

## Nuevo Acuerdo ANH sobre asignación de áreas: resumen de los principales cambios, oportunidades y retos para la inversión en hidrocarburos

Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios<sup>1</sup>  
Mayo - Junio 2017

Recientemente la ANH expidió y socializó el Acuerdo 02 de 2017, con las nuevas normas de asignación y administración de áreas para exploración y producción de hidrocarburos en Colombia. Este informe tiene dos partes: (i) conclusiones generales del Acuerdo y; (II) los principales cambios frente a la normatividad anterior, ambos temas identificados con las compañías afiliadas en talleres de los comités económico y legal de la ACP. El informe no es un resumen del acuerdo dada su extensión, 111 cláusulas más anexo, y porque muchas de éstas retoman disposiciones de la normatividad anterior aplicadas durante años.

### I. Conclusiones generales del Acuerdo

- **Se destaca** la creación del proceso competitivo permanente, la eliminación de la tabla de precios y la implementación de medidas que permitan ajustar a la realidad del mercado y de los precios internacionales, variables como las capacidades económicas - financieras para habilitar proponentes, el pago de algunos derechos económicos contractuales, mayor flexibilidad en garantías de cumplimiento de obligaciones, entre otros. Esto premia eficiencias de las empresas y se ajusta a las dinámicas de la industria y el mercado.
- **Sin embargo, el Acuerdo endurece algunos elementos:** exigirá en ciertas áreas de exploración y producción mayor capacidad financiera y operacional; y en algunas cláusulas contractuales tiende a ser más restrictivo, especialmente en las relacionadas con sanciones por incumplimiento, dándole un mayor enfoque de contratación pública frente a los contratos firmados en años anteriores. El impacto final de estas modificaciones en la competitividad petrolera de Colombia está en evaluación, pues eventualmente estos ajustes podrían convertirse en una restricción para la entrada de nuevos inversionistas, en un momento en que el país necesita mayor inversión.
- **Un avance que traerá el acuerdo es la posibilidad de terminar el contrato** cuando decisiones de autoridades ambientales impidan la ejecución total o parcial del proyecto. Esto ayudará a las compañías frente a la proliferación de nuevas restricciones en este aspecto. Es importante que ello también aplique en otros eventos sobrevinientes tales como consultas populares, o situaciones de conflictividad social que también impiden el desarrollo de las inversiones.
- Aún no tenemos todos los elementos de juicio para saber si este conjunto de medidas aumentará la inversión E&P en el país, pues este Acuerdo debe complementarse con el nuevo mapa de

<sup>1</sup> Alexandra Hernández, Vicepresidente; Julio Cesar Romero, Economista senior. Apoyo especial Natalia Succar, Asesora jurídica y legislativa ACP.

tierras que especifique las áreas a ofrecer, los programas exploratorios mínimos que se exigirán para esas áreas, sus respectivas minutas contractuales, entre otras reglas del juego pendientes.

