

Tendencias de inversión E&P en Colombia y su competitividad

Vicepresidencia de Asuntos Económicos¹
Diciembre 2015

El presente estudio consolida la opinión y tendencias de inversión de 27 empresas que representan el 94% de la producción de crudo de Colombia, el 98% de la de gas y el 87% de la inversión en exploración; complementado con análisis propios de la Asociación y estadísticas compiladas por ACP y ANH. Incluye 2 empresas dedicadas al transporte de petróleo por oleoducto. Las entrevistas a presidentes fueron realizadas entre octubre y noviembre de 2015.

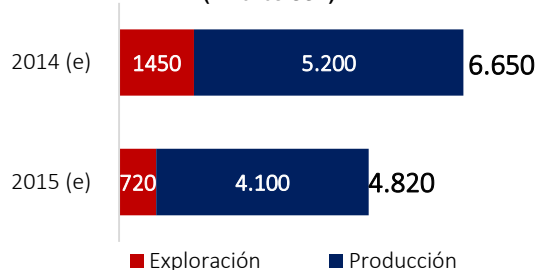
En resumen, 2015 evidencia una caída en la inversión especialmente en exploración donde la reducción fue drástica, sobre todo en tierra firme. Las empresas aumentaron la eficiencia de sus inversiones, redujeron costos y por ello lograron sostener la producción promedio del año en un millón de barriles día. Para 2016 se esperan inversiones similares, en exploración destinadas a cumplir principalmente sus obligaciones contractuales, incluyendo las pospuestas en 2015 por aplicar el Acuerdo 02 de ANH; y en producción para sostenerla en niveles similares a 2015. La empresas claman, prioritariamente, por reducciones en las tarifas de impuestos y de transporte; Colombia es un país costoso, se ubica en el 25% de la producción más costosa de extraer en el mundo, y estos dos elementos comprometen la sostenibilidad de las inversiones en el país. Colombia además enfrenta retos en materia de prospectividad y entorno frente a sus competidores.

1. Inversión E&P en 2015

1.1. Fuerte disminución vs 2014

- **Caída aproximada del 28% en inversión total** (- U\$ 1.830 millones). Ver gráfico 1.
- Esta reducción fue **drástica en exploración**; ACP la estima en cerca de U\$730 millones vs el valor invertido en 2014. El número de pozos perforados disminuyó 74% y la sísmica corrida en total cayó 20% (en Km Eq.), siendo la actividad en tierra firme la más afectada, con una reducción del 75%.
- Vale la pena anotar que en 2015 se perforaron 2 pozos costa afuera cuyo costo es mucho mayor que los de tierra firme, por tal razón, la caída en el valor de la inversión no fue tan alta como la reducción en el número de pozos perforados. De igual forma, en 2015 la sísmica offshore aumentó su participación vs la actividad en tierra firme.

Gráfico 1. Inversión E&P 2014 y 2015 (Millones USD)



Fuente: Estudio ambiente de inversión ACP 2015. Cálculos ACP

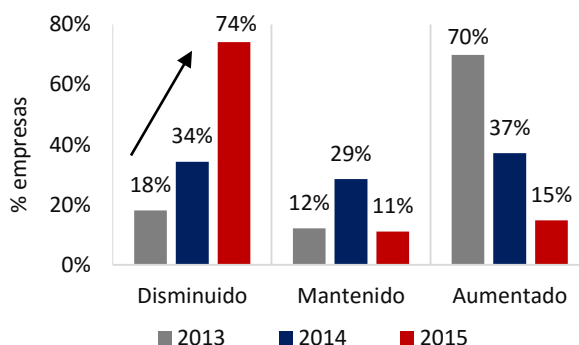
¹ Alexandra Hernández, Vicepresidente de Asuntos Económicos, Julio César Romero, Economista Senior, Jaime Frysz, Asesor.

- En **producción** ACP estima una **reducción del 20%** en el valor invertido (- U\$ 1.100 millones) vs 2014. En cuanto al número de pozos de desarrollo perforados se estima una reducción del -30%.

