

Tendencias de inversión E&P en Colombia 2016 y perspectivas 2017

Vicepresidencia de Asuntos Económicos¹

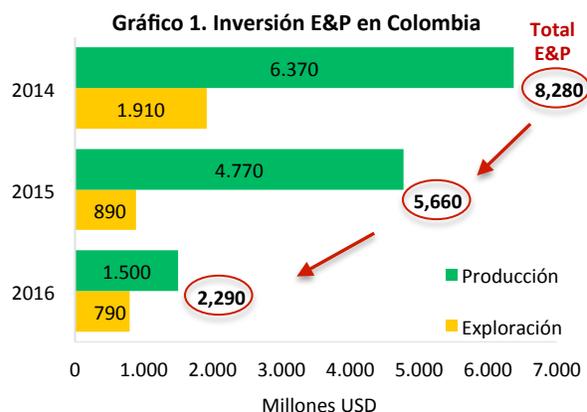
Diciembre 2016

Este documento presenta los resultados del estudio Tendencias de Inversión E&P 2016, realizado por la ACP, que consolida las opiniones de 28 empresas del sector de hidrocarburos que representan el 98% de la producción y el 90% de la actividad exploratoria de Colombia². La información fue complementada por análisis propios de la ACP. Las entrevistas a presidentes y altos directivos de las compañías fueron realizadas entre octubre y diciembre de 2016.

En resumen, el estudio señala que: i) en 2016 la inversión E&P en Colombia cayó por segundo año consecutivo, en un contexto en el que el precio del crudo registró los niveles más bajos de los últimos 12 años; ii) la inversión presupuestada para 2017 duplica la registrada en 2016 y permitirá poner al día obligaciones contractuales con la ANH y mantener el volumen de producción de 2016; iii) la calificación del E&P colombiano no es buena ni mala, mejorar las condiciones del entorno para operar es un reto importante frente a los países competidores; iv) las eficiencias en costos logradas en 2016 y los precios esperados por las empresas permitirán cumplir plan de inversiones 2017, pero Colombia sigue dentro del 25% de la producción más costosa del mundo; v) incorporar reservas y mantener producción a mediano plazo requerirá de inversiones mayores a las presupuestadas para 2017, que se deben impulsar con mejoras en el marco fiscal-contractual, el entorno socio-ambiental, la estabilidad jurídica y los costos de operación.

1. Inversión E&P 2016

- En 2016 la inversión total en exploración y producción en Colombia disminuyó 60% frente al año 2015, acumulando su segunda caída anual consecutiva (-32% en 2015). La ACP estima una reducción de USD 3,370 millones vs lo invertido en 2015, concentrada principalmente en producción (Gráfico 1).
- Lo anterior indica que en 2016 continuó el ajuste del sector a la situación de bajos precios del petróleo, los cuales registraron niveles aún menores que en 2015. La



¹ Alexandra Hernández, Vicepresidente; Jaime Frysz, asesor; Julio Romero, Economista Senior.

² El 85% de las compañías entrevistadas tienen inversiones E&P en otros países del mundo.

referencia Brent disminuyó de un promedio de 53 USD/bl en 2015 a 43 USD/bl en 2016, ubicándose por debajo de 30 USD/bl durante el primer bimestre del año.

- Vale la pena resaltar que el ajuste en Colombia fue más profundo que en el resto del mundo, donde la inversión E&P disminuyó 26% en 2015 y 23% en 2016 (Cuadro 1). Lo anterior sugiere que más allá de la caída del precio del crudo, el país afronta retos importantes de competitividad, sobre los cuales se profundizará más adelante.

Cuadro 1. Variación anual inversión E&P

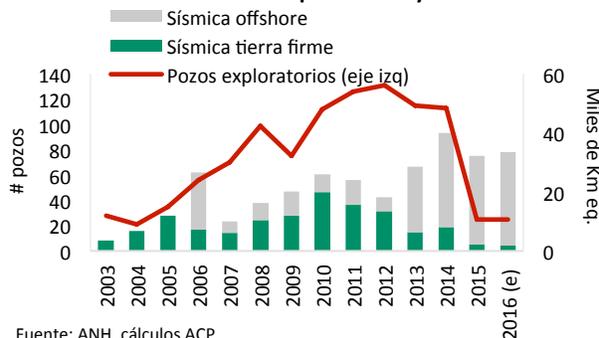
	2015	2016
Mundo*	-26%	-23%
Colombia	-32%	-60%