## II. Cambios principales frente a la normatividad anterior

### 1. Áreas para Exploración y Producción.

- El Acuerdo crea una **nueva clasificación de las áreas** en función del grado de conocimiento del sistema petrolífero, así:
  - i. Áreas disponibles continentales convencionales: maduras o exploradas; emergentes o semiexploradas; e inmaduras o frontera.
  - ii. Áreas disponibles costa afuera: maduras o exploradas; emergentes o semiexploradas; e inmaduras o frontera.
  - iii. Áreas disponibles continentales, yacimientos no convencionales (YNC).
- Con ello se espera mayor precisión en los requerimientos de inversión mínima frente a la asignación de áreas de años anteriores y una definición de bloques más centrada en la naturaleza técnica del yacimiento que en sus métodos de extracción.
- La ANH será la entidad encargada de **delimitar estas áreas** teniendo en cuenta las restricciones ambientales, de uso del suelo, etc., definidas en normas de ordenamiento jurídico superior, **incluyendo previa socialización con entidades territoriales.**
- **Frente a eventos sobrevivientes**, como la creación por parte de autoridades ambientales de nuevas zonas reservadas, excluidas, protegidas, etc.; **que restrinjan la ejecución total o parcial del proyecto; se podrá terminar el contrato por consenso o ejecutar las inversiones remanentes en otra área** asignada al contratista o disponible. Cuando el traslado de inversión se dé hacia un área libre, la ANH otorga el derecho a la empresa, de ser el primer oferente en el proceso competitivo permanente que aplicaría para su asignación. Esto será de gran ayuda para las compañías, de cara a la proliferación de estas restricciones; debería cubrir también eventos relacionados con conflictividad social, orden público y consultas populares.
- En materia de **Yacimientos No Convencionales**: (i) Cambia su nombre a **yacimientos en rocas generadoras**. Con la definición usada en el Acuerdo 02, ANH no espera que ello impacte la aplicación de normatividad que mantiene vigente el nombre anterior y la Agencia no tiene competencia para cambiarlo, por ser resorte de otra entidad estatal, por ejemplo, ley de regalías y reglamentos técnicos. (ii) Además, se **postergó 3 años el plazo** para que, en áreas contratadas antes de la Ronda 2012, se presente a la ANH una propuesta de inversión para la exploración de YNC, previa habilitación y suscripción del contrato adicional para estos proyectos.
- En estos aspectos **la implementación del Acuerdo implica**:
  - a. La **publicación urgente del nuevo mapa de tierras** bajo la nueva clasificación de áreas, definiendo con claridad los procedimientos de asignación permitidos para los bloques

disponibles y sus respectivas inversiones mínimas obligatorias, minutas contractuales y criterios de asignación. La última asignación de áreas se llevó a cabo hace 3 años y el país necesita más exploración.

- b. Será importante conocer **el proceso de socialización del mapa de tierras con las entidades territoriales anunciado por la ANH**; lo deseable es que el sector privado participe. La idea del Gobierno es que esto ayude a viabilizar en las regiones las futuras inversiones en E&P. Será vital avanzar con celeridad y que simultáneamente la ANH publique la mayor cantidad posible de bloques “viables”, para evitar congelar la actividad cuando al país le urge reactivar la exploración. Durante este proceso de socialización, se recomienda tener particular cuidado a la creación de expectativas ante las comunidades por parte del Gobierno Nacional, para evitar futuros conflictos cuando las empresas inicien la ejecución de sus actividades.

## 2. Registro de interesados y habilitación de proponentes

- El Acuerdo **crea un registro de interesados** que será de utilidad para que los nuevos procesos competitivos permanentes funcionen con la agilidad esperada. La ANH anunció que en junio publicará la implementación de una primera fase y para ello la industria recomienda definir: el nivel de confidencialidad de la información allí consignada, variable de gran importancia para algunas empresas; y los tiempos para presentar la documentación.
- En materia de requisitos para habilitación de proponentes se mantienen los 3 tipos de capacidad de años anteriores: jurídica, operacional y económica financiera, resaltando los siguientes cambios:
  - Capacidad jurídica:
    - **No se permitirá** habilitarla con **la casa matriz, excepto las empresas top 100 quienes podrán hacerlo**, no sólo a través de la controlante, sino **también con sociedades subordinadas a ella** (subsidiarias, filiales, empresa del mismo grupo empresarial) que anteriormente no se aceptaban; siempre que ésta otorgue una Garantía de Deudor Solidario cuyo alcance quedó mejor definido que en reglamentos anteriores.
    - Empresas con **antigüedad menor a 5 años**, que no pertenezcan al Top 100, **podrán suplir** este requisito con **capacidad económica y/o operacional**: activos superiores a 1.000 millones de dólares, o ser operador de cinco contratos E&P yacimientos convencionales, o de tres contratos E&P en YNC (nueva opción vs Ronda 2014).
  - Capacidad económico financiera:
    - Se estableció un **sistema de puntaje ajustable en función del precio internacional del petróleo y del tipo de área**. Frente a rondas anteriores se observa un **incremento significativo en la capacidad** exigida para acceder a **áreas continentales** prospectivas para yacimientos en trampas y descubiertos no desarrollados.
    - En áreas costa afuera y yacimientos no convencionales los requisitos quedan prácticamente iguales.

- Capacidad técnico – operacional: **aumentaron los requisitos para acceder a yacimientos descubiertos no desarrollados y campos en producción devueltos**. Se mantiene el tope de participación de 30% en el contrato para los fondos de inversión y otro tipo de inversionistas de capital que no cumplen los requisitos técnicos para ser operadores.

**En resumen**, en materia de capacidades exigidas para la habilitación de proponentes, **el Acuerdo facilita la calificación de empresas top 100, pero las endurece para quienes aspiren acceder a áreas continentales (yacimientos en trampas, descubiertos no desarrollados y devueltos), ello podría impactar especialmente a pequeños inversionistas, mientras que los fondos de inversión siguen con las barreras de acceso al control operacional que han solicitado quitar para poder incrementar sus inversiones en Colombia.**

Públicamente la ANH ha expresado su interés de atraer compañías con mayor músculo financiero y experiencia operacional para asegurar el cumplimiento de las obligaciones contractuales. El tiempo evidenciará si a las empresas con las capacidades que la ANH quiere para este tipo de áreas, les resulta atractivo presentar propuestas, pues normalmente son bloques con probabilidad de encontrar pequeñas acumulaciones que podrían no ser tan atractivas para el tamaño de las empresas que pueden calificar. La ACP aún no tiene elementos suficientes para evaluar el impacto de estos ajustes, se espera que el Acuerdo dinamice la actividad a pesar de que en principio el número de posibles jugadores que calificarían será más reducido y la prospectividad geológica de las áreas, especialmente en tierra firme, se mantiene igual y con un entorno operacional y de seguridad jurídica cada vez más complejo.

### **3. Mecanismos de asignación y programas mínimos de inversión**

- El Acuerdo **crea un mecanismo de asignación competitiva permanente**. Se mantienen la asignación directa y las rondas, abiertas y cerradas.
- Este proceso competitivo permanente permitirá a las empresas presentar propuestas de inversión en las áreas disponibles en el mapa de tierras, partiendo de una inversión mínima que ANH definirá al publicar los bloques disponibles. Con la radicación de la propuesta de una empresa se inicia un proceso para que otros interesados en dicha área presenten sus ofertas y, al final, el primer oferente tendrá la opción de superar la mejor propuesta. **Está pendiente la reglamentación de plazos y condiciones para implementar este mecanismo, lo cual es urgente para dinamizar la asignación de áreas y por ende la inversión.**
- En materia de asignación directa: (i) **en áreas devueltas por renuncia o incumplimiento se restringe por 1 o 2 años, respectivamente, al contratista para presentar una nueva oferta por la misma**, lo que es una novedad frente al Acuerdo anterior. (ii) **Queda pendiente reglamentar este procedimiento** de asignación, por ejemplo, en temas tales como tiempos de respuesta de ANH cuando recibe una propuesta; áreas disponibles para ello; programas mínimos exploratorios; aclarar si la ANH recibiría propuestas en áreas que no estén en el mapa de tierras, entre otros.

- Se crearán programas exploratorios acordes a la nueva clasificación de áreas, cuyos detalles serán definidos en los términos de referencia de cada proceso.
- Se eliminan tablas de precios para valorar las actividades del programa de inversión, reemplazándolas por un sistema de puntajes, por tipo de área, que aplicaría para comparar actividades de la inversión exploratoria adicional entre diferentes ofertas que se presentan durante un proceso competitivo, o para la ejecución del contrato (inversión exploratoria posterior, etc). Este sistema de puntaje **se ajusta en función de los precios internacionales del crudo**, permitiendo evaluar las actividades y propuestas de inversión de manera más acorde con la realidad del mercado y las eficiencias operacionales que se alcancen.
- Este sistema de puntaje aplica también para la cuantificación de garantías contractuales, la valoración de actividades remanentes del programa de inversión, multas, sanciones pecuniarias, indemnizaciones y Programas en Beneficio de las Comunidades.
- Los criterios de asignación siguen siendo el programa de inversión, el X de producción para la ANH, variables de mercado, entre otras.

