

Tendencias de inversión E&P en Colombia 2017 y perspectivas 2018

Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios¹
Diciembre 2017

Este documento presenta los resultados del estudio de Tendencias de Inversión E&P 2017 - 2018, en el cual se consolidan las opiniones de los presidentes y altos directivos de 29 compañías del sector de hidrocarburos que concentran el 89% de la producción de petróleo y gas, y el 80% de la actividad exploratoria en el país². Las entrevistas fueron realizadas entre octubre y noviembre de 2017 y la información fue complementada con análisis propios de la ACP.

En la primera parte se exponen las estimaciones de inversión (Capex), actividad exploratoria y producción para el cierre del año 2017 y la segunda presenta el presupuesto preliminar de inversión para el 2018. Posteriormente, se resumen los resultados de percepción sobre el E&P colombiano y su relevancia para la toma de decisiones de inversión. Al final se exponen las recomendaciones de las compañías para aumentar el atractivo del país para la inversión.

En resumen:

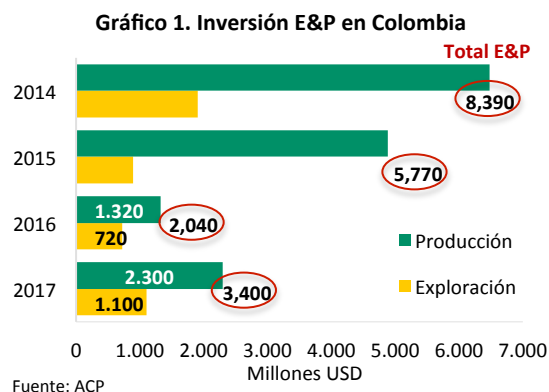
- i) En 2017 se reactivó la inversión en exploración y producción de hidrocarburos (E&P) en Colombia (USD 3.400_e millones; +67% vs 2016): en un contexto de mayores precios frente al año anterior, las empresas se enfocaron en el cumplimiento de obligaciones contractuales y en mitigar la declinación de la producción de campos maduros, que no fue completamente compensada por el desarrollo de descubrimientos recientes (la producción cayó 4% vs 2016).*
- ii) En 2018 el Capex E&P aumentará por segundo año consecutivo (USD 4.500_p millones; +30% - +45% vs 2017): pero sería la mitad frente a lo registrado en años previos a la caída de precios; la exploración tendrá foco en tierra firme, y habrá una pausa en offshore, entre 10% y 15% de los proyectos están concentrados en buscar gas natural. Se ve un gran esfuerzo por sostener volumen de producción.*
- iii) Percepción del E&P en Colombia: hay oportunidades para invertir; se reconoce buena disposición de funcionarios y reglamentos de la ANH para ayudar a las empresas a optimizar sus portafolios de inversión, se identifican oportunidades de mejora en promoción y asignación de nuevas áreas. Los empresarios ven riesgos de entorno e incertidumbre jurídica que hacen cada vez más difícil operar en el país y ralentizan inversiones, especialmente en exploración. La mayoría de las empresas menciona la necesidad de reducir tarifas de oleoductos; resaltan la importancia de flexibilizar regulación de conexiones a gasoductos y comercialización del gas para impulsar nuevos proyectos de demanda, que a su vez incentiven un aumento en la oferta de este combustible.*

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

² El 80% de las compañías entrevistadas tienen inversiones E&P en otros países del mundo.

1. Inversión E&P 2017

- Las **inversiones E&P en Colombia aumentaron 67% en 2017**, luego de dos años consecutivos de reducciones (-31% en 2015 y -65% en 2016). Esto es resultado del ajuste del sector tras la caída en el precio del crudo. La ACP estima un aumento de USD 1,360 millones vs lo invertido en 2016, explicado en más del 70% por mayores inversiones en producción (Gráfico 1).



- Lo anterior sucedió en un contexto de aumento en el precio del crudo, en línea con lo esperado por las empresas un año atrás. En lo corrido del año, al 12 de diciembre, la referencia Brent registraba un promedio de 54 USD / bl, lo que significa un incremento de 23% frente al promedio de 2016. Durante el segundo semestre de 2017 se registró una tendencia positiva en el precio, que luego de alcanzar un mínimo de 44 USD / bl en junio, se sostuvo por encima de 50 USD / bl en los últimos 5 meses del año.

1.1. Aumento en exploración 2017 buscó poner al día obligaciones con la ANH

- La inversión en exploración ascendió a USD 1,100 millones en 2017, lo que significó un crecimiento de 53% vs 2016 (Gráfico 1), impulsada por un incremento de 45% en tierra firme y de 63% en *offshore*. Aproximadamente tres cuartas partes de las inversiones exploratorias presupuestadas correspondieron a obligaciones contractuales que debían cumplirse en 2017.

- Se perforaron 54 pozos exploratorios, lo que significó **casi triplicar la actividad de perforación de 2016**. Cabe resaltar que cinco de ellos fueron realizados en áreas costa afuera, el nivel más alto en la historia reciente del país. Se destacó el hecho de que el costo de perforación en *offshore* resultó inferior al presupuestado hace un año, como resultado de mayores eficiencias.

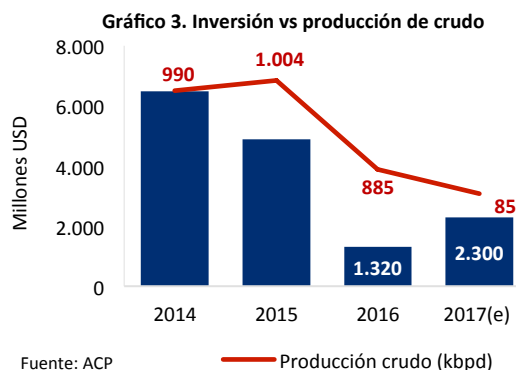


- Por su parte, la **sísmica disminuyó a su nivel más bajo en dos décadas**, al registrarse aproximadamente 1,000 km eq., toda en tierra firme (Gráfico 2).

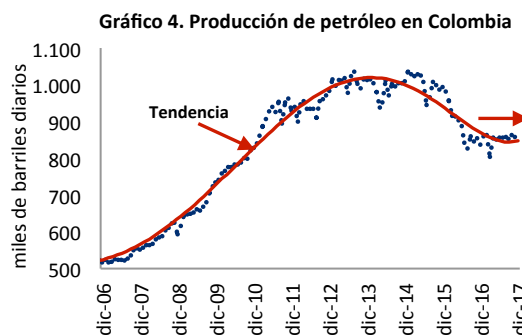
1.2. Crecimiento de inversiones en producción mitigó declinación de la producción en 2017

- Los gastos de capital en **producción** crecieron 74% en 2017, luego de dos años consecutivos disminuyendo; sin embargo, aún están por debajo del nivel de 2014 (Gráfico 3).

- La mayor inversión permitió que: (a) la producción de campos que representan aproximadamente el 80% de la producción total del país, en su mayoría maduros, declinara 11% frente a una declinación natural que sin estas inversiones hubiera sido mayor al 15%; y (b) impulsar un crecimiento del 33% en la producción de campos que representan el 20% de la producción del país, y que son en su mayoría nuevas, pequeñas y medianas acumulaciones. No obstante lo anterior, **las inversiones en el desarrollo de descubrimientos recientes no compensó totalmente la declinación de los campos maduros.**



- La estabilidad del precio del crudo por encima de 50 USD / bl fue determinante para la ejecución de las inversiones en producción, especialmente en el segundo semestre del año. Dos tercios del monto invertido se destinó a la perforación de aproximadamente 550 pozos de desarrollo, frente a 150 pozos en 2016; la otra tercera parte correspondió a inversiones en mantenimientos discrecionales en los campos que habían sido aplazados en años anteriores por falta de caja, así como en facilidades de producción y proyectos de aumento del factor de recobro. El capex ejecutado en 2017 fue 22% inferior al presupuestado un año atrás, principalmente como consecuencia del aplazamiento de proyectos para 2018.



