

## Tendencias de Inversión E&P en Colombia 2018 y Perspectivas 2019

Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios<sup>1</sup>  
Asociación Colombiana del Petróleo  
Diciembre 2018

A continuación se presentan los resultados del análisis de la encuesta de Tendencias de Inversión en Exploración y Producción de hidrocarburos (E&P) 2018 – 2019 en Colombia, realizada por la Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios de la Asociación Colombiana del Petróleo. La encuesta fue realizada entre los meses de octubre y diciembre de 2018 y consolida las opiniones de los presidentes y altos directivos de 27 compañías del sector de hidrocarburos que concentran el 96% de la producción de petróleo y gas, y el 70% de la actividad exploratoria en el país<sup>2</sup>.

El documento comprende cuatro secciones: 1) Balance de inversión y actividad E&P 2018; 2) presupuesto preliminar de inversiones y actividad programada E&P 2019; 3) Resultados de percepción sobre el ambiente de inversión en E&P en Colombia y relevancia para la toma de decisiones de inversión y; 4) Recomendaciones de las compañías para aumentar el atractivo del país a la inversión.

### *En resumen:*

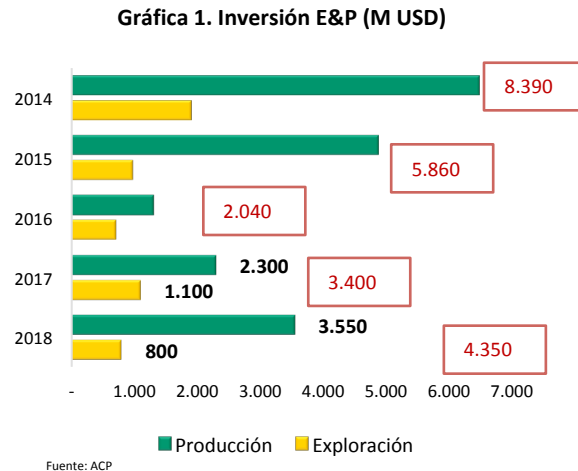
- i) La inversión (capex) E&P en el 2018 aumentó por segundo año consecutivo, alcanzando un nivel de ejecución de USD 4.350 millones, es decir un crecimiento de 28% frente a 2017. Este crecimiento obedeció a mayores niveles de inversión de producción, lo que condujo al ligero aumento de la producción. Por su parte, la inversión y la actividad exploratoria registraron una disminución frente a 2017.*
- ii) En 2019 la inversión E&P (USD 4.950 millones) aumentará 14% frente a 2018: a pesar del aumento, el nivel exploratorio continúa siendo insuficiente para estabilidad macroeconómica y energética de largo plazo. El esfuerzo de inversión en producción durante los últimos 3 años, ha logrado mantener los niveles de producción y comenzar a ganarle ventaja a la declinación natural de los campos. En 2019 alcanzaríamos los 880-900 mil bpd.*
- iii) Percepción E&P en Colombia: las empresas siguen viendo potencial geológico en el país; sin embargo, el panorama se ha tornado preocupante por la falta de oportunidades de inversión debido a las demoras en asignación de áreas. Los riesgos de entorno, demoras en trámites ambientales y la incertidumbre jurídica hacen cada vez más difícil operar en el país y ralentizan inversiones, especialmente en exploración.*

<sup>1</sup> Alexandra Hernández, Vicepresidente. Andrea López, Coordinadora Upstream. Jaime Frysz, asesor ACP.

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

## 1. Balance de inversión y actividad E&P 2018

- Las **inversiones E&P en Colombia aumentaron 28% en 2018**. Por segundo año consecutivo incrementa la inversión y se percibe el inicio de una senda de recuperación. No obstante, sigue siendo inferior a los niveles de inversión precrisis del precio del petróleo (2014-2015). La ACP estima un aumento de USD 950 millones vs. lo invertido en 2017, explicado por mayores inversiones en producción (Gráfico 1).

