

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondientes adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
UNIFUND S.A. E.S.P	Podrían dar algunos ejemplos de la magnitud de los aportes para formación, fortalecimiento institucional y transferencia de tecnología con relación a los modelos contractuales definidos en este documento, en especial para contratos de E&P para yacimientos convencionales?.
UNIFUND S.A. E.S.P	Podrían darnos a conocer un modelo del Anexo indicado por ustedes en el ítem 12.1.1, para la presentación de propuestas bajo el esquema de asignación directa?.
UNIFUND S.A. E.S.P	El transporte, trasiego, almacenamiento y Comercialización de hidrocarburos, corresponde a una Actividades Complementarias a la exploración y explotación de los mismos. Nuestra compañía cuenta con alrededor de 50 años de experiencia en dichas actividades. Podrían aclarar si la experiencia demostrable en términos de los transportados, almacenados y/o comercializados es válida para demostrar Capacidad Técnica y Operacional
UNIFUND S.A. E.S.P	Podrían aclarar el contenido del ítem 14.2 mencionado en el artículo 16.?
UNIFUND S.A. E.S.P	Podrían enviar el modelo del formato llamado Patrimonio Neto Residual, mencionado en el artículo 17?
UNIFUND S.A. E.S.P	Podrían enviar el modelo del formato No. 9, llamado Rango de Liquidez, mencionado en el artículo 17?.
UNIFUND S.A. E.S.P	Para los activos que ya han estado contratados con otras compañías, seguirán vigentes los mismos derechos económicos y participaciones ó existe la opción de que hayan porcentajes de regalías variables de acuerdo al proyecto?.
HUPECOL OPERATING CO LLC	El artículo 9, en su numeral 9.3.2 cita: "Cerrado: Procedimiento de Selección por medio del cual la ANH formula invitación a un número plural pero determinado de personas jurídicas que reúnan los requisitos de Capacidad previamente establecidos, para escoger de manera objetiva y en estricta igualdad de condiciones el ofrecimiento más favorable a la ANH". COMENTARIO: es importante establecer cómo serán establecidos los requisitos de capacidad, en aras de garantizar la transparencia de los procesos cerrados.
HUPECOL OPERATING CO LLC	El párrafo final del numeral 12.1.1 cita lo siguiente: "Si se llegare a recibir una segunda propuesta de asignación directa respecto de la misma área, durante el periodo de valoración de la primera, prevalecerá el trámite de la solicitud de ésta última. En todo caso, la ANH se reserva el derecho de modificar el procedimiento de asignación directa del área de encontrarlo precedente". COMENTARIO: Cuáles son los criterios que va a utilizar la ANH para modificar el procedimiento de asignación directa del área? En qué criterios se sustentaría su procedencia? Si ya hay un trámite establecido, por qué estaría interesada la ANH de reservarse la facultad de modificar el procedimiento en cualquier momento?

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
HUPECOL OPERATING CO LLC	<p>El numeral 12.2 al hacer referencia a la Convocatoria enuncia lo siguiente: "Cuando se trate de procedimiento Competitivo abierto, la convocatoria a participar y presentar Propuesta será pública, mediante avisos en la página WEB de la ANH. Para los cerrados, se cursará invitación a las personas jurídicas determinadas que reúnan los requisitos de Capacidad previamente definidos, de acuerdo con los registros de la ANH o con procedimientos previos de Habilitación".</p> <p>COMENTARIO: Hace falta información para los procedimientos cerrados. Cuál va a ser el criterio que va a utilizar la ANH para invitar a determinadas personas jurídicas a participar en éste tipo de procedimientos?</p>
HUPECOL OPERATING CO LLC	<p>El artículo 15, en su numeral 15.2 enuncia: "Haberse constituido con ese objeto social o haberlo incorporado por lo menos con cinco (5) años de antelación respecto de la fecha de presentación de la correspondiente solicitud o Propuesta para la celebración del Contrato proyectado. En casos de Proponentes Plurales, este requisito se predica del Operador.</p> <p>Para los demás integrantes de Proponentes Plurales, que no ostenten la calidad de operador, la antelación requerida será mínimo de un (1) año".</p> <p>COMENTARIO: El escenario actual de la industria de hidrocarburos exige la flexibilización, por lo cual mantener el término de cinco (05) años va un poco en contravía con la situación actual, teniendo en cuenta que hay otros mecanismos para garantizar que se trata de empresas serias con capacidad jurídico.</p>
HUPECOL OPERATING CO LLC	No está claro cuál va a ser el orden de elegibilidad que va a tener prelación; en todos los casos será previamente publicado por la ANH?
HUPECOL OPERATING CO LLC	Respecto al procedimiento cerrado, con cuántas personas jurídicas se puede abrir un proceso competitivo cerrado?
HUPECOL OPERATING CO LLC	El Acuerdo debe hacer referencia expresa a que las áreas objeto de asignación directa deberán estar libres de restricciones ambientales, geográficas y sociales que garanticen la ejecución del proyecto. Teniendo en cuenta el panorama nacional la ANH debería comprometerse con éste tema.
ExxonMobil	Permitir flexibilidad en la duración de las fases de exploración, en especial para zonas frontera y de aguas profundas que requieren más tiempo para explorar que las áreas en las que ya existe un sistema de hidrocarburos probados y considerable información geofísica y de pozos;
ExxonMobil	Al calcular y reportar los costos para cargar a un programa de trabajo, le sugerimos que se especifique que es el costo total el que se contará para el cumplimiento del componente financiero de un compromiso de programa de trabajo. De acuerdo con la práctica internacional, los costos deben incluir personal, gastos generales, y las asignaciones de oficina;
ExxonMobil	Sugerimos que la ANH tenga la flexibilidad para conceder prórrogas más largas del programa de trabajo en tiempos prolongados de precios bajos de petróleo y gas;
ExxonMobil	Sugerimos que la ANH tenga la flexibilidad para modificar y reducir el actual programa de trabajo del contratista y los compromisos financieros cuando restricciones, como los ambientales, afectan negativamente la capacidad del contratista para llevar a cabo el programa de trabajo;

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondientes adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
ExxonMobil	Sugerimos que el Acuerdo expresamente estipule que la ANH pueda acordar con un contratista un nuevo programa de trabajo con el mismo compromiso financiero cuando el contratista crea, basándose en nuevos datos y estudios, que el nuevo programa de trabajo es más adecuado para la exploración y/o el desarrollo del bloque;
ExxonMobil	Sugerimos que un contratista esté autorizado para transferir los compromisos más de una vez;
ExxonMobil	Sugerimos que las transferencias de compromiso no se limiten a un bloque receptor que ya ha sido adjudicado, sino más bien que exista la flexibilidad para que la transferencia sea parte de la solicitud de un nuevo bloque;
ExxonMobil	Se sugiere que las posibles razones de la ANH para hacer una adjudicación directa de un nuevo bloque incluya razones operativas o tecnológicas irresistibles, en adición a los motivos de interés general, orden público o consideraciones especiales de política energética económica (Artículo 9.1);
ExxonMobil	Hemos notados que los anexos, incluyendo el modelo del contrato para offshore y las condiciones para la negociación directa de los nuevos bloques aún no han sido publicadas, y esperamos con interés la oportunidad de comentar sobre los mismos también.