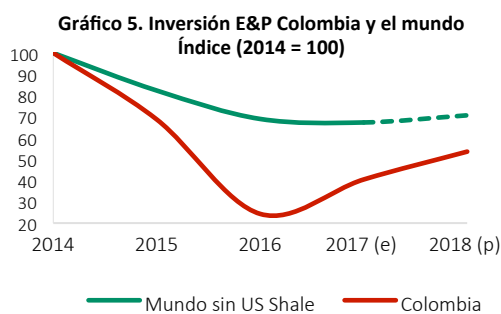
- **La producción de crudo en 2017 será, en promedio, de 853 mil barriles diarios (bpd)**, lo que significa una reducción de 4% frente al nivel de 2016. Durante el primer semestre se registró una disminución del volumen

producido, alcanzando un mínimo de 804 mil bpd en marzo, como resultado de las bajas inversiones de 2016 y, además, afectada por los atentados a la infraestructura petrolera, que difirieron la producción de 1.6 millones de barriles. No obstante, la mayor inversión en 2017 permitió en el segundo semestre detener la tendencia decreciente de la producción, estabilizándola alrededor 857 mil bpd (Gráfico 4).

2. Presupuesto de inversión E&P 2018

- De acuerdo con los presupuestos preliminares de las empresas, la ACP estima que en 2018 se invertirán entre USD 4,500 y 4,900 millones en exploración y producción, lo que significará un crecimiento entre 30% y 45% con respecto a 2017, en un contexto de mejores perspectivas de precios del crudo.

- A pesar del incremento proyectado para 2018, el ajuste acumulado desde la caída del precio del crudo – en 2014 – sigue siendo más profundo en Colombia que en el mundo: la inversión E&P esperada en el país es cerca de la mitad de la realizada en 2014, mientras que a nivel mundial (descontando las inversiones en no convencionales de Estados Unidos) es el 70% del nivel de hace 3 años (Gráfico 5).



Fuente: Baker Hughes, IEA, Rystad Energy, Bureau of Labor

Más adelante en el documento se profundiza en los factores que podrían estar determinando esta tendencia y las recomendaciones de las empresas para mejorar el atractivo del país para la inversión E&P.

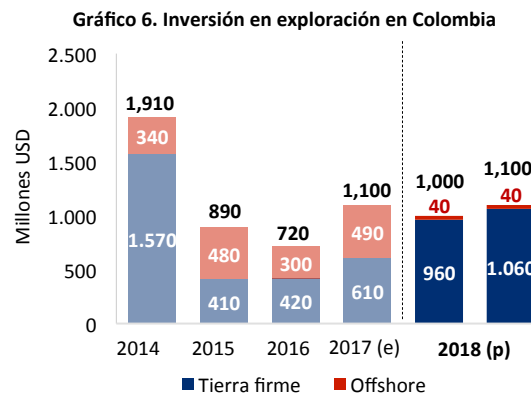
- El aumento de la inversión E&P en Colombia está fundamentado en: (a) el interés de las empresas por aumentar la actividad exploratoria (más de la mitad del capex adelanta o supera obligaciones contractuales); y (b) intensificar el esfuerzo por contrarrestar la declinación de los campos maduros y desarrollar las reservas descubiertas.

2.1. Inversión exploratoria en 2018 será similar a la de 2017, pero toda en tierra firme

- La ACP proyecta que en 2018 se invertirán entre USD 1,000 y 1,100 millones en exploración (Gráfico 6): dos terceras partes del Capex se destinarán a la perforación de pozos exploratorios, y el resto a sísmica y estudios. El 45% del presupuesto tendrá como objetivo el cumplimiento de obligaciones contractuales con la ANH, mientras que el 55% restante (550 M USD) adelantaría o superaría compromisos, y por lo tanto su ejecución total tiene algún grado de incertidumbre.

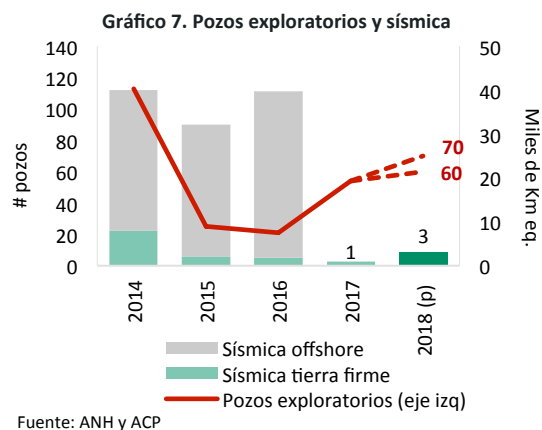
- El 60% de las compañías encuestadas identificaron riesgos en la ejecución de sus presupuestos de exploración, como resultado principalmente de aspectos de entorno, tales como consultas populares, bloqueos a las operaciones, entre otros.

- **La inversión exploratoria del 2018 estará concentrada en tierra firme**, en donde se registrará un aumento superior al 60% con respecto a 2017, incluyendo USD 130 millones que tendrán foco en áreas con potencial de gas:



1. **Se perforarán 60 - 70 pozos exploratorios**, frente a 49 pozos en tierra firme en 2017; este nivel es la mitad de lo realizado en años previos a la caída del precio (Gráfico 7).

2. La perforación seguirá concentrada en las mismas cuencas de años anteriores, con algunos cambios: (a) **en Llanos se perforará una tercera parte del total de pozos, mientras que anteriormente esta cuenca concentraba dos terceras partes**; (b) aumentará la actividad en **Putumayo** – donde se tiene expectativa de descubrimientos más grandes de lo que se ha venido registrando últimamente en el país – y en el **Valle Inferior del Magdalena (VIM)** – donde se tiene expectativa de encontrar gas.

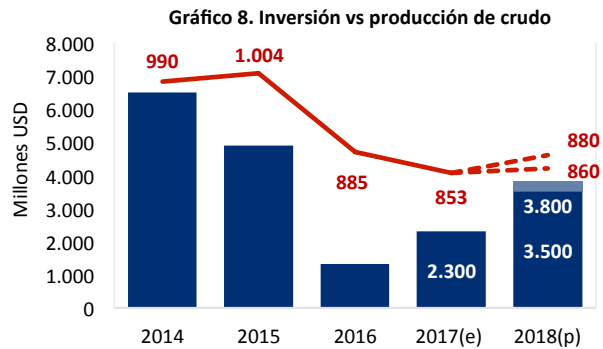


3. **Sísmica**: tres mil km eq., sigue rezagada. Es apenas una cuarta parte de los niveles previos a la caída de precios (Gráfico 7).

- **En offshore, el 2018 será un año de pausa en la actividad de campo: cero pozos y cero sísmica.** Se invertirán USD 40 millones en estudios y análisis de información exploratoria obtenida en los últimos dos años: caerá 92% con respecto a la inversión de 2017.

2.2. La inversión en producción aumentará por segundo año consecutivo: gran esfuerzo para mitigar la declinación de campos maduros y desarrollar reservas descubiertas

- El presupuesto preliminar de inversión en producción para 2018 es de USD 3,500 a 3,800 millones, lo que implica un aumento de entre 50% y 60% con respecto a 2017 (Gráfico 8). Los mayores precios desde mediados del presente año han favorecido la acumulación de caja para invertir, y que las expectativas de que en 2018 el precio continúe por encima de 50 USD / bl impulsa la inversión en proyectos más costosos, incluyendo algunos no ejecutados este año.

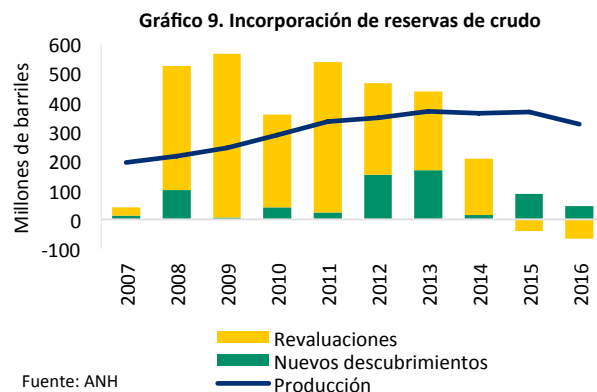


Fuente: ANH y ACP

- La ACP estima que la producción de crudo en 2018 estará entre 860 y 880 mil bpd.

1. El 95% del volumen de crudo producido provendrá del recobro primario en campos existentes, en donde la línea base de producción estará jalonada con el aporte en producción generado por la perforación de entre 600 y 700 pozos de desarrollo.
2. El 5% restante de la producción de crudo en 2018 provendrá de inversiones en nuevos proyectos de recobro mejorado (cuyos efectos en la producción no se ven inmediatamente) y del desarrollo de descubrimientos recientes.

- El capex presupuestado para 2018 está orientado nuevamente a sostener los niveles de producción, contrarrestando la declinación natural de campos maduros y aumentando los esfuerzos en el desarrollo de descubrimientos recientes, con lo cual sería posible lograr un leve aumento en el volumen promedio de producción de crudo vs 2017 (Gráfico 8).



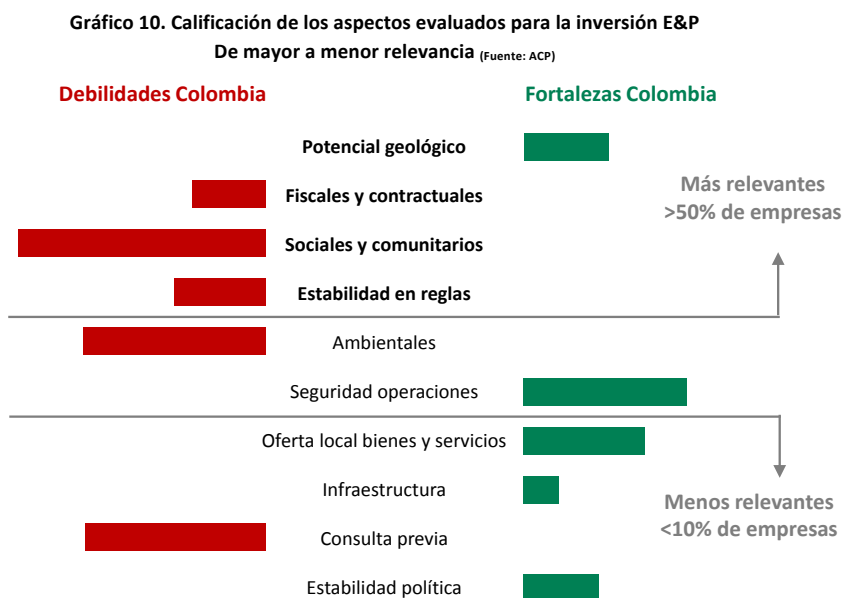
Fuente: ANH

- En la última década la inversión E&P permitió reemplazar las reservas producidas – 3,041 millones de barriles (MB). Sin embargo, el 80% de este reemplazo vino de la revisión de recursos descubiertos (revaluaciones de reservas), mientras que sólo el 20% ha sido por nuevos descubrimientos (Gráfico 9).

- Para sostener a mediano plazo la producción es necesario incorporar nuevas reservas: más sísmica, explorar fronteras geológicas, repensar la geología en cuencas maduras, etc.

3. Calificación del ambiente de inversión petrolera en Colombia

- Más del 50% de las empresas señalaron que los cuatro aspectos del E&P más relevantes para la toma de decisiones de inversión son, en su orden: **potencial geológico; aspectos fiscales y contractuales; aspectos sociales y comunitarios y estabilidad regulatoria**. El Gráfico 10 presenta los resultados para los diez aspectos evaluados:



- Los aspectos más relevantes en 2017 coinciden con los identificados en el estudio de 2016, con la diferencia que los aspectos sociales ganaron relevancia y subieron al tercer lugar, desplazando la estabilidad regulatoria a la cuarta posición.
- Con la calificación de los diez aspectos evaluados, se construyó un **balance** que resulta de restar las respuestas negativas de las positivas. El gráfico 10 presenta las fortalezas del país (balances positivos) en verde, y las debilidades (balances negativos) en rojo:

Aspectos más relevantes para más de la mitad de las empresas:

1. **Potencial geológico:** fue el único con calificación alta de este grupo.

- Tierra firme: resalta el interés por invertir en Colombia, aunque las empresas globalizadas buscan mayor materialidad.
- Offshore y Yacimientos en Roca Generadora: son prometedores pero debe comprobarse su potencial. Los resultados recientes en exploración *offshore* influyeron en el deterioro de la calificación de este aspecto, especialmente por los retos asociados con los proyectos de gas.

2. **Fiscales y contractuales**: se mantuvo la percepción negativa de hace un año.

- **Contractual**:
 - i. Avances: Se resaltaron los avances en administración de áreas y la disposición de los funcionarios de la ANH para atender solicitudes de la industria. Dos terceras partes de los encuestados adoptaron medidas del Acuerdo 2 (traslados de inversiones, prórroga de plazos, otros).
 - ii. Retos: una tercera parte de los encuestados afirmó que los programas mínimos de inversión son costosos y la asignación de áreas debería acelerarse. De estos, más del 60% está a la espera de la reglamentación del Acuerdo 2. Varias compañías consideraron que la demora ha sido excesiva.
- **Fiscal**: se destacó el avance en la implementación de las zonas francas *offshore*, se manifestó preocupación por las controversias con la DIAN en temas como la contabilización de la sísmica como un gasto y la deducibilidad de regalías. Se evidencia que la carga fiscal sigue afectando la viabilidad económica de algunos proyectos.

3. **Aspectos sociales**: en el último año aumentó su impacto sobre las decisiones de inversión. Sigue siendo el factor con la percepción más negativa (bloqueos, consultas y fallos de la corte, contratación local).

4. **Estabilidad en reglas**: se identifica que las consultas populares son un nuevo foco de preocupación para más del 90% de las empresas encuestadas.

Aspectos más relevantes para un menor número de empresas:

5. **Aspectos ambientales**: el 30% de las empresas destacaron que ha habido una mejora en los tiempos de licenciamiento, mientras que el 10% expresó que este aspecto ha empeorado. Se identifica un reto en la simplificación del proceso de licenciamiento y de los permisos arqueológicos con el ICAHN, que se han vuelto más demorados. Se percibe que hay intereses políticos que terminan afectando decisiones ambientales de orden nacional y regional.

6. **Seguridad en operaciones:** es el mejor calificado por las empresas. Se evidencia una mejora del orden público en las zonas de conflicto como resultado del Acuerdo con las FARC, el cual impulsará inversiones (Putumayo y Arauca). En las zonas con influencia del ELN se recrudecieron los atentados previo al acuerdo sobre cese al fuego bilateral.

Aspectos más relevantes para la minoría de empresas:

7. **Oferta local bienes y servicios:** uno de los mejores calificados; obligatoriedad y presión por contratación local (bienes, servicios y empleo) resta calidad de los insumos demandados.
8. **Infraestructura:** hay suficiente capacidad en oleoductos; la mayoría de las empresas mencionó la **necesidad urgente de reducir las tarifas de los oleoductos y flexibilizar regulación de conexiones a gasoductos.**
9. **Estabilidad política:** era la principal fortaleza del país en estudios anteriores, pero se deterioró de forma importante en 2017; las empresas perciben incertidumbre por el panorama electoral de 2018, pues lo consideran más complejo que en el pasado.

En resumen...

- **Aspectos destacados:**
 - Las compañías señalan que Colombia ofrece oportunidades para invertir en E&P.
 - Se reconoce que el Acuerdo 2 y los funcionarios de la ANH facilitan la optimización del portafolio de inversión, principalmente el traslado de inversiones.

- **Aspectos para mejorar:**
 - **Promoción de áreas:** debe ser más ágil, más competitiva –las obligaciones contractuales siguen costosas– y más flexible para mejorar materialidad de proyectos.

 - **Cada vez es más difícil operar en Colombia:**
 - Empeoró la seguridad jurídica por consultas populares. Aumenta la incertidumbre por el complejo panorama electoral en 2018 y la implementación de los Acuerdos con las FARC.
 - El orden público mejoró, pero la percepción sobre conflictividad social empeoró.
 - Hay presiones en contratación local que afectan calidad de los bienes y servicios.

- Los procesos ambientales siguen siendo complejos (permisos arqueológicos), aunque reconocen una mejoría en tiempos de trámite de licencias.

Impacto del panorama de inversión sobre las decisiones de las empresas

- El 60% de las empresas podría disminuir o aplazar sus inversiones exploratorias:
 - Dos terceras partes por razones de entorno; bloqueos y consultas populares.
 - Una tercera parte por baja competitividad contractual (obligaciones costosas e incertidumbre jurídica en resolución de conflictos) y baja materialidad de los proyectos (tierra firme y gas *offshore*).
 - Algunas empresas reenfocan su estrategia: menos exploración (riesgosa), más adquisición de áreas en producción (con menor riesgo y retorno más rápido). Uno de los encuestados afirmó: *“En Colombia se puede producir, pero es muy difícil explorar”*.
- Una de cada tres empresas podría disminuir o aplazar inversiones en proyectos de producción, por bloqueos y demora en la expedición de términos de referencia ambientales para Yacimientos en Roca Generadora.

4. Recomendaciones: acciones prioritarias según las empresas encuestadas

- i. Reducir los riesgos de entorno (70% de empresas): definir competencias, alcance y justificación de las consultas populares; simplificar consultas previas y trámites ambientales (reestructurar procesos y recursos financieros del trámite de permisos arqueológicos), mejorar el Servicio Público de Empleo, continuar con la sensibilización de ANH en regiones previo a la entrada de proyectos.
- ii. Reducir tarifas de oleoductos (32% de empresas).
- iii. Alinear posición al interior del Gobierno frente a la exploración de Yacimientos en Roca Generadora y expedición términos de referencia y licencias ambientales para la exploración y producción (29% de empresas).
- iv. Impuestos (25% de empresas): implementar CERT y Obras por Impuestos; alinear interpretaciones tributarias Gobierno-Industria (deducibilidad regalías, otras controversias) y archivar iniciativas legislativas que aumenten la carga fiscal.
- v. Rebalancear distribución de la renta petrolera estatal (21% de empresas): aumentar participación de regiones y comunidades petroleras.
- vi. Fomentar mejora en promoción y asignación de áreas (18% de empresas): abaratar inversiones mínimas, flexibilizar habilitaciones, implementar y flexibilizar Asignación Directa y Proceso Competitivo Permanente.

vii. Otros:

- Continuar trabajando en ajustes regulatorios y fiscales para impulsar el *offshore* (11% empresas).
- Impulsar medidas para flexibilizar la comercialización gas para impulsar nuevos proyectos de demanda y evitar dejar gas atrapado en el campo por rigidez en las normas de comercialización (11% de empresas).