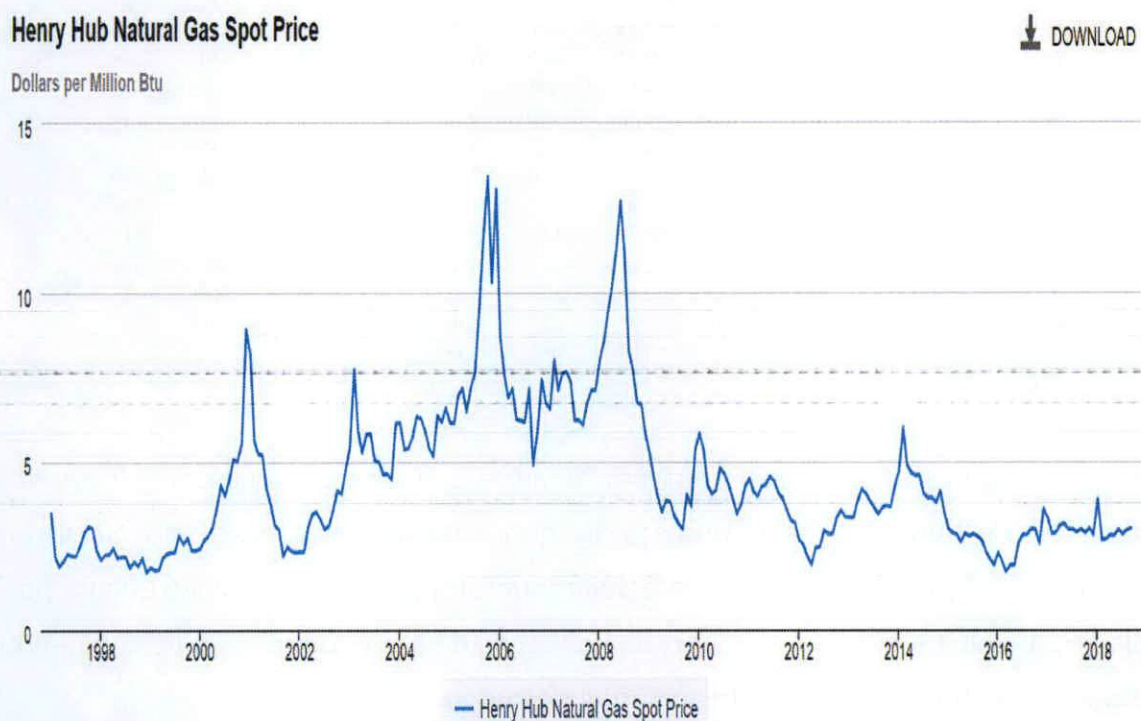
Si bien los años 2015 y 2016 fueron difíciles debido a la caída de los precios del petróleo, reduciendo sustancialmente la actividad exploratoria en el país, en el año 2017 los precios se estabilizaron en 54 USD, mejorando la situación en lo transcurrido del año de 2018 donde se presenta un panorama diferente, con un barril de petróleo estable en 72 USD. 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

4.1. Precio del Gas - Henry Hub

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



Fuente: www.eia.gov

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

Dato histórico hasta el 30 de septiembre 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	3.01	2.82
2018	3.87	2.67	2.69	2.80	2.80	2.97	2.83	2.96	3.00			

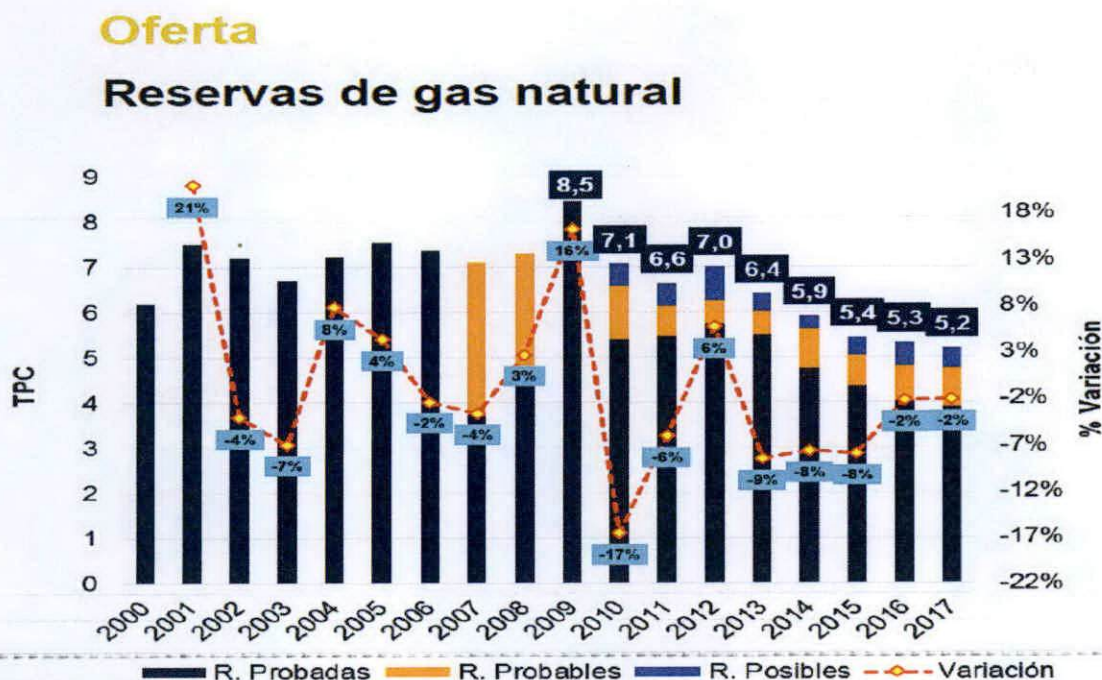
Fuente: www.eia.gov

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 2.95 dólares por millón de BTU.

4.1. Reservas de Gas

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



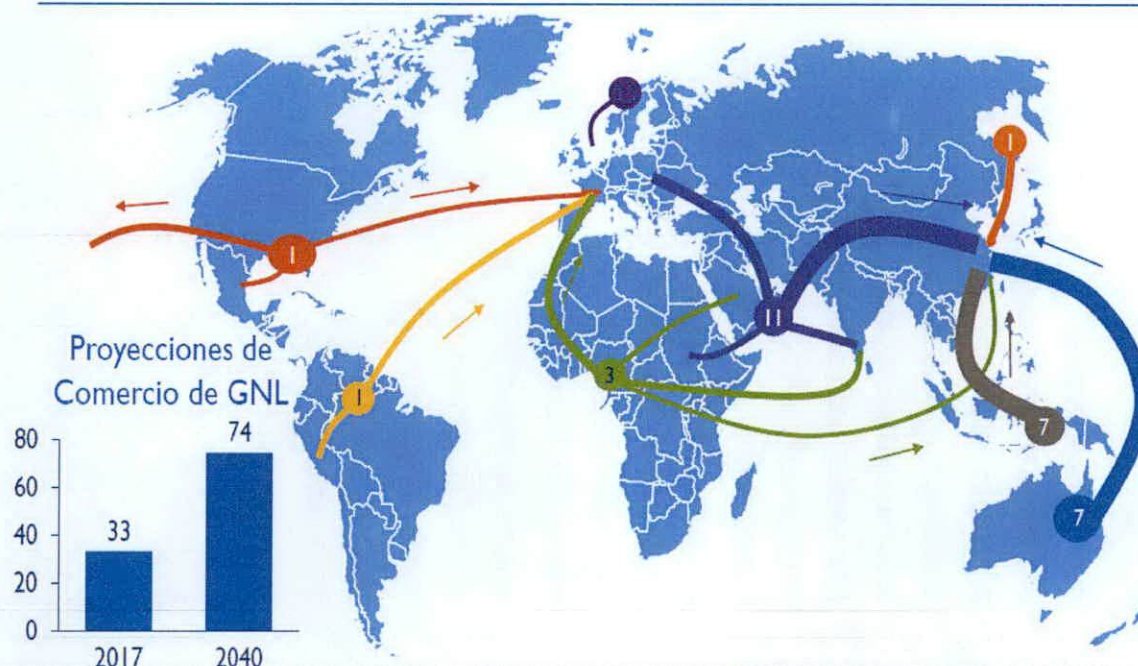
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

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.

**Figura 15. Comercio del Gas Natural Licuado – GNL en el mundo
(2017 y 2018)**

Principales Movimientos Comerciales en 2017 (BCF/día)

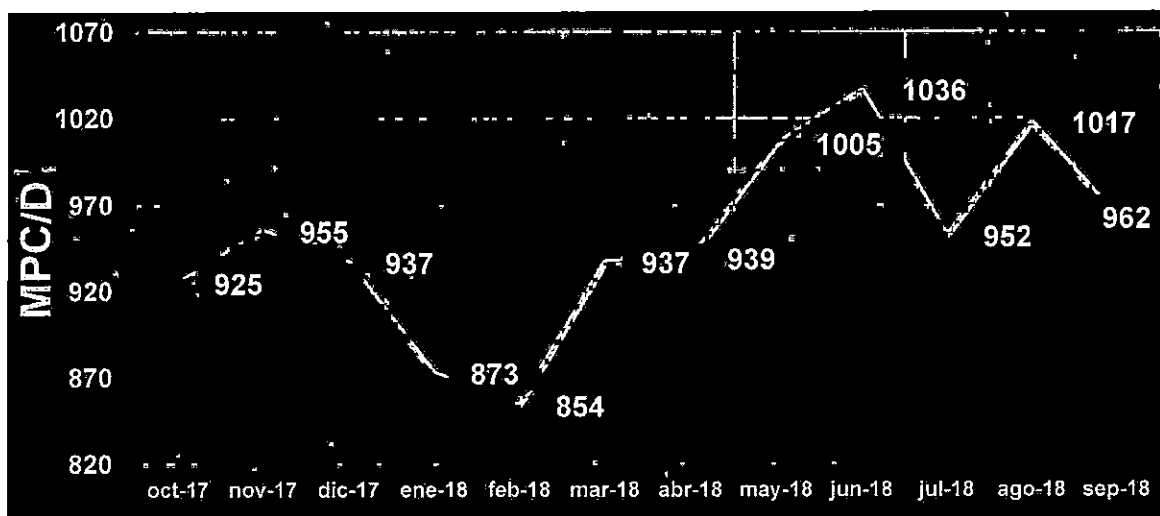


Fuente: BP Energy Outlook 2018.

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.

4.2. Producción Mensual de Gas

**Figura 16. Producción comercializada diaria promedio de Gas (MPCD)
(Datos hasta septiembre de 2018)**



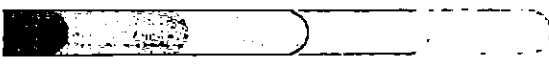
Fuente: ANH

La producción de gas en promedio en el país hasta la fecha estuvo en 953 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.

4. CONCLUSIONES

1. En los primeros tres trimestres de 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 OPEP¹⁰ y la baja de producción de Venezuela.
2. En el tercer trimestre de 2018 se observa una caída del 1,6% de la producción comercializada mensual de gas, respecto al segundo trimestre.
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 para el 2019 y 2020, un precio de referencia de 65 dólares barril, lo que refleja que a la fecha e esta cumpliendo lo estipulado por el Gobierno Nacional.
5. La tecnología desarrollada por los Estados Unidos para la estimulación hidráulica 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.

¹⁰ 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.

- 
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.