Drilling and Workover Services	En la página 15 en el punto 8.1. dice que E&P significa Explotación y Producción, cuando realmente E&P significa es Exploración y Producción
Chevron Petroleum	En el evento que la ANH decida utilizar la opción de contraoferta (como una excepción de la asignación directa) se sugiere adelantar el proceso, solamente informando que ha recibido una oferta para un bloque determinado sin publicar los detalles de la propuesta recibida ni del oferente. Las propuestas durante el proceso competitivo se mantienen confidenciales, sólo se publican cuando se asigna el área. Se deben ajustar los artículos 9.2 y 12.1.2.
Chevron Petroleum	Encontramos necesario conocer cuáles serán los requisitos y criterios para la asignación de áreas, cuándo se establecerán, y si son específicos para cada bloque, área o cuenca. Estos requisitos deberán ser lo suficientemente flexibles para permitir a la ANH proceder con la asignación directa.
Chevron Petroleum	Es importante conocer los anexos que integrarán el Acuerdo, especialmente el mapa que contiene la clasificación de las áreas y los anexos con base en los cuales se elaborará la propuesta.
Chevron Petroleum	Cuándo estaría disponible la clasificación de las áreas y los requisitos de evaluación de que habla el artículo 3.8?.
Chevron Petroleum	El documento indica que el Consejo Directivo adoptará las correspondientes minutas o modelos de Contratos. Es importante saber cuándo se adoptarán esas minutas o modelos?.
Chevron Petroleum	Consideramos importante conocer cuáles serán los mínimos obligatorios del Programa Exploratorio, cómo se definirán y con base en qué información. Para los casos de asignación directa, consideramos que no debería haber requisitos mínimos obligatorios, y que la obligación del proponente sea el alcance de la propuesta presentada y aceptada.
Chevron Petroleum	El último párrafo del numeral 12.1.1. envía un mensaje preocupante de inestabilidad jurídica en el procedimiento de asignación directa, por lo que sugerimos eliminar esa facultad.
Chevron Petroleum	Sugerimos incluir los siguientes rangos en la tabla del artículo 17 que incluimos a continuación.- capacidad financiera (Ver mail)

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Altamesa Energy LLC	<p>Participación activa y directa de Fondos de Inversión o Vehículos especializados en Hidrocarburos (Porcentaje de participación del Operador): Sabemos que actualmente el sistema jurídico y los contratos E&P abren la puerta para que dentro del contratista plural se participe como inversionista, es oportuno crear un mercado y juego competitivo en donde entidades legalmente constituidas y establecidas (especializadas en el manejo e inversión en proyectos petroleros) puedan actuar como propietarios y responsables totales ante la ANH sin la necesidad de que un operador sea parte del contrato y que las labores operativas y técnicas puedan ser tercerizadas con compañías que posean reconocimiento y estándares aceptados en la industria por las entidades competentes.</p> <p>Hoy en día es necesario que el operador debe calificarse para ser parte del contrato, examinar esquemas en donde el papel del operador sea a título de prestador de servicios especializados abriría las posibilidades de una plataforma de inversión.</p>
Altamesa Energy LLC	<p>Calificación de Fondos de Inversión o Vehículos Especializados en Hidrocarburos: Estimamos conveniente generar un proceso de pre calificación de las entidades que puedan actuar como Fondos de Inversión o Vehículos especializados en Hidrocarburos de manera selectiva y objetiva ante la ANH, cuyas capacidades sean la mejor combinación de experiencia tanto en el sector del petróleo y gas como en los mercados financieros y de capitales, considerando allí participantes locales e internacionales.</p> <p>Dicha habilitación facilitaría los procesos de decisión de la ANH en los casos de cesión o de participación de estos vehículos como responsables de hasta el 100% de los contratos petroleros.</p>
Altamesa Energy LLC	<p>Cesión de los derechos económicos de los contratos E&P a fondos especializados y pre-calificados ante la ANH:</p> <p>Actualmente los procesos de cesión tienen su protocolo y lineamientos ya definidos, no obstante, planteamos la creación de un mecanismo adicional en el cual la cesión a favor de Fondos de Inversión o Vehículos Especializados (previamente aprobados por la ANH) sea de manera expedita y casi inmediata para aquellos casos especiales en donde el actual contratista tenga la posibilidad de financiar las actividades con los recursos de dichos fondos. Por supuesto guardando los preceptos de idoneidad, transparencia, visibilidad y demostración de facilidades financieras.</p>
ACP	Publicar las condiciones específicas para cada área, es especial para contratación directa
ACP	Aplica para contratos actuales, o solo para nuevas asignaciones de áreas? Caso conversiones TEAs a E&P
ACP	Solicitan incorporar algunos textos de los términos de referencia de Ronda 2012, en relación a la normativa aplicable
ACP	Solicitan que se reglamente aspectos relativos al contrato y su ejecución
ACP	Definiciones (incluir, eliminar, ajustar)
ACP	Permitir sumar las capacidades entre proponentes plurales
ACP	Permitir que en áreas TEA de YC, se puedan asignar a otro interesado para YNC
ACP	Aclara que cuales son los contratos especiales
ACP	Reemplazar garantía de seriedad, por fianza o garantía únicamente

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
ACP	Habilitación de empresas no de 1 año sino de 3 años. La re-habilitación (segunda habilitación) sea menos oneroso que la primera habilitación. Habilitación aplicable también para cesión de intereses, etc..
ACP	Que las TOP 100, estén habilitadas permanentemente, no exigir capacidad financiera, ambiental ni social
ACP	Aclara sin en áreas disponibles se solicitan mínimos de inversión
ACP	Que las áreas tipo 1,2,3 y 4 sean destinadas para YC y YNC, concurrentemente para el mismo o diferente interesado
ACP	Incorporar de exoneración de responsabilidades y terminación de contrato por mutuo acuerdo, cuando por <i>hechos del príncipe</i> se determine que son inviables.
ACP	Modificar texto sobre áreas protegidas y restringidas, para que estas sean <i>antes de la fecha efectiva</i> para poder <i>modificar el contrato en 60 días, so pena de terminar el contrato por cualquiera de las partes</i> .
ACP	Aclarar reglas para procesos de competitivos cerrados, cuantos máximos pueden participar?
ACP	Factor X% no sea un factor de adjudicación
ACP	Aclara cuales son los beneficios económicos que pueden ofrecer las empresas
ACP	Para asignación directa las propuestas deben ser ofrecidas por las empresas y no debe hacer un marco mínimo de la ANH
ACP	Dar a conocer previamente los factores de ponderación para asignación directa
ACP	Revisar el orden de los factores de oferta y habilitación, para que la habilitación sea anterior a la propuesta
ACP	Eliminar el derecho reservado de la ANH de modificar el procedimiento de asignación directa del área
ACP	Definir los plazos en los que el Proponente debe allegar la documentación requerida y la Propuesta del Programa Exploratorio y del porcentaje de participación
ACP	Permitir que la sucursal presente la Propuesta
ACP	Eliminar la garantía de deudor solidario o ponerle topes a su alcance
ACP	Permitir acreditar requisitos con personas jurídicas distintas al Proponente Individual o de quienes integren el Proponente Individual o Plural
ACP	Creación de una nueva clase de compañía petrolera para las "Compañías Respaladas por Fondos de Capital Privado"
ACP	Constitución con el objeto social de desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, sea reducido de 5 años a 1 año para todos los casos
ACP	Permitir a los integrantes de Proponentes Plurales que no ostenten la calidad de operador (inversionistas), tener una participación superior a 85%, en lugar del 70%.