1.2. La tendencia decreciente en la inversión E&P viene desde 2013

- Mientras en 2013 el 18% de las encuestadas redujo su inversión en Colombia, en 2014 lo hizo el 34% y en 2015 el 74%. Ver Gráfico 2.
- La **disminución se acentuó** en 2015, principalmente **por la caída en precios** internacionales del crudo.
- Los factores de **entorno** – conflictividad social, orden público y demoras en trámites– **siguen condicionando las inversiones**, tal y como se evidencia en los estudios de años anteriores.
- Finalización de proyectos ó de contratos aparece como una nueva razón importante para condicionar las inversión E&P en 2015.

Gráfico 2. Tendencia inversión E&P vs año anterior

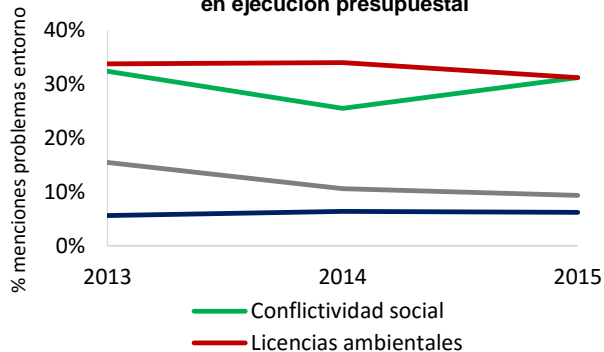


Fuente: Estudios ambiente de inversión ACP 2013, 2014 y 2015.

1.3. Ejecución del presupuesto en 2015

- La mayoría de encuestadas redujeron su presupuesto a lo largo del año. Sobre estos presupuestos reducidos, el 69% de encuestadas calificó bien su ejecución, por supuesto, sobre la tercera parte de la actividad realizada en años anteriores.
- La mitad de las compañías mencionó dificultades de entorno como el obstáculo para ejecutar sus presupuestos de inversión (Gráfico 3): 60% de ellas pudo sortearlos; 40% no (*calificaron su ejecución como deficiente o regular*).
 - Licencias y conflictividad social: principales preocupaciones de los últimos años. Ver Gráfica 3.
 - Leve mejora en orden público y licencias ambientales en 2015.
 - Desmejora en conflictividad social.
- Problemas de liquidez por caída en precios dificultó la ejecución para el 34% de empresas.
- 13% no enfrentó problemas significativos.

Gráfico 3. Percepción problemas de entorno en ejecución presupuestal

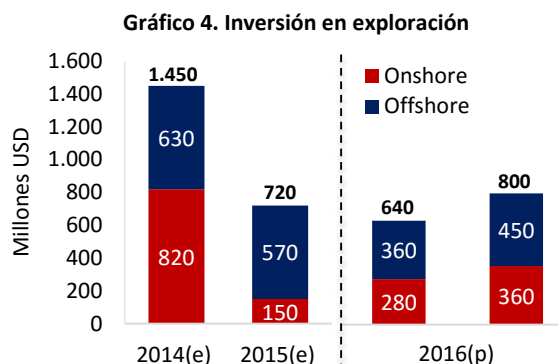


Fuente: Estudios Ambiente Inversión ACP 2013, 2014 y 2015

2. Exploración 2016

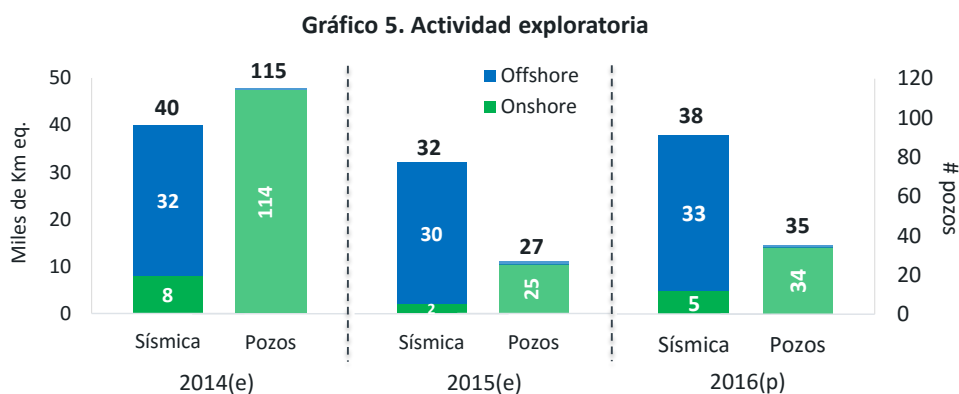
2.1. La inversión exploratoria en 2016 seguirá deprimida