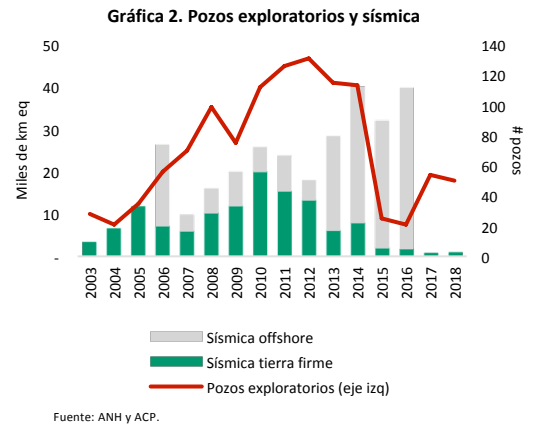


- Lo anterior sucedió en un contexto de aumento en el precio del crudo, en línea con lo esperado por las empresas un año atrás. En lo corrido del año, al 18 de diciembre, la referencia Brent registraba un promedio de 72 USD/bl, lo que significa un incremento de 35% frente al promedio 2017. Pareciera que la industria en Colombia, así como en el resto del mundo, se ha mantenido cautelosa frente a las expectativas del precio del crudo, dada la gran volatilidad observada durante el año. Durante el primer y segundo semestre de 2018 se registró una tendencia positiva alcanzando el nivel más alto de Brent 86 USD/bl en el mes de octubre, que luego llegó a un mínimo de 57,7 USD/bl a finales de noviembre, y se sostiene en alrededor de 60 USD/bl en lo corrido de diciembre.

### 1.1. Mayor inversión en exploración en tierra firme frente a 2017 no obstante menor actividad

- La inversión en exploración fue de USD 800 millones en 2018, lo que significó una disminución de 27% frente a 2017 (Gráfico 1); al parecer las inversiones en exploración se han estabilizado alrededor de los USD 1.000 millones anuales desde 2015.
- Este nivel de ejecución en 2018 se explica por la caída de inversión en *offshore* del 91% frente a 2017. Por el contrario, tierra firme mostró un crecimiento de 24%.
- Aproximadamente el 13% de las inversiones en exploración presupuestadas un año atrás fueron aplazadas por demora en trámites ambientales y problemas de entorno, y serán incorporadas en el presupuesto de inversión 2019.
- Se perforaron 50 pozos exploratorios en tierra firme, 4 pozos menos frente a 2017, y ninguno en *offshore*.**

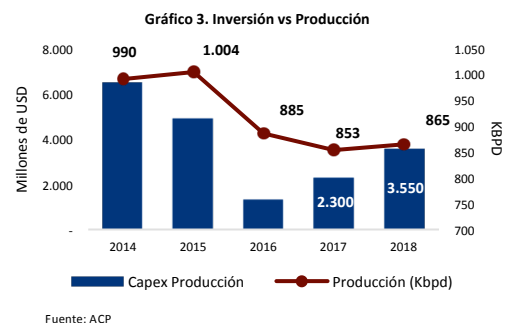
- La disminución de la actividad exploratoria, no obstante la mayor inversión, se explica por el aumento en tarifas que venían reprimidas por la poca actividad, así como la respuesta al comportamiento del precio del petróleo y a la implementación de proyectos más complejos no implementados cuando los precios eran inferiores.
- Por su parte la sísmica, que no registró un cambio importante frente a los últimos tres años, con 1.100 km eq, continúa muy por debajo del promedio anual (11.000 km eq) registrado en la década anterior a la crisis de los precios (2005-2014). (Gráfico 2).



- La no reactivación de la exploración es muy preocupante, debido a que compromete el descubrimiento de nuevas reservas y la producción a mediano plazo.

## 1.2. Crecimiento de inversiones en producción compensó la declinación natural de los campos

- Los gastos de capital en **producción** crecieron 54% en 2018, impulsados por el aumento de los precios internacionales del petróleo que en lo corrido del año alcanzaron un nivel promedio de 72 USD/bl frente a 53 USD/bl en 2017.
- Durante el primer semestre se registró una disminución del volumen producido, alcanzando un mínimo de 823 mil bpd en febrero, resultado de los atentados a la infraestructura petrolera, entre otros factores. No obstante, la mayor inversión permitió en el segundo semestre compensar la declinación natural de los campos (12%-15% promedio país) e incrementar ligeramente (1%) la producción frente a 2017, ubicándola en los 865 mil barriles diarios (bpd). (Gráfica 3).