ACP	Para empresas extranjeras, certificación de abogado de la jurisdicción en vez de certificaciones de revisores fiscales
ACP	En cesiones, que el operador tenga mínimo el 15% y no el 30%
ACP	La ANH no debe tener derecho ilimitado para verificar los documentos presentados

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
ACP	Para fondos de capital privado, dar reglas mínimas: pertenecer a gremios de fondos de capital internacionalmente reconocida, un mínimo de activos manejados USD 750 millones
ACP	La presentación de la Unión Temporal sea ejercida por una persona jurídica y/o por personas naturales
ACP	Eliminar en el acuerdos aspectos que están en los contratos: cláusulas anticorrupción, obligaciones del operador, porcentajes mínimo, etc
ACP	Prever que si un integrante de un proponente plural no pasa el corte financiero que no sean rechazada la oferta, sino que se pueda reemplazar o compensar
ACP	Definir el concepto de Deuda Neta para el indicador Rango de Endeudamiento
ACP	Acreditación económica, con base en el promedio de los últimos tres ejercicios fiscales o si se toma únicamente el último año fiscal?
ACP	Definir los requisitos de acreditación para los bloques convencionales
ACP	Sugerimos revisar las exigencias de calificación de agencias de riesgo para las compañías
ACP	certificación de reservas se acompañe de una opinión de una firma de abogados y no de un tercero
ACP	Para Yacimientos No Convencionales la producción pueda ser acreditada para los Proponentes que no son Operadores
ACP	Precisar el límite de 2 contratos sólo será aplicable para los que se suscriban con posterioridad a este nuevo reglamento
ACP	Esquema de habilitación especial de la capacidad técnico operacional para las compañías respaldadas por fondos de capital privado
ACP	Eliminar la exigencia de certificación de sistemas de gestión y de obtenerla durante los 3 años de ejecución contractual, en especial para las de fondos de capital
ACP	Garantía de seriedad de la oferta solo para proceso competitivos abiertos y cerrados y en la Asignación Directa con contraoferta
ACP	La aceptación de la ANH cuando califica una compañía no debe estar sujeta a futuras revisiones
ACP	Cap. YNC: Incluir las ultimas normas expedidas
ACP	Cap. YNC: Incluir la definición de contrato adicional
ACP	Cap. YNC: Fecha efectiva de 60 días calendario siguientes a la fecha de suscripción del Contrato Adicional
ACP	Cap. YNC: Aclarar que el Contrato Adicional puede subsistir por sí mismo y no requiere el contrato inicial
ACP	Cap. YNC: Aumentar el plazo de tres (3) años para solicitar la firma del contrato adicional
ACP	Cap. YNC: Patrimonio neto de 100 millones de dólares
ACP	Cap. YNC: Permitir sumar capacidades entre proponentes
ACP	Cap. YNC: Permitir para capacidad técnica operacional. Ultimo periodo fiscal, reservas no inferiores a 20 millones de barriles de petróleo equivalentes; producción de 8 mil barriles día promedio
ACP	Cap. YNC: Excepciones para no exigir evaluación de capacidad técnica operacional: Operador de contratos en los últimos 10 años, con inversiones superiora a 200 millones USD; activos superiores a 500 millones USD; para solicitud de contratos adicional, tener al menos un contrato en YNC

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
ACP	Cap. Contratos: Garantías. Si el Contratista cumplió con el Programa Mínimo de Trabajo y se haya decidido proceder a la liquidación del contrato, no se exija la renovación de las garantías.
ACP	Cap. Contratos: Control y seguimiento: Eliminar del reglamento e incorporando en los contratos
ACP	Cap. Contratos: Liquidación: Realizado por un árbitro independiente, y no la decisión unilateral de la ANH como se establece en el Proyecto de Acuerdo.
Mansarovar	<p>Artículo 7. CONDICIONES ESPECIALES DE CIERTAS ÁREAS. Se indica que la ANH no asume responsabilidad alguna por el hecho de asignar bloques superficies comprendidas en zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad competente para el efecto.</p> <p>Se sugiere que la ANH lidere una comunicación interinstitucional con otros estamentos del Estado, de forma tal que no se adjudiquen bloques con áreas en las que va a ser imposible desarrollar trabajo de exploración y producción de hidrocarburos. Esto ayudaría a evitar problemas posteriores para todas las partes.</p>
Mansarovar	<p>Artículo 12.2. Competitivos Abiertos y Cerrados</p> <p>Apertura – Párrafo 2. Se solicita ajustar la redacción. Parecería que hay un faltante en la enumeración de los requisitos de la resolución de apertura.</p> <p>La resolución de apertura debe estar precedida de los estudios que establezcan la determinación y delimitación de las Áreas por asignar; la definición de los requisitos y capacidades, así como los programas exploratorios mínimos, si es del caso, que deberán desarrollar los Contratistas; las; el tipo de Contratos por celebrar.</p>
Mansarovar	ARTÍCULO 17. ACREDITACIÓN DE LA CAPACIDAD ECONÓMICO FINANCIERA: Se hace referencia al Patrimonio Neto Residual (PNR), indicador básico para la acreditación de la capacidad económica financiera, pero no se indica su fórmula de cálculo. Se solicita incluir el Formato al que se hace relación en el artículo
Mansarovar	ARTÍCULO 17. ACREDITACIÓN DE LA CAPACIDAD ECONÓMICO FINANCIERA: En la definición del indicador Rango de Endeudamiento se solicita definir el concepto de Deuda Neta.
Mansarovar	ARTÍCULO 17. ACREDITACIÓN DE LA CAPACIDAD ECONÓMICO FINANCIERA: De igual manera se solicita aclarar en el indicador de Rango de Liquidez si la fórmula de cálculo hace referencia a Activo Corriente/ Pasivo Corriente, como se mide tradicionalmente, o si se refiere a Activo Corriente/ Pasivo Total. Se recomienda utilizar el indicador COBERTURA DEL SERVICIO DE LA DEUDA usado en la Ronda 2014, que genera una mayor tranquilidad acerca de la liquidez y capacidad de pago de las obligaciones financieras de la compañía
Mansarovar	ARTÍCULO 17. ACREDITACIÓN DE LA CAPACIDAD ECONÓMICO FINANCIERA: Favor aclarar si la acreditación económica se hace con base en el promedio de los últimos tres ejercicios fiscales o si se toma únicamente el último año fiscal, como parece indicar en el Artículo 43.