- ACP proyecta entre U\$ 640 y U\$ 800 millones (Gráfico 4), 30% condicionado a temas de entorno.
- Este valor será similar al 2015 aunque con un poco más actividad en tierra firme, en su mayoría como cumplimiento de las obligaciones contractuales, especialmente por aplicar los Acuerdos de ANH en 2015 que permitieron postergar para 2016 la ejecución de un buen número de pozos cuyo contrato exigía la perforación en 2015 (aprox. 25 pozos).



Fuente: Estudio Ambiente Inversión ACP 2015. Cálculos ACP

- En materia de **pozos exploratorios** se esperan 35; **8 más que en 2015 pero una tercera parte de lo que se venía perforando en años anteriores.**
- En **sísmica** se esperan 38.000 Km eq. (Gráfico 5), manteniendo el **predominio de esta actividad en el mar.**



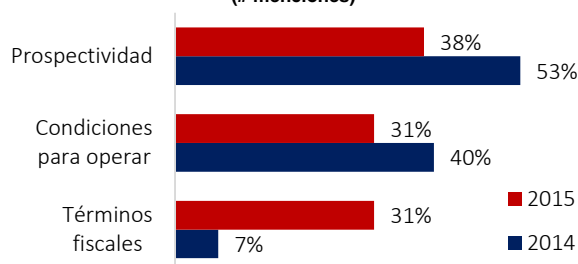
Fuente: ACP y ANH.

- De la información suministrada por las compañías encuestadas, hay U\$ 460 millones adicionales contingentes a aprobación, pero parece difícil materializarlos en su totalidad teniendo en cuenta que históricamente la ejecución ha sido inferior al presupuesto inicialmente establecido, de nuevo, buena parte de este rezago explicado por demoras en trámites y obstáculos del entorno.
- La mitad de encuestados reducirá o cancelará exploración: 62% de ellos manifiesta continuar enfocados en invertir para sostener la producción; 40% por menor competitividad de Colombia frente a otros países.

2.2. Inversión en Colombia vs otros países

- 30% de los encuestados desplazó inversiones a otros países, en su orden por prospectividad, factores de entorno, y términos fiscales, aspecto que cuadruplicó su importancia frente a lo anotado por las compañías en 2014 (Gráfico 6).
- Los principales competidores continúan siendo México, Estados Unidos, Argentina, Brasil y Perú. Cada uno tiene ventajas sobre Colombia por tipo de yacimiento.

Gráfico 6. Factores de competitividad para desplazar inversión de Colombia a otros países (# menciones)

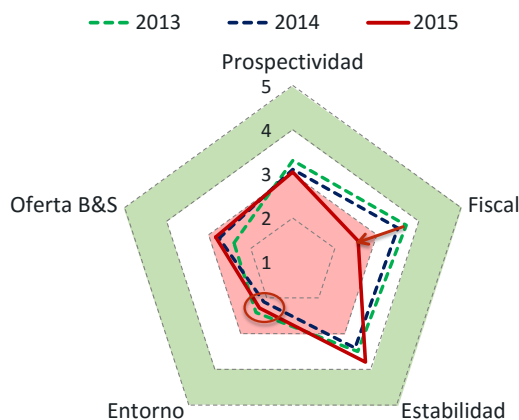


Fuente: Estudios Ambiente Inversión ACP 2014 y 2015

2.3. Calificación del E&P en Colombia

- Como en años anteriores, se solicitó a las encuestadas calificar el E&P en Colombia en las variables utilizadas para evaluar la competitividad de un país frente a otros.
- Ningún aspecto fue calificado como sobresaliente (mayor a 4 en escala de 1 a 5).
- Estabilidad política y reglas de juego se mantienen como los factores más destacados.
- Las condiciones de entorno continúan siendo los aspectos de peor calificación.
- Se evidencia un deterioro importante en la calificación de los términos fiscales, que por primera vez desde que se realiza el estudio se “rajan” (calificación menor a 3). En el pasado fue la fortaleza de Colombia.

Gráfico 7. Calificación E&P en Colombia



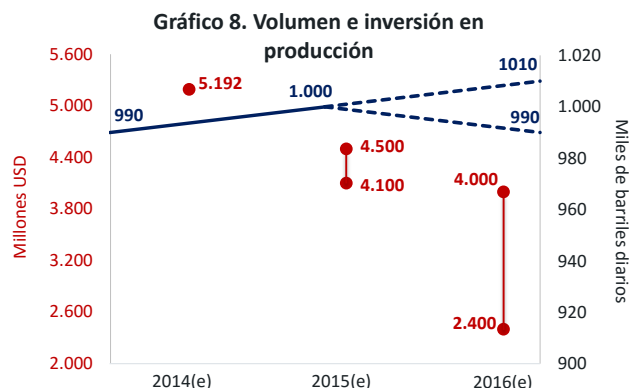
Fuente: Estudios Ambiente Inversión ACP 2013, 2014 y 2015

3. Producción y transporte 2016

3.1. Producción: esfuerzo de las empresas en eficiencia y costos para sostener el millón de barriles diarios en 2016

- Inversión máxima esperada de US\$ 4.000 millones, que implicaría una reducción del 5% al 10% vs 2015 (Gráfico 8). Caída en precios principal factor.

- A pesar de lo anterior, en 2016 se espera sostener la producción alrededor del millón de barriles día. Esto reflejaría los esfuerzos de la industria en lograr mayor eficiencia en su inversión de capital, que entre 2014 y 2016 aumentaría aproximadamente el 20%. El Cuadro 1 estima la inversión de capital en producción por cada barril de crudo producido.
- De otro lado, las empresas que representan el 12% de la producción aumentarán o mantendrán su inversión. Un tercio lo condicionan a factores de entorno y precios.
- El escenario de inversión mínima esperada totaliza U\$ 2.400 millones. De darse este nivel parecería insuficiente para sostener el millón de barriles día la producción; requeriría duplicar la eficiencia en la inversión frente a la ya lograda en el último año, lo que parece poco probable.



Fuente: Estudio Ambiente Inversión ACP 2015. Cálculos ACP.

Cuadro 1. Capex en producción por barril de crudo producido

2014(e)	2015(e)	2016(p)
14 U\$ / bl	12 U\$ /bl	11 U\$ /bl

Cálculos ACP.

3.2. Inversión en transporte 2016: foco en terminación de ampliaciones en curso

- Aplica para 4 compañías E&P y 2 transportadoras.
- Inversión esperada de USD 550 millones, destinada principalmente a ampliación de capacidad (terminación proyectos iniciados). Se destinarán U\$ 5 millones para acceso a ductos y estudios.
- No se iniciarán proyectos de nueva capacidad en 2016.

4. Costos de operar en Colombia (Opex)

4.1. Reto para la competitividad:

- En Colombia el costo de operación y transporte a puerto de exportación oscila entre U\$ 20 a U\$ 30 por barril.

- Este es el rango de Opex más frecuente en las encuestadas y en el que se ubica más del 80% de la producción actual. No incluye la inversión de capital requerida para producción ni exploración.
- El rango superior ubica a Colombia en el 25% de la producción más costosa del mundo. Ver Gráficos 9 y 10.
- De este nivel de opex, el costo de extraer (lifting cost) representa el 30% del total. Comparado con cifras publicadas por el EIA hace un par de años, este nivel de Colombia estaría en un rango competitivo a nivel mundial.
- Mientras que el costo promedio de transporte local, oscila entre U\$ 10 a U\$ 15 por barril y es la principal preocupación para el 60% de encuestadas:
 - El costo de transporte por oleoductos principal preocupación para el 89% de la producción. El de carrotanque para el 41% de la producción.
 - Este nivel de costo es similar al transporte de crudos pesados del trayecto Canadá – Colombia.
- A la preocupación por el costo de transporte le siguen los costos de energía (43% de la producción y 8% de las encuestadas), y contratación de servicios (5% de la producción y 8% de las encuestadas).
- 5% de la producción (8% de encuestadas) no mencionó preocupación alguna en materia de costos.

Gráfico 9. Costo de operar en Colombia

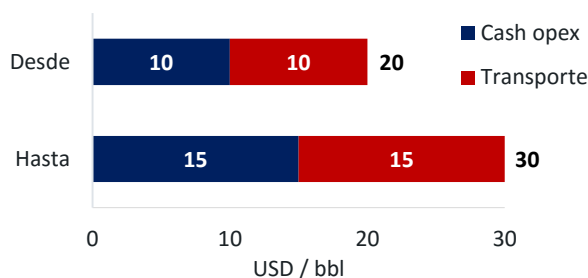
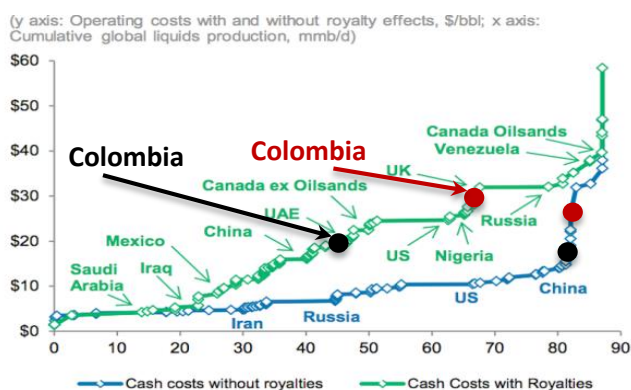


Gráfico 10. Costos más altos están en el rango U\$ 35 a U\$ 40 por barril



Fuente: *January Energy Market Guide, Morgan Stanley* (Enero 2015) y Estudio Ambiente Inversión ACP 2015. Cálculos ACP.

4.2. Tendencias costos de operar en Colombia en 2015

El 100% de encuestadas redujo sus costos de operación:

1. La devaluación disminuyó en 12% el opex promedio industria, pues entre el 60% y 70% de los costos de operación se ejecutan en pesos.
2. Le sigue la reducción del costo de servicios contratados: 82% de la producción y mitad de las menciones. Esta disminución se generó por renegociación de tarifas (del 10% al 30%) y por reestructuración de contratos (tiempos de pagos, pólizas, reducción de especificaciones sobredimensionadas).
3. Otras reducciones mencionadas: químicos, bombas, lubricantes, gastos administrativos, energía (por inversiones en generación); 28% de las menciones.

5. Propuestas impulso inversión E&P (ordenadas por # de menciones encuesta):

<p>Government Take 29%</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir tarifas impositivas (70% menciones GT). • Implementar zonas francas onshore, permitir deducir sísmica como costo (22%). • Establecer impuestos y regalías progresivos: en función del precio / rentabilidad (8%).
<p>Transporte 17%</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir tarifas de transporte (66% menciones transporte): ajustar fórmula MME, liberar tarifas. • Ampliar capacidad infraestructura (33% menciones).
<p>Conflictividad y consultas 14%</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Transparentar y vigilar el Sistema Nacional de Empleo. • Mayor acompañamiento del Gobierno Nacional en las regiones.
<p>Medio Ambiente y trámites 13%</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Unificar permisos Car's , Anla, MME. • Re enfocar proceso de licencias ambientales hacia mayor control post inicio operaciones . • Agilizar tiempos de respuesta ANH, otras entidades.
<p>Sinergias operacionales 9%</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Impulsar clusters operacionales. • Desarrollar solución de industria para optimizar dilución de crudos pesados.
<p>Otros 18%</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación impulso al gas: competencia cadena, exportaciones (11%). • Implementar medidas flexibilidad contractual y rondas permanentes (plazos, garantías, traslado). • Estructurar esquemas tarifas servicios en función del precio.