## 2. Perspectivas de inversión y actividad E&P 2019

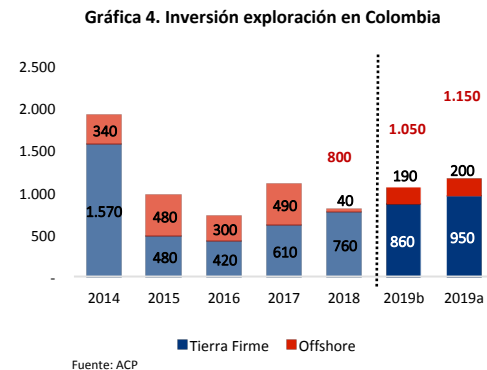
- De acuerdo con los presupuestos preliminares de las empresas, la ACP estima que en 2019 se **invertirán aproximadamente USD 4,950 millones en exploración y producción**, lo que significará un crecimiento del 14% con respecto a 2018, en un contexto de mejores perspectivas de precios del crudo.

- El aumento de la inversión E&P en Colombia está fundamentado en: (i) el interés de las empresas por aumentar la actividad exploratoria incluido el *offshore*, así como lograr la ejecución de inversiones aplazadas en 2018 (la mitad del capex supera obligaciones contractuales); y (ii) continuar con los esfuerzos en desarrollo de producción, los cuales comienzan a ganarle ventaja a la declinación natural de los campos maduros. (iii) La inversión E&P con foco en gas se duplica (USD 490 millones) frente a 2018.

## 2.1. Inversión exploratoria en 2019 superará la del 2018

- **La ACP proyecta que en 2019 se invertirán entre USD 1.050 y 1.150 millones en exploración (Gráfico 4):** dos terceras partes del capex se destinarán a la perforación de pozos exploratorios, y el resto a sísmica y estudios. La mitad del presupuesto tendrá como objetivo el cumplimiento de obligaciones contractuales con la ANH.

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



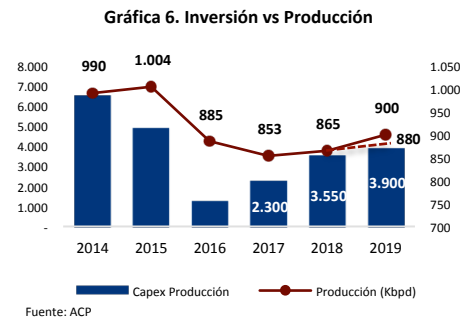
- **Aunque la inversión exploratoria de 2019 estará concentrada en tierra firme,** se destinarán entre USD 190 y 200 millones al *offshore*. Importante señalar que del total de inversión alrededor del 20% tendrá foco en gas.
- El 88% del capex se regionalizará en las cuencas: Llanos, Valle Medio del Magdalena (VMM), Valle Inferior del Magdalena (VIM) y Caribe *offshore*. Llanos es la cuenca que recibirá la mayor inversión en valor absoluto. Sin embargo, al analizar la inversión por hectárea asignada son las cuencas VMM, VIM y Guajira, las que presentan un mayor valor.
- La mitad de las cuencas sedimentarias en tierra firme siguen sin registrar inversión. En otras palabras, los esfuerzos exploratorios continúan enfocados en las mismas cuencas.

- Se estima una perforación de 65 - 70 pozos exploratorios, frente a 50 pozos en tierra firme en 2018; solamente 1 pozo en *offshore*. Este nivel es la mitad de lo realizado en años previos a la caída del precio (Gráfico 5).
- Sísmica: 3.200 km eq., de los cuales 67% serán en *offshore*. Continúa rezagada en tierra firme, siendo al menos la octava parte de los niveles previos a la caída de precios (Gráfico 5).



## 2.2. El esfuerzo de inversión en producción en los últimos 3 años gana ventaja a la declinación natural de los campos

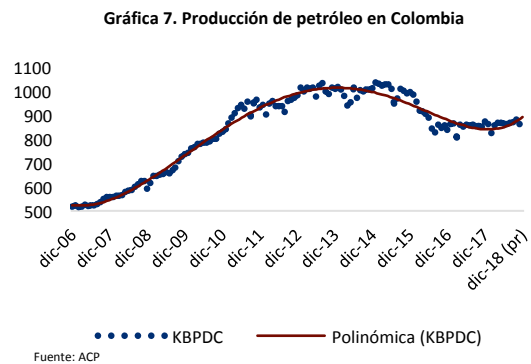
- El presupuesto preliminar de inversión en producción para 2019 estará alrededor de USD 3,900 millones, lo que implica un aumento de 10% con respecto a 2018 (Gráfico 6). Los mayores precios durante este año han favorecido la acumulación de caja para invertir, y las expectativas de que en 2019 el precio continúe por encima de 60 USD / bl impulsa la inversión en proyectos más costosos, incluyendo algunos no ejecutados en 2018.



- El 60% del capex se destinará a la perforación de pozos de desarrollo, el 14% a recobro mejorado y el restante a facilidades de producción y otros.
- Ahora bien, la regionalización de estas inversiones estará concentrada en un 50% en la cuenca Llanos y 30% en Valle Medio del Magdalena. El departamento con mayor nivel de inversión será Meta con USD 1.470 millones, seguido por Casanare con USD 270 millones y Arauca con USD 100 millones.
- La ACP estima que la producción de crudo en 2019 estará entre 880 y 900 mil bpd:
  1. A partir de las inversiones en perforación de desarrollo, recobro mejorado y desarrollo de nueva producción se espera un crecimiento entre 2%-4% en la producción frente a 2018.

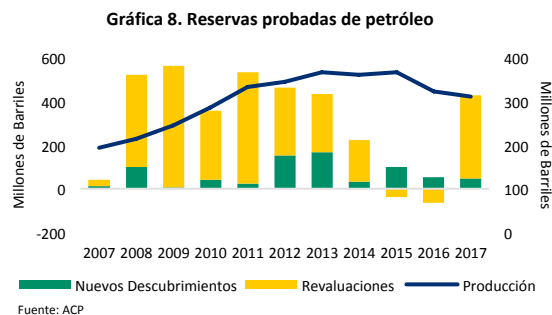
2. El beneficio del CERT otorgado por el gobierno apalancará 80 mil bpd de la producción esperada para el 2019.
3. De no contar con estas inversiones el nivel de producción para el año 2019 promediaría entre 810-830 mil bpd. Este escenario nos alejaría del cumplimiento de la meta del Marco Fiscal de Mediano Plazo.

- El capex presupuestado para 2019 está orientado a ganar ventaja a la declinación natural de campos maduros y aumentar los esfuerzos en desarrollo, con lo cual sería posible lograr un leve aumento en el volumen promedio de producción de crudo frente a 2018. Pareciera inminente un cambio en la tendencia decreciente de producción (Gráfico 7).



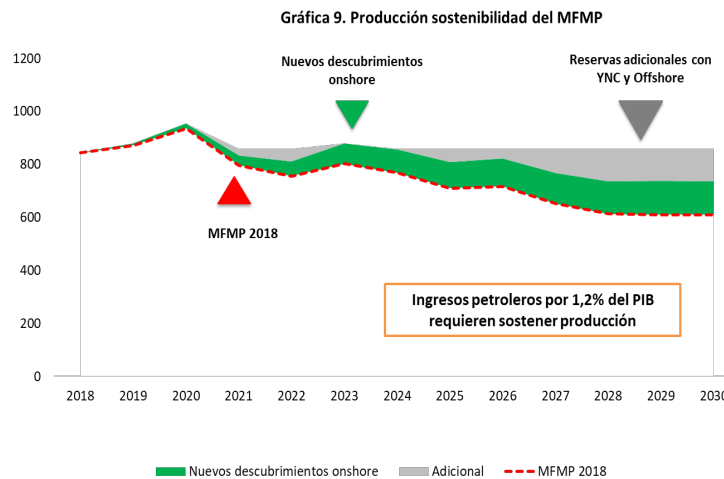
- **Frente a este panorama, ¿estamos invirtiendo lo necesario?**

- En la última década la inversión E&P permitió reemplazar las reservas producidas – 3,625<sup>3</sup> millones de barriles (MB). Sin embargo, el 80% de este reemplazo vino de la revisión de recursos descubiertos (revaluaciones de reservas), mientras que solo el 20% ha sido por nuevos descubrimientos (Gráfico 8).
- **Para sostener a mediano plazo la producción es necesario incorporar nuevas reservas: más sísmica, explorar fronteras geológicas, repensar la geología en cuencas maduras, etc.**



<sup>3</sup> Fuente: ANH

- Adicionalmente, teniendo en cuenta que seguimos invirtiendo principalmente en las mismas cuencas tradicionales, que en su mayoría registran descubrimientos pequeños, para la estabilidad macroeconómica a mediano plazo serán insuficientes las nuevas reservas de yacimientos convencionales, aun si se duplica la exploración en tierra firme. Como mínimo requeriríamos adicionar 2.000 millones de barriles para alcanzar las metas trazadas en el Marco Fiscal de Mediano Plazo.
- Por lo anterior, se requiere la incorporación, a mediano plazo, de reservas de yacimientos no convencionales, *offshore* y la implementación de nuevas oportunidades y tecnologías en tierra firme.

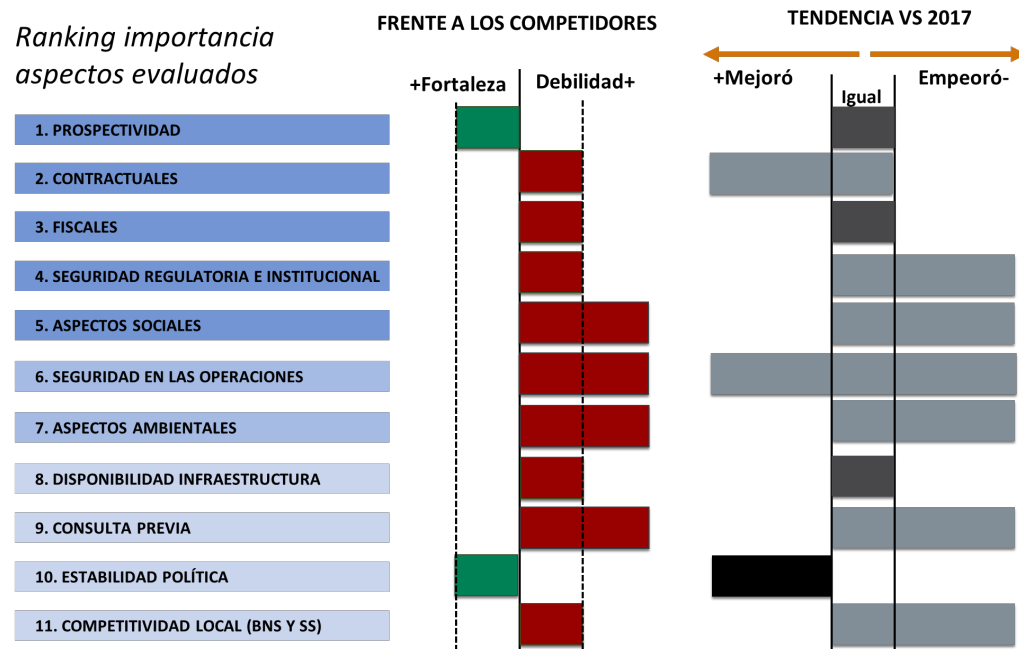


- En este sentido, requeriríamos un mayor esfuerzo particularmente en exploración, para garantizar la estabilidad macroeconómica; sin embargo, vale la pena preguntarnos si **¿el país ofrece las condiciones necesarias para aumentar las inversiones en exploración y producción?**
- La siguiente sección consolida las percepciones de las empresas entrevistadas frente al ambiente de inversión del país e identifica sus retos y oportunidades.

### 3. Calificación del ambiente de inversión petrolera en Colombia

- Los cinco aspectos en E&P más relevantes para la toma de decisiones de inversión son en su orden: **potencial geológico, aspectos contractuales, fiscales, estabilidad regulatoria y aspectos sociales**. El Gráfico 10 presenta los resultados para los 11 aspectos evaluados, y su respectiva calificación frente a los competidores y frente al año 2017:

Gráfico 10. Calificación de los aspectos evaluados para la inversión E&P  
De mayor a menor relevancia (Fuente: ACP)



Los cinco aspectos más relevantes para las empresas:

#### 1. Prospectividad

- Tanto en yacimientos no convencionales como en *offshore* consideran este aspecto como una fortaleza para el país.
- En tierra firme las opiniones están divididas por tamaño de empresa, las grandes la califican menos favorable, mientras que las pequeñas continúan viendo oportunidades de inversión.

#### 2. Contractuales

Percepción de debilidad por:



- Continúan identificando importantes retos en el ámbito jurídico, principalmente por la naturaleza estatal del contrato y las cláusulas exorbitantes incluidas. Opinan que el contrato E&P es complejo y costoso de administrar.
- Las pocas oportunidades de inversión congelan al país, esto debido a las demoras en la regulación y el proceso de asignación de áreas, desorden en la puesta en marcha del Proceso Competitivo Permanente 2018 y rigidez en los criterios para la habilitación de proponentes.

Percepción de mejoría vs. 2017:

- Se destaca la nueva Minuta *offshore*, la cual refleja aspectos operacionales más acordes con la realidad de estos proyectos.
- Se destaca el avance en la claridad de los contratos.
- Los ajustes realizados al Acuerdo 02 de 2017, particularmente la eliminación de tablas de precios, ayudó a viabilizar proyectos.

### 3. Fiscal

A pesar de varios esfuerzos realizados en materia fiscal, tal es el caso del Certificado de Reembolso Tributario (CERT), aún se perciben algunas debilidades en este aspecto:

- Carga fiscal continúa siendo alta (*Government take* del 70%).
- Preocupaciones por la aplicación normativa frente a deducibilidad de regalías, recuperaciones de los IVA, etc.
- Alta frecuencia de reformas tributarias genera sensación de inestabilidad jurídica.

### 4. Seguridad regulatoria e institucional

- Se reconoce un gran avance con el fallo de la Corte Constitucional frente al tema de consultas populares; sin embargo, aún hay incertidumbre respecto a la reglamentación de los mecanismos de concertación.
- Una gran debilidad identificada es la demora para tomar decisiones y los cambios inesperados en la regulación en Colombia en aspectos críticos del negocio. Esto se ve reflejado principalmente en los trámites ambientales y el Proceso Competitivo Permanente 2018, por las demoras que se han presentado y la falta de claridad en la regulación.

### 5. Aspectos sociales

- Es el aspecto peor calificado para la inversión en Colombia. A pesar de que el fallo de consultas populares es positivo, hay gran incertidumbre por su implementación en las regiones.
- La protesta social sigue latente y en algunos casos se vulneran derechos de empresas y terceros.

- El gran reto es mejorar el relacionamiento con las comunidades y recuperar el interés de los gobiernos locales hacia el desarrollo del sector, que se ha perdido debido, entre otras razones, a la reforma y distribución de las regalías.
- Se resalta la labor positiva de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos (ETH) y se recomienda fortalecer institucionalmente a la ANH para que esta entidad apoye a los territorios en temas como formulación de proyectos de mayor impacto que puedan ser financiados con recursos de regalías, incluyendo programas de transformación productiva una vez finalice la actividad E&P en dicha región.

*Otros aspectos relevantes para las empresas:*

## 6. Seguridad en las operaciones

- Las opiniones están divididas comparando el nivel de avance de este aspecto frente al año anterior. Sin embargo, en la encuesta realizada en 2017, la seguridad en las operaciones fue uno de los aspectos mejor calificados, contrario a los resultados arrojados en la de 2018.
- Entre las razones de este giro de 180° en la percepción, se identifica un cambio en las expectativas relacionadas con la implementación del proceso de paz con las Farc, así como una incertidumbre frente a la negociación con el ELN, lo cual afecta la percepción de seguridad en algunas zonas como por ejemplo Casanare y Arauca.
- Adicionalmente, se percibe que la delincuencia común ha aumentado por la debilidad institucional en algunas zonas. No obstante, algunas compañías señalan no haber tenido mayores problemas de seguridad en las zonas donde tienen presencia.

## 7. Aspectos ambientales

- Generalizada preocupación por las demoras en los tiempos de aprobación de permisos del Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH) y en el levantamiento de vedas, los cuales hacen que el trámite de licencias ambientales sea costoso e ineficiente.
- Alta sensibilidad política de autoridades ambientales y temor a entidades de control, que dificultan la eficiencia en la toma de decisiones que deberían ser eminentemente técnicas. Esto ha impactado en la amplia aplicación del principio de precaución.
- Se identifican oportunidades de mejora en la relación con las Corporaciones Autónomas Regionales en aspectos como confianza, tiempos y unificación de criterios.

## 8. Disponibilidad de infraestructura

- Empeoró la percepción este año con respecto a la encuesta aplicada el año anterior.
- Con relación al sistema de oleoductos, pese a su suficiente capacidad y eficiencia operativa, en concepto de las empresas, las altas tarifas siguen siendo un motivo de preocupación.

- Los costos logísticos resultan muy altos a la hora de superar las barreras que impone la geología y la carencia de infraestructura vial. Adicionalmente, son las empresas, en lugar del Estado, las que asumen la responsabilidad de realizar mejoras en infraestructura.
- Esta brecha representa un incentivo a inversión de empresas que ofrecen soluciones alternativas como el transporte multimodal.

## 9. Consulta previa

- Se reconoce la importancia de estos mecanismos. No obstante, la ausencia de regulación de la ruta metodológica encarece el proceso, aumenta los tiempos de trámite y genera dudas en cuanto a que los recursos de estas consultas se destinen efectivamente a programas que beneficien a las comunidades.
- Algunas empresas reportaron experiencias positivas en el proceso de consulta, resaltando la utilidad de la presocialización del proyecto. En todo caso recomiendan la pertinencia de una regulación.

## 10. Estabilidad política

- El resultado de las elecciones presidenciales dio tranquilidad frente al panorama político en los próximos cuatro años. Sin embargo, se manifiesta intranquilidad a mediano plazo por la polarización que persiste frente a la industria.

## 11. Competitividad local de la cadena de bienes y servicios

- El año pasado fue calificado como fortaleza y este año revirtió a debilidad. Pesa en esta calificación el incremento sustancial en las tarifas de los servicios, indexado a la recuperación de los precios del petróleo.
- Un número importante de compañías percibe menor oferta de bienes y servicios especializados a nivel local, los cuales han sido trasladados a otros países.
- Se manifiesta un modelo perverso de viabilidad de las operaciones en las regiones condicionada a la contratación local, esto genera sacrificios en calidad, eficiencia y competitividad en la cadena de suministro.

## 4. Recomendaciones: acciones prioritarias según las empresas encuestadas

### I. Viabilizar operaciones en las regiones (61% de empresas):

- Implementación del fallo de la Corte Constitucional (regulación de los mecanismos de concertación).
- Cambio en la distribución de regalías y fortalecimiento institucional (formulación proyectos).
- Regulación de la protesta social y judicialización en los casos que corresponda.

- Desarrollo de cadena de suministro, contratación local y sinergias operacionales y de manejo entorno.
- Fortalecimiento de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos (ETH) de la ANH.

## **II. Agilizar asignación de áreas y contratos más competitivos (54% de empresas)**

- Revisar las condiciones jurídicas y derechos económicos en contratos E&P; diferenciando estrategias por cuenca.
- Agilizar la implementación y aclarar las reglas del proceso competitivo permanente.
- Flexibilidad y aclaración en las reglas para traslados de inversiones y suspensión de pozos.
- Claridad en los criterios de habilitación de proponentes.

## **III. Mejorar procedimientos y tiempos de licenciamiento ambiental (50% de empresas)**

- Agilizar permisos arqueológicos.
- Capacitación técnica en los funcionarios de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).
- Implementar ventanilla única de trámites de la industria.
- Objetivizar las veedurías ambientales, acotar el principio de precaución y mejorar las relaciones con las CAR's.

## **IV. Revisar regulación de tarifas de oleoductos (35% de empresas)**

- Ajustar metodología para tarifas más competitivas.
- Estabilidad en metodología y flexibilidad comercial en tarifas, opciones en función del precio del petróleo.

## **V. Estabilidad fiscal (27%)**

- Estabilidad en tarifas, agenda de trabajo con el gobierno para evitar controversias (deducibilidad de regalías, devoluciones IVA).

## **VI. Estrategia de comunicación y pedagogía (23%)**

- Continuar la estrategia de comunicaciones y pedagogía de la industria a nivel nacional y territorial.
- Visibilizar la estrategia territorial de la ACP.

## VII. Exploración YNC (20%)

- Definir posición del Gobierno para la exploración de los yacimientos no convencionales.
- Expedir la regulación pendiente.

## VIII. Regulación *Offshore* (12%)

- Completar la regulación para la actividad costa afuera (viabilidad económica del modelo, arbitraje, etc.)

## IX. Mercado de gas (12%)

- Señales regulatorias que incentiven el crecimiento del consumo de gas en Colombia y la infraestructura que lo soporta.
- Regulación flexible para habilitar la contratación a más de cinco años para despejar la incertidumbre en precio y mercado que necesitan los proyectos de alta intensidad de capital.