Mansarovar	ARTÍCULO 17. ACREDITACIÓN DE LA CAPACIDAD ECONÓMICO FINANCIERA: Se solicita definir los requisitos de acreditación para los bloques convencionales, tal como se hizo en Capítulo X - EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE HIDROCARBUROS.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Mansarovar	<p>ARTÍCULO 18. ACREDITACIÓN DE LA CAPACIDAD TÉCNICA Y OPERACIONAL: Se indica que "Quedan exceptuados de evaluación para establecer la Capacidad Técnica y Operacional los Proponentes Individuales y el Operador en casos de Proponentes Plurales que figuren en la última publicación "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies" de "Petroleum Intelligence Weekly", como empresas del tipo integrado o "Upstream". Se solicita hacer extensiva esta excepción a las compañías cuyos socios capital social esté en poder de compañías que figuren en la última publicación "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies" de "Petroleum Intelligence Weekly", como empresas del tipo integrado o "Upstream"</p>
Martinez Abogados	<p>Numeral 3.8. Conviene eliminar la palabra "excepcional" para permitir que el nuevo procedimiento tenga aplicación regular.</p>
Martinez Abogados	<p>Numeral 3.11. Conviene precisar en este reglamento si existen recursos contra las decisiones de carácter procedimental propias de la ejecución de los contratos y del seguimiento de las obligaciones que corresponde hacer a la ANH.</p>
Martinez Abogados	<p>Artículo 4. La vigencia de la Habilitación Permanente de Proponentes debe ser de 2 años para evitar que el proceso tenga una excesiva demora y carga para la ANH. Si se quiere tener seguridad en que durante el año no han variado las condiciones, se puede exigir que frente a ciertos hechos que ocurran con el proponente, debe estar obligado a informarlo a la ANH o que ésta puede exigir en cualquier momento la validación de alguna capacidad.</p>
Martinez Abogados	<p>Artículo 5. Conviene señalar que para la definición de las áreas que corresponde hacer a la ANH, es posible que los proponentes soliciten la delimitación del área de su interés, siempre que se encuentre libre y que no se oponga a los intereses de la ANH. Esto permite una mejor caracterización, definición y especificidad en el interés del proponente, evita congelamiento de áreas, evita incurrir en costos para el proponente que no se justifican. El proceso de solicitud debe ser reglado para evitar que un tercero se interponga en el trámite.</p>
Martinez Abogados	<p>Áreas tipo 1. La delimitación de la región madura conlleva controversias, ya que no existe uniformidad sobre esas regiones ni información abundante en toda su extensión. Debe permitirse celebrar Contratos Especiales para no limitar posibilidades a la misma ANH para ofrecer ciertas modalidades en estas áreas.</p>
Martinez Abogados	<p>Numeral 6.2. Áreas tipo 2. En Colombia no existen áreas de este tipo en la actualidad. En todas las áreas offshore debe ser posible celebrar contratos TEA y Especiales.</p>
Martinez Abogados	<p>Numeral 6.3 / 6.4. . Áreas tipo 3 y 4. Debe permitirse que se celebren Contratos Especiales. La condición de que exista "nuevo conocimiento geológico" es una condición temporal que no conviene para delimitar la condición de un área, ya que siempre habrá nuevo conocimiento geológico.</p>
Martinez Abogados	<p>Numeral 9. Asignación Directa. Debe eliminarse el carácter de excepcional. Dada la naturaleza de la conformación del Consejo Directivo de la ANH, conviene que este cuerpo delegue en otro órgano la valoración de la Asignación Directa. Por ejemplo un nuevo órgano conformado por expertos en hidrocarburos y que puedan reunirse con mayor frecuencia que obre como Consejo Técnico.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Martinez Abogados	<p>Numeral 9.2 Asignación Directa con contraoferta: Debe indicarse un tiempo de verificación por parte de la ANH, a fin de que se entienda por completa la solicitud si no hay pronunciamiento, o la publicación inmediatamente se presente la propuesta, así la verificación de las capacidades pudiere dar lugar a la anulación del procedimiento iniciado. Esto para evitar que se considere falta de transparencia en el trámite interno en la ANH. En este último caso se debe señalar que quedará sin efecto la solicitud presentada sin el lleno de esos requisitos, con el fin de que sean válidas las solicitudes presentadas en ese lapso.</p>
Martinez Abogados	<p>Artículo 11. Factures de adjudicación: No se incluye como factor de adjudicación el tiempo en la ejecución de las actividades de inversión exploratoria para contratos E&P, u otros factores tratándose de contratos especiales, como pudiera ser la oferta de una construcción adicional de infraestructura o una tecnología nueva. Debe señalarse con más flexibilidad opciones para que se establezcan reglas en cada proceso. En todos los procesos debe ser posible formular diversas opciones. Frente a las áreas devueltas o con yacimientos no desarrollados, el proceso debe señalar criterios diferentes al de programa exploratorio. En estas se debe privilegiar la tecnología y el menor tiempo de ejecución de inversiones.</p>
Martinez Abogados	<p>Numeral 12.1.1. Asignación Directa: Esta modalidad debe permitir que el proponente delimite el área de su interés. El programa exploratorio puede no ser necesario si se trata de áreas que estuvieron en explotación y que fueron devueltas. Esta es la modalidad por excelencia para este tipo de áreas, en donde pudiera ser conveniente que Ecopetrol sea el contratista por razones de interés nacional. Debe indicarse los tiempos de pronunciamiento de la ANH para dar seguridad jurídica al proponente. / La segunda propuesta que se presente no tiene que coincidir totalmente con el área de la primera propuesta. Por lo tanto debe indicarse el procedimiento a seguir si la segunda propuesta coincide parcialmente en área con la primera.</p>
Martinez Abogados	<p>Numeral 12.1.2. Asignación Directa con contraoferta: La ANH debe señalar los requisitos mínimos de adjudicación de estas áreas. / Es necesario indicar los parámetros sobre los cuales se considerará que una segunda oferta es mejor que la primera con el fin de evitar controversias sobre este punto, así como los elementos de comparación de las ofertas. Por ejemplo debe indicarse cómo se evaluarían una segunda oferta de menor inversión pero con mayor X porcentual de participación en la producción. El mecanismo de la ponderación asignando puntajes parece ser necesario para asignar a los factores de adjudicación. El derecho que tiene el primer proponente a igualar la segunda oferta debe estar limitado sólo en cuanto a los factores que superaron su oferta con el fin de evitar controversias. Debe indicarse qué pasa en caso de que se presente más de dos ofertas.</p>
Martinez Abogados	<p>Artículo 18. Acreditación de capacidad técnica y operacional: Conviene establecer que es posible acreditar la capacidad técnica y operacional de una empresa con el equipo que se presente y la experiencia de sus miembros. Este factor es necesario para permitir que haya inversión de empresas con perfil de inversionistas menores, con buenos conocimientos técnicos sobre las geologías Colombianas y más dispuestas al riesgo exploratorio de las condiciones de prospectividad del país.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Martinez Abogados	Para este efecto conviene revisar la forma como otros países permiten cumplir con este requisito. Conviene ser exigente y obligar a establecer compromisos de tales miembros del equipo ofrecido. / No es conveniente la fórmula de aceptar que como no se cumplen los requisitos de la capacidad técnica y operacional, se pueda celebrar contratos con una capacidad económica financiera adicional. Esta falta se resuelve mejor con el equipo técnico.