Fuente: IEA y Barclays. Cálculos ACP

1.1. La exploración se mantuvo en niveles bajos en 2016

- La inversión exploratoria se redujo 11% en 2016 (-USD 100 millones vs 2015), resaltando que el año anterior ya se había registrado una caída de 53% (Gráfico 1). Las medidas adoptadas por la ANH para mitigar los efectos de la caída en los precios internacionales fueron fundamentales para “salvar” los contratos, permitiendo a las empresas aplazar el cumplimiento de sus obligaciones contractuales y evitar la devolución de áreas.
- En 2016 se registraron los niveles más bajos de perforación exploratoria de los últimos 12 años, con solo 25 pozos (de los cuales cuatro estaban en perforación al cierre del año), similar al 2015 aunque con un pozo menos en offshore (lo cual explica la caída de 11% en el monto de inversión exploratoria). Por su parte, la sísmica ejecutada ascendió a 39.800 km eq., principalmente en offshore, lo que significó un aumento de 24% vs 2015 (Gráfico 2).

Gráfico 2. Pozos exploratorios y sísmica

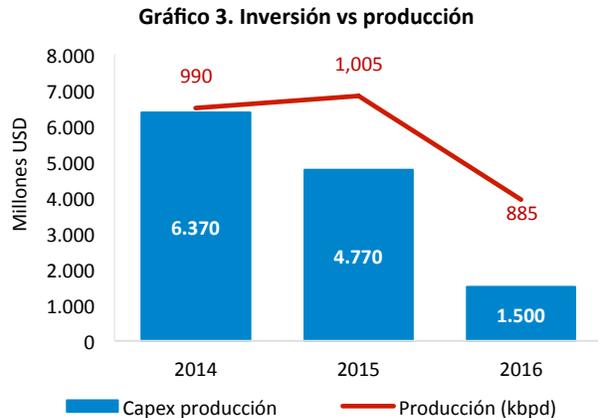


Fuente: ANH, cálculos ACP.

1.2. La caída de inversión en producción 2016 se reflejó en un volumen producido inferior al de 2015

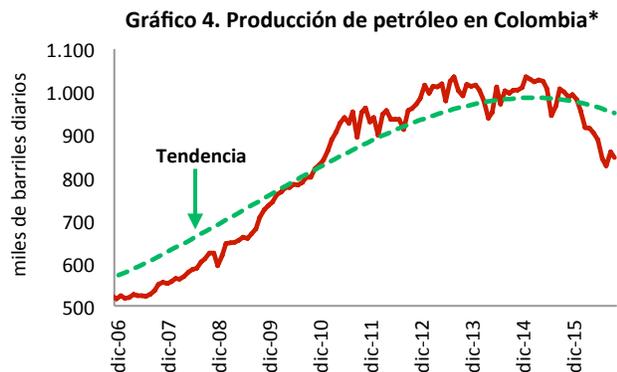
- El gasto de capital en **producción** disminuyó 69% en 2016 (USD 3,270 millones menos que en 2015), profundizando la caída de 25% registrada el año previo (Gráfico 3).
- La incertidumbre generada por la caída de los precios en el primer trimestre de 2016 (a los niveles más bajos de los últimos 12 años), paralizó prácticamente por completo la ejecución de inversiones durante la primera mitad del año. Durante ese periodo se cerraron aproximadamente 75 campos de producción.

- En el segundo semestre mejoró el panorama de precios y se reinició la ejecución de inversiones por parte de las compañías, que priorizaron los proyectos que generaran los barriles menos costosos. De esta forma, en 2016 se estima que se perforaron 170 pozos de desarrollo (otros 20 que terminaron el año en perforación), frente a 710 en 2015 y 950 en 2014, lo cual resultó insuficiente para compensar la declinación de la producción de campos maduros, cercana al 18% anual. En consecuencia, la producción disminuyó a 885 mil bpd en promedio durante 2016 (-12% vs 2015), lo que significó el nivel más bajo de los últimos 6 años y un cambio en la tendencia 2013-2015, cuando el volumen de producción fue cercano al millón de barriles diarios (Gráficos 3 y 4).



Fuente: ACP y ANH.

- Adicionalmente, los fallos de la Corte Constitucional en materia de consulta previa con comunidades, los bloqueos a las operaciones y los ataques a la infraestructura petrolera por parte de grupos ilegales, significaron que se dejaron de producir entre 4 mil y 5 mil bpd en 2016. Como se verá posteriormente, estos hechos y el episodio de reversión de la licencia ambiental en el Bloque Serranía, en el Meta, sobresalieron como un importante factor de preocupación de las compañías y deterioraron la percepción de estabilidad jurídica en el país.



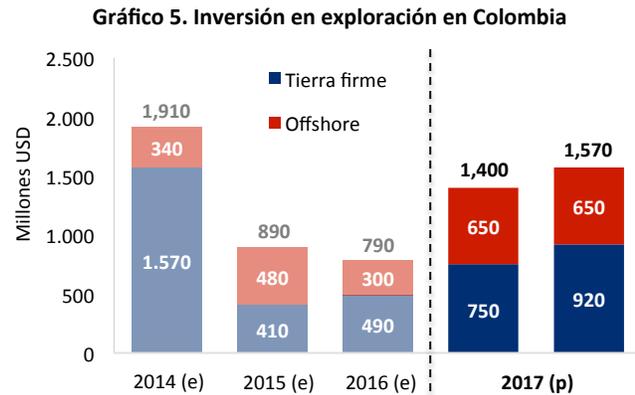
Fuente: ANH. Cálculos ACP.

2. Presupuesto de inversión E&P 2017

- Con base en los presupuestos preliminares de las empresas, la ACP estima entre USD 4,470 y 4,940 millones de inversión E&P en 2017, lo que implica duplicar la inversión ejecutada en 2016.
- Este incremento se explica tanto por el cumplimiento de obligaciones contractuales aplazadas como por las inversiones que realizará el sector para mantener los niveles de producción de 2016. Lo anterior refleja una mejora en las expectativas de las compañías, resultado del trabajo que en los últimos dos años realizaron conjuntamente la industria y el Gobierno para adoptar medidas que promovieran la inversión E&P.

2.1. Cumplimiento de compromisos aplazados aumentará exploración en 2017

- La ACP proyecta una inversión de USD 1,400-1,570 millones, el doble de la registrada anualmente en 2015 y 2016 (Gráfico 5). De acuerdo con información de la ANH, cerca de USD 1,200 millones (75% del presupuesto de inversión) corresponden a compromisos contractuales aplazados en 2015 y 2016, en el marco de los Acuerdos de la ANH para mitigar los efectos de la crisis de precios y que en su mayoría deberán ser ejecutados en 2017. De esta forma, el programa exploratorio preliminar para 2017 comprende entre 45 y 65 pozos, de los cuales 5 son offshore, y 23.000 km eq. de sísmica.

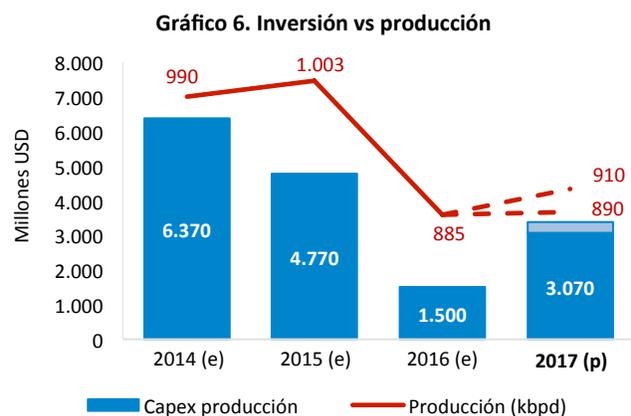


Fuente: ACP

- Como resultado de los incentivos otorgados por el Gobierno, la exploración **offshore** mantendrá la tendencia creciente de los últimos años, con una inversión que ascenderá a USD 650 millones en 2017, la más alta en la historia del país. Por su parte, si bien se espera la exploración en **tierra firme** aumente frente a 2015/2016, el número de pozos perforados apenas llegaría a la mitad de los 110-130 pozos que se perforaban en los años previos a la caída del precio del petróleo.