#### 4. Contratos.

Aunque los detalles contractuales se publicarán en las minutas de cada proceso de asignación, a continuación se resaltan algunos cambios introdujo el Acuerdo:

- **La fase preliminar se amplió a 24 meses, prorrogables**, anteriormente el plazo era de 12 a 18 meses. Sigue siendo una fase para confirmar la presencia de comunidades étnicas en el bloque y llevar a cabo la consulta previa en caso que se requiera, antes de dar inicio a la fecha efectiva del contrato.
- En áreas **Costa Afuera**:
  - o Para la declaración de comercialidad el programa de evaluación podrá analizar pluralmente descubrimientos de otras áreas, lo cual ayuda a la viabilidad del proyecto;
  - o El **periodo de producción** iniciará **después del desarrollo de la infraestructura requerida**, reconociendo los mayores tiempos que ello toma y por tanto ayudando a la recuperación rentable de las altas inversiones requeridas para estos proyectos.
  - o **ANH anunció la pronta publicación de la minuta E&P** con ajustes en plazos, entre otros temas que ha venido discutiendo con la industria. **Esto es urgente pues este año es decisivo para la mayoría de los contratos vigentes en el offshore**, ya sea para convertir TEA's a contratos E&P o para pasar a las siguientes fases contractuales.
- **Se permitirán nuevas opciones de garantías para el cumplimiento de obligaciones**, en línea con lo que había solicitado la industria. **Esto es un gran avance** dados los altos costos y dificultades que de un tiempo para acá enfrentan las empresas para obtener del sector financiero cartas de crédito en stand by, único mecanismo aceptado en el pasado por la ANH. **Este tema debe estar acompañado de mejoras en los procesos de liberación de garantías** en sus diferentes fases (certificaciones EPIS, paz y salvo de ANH, etc), pues ineficiencias en ello dejan dinero atrapado

que podría utilizarse para reactivar la inversión. ACP tiene propuestas concretas en la materia para trabajarlas conjuntamente con el Gobierno.

- **Multas conminatorias y sancionatorias.** Será obligatorio pactar en los contratos multas conminatorias, antes era facultativo. Éstas multas se aplican al contratista para que cumpla las obligaciones y prestaciones a su cargo, evitándole sanciones por su incumplimiento.

Las multas sancionatorias se aplican por incumplimiento de las obligaciones y, en consecuencia, hacen efectiva la Garantía que ampara los compromisos insatisfechos. No son obligatorias y podrán ser pactadas en cada minuta, igual que en el Acuerdo anterior, teniendo en cuenta la proporcionalidad con la gravedad, naturaleza y cuantía del incumplimiento.

- **Cláusulas excepcionales:** Anteriormente, las cláusulas excepcionales de caducidad, terminación, interpretación, modificación unilateral y reversión, podían pactarse en las minutas de cada contrato. El Acuerdo 02 estableció como **obligación que se incluyan únicamente caducidad, terminación unilateral y reversión**, asegurándose el ejercicio de los derechos de defensa, contradicción y debido proceso; y teniendo en cuenta el procedimiento que se establezca en la minuta de los contratos ajustado al artículo 86 de la Ley 1474 de 2011.

El sector no ha estado de acuerdo en que se incluyan cláusulas excepcionales de forma obligatoria en este reglamento, pues el artículo 76 de la Ley 80 de 1993 otorga la facultad al Gobierno de pactarlas o no en sus contratos en virtud del régimen especial que tienen los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, lo cierto es que, en los primeros borradores del Acuerdo se pretendía incluirlas en su totalidad remitiéndose al procedimiento de la Ley 80 de 1993, generando un contrato estatal, oneroso e inflexible, afectando duramente la inversión. Este enfoque se acotó en la versión final del Acuerdo.

- En cuanto a la reversión, es importante indicar que en los eventos en los que proceda su aplicación y no exista acuerdo entre el contratista y la ANH para efectos de determinar naturaleza de los bienes y valor, las diferencias serán resueltas por peritos. Si se trata de áreas costa afuera, se seguirá el procedimiento que se defina en la respectiva minuta aprobada por el Consejo Directivo de la ANH.
- **Aspectos socio ambientales:** ANH actuará en línea con el ordenamiento normativo superior, como en el pasado. Para **offshore**, dada su realidad operacional, la **inversión social obligatoria** de los contratos se podrá ejecutar **en áreas de interés del proyecto** en vez del área de influencia directa como se hace en las áreas tierra firme, pero inaplicable en el offshore.

## 5. Derechos económicos.

Se resaltan los siguientes cambios:

- **El "X" de producción será ajustable a los precios internacionales.** Cuando el WTI sea inferior a USD 45/bl se pagará un "X" inferior al pactado con ANH en la firma del contrato; por encima de USD 55/bl el "X" será superior. También aplicará para gas.

- **La venta local de gas estará exenta de derecho por precios altos.** Medida que fomenta el suministro interno de este combustible.
- **Pago anual o semestral del derecho por uso del subsuelo en exploración y producción, según el caso.** Encarece esta contraprestación contractual. Pareciera que la producción durante la fase de evaluación paga doble derecho, por exploración y por producción.
- Las compañías **cuyos contratos no tengan regulada la oportunidad del pago** de los derechos económicos y de intereses moratorios, **deberán firmar contratos adicionales con la ANH.** Es importante definir el procedimiento de firma de este contrato adicional, incluyendo la opción para el contratista de conocer el modelo de contrato a concertar, para asegurarse de que realmente no se cambien las condiciones de implementación del contrato existente.

## 6. Aplicación de la Ley en el tiempo:

- **Los contratos y sus respectivas modificaciones se rigen por la norma vigente al momento de su suscripción,** salvo que las partes, de común acuerdo, pacten acogerse a la totalidad del nuevo las disposiciones establecidas en el Acuerdo 02 de 2017. Este es un tema esencial para garantizar seguridad jurídica a los inversionistas.

### *En conclusión*

*Las expectativas de la industria con el Acuerdo se centraban en la flexibilización de los procedimientos de asignación; la facilitación de procesos y requisitos para acceder a áreas bajo la nueva realidad de precios y mayor competencia internacional por recursos de capital; y mecanismos para terminar los contratos sin consecuencias adversas para las empresas, cuando decisiones gubernamentales impidan ejecutar el proyecto, tema vital ante la proliferación de nuevas restricciones ambientales y sociales en las regiones.*

*Después de un largo proceso y amplia participación, el Acuerdo incorpora varias de estas propuestas, pero también refleja una política de Gobierno de buscar inversionistas con mayor músculo financiero y experiencia operacional; y contratos petroleros con más herramientas jurídicas para penalizar incumplimientos con un enfoque más estatal que antes, lo cual posiblemente reduzca el número de empresas que califican y/o que se interesen por venir al país.*

*El tiempo mostrará si las medidas adoptadas dinamizarán las inversiones que el país necesita para aumentar las reservas de hidrocarburos que vienen declinando, siendo importante resaltar que, además de este Acuerdo y su reglamentación, será determinante resolver los enormes retos y obstáculos que en las regiones petroleras se presentan para desarrollar las operaciones, incluyendo la preocupante proliferación de consultas populares contra la actividad petrolera cuya solución va mucho más allá del resorte de este Acuerdo. De todo esto dependerá la reactivación de la inversión E&P en Colombia.*