Martinez Abogados	Artículo 26. Procedimiento: El procedimiento así dispuesto llevaría a un período limbo en el que se ha vencido la duración de 1 año de habilitación y no se ha iniciado el proceso de habilitación siguiente. Esto genera problemas para los procesos de asignación directa que estuvieren en curso, que coincidan con el vencimiento de la habilitación.
Martinez Abogados	Artículo 30. Efectividad de las garantías: Conviene aclarar en qué casos es posible hacer efectiva la garantía aunque no se haya agotado el procedimiento sancionatorio, pero se está ante el vencimiento de la garantía expedida. Esta regla debe estar concordante con el texto de las garantías otorgadas en cuanto a su ejecución.
Martinez Abogados	Capítulo X. E&P YNC: Esta es una oportunidad para revisar la actual política de E&P de los YNC, puesto que las condiciones actuales no permiten que se desarrollen estos proyectos por su alto costo y baja rentabilidad en el país. Conviene que se facilite la realización de actividades de YNC sin que se suscriban contratos adicionales que impliquen nuevos compromisos de inversión. Debe permitirse que los contratistas actuales puedan probar si hay real interés en hacer grandes inversiones en YNC.
Martinez Abogados	Artículo 39. Definiciones Adicionales: Dadas las condiciones económicas actuales, los proyectos de YNC no son viables si se les exigen altas inversiones y cargas fiscales. Esta es una oportunidad para aminorar los requisitos para la suscripción de contratos adicionales mediante la eliminación de este mínimo de inversión exploratoria.
Martinez Abogados	Artículo 50. Términos económicos especiales. Debe aprovecharse este nuevo reglamento para aminorar las cargas fiscales para estos proyectos.
Altamesa Energy LLC	Crear un mercado y juego competitivo en donde entidades legalmente constituidas y establecidas (especializadas en el manejo e inversión en proyectos petroleros) puedan actuar como propietarios y responsables totales ante la ANH sin la necesidad de que un operador sea parte del contrato y que las labores operativas y técnicas puedan ser tercerizadas con compañías que posean reconocimiento y estándares aceptados en la industria por las entidades competentes.
Altamesa Energy LLC	Hoy en día es necesario que el operador debe calificarse para ser parte del contrato, examinar esquemas en donde el papel del operador sea a título de prestador de servicios especializados abriría las posibilidades de una plataforma de inversión.
Altamesa Energy LLC	2) Calificación de Fondos de Inversión o Vehículos Especializados en Hidrocarburos: Estimamos conveniente generar un proceso de pre calificación de las entidades que puedan actuar como Fondos de Inversión o Vehículos especializados en Hidrocarburos de manera selectiva y objetiva ante la ANH, cuyas capacidades sean la mejor combinación de experiencia tanto en el sector del petróleo y gas como en los mercados financieros y de capitales, considerando allí participantes locales e internacionales.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Altamesa Energy LLC	3) Cesión de los derechos económicos de los contratos E&P a fondos especializados y pre-calificados ante la ANH. creación de un mecanismo adicional en el cual la cesión a favor de Fondos de Inversión o Vehículos Especializados (previamente aprobados por la ANH) sea de manera expedita y casi inmediata para aquellos casos especiales en donde el actual contratista tenga la posibilidad de financiar las actividades con los recursos de dichos fondos.
Pacific Rubiles Energy	Artículo 4. Definición TEA y Contrato de E&P: Establece que la exclusividad que se otorga en razón de estos contratos se circunscribe al Tipo de Yacimiento y que la ANH puede asignar el Área a terceros para el desarrollo de otro tipo de Yacimientos. Al respecto surgen las siguientes inquietudes: (i) ¿Cuál es el régimen de responsabilidad (social, ambiental y entre los operadores) aplicable en los casos de operaciones diferentes en una misma Área? (ii) ¿Sí una operación interfiere con la otra, ¿cuál es la operación que prima? ¿Aplica el principio de primero en tiempo primero en derecho?
Pacific Rubiles Energy	Artículo 4. En la definición de propuesta de contratación, se debe precisar a quién se refieren con la expresión "a favor de esta última"
Pacific Rubiles Energy	Artículo 5. Se establece la obligación de la ANH de delimitar y determinar las Áreas y que una vez hecha la delimitación deberá elaborar un Mapa de Tierras. Se recomienda que se establezca un tiempo máximo en el cual la ANH debe cumplir con la obligación de delimitación y la elaboración del Mapa de Tierras,
Pacific Rubiles Energy	Artículo 12.1. El artículo habla de la Asignación Directa sin embargo no es claro cuáles Área pueden ser objeto de este proceso. Al respecto surgen algunas inquietudes: ¿Debe tener alguna particularidad el Área objeto de la Asignación Directa?; ¿cualquier Área disponible puede ser objeto de este procedimiento? El artículo habla de "porcentajes de participación mínimos"; ¿Cuáles son y cómo se establecen dichos porcentajes mínimos?
Pacific Rubiles Energy	Artículo 12.1. Se debería establecer con claridad cuáles son los criterios que debe tener en cuenta la ANH para determinar el proceso de selección que se debe seguir para la adjudicación de un Área específica (en especial, cuáles son los criterios que diferenciarían un proceso de Asignación Directa a uno de Asignación Directa con Contraoferta).
Pacific Rubiles Energy	Artículo 12.1.2. Recomendamos modificar la expresión resaltada por "el Segundo Oferente". Esto teniendo en cuenta que la oferta del segundo oferente en este caso sería la mejor oferta (y no la segunda mejor).
Pacific Rubiles Energy	Artículo 12.2. Revisar la redacción del segundo párrafo del punto de "Apertura" ya que parecería faltarle una parte en ";las:"
Pacific Rubiles Energy	Artículo 12.2. Convocatoria: se debe establecer cuáles son los criterios que debe tener la ANH para definir si en un procedimiento competitivo la convocatoria es pública o cerrada. Igualmente se debe establecer cuáles son los criterios que se deben tener en cuenta para determinar a qué proponentes se convocan en caso de una convocatoria cerrada.
Pacific Rubiles Energy	Artículo 15.13 ¿Las disposiciones sobre cambio de Beneficiario Real o Controlante aplican así las capacidades técnicas, operacionales y financieras se hayan demostrado directamente por el Proponente Individual (sin recurrir a su casa matriz)? Si quien demuestra la capacidad es directamente el Proponente, no está claro cuál es el propósito de demostrar la capacidad del nuevo Beneficiario Real o Controlante.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Pacific Rubiles Energy	Artículo 16. Recomendamos aclarar cuál es el régimen aplicable para las sucursales (si estas pueden acreditarse como personas jurídicas colombianas o si la que debe participar es directamente la persona jurídica extranjera).