2.2. Inversión en producción 2017 aumentará; volumen se mantendrá

- La inversión en producción estaría entre USD 3,070 y 3,370 millones, duplicando la registrada en 2016. El programa preliminar para 2017 indica que se perforarán de 600 a 700 pozos de desarrollo, con lo cual la producción de crudo del país sería de 890 mil a 910 mil bpd promedio año, manteniéndose estable frente al 2016. En otras palabras, el aumento previsto en la inversión permitiría detener la caída en la producción y contrarrestar la declinación natural de los campos maduros (aprox. 18% anual). A pesar de lo anterior, la inversión en producción del 2017 sería sólo el 50% de la registrada en años previos a la caída del precio del crudo (Gráfico 6).



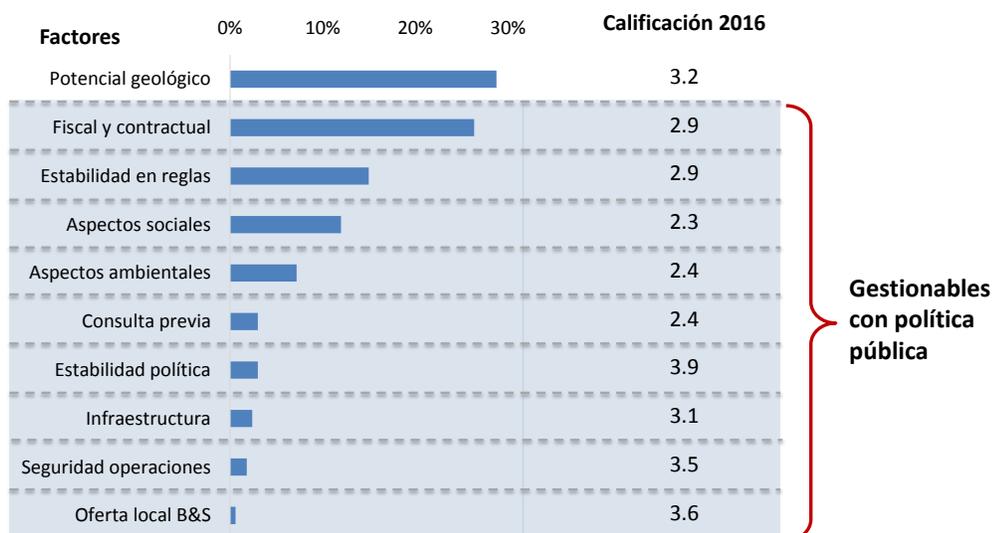
Fuente: ANH y ACP

- Se espera que en 2017 continúe la estrategia de las empresas de desarrollar los campos de producción menos costosos. Aunque el esfuerzo de la industria en los últimos dos años para optimizar costos viabilizó el desarrollo de algunos campos, se espera que este año continúen las restricciones de capital.

3. Calificación del ambiente de inversión petrolera en Colombia

- Por primera vez desde que la ACP realiza el estudio de tendencias de inversión, se pidió a las empresas identificar los tres aspectos del E&P más relevantes para tomar sus decisiones de inversión. Luego de ponderar las respuestas, los más relevantes fueron, en su orden: **potencial geológico, fiscal-contractual y estabilidad regulatoria**. El Gráfico 7. presenta los resultados para los diez aspectos evaluados, que con excepción de potencial geológico, son gestionables con política pública.

Gráfico 7. Relevancia de factores E&P para la toma de decisiones de inversión

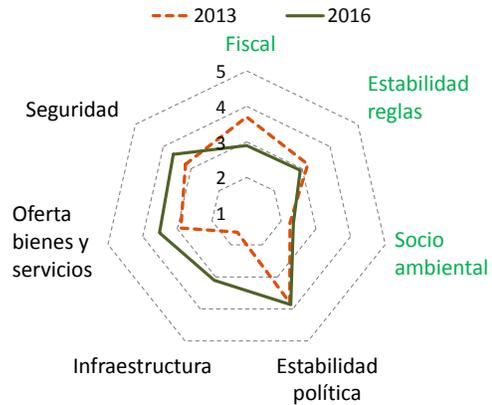


- Al igual que en los estudios anteriores, las empresas calificaron de 1 a 5 cada uno los aspectos del E&P en Colombia. En promedio, el país obtiene una calificación de 3, mantiene las fortalezas y debilidades de años anteriores, presenta un deterioro en los tres aspectos más relevantes para invertir y una mejora en los menos prioritarios. Vale la pena resaltar que en los cuatro años que se ha hecho el estudio, ningún aspecto ha sido calificado por encima de 4 ni por debajo de 2. La **estabilidad política** se destaca nuevamente como la mayor fortaleza para invertir en Colombia, mientras que los aspectos **socio-ambientales** siguen siendo la mayor debilidad (Gráficos 7 y 8).
- La percepción de los **aspectos fiscales** se ha deteriorado en los últimos cuatro años, obteniendo por segundo año consecutivo una calificación inferior a 3. Es importante señalar que: i) se evidenció una alta incertidumbre sobre el impacto de la reforma tributaria (las entrevistas fueron realizadas antes de que se aprobara el texto definitivo) en las inversiones de 2017; y ii) la calificación de este aspecto por parte de las empresas con actividades offshore fue superior a 3, reflejando el impacto positivo de

incentivos como la zona franca y los mejores términos contractuales (derechos económicos) para actividades costa afuera, entre otros.

- La percepción de **estabilidad jurídica** empeoró, afectada por la suspensión de la licencia en el bloque Serranía y los fallos de la Corte en materia de consultas con las comunidades. Estos factores fueron mencionados con preocupación por varias de las empresas entrevistadas, destacando que esa fue una de las principales fortalezas del país para atraer inversión extranjera hace algunos años.

Gráfico 8. Percepción condiciones E&P



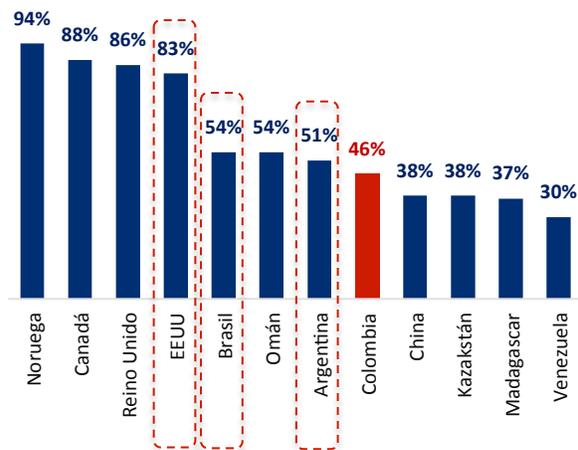
Fuente: ACP

- Las condiciones de entorno se “rajaron” nuevamente, aunque en los últimos cuatro años ha habido un mejoramiento importante en la percepción de **seguridad** y los **factores ambientales**. En contraste, los **aspectos sociales** obtuvieron la peor calificación, especialmente por parte de las compañías con actividades en tierra firme (lo social es menos complejo en offshore), al punto que el 18% de las compañías lo señaló como un aspecto que obstruyó la ejecución de la inversión en 2016.

- La percepción de **disponibilidad de infraestructura** mejoró de forma importante en los últimos cuatro años; se reconoce que actualmente hay capacidad en los oleoductos, pero persiste preocupación por las tarifas.

- La **oferta local de bienes y servicios** también mejoró su calificación; varias compañías resaltaron la buena calidad de la mano de obra local y la reducción de las tarifas de servicios, como respuesta a la menor actividad E&P que generó la caída de los precios del crudo.

Gráfico 9. Calificación de entorno actividad E&P*



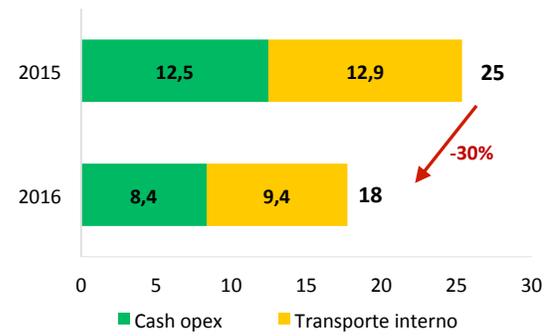
Fuente: *Alberta at a Crossroads, Royalty Review Advisory panel report.*
 * El índice incluye seguridad política, regla de la ley, seguridad física, ambiente de negocios e infraestructura.

- Al comparar el entorno de inversión E&P en varios países, con base en estudios internacionales, se evidencia que Colombia es menos atractivo que EEUU, Brasil y Argentina, países que en el estudio ACP fueron identificados como los principales competidores. El principal **reto de competitividad** de Colombia es mejorar las condiciones de entorno para operar (Gráfico 9).

4. Costos de operación (opex)

- En 2016 las empresas lograron reducir en 30% sus costos de producción (cash opex) y transporte, a un promedio de 18 USD/bl, desde 25 USD/bl en 2015³. Vale la pena señalar que se presenta una alta dispersión de la información, de manera que el valor mínimo fue de 12 USD/bl y el máximo de 42 USD/bl (Gráfico 10).

Gráfico 10. Costo de operar en Colombia (USD/bl)

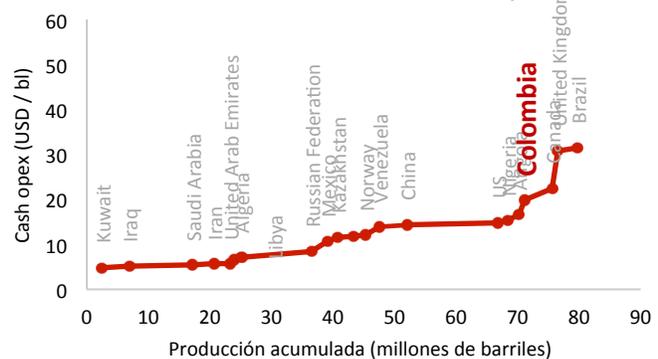


Fuente: ACP

- El costo del **transporte** disminuyó 27% vs 2015, fundamentalmente como resultado de una reducción en los costos de movilizar el crudo por **carrotanque**: menores distancias, tarifas más bajas y devaluación del peso. De esta forma, el costo de transporte por carrotanque disminuyó cerca del 70% en 2016. No obstante, el transporte representa el 53% del opex total y sigue siendo la mayor amenaza para la viabilidad económica de los proyectos.
- La **renegociación de contratos de servicios** fue la principal estrategia para reducir costos, al ser mencionada por el 43% de las empresas. El 21% de compañías acudió a **eficiencias operacionales** como sinergias, reprogramación de actividades (logística) y mantenimiento, y otro 21% realizó ajustes en la **generación y consumo de energía**. El 18% de las empresas mencionó la **reducción en la mano de obra**, mientras que el 11% empleó otro tipo de estrategias para reducir costos (ambientales, sociales, materiales).

- A pesar de los esfuerzos de la industria para lograr eficiencias operacionales, Colombia sigue ubicada en el 25% de la producción más costosa del mundo -resto del mundo también redujo costos- (Gráfico 11). En un contexto de aumento en los precios del petróleo, el desafío será mantener las eficiencias logradas, pues los costos tienen a crecer en la medida que el precio y la actividad E&P lo hacen. **En un escenario en el que se mantienen**

Gráfico 11. Producción de crudo vs costos de producción



Fuente: EIA y Rystad Energy, CNN (enero 2016). Cálculos ACP.

los costos de 2016 y con los precios esperados por las compañías (Brent de 50-55 USD/bl), la ACP estima que la industria tendrá la caja justa para cubrir el plan de inversión 2017.

³ Cálculos ACP con base en información de opex y costo de transporte ponderado por producción de crudo.

5. Oportunidades para mejorar competitividad y conclusiones

- El aumento esperado de las inversiones E&P en 2017 pondrá al día obligaciones contractuales pendientes y permitirá mantener el volumen de producción de 2016, pero a mediano plazo este ritmo de inversión resultará insuficiente para aumentar las reservas y mantener la producción petrolera del país cerca de los niveles actuales (900 mil bpd).
- La ACP estima que se requieren inversiones anuales superiores a USD 7,000 millones, para alcanzar las metas de producción que soportan las cuentas fiscales del Gobierno, y para lograrlo las empresas consideran que se debe:
 - a. Contar con un Government Take más competitivo: 31% de las menciones.
 - b. Flexibilizar y dinamizar la administración de áreas E&P y contratos: 29% de menciones; el 65% de las compañías encuestadas están interesadas en participar en los procesos competitivos futuros de la ANH, por supuesto dependiendo de su atractivo geológico y condiciones contractuales que actualmente están en revisión por parte del Gobierno.
 - c. Mejorar los aspectos socio-ambientales para poder operar eficientemente y agilizar el primer barril: 19% de menciones.
 - d. Contar con seguridad jurídica frente a consultas con las comunidades (fallos Corte Constitucional): 7% de menciones.
 - e. Apoyar decididamente a proyectos no convencionales y offshore: 7% de menciones.
 - f. Continuar los esfuerzos en reducción de costos de operación: 6% de menciones.