Pacific Rubiles Energy	Artículo 18. Establece este artículo lo siguiente. "Los requisitos para acreditar Capacidad Técnica y Operacional varían en función del Tipo de Área y de Yacimiento y están circunscritos a los siguientes aspectos: - Reservas Probadas propias / - Producción Mínima Operada - Actividad exploratoria ejecutada en calidad o no de operador Experiencia no menor de diez (10) años a la fecha de presentación de la propuesta de los socios que tengan control sobre el operador o que lo conformen en la ejecución de actividades de exploración y producción. "Inversión" En cuanto al tema de la experiencia (resaltado), la redacción podría indicar que en todos los casos se requerirá una experiencia mínima de 10 años. Favor aclarar este punto. / Recomendamos cambiar el texto resaltado por una expresión más genérica como podría ser "Experiencia Mínima en Operaciones".
Pacific Rubiles Energy	Artículo 26. Establece este artículo que "Las solicitudes de precalificación se recibirán a partir del mes de abril de cada año." (i) ¿Lo anterior significa que desde abril hasta el 31 de diciembre, en cualquier momento la compañía interesada en precalificarse podrá presentar la solicitud? (ii) ¿Cuánto tiempo se tarda el trámite de precalificación? (iii) ¿Cada cuánto publica la ANH la Lista de Precalificados? Consideramos que se debe aclarar el proceso de precalificación, sobretodo en tema de tiempos de respuesta de la ANH y de la compañía interesada.
BC Exploration	Artículo 12.1.2. Asignación Directa con Contraoferta. En el octavo párrafo hace mención a los casos en donde hay una contraoferta y el proponente inicial no la iguala. En ese caso, la ANH debería entender que el proponente inicial renuncio a su derecho preferencial sobre el área y continuar el proceso con la mejor oferta (que no fue igualada), NO con la segunda mejor oferta.
BC Exploration	Artículo 15. Capacidad Jurídica. En varios casos se hace mención de requerir la declaración jurada de el Representante Legal Y el Revisor Fiscal, y ya vimos en ocasiones anteriores cuán difícil esto puede ser. Recomendamos que sea el Representante Legal o el Revisor Fiscal.
BC Exploration	Artículos 19 y 20. Acreditación de Capacidad en materia de Medioambiente y Manejo Social. Así como flexibilizaron la capacidad técnica-operacional, proponemos que sean más laxos en estas acreditaciones también. Están pidiendo certificar las normas ISO a los 3 años, cuando difícilmente una empresa llegue a perforar un pozo en ese período.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
BC Exploration	<p>25. Lista de Habilitación Permanente de Proponentes. La vigencia es de 1 año y deberá ser presentada a partir de Abril de cada año. Teniendo en cuenta todo los trámites que tienen que hacer las empresas con compañías controlantes extranjeras, y que la ANH se reserva el derecho de verificar y pedir la actualización de todos los documentos una vez se haya asignado un área, así como solicita expresamente que ante cualquier cambio respecto a las habilitaciones sea anunciado a la ANH, la vigencia debería ser más larga. Sugerimos 3 años, para que valga la pena todo el trabajo, y en todo caso ante una oferta aceptada, proveer los Estados Financieros actualizados y una declaración jurada del representante legal en donde afirma que el resto de las condiciones no cambiaron.</p>
BC Exploration	<p>Artículo 40. Posibilidad de Desarrollar Yacimientos No Convencionales. Entendemos que estamos lejos de demostrar algún tipo de interés en no convencionales en Colombia, pero el artículo comienza haciéndolo exclusivo para los contratos celebrados antes de la Ronda 2012, y no menciona nada acerca de los celebrados en las rondas 2012 y 2014. Lo mismo se repite en artículos 45 y 46.</p>
BC Exploration	<p>Artículo 64. Norma General. Menciona que todo contrato se regirá por los términos de referencia del proceso que dio lugar a su adjudicación. En virtud del principio de favorabilidad legal, consideramos que ésta cláusula tendría que ser modificada; éste beneficio debería poder ser aplicable a los casos de cesiones de contratos ya suscritos con la ANH y no solamente a los contratos a adjudicar tras la expedición en firme del presente acuerdo. Adicionalmente, consideramos que la aplicación favorable de éste beneficio, debería ser a escogencia del contratista, en otras palabras, el contratista debería poder elegir si se hace parte de lo establecido en éste acuerdo o si continua con las estipulaciones de los acuerdos y/o rondas bajo las cuales se suscribió el contrato.</p>
Casa Exploration	<p>En la estructura de compañías como Casa Exploration donde los fondos de inversión tienen un compromiso de "fondear" los recursos asociados con las operaciones bajo los Contratos, es claro que el patrimonio neto no refleja ex ante tal capacidad. En otras palabras, resulta ineficiente capitalizar anticipadamente el vehículo a usarse cuando los compromisos correspondiente están aún por requerirse. Solamente en la medida en que los recursos se necesiten se procede por parte de los fondos a desembolsar ("draw-down" o "cash-call"). En tan sentido, consideramos de la mayor importancia que existiendo un compromiso de parte de un "sponsor" respecto de los compromisos de trabajo adquiridos por un proponente, se pueda habilitar tal proponente. En otras palabras, la garantía seriedad y solidez de un compromiso de fondeo a un interesado, debería poder sustituir la exigencia de que el activos o fondos se ubiquen anticipadamente a la habilitación en el patrimonio o balance del proponente.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Casa Exploration	<p>Teniendo en cuenta que actualmente los fondos de capital privado son actores de relevancia en la industria que cuentan con la capacidad financiera suficiente para respaldar las inversiones necesarias en las actividades de evaluación y exploración en los Contratos de Evaluación Técnica ("TEA") y en los Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos ("E&P" y conjuntamente con los "TEAS" los "Contratos"), consideramos necesario que la Propuesta de Acuerdo incluya la posibilidad para que éstos puedan (i) evidenciar las capacidades financieras requeridas cuando se encuentran respaldando las operaciones de un proponente (compañías interesadas); y (ii) ser elegibles como operadores calificados para efectos de desarrollar tales Contratos.</p>
Casa Exploration	<p>Bajo la anterior premisa, proponemos las siguientes inclusiones al régimen de administración y asignación de áreas, conforme a las cuales se abriría paso al desarrollo de hidrocarburos en Colombia por parte de los fondos de capital privado.</p>
Casa Exploration	<p>Capacidad Económica – Financiera: En la estructura de compañías como Casa Exploration donde los fondos de inversión tienen un compromiso de "fondar" los recursos asociados con las operaciones bajo los Contratos, es claro que el patrimonio neto no refleja ex ante tal capacidad. En otras palabras, resulta ineficiente capitalizar anticipadamente el vehículo a usarse cuando los compromisos correspondientes están aún por requerirse. Solamente en la medida en que los recursos se necesiten se procede por parte de los fondos a desembolsar ("draw-down" o "cash-call"). En tan sentido, consideramos de la mayor importancia que existiendo un compromiso de parte de un "sponsor" respecto de los compromisos de trabajo adquiridos por un proponente, se pueda habilitar tal proponente. En otras palabras, la garantía seriedad y solidez de un compromiso de fondeo a un interesado, debería poder sustituir la exigencia de que el activos o fondos se ubiquen anticipadamente a la habilitación en el patrimonio o balance del proponente. Lo anterior implica que el fondo de capital privado (o inversionista interesado) solo traslada progresivamente los recursos requeridos como inversión para el desarrollo del programa exploratorio a las etapas del proponente. Por el contrario, se trata de la presentación del compromiso que demuestre (i) el respaldo financiero completo; y (ii) la viabilidad del respectivo desembolso a medida que se vaya necesitando flujo de caja para el desarrollo del programa de trabajo correspondiente. De manera similar, consideramos que el Acuerdo podría incluir opciones para que quienes han contado con fondos de inversión en el sector, puedan evidenciar estas experiencias exitosas y habilitarse consecuentemente.</p>
Casa Exploration	<p>Capacidad Operacional de Cara a los Tipos de Áreas: Clasificación Áreas Tipo 1 (Proyecto de Acuerdo Áreas 1-2): Frente a operaciones similares a nivel internacional y normatividad comparada, debería pesar más la capacidad y experiencia de quienes conforman los equipos de trabajo del proponente. La referencia a cantidades mínimas de reservas probadas o niveles de producción diario en el mercado actual, no tienen el mismo peso. Por el contrario, la evaluación de capacidades debe girar en torno a la experiencia (por ejemplo más de 10 años) del equipo que conforma al proponente en proyectos sobre áreas de similar clasificación en la industria (áreas maduras).</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Casa Exploration	<p>Clasificación Áreas Tipo 2 (Proyecto de Acuerdo Áreas 3-4): Para las Áreas Tipo 2, También debería tener un peso mayor la experiencia en proyectos sobre áreas de similar clasificación en la industria por parte del equipo Que conforma al proponente (áreas sub- maduras). Ahora bien, entendemos que para este tipo de áreas sí podrá considerarse como referente unos niveles de reservas y producción. En tal sentido y para estas áreas en particular podría aplicarse el parámetro que hoy aplica para las denominada "Áreas Tipo 1"</p>
Casa Exploration	<p>Capacidad Operacional de Cara a los Tipos de Áreas: Clasificación Áreas Tipo 3 (Proyecto de Acuerdo Áreas 5-6): En este case, las cantidades mínimas respecto de las reservas probadas y producción diaria deberían disminuirse estableciendo para ello Los niveles determinados actualmente para las Áreas Tipo 2 (bajo la filosofía antes expuesta). Lo anterior teniendo en enema que para acceder a este tipo de áreas se requiere un trabajo geológico, geofísico ("G&G") y de sísmica, para poder acceder típicamente mediante proceso de conversión a un Contrato E&P, previa suscripción de un Contrato TEA (áreas frontera).</p>
Casa Exploration	<p>En términos generales, la experiencia de los equipos técnicos y de administración de quienes pretenden invertir en Colombia debería siempre considerarse. A nivel internacional, el peso de esta experiencia es criterio determinante en la habilitación delos posibles proponentes.</p>
Casa Exploration	<p>Consideraciones Generales: Recomendamos, ante la realidad del mercado internacional, que el artículo 14 del Proyecto de Acuerdo incorpore una clasificación en donde se Cree una nueva categoría de proponente para aquellas compañías respaldadas por fondos de capital privado. En este sentido, los requisitos para éstos proponentes estarán ligados a lo antes expuesto en aras de permitir su participación activa en el mercado local.</p>
Casa Exploration	<p>Consideraciones Generales: El artículo 15 del Proyecto de Acuerdo debería ajustarse para que en los casos de compañías proponentes respaldadas por fondos de capital privado, dichas capacidades jurídicas puedan ajustarse a las condiciones propias de dichos fondos. Cualquier rondo con la capacidad de respaldar económicamente una "nueva" entidad jurídica interesada en ser proponente debería poder hacerlo y constituir un vehicule para desarrollar inversiones en Colombia. Esto aunado claro a contar con equipos especializados como es típico de estos fondos.</p>
Casa Exploration	<p>Consideraciones Generales: Debe haber mayores garantías y herramientas que permitan al proponente tener una certidumbre respeto de su acreditación como contratista ante la ANH. Esto se puede lograr aumentando el tiempo por medio del cual un proponente se encuentra habilitado para celebrar un Contrato (e.j. 2 años) y permitiendo una precalificación mediante una evaluación previa y simple de las capacidades mínimas que se deben demostrar.</p>
Casa Exploration	<p>Consideraciones Generales: Las negociaciones económicas y operacionales de cada Contrato deben ser a su vez individualizadas para cada bloque. Resulta de particular interés para Casa Exploration y Sus accionistas la posibilidad de contratación directa con la ANH.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Casa Exploration	<p>Consideraciones Generales: Se debería evaluar la posibilidad para que los fondos de capital privado puedan ser operadores de Contratos. La tendencia internacional es que los fondos de capital privado establezcan fondos de inversión específicos con el fin de invertir en países concretos con recursos comprometidos a tal fin en proyectos también determinados. Ello conlleva que tales inversiones exijan la participación de equipos de profesionales de los más altos niveles que garanticen no solamente el éxito de la inversión sino de la operación misma. De allí que el inversionista espere precisamente operar el proyecto en el que invierte.</p>
Casa Exploration	<p>Consideraciones Generales: El esquema regulatorio actual está más enfocado a contar con operadores pre-existentes más allá de los que puedan conformarse precisamente para proyectos fondeados por fondos de inversión privados. En tal sentido se propone respetuosamente considerar la posibilidad de permitir este tipo de operador condicionado a la verificación del equipo con el que se operará (no reservas y producción diaria) y con condiciones de soporte financiero rigurosamente demostradas.</p>
CANACOL	<p>ARTICULO 4. DEFINICIONES: Las definiciones que se encuentre previstas en normas de superior jerarquía y que sean aplicables al sector de hidrocarburos, no deben ser modificadas y por tanto, se sugiere hacer expresa remisión a dichas normas.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 6. CLASIFICACIÓN DE LAS ÁREAS: Para lograr un efectivo e integral análisis del proyecto de acuerdo en mención, es indispensable conocer las reglas aplicables a cada tipo de área, a las cuales se hace referencia en el inciso final de este artículo.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 7. CONDICIONES ESPECIALES DE CIERTAS ÁREAS: Ante la imposibilidad de ejecutar las actividades objeto del contrato por la exclusión parcial o total del área, porque se encuentra reservada o excluida u otra circunstancia que haya determinado la autoridad competente, es evidente que se trata de una responsabilidad ajena al control de contratista más aun teniendo en cuenta que la delimitación de las área es potestad de la ANH considerando entre otros aspectos, situaciones de este tipo, y por tanto, no debe ser trasladada al contratista, razón por la cual se propone que en estos eventos se le brinde la opción de terminar el contrato por mutuo acuerdo entre las partes sin que necesariamente se le obligue a realizar la inversión en otra área.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 7. CONDICIONES ESPECIALES DE CIERTAS ÁREAS Para brindar mayor certeza respecto a las referidas limitaciones para adelantar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, es indispensable que la ANH con la concurrencia de otras autoridades involucradas, publique la información que permanentemente se actualice, sobre las áreas ambientalmente sensibles, aquellas en las cuales haya presencia de grupos étnicos y demás que implique la imposibilidad para llevar a cabo tales proyectos.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondientes adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
CANACOL	<p>ARTÍCULO 9. MODALIDADES DE SELECCIÓN DE CONTRATISTAS : Atendiendo a las condiciones actuales de los precios de crudo, indudablemente ha impactado en interés en la inversión para el desarrollo de este tipo de proyecto, razón por la cual se precisa la necesidad de privilegiar el mecanismo de asignación directa frente a los procesos competitivos, aspecto en el cual apoyamos nuestra propuesta de establecer como regla general la asignación directa inclusive sobre las áreas reservadas y que por vía de excepción se acuda a los demás mecanismos.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 9. MODALIDADES DE SELECCIÓN DE CONTRATISTAS : Esta propuesta, sin duda, equilibra las bondades que facilitan mayor concurrencia de interesados en contratos de TEA y E&P, pues combina las bondades de abrir y cerrar antes de asignar un área, pero siempre que los pliegos de convocatoria puedan ser publicados ex-post-facto, para asegurar el principio de transparencia al que se refiere el artículo 209 de la constitución, y desde luego en armonía con la confidencialidad de la primera oferta frente a posteriores interesados; en todo caso, luego de adjudicada el área, es necesaria la divulgación de los criterios de asignación como principio para exorcizar en la adjudicación de la exploración y explotación de hidrocarburos cualquier ingrediente de subjetividad en la administración pública.</p>
CANACOL	<p>9.1 Asignación Directa: Adicionar a las condiciones excepcionales previstas asignación bajo este procedimiento, los eventos previstos en el artículo 7 que imposibiliten la ejecución de otro contrato ya sea E&P, TEA o Especial.</p>
CANACOL	<p>9.2 Asignación Directa con Contraoferta: Considerando el despliegue de actividades, estudios, dedicación y demás esfuerzos del proponente original, para preparar la propuesta no es justo que la misma sea publicada al someterse a este mecanismo de asignación.</p>
CANACOL	<p>9.2 Asignación Directa con Contraoferta: Esta sugerencia tiene como argumento de fondo el principio de confidencialidad del proponente que garantiza que los ángulos de su oferta no sean minados por terceros en detrimento de una razón jurídica que se centra en los principio de igualdad y competitividad. De hecho, las relaciones de la administración pública con los ciudadanos en cualquiera de las áreas de su gestión debe ser en todo momento un tratamiento igualitario, no discriminatorio, y en el supuesto de que la propuesta original pueda ser conocida por otros interesados, no cabe duda que esos terceros estarían en una situación privilegiada respecto del primero. He aquí una razón constitucional afirmada en el artículo 13 de la Carta Política.</p>
CANACOL	<p>9.2 Asignación Directa con Contraoferta: Así mismo, esta sugerencia se sitúa en el artículo 88 y 333 de la Constitución, que consagran el principio de la libre competencia económica, como un valor económico de todos los actores en el escenario productivo. En efecto, de permitirse por la reglamentación a expedir por la ANH, una oferta en bloque y abrir el proceso de asignación a contraoferta con el riesgo del quebranto al principio de confidencialidad indudablemente la asignación del campo quedaría como una decisión de carácter inconstitucional, y por ende nula, al quebrantar feacientemente la competitividad entere los actores económicos.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondientes adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
CANACOL	ARTÍCULO 11. FACTORES DE ADJUDICACIÓN: En los procesos de asignación directa, se sugiere dejar a la iniciativa del proponente original el programa exploratorio e inversiones, sin que se someta a mínimos obligatorios, previamente establecidos por la ANH.
CANACOL	ARTÍCULO 11. FACTORES DE ADJUDICACIÓN: Estandarizar el porcentaje de participación de la ANH en la producción, en el 1% y de esta manera que éste no sea considerado como factor de calificación.
CANACOL	ARTÍCULO 11. FACTORES DE ADJUDICACIÓN: Sin duda invocar el X de producción como un factor de adjudicación, genera un fenómeno distorsivo para los proponentes y eventuales adjudicatarios, porque, en cambio de constituir una norma que contiene una tasa de retorno para la administración que por esencia debe ser objetiva e igual para todos, crea una situación ambigua que coacciona a los proponentes a imaginar realidades que eventualmente luego no se pueden llevar a cabo, tal como está ocurriendo en la actualidad en que por circunstancias puramente transnacionales ajenas a la lógica doméstica de los contratos, toda la estructura de la industria de hidrocarburos viene en caída por la baja sensible de los precios de los productos. En estas condiciones un factor X ofrecido en una hipótesis precontractual muy probablemente generara graves incertidumbres en la economía del contrato.
CANACOL	ARTÍCULO 12. GENERALIDADES: / 12.1.1 Asignación Directa: Establecer un término máximo de 30 días para que la ANH evalúe la propuesta y los requisitos de capacidad del proponente salvo que éste goce de habilitación permanente y que finalmente se obtenga la aprobación del Consejo Directivo para la adjudicación del Contrato o para decidir si somete la propuesta a asignación con contraoferta.
CANACOL	ARTÍCULO 12. GENERALIDADES: / 12.1.1 Asignación Directa: Establecer un plazo para que el proponente allegue la documentación que le sea requerida por la ANH para adelantar el proceso de evaluación.
CANACOL	ARTÍCULO 15. CAPACIDAD JURÍDICA: Ampliar al 90% el porcentaje de participación máximo en el contrato, que se le permita ostentar el integrante plural, que no tiene la calidad de operador de manera que se estimulen las alianzas estratégicas de compañías que tiene la capacidad técnica y operacional, pero que no dispone de suficiente músculo financiero para atender las obligaciones sobre el particular.
CANACOL	ARTÍCULO 15. CAPACIDAD JURÍDICA: La forma como la administración pública a través de la Agencia facilita los contratos de exploración y producción de hidrocarburos, no puede sustraerse por ningún motivo al principio de libre concurrencia en igualdad de oportunidades, que garantiza la participación de quienes estén interesados, y en condiciones de presentar ofertas para la celebración de un contrato estatal, de manera que los límites a este principio solo pueden fluir en atención del objeto del contrato; por tanto, habría que buscar un argumento razonable que descalifique la participación empresarial tradicional, que orgánicamente puede fusionar socios capitalistas y socios industriales.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
CANACOL	<p>ARTÍCULO 15. CAPACIDAD JURÍDICA: Es más, la figura del consorcio y de las uniones temporales habilitadas por las normas de contratación del estado, permiten advertir que estos procedimientos para integrar al contratista y la administración, funciona en doble vía en tanto a la política pública le facilita la posibilidad de ampliar el espectro de interesados, a los contratistas le facilita la posibilidad de distribuir los riesgos inherentes a la actividad que se acomete, es más, según la corte constitucional el consorcio es un convenio de asociación, es decir un sistema de mediación que permite a sus miembros organizarse mancomunadamente para la celebración de un contrato del estado (C- 414 de 1994), premisa que facilita que en el campo de las empresas con socios capitalista sean plenamente factible crear espacios para que socios o inversionistas puedan impulsar a empresas con conocimientos técnicos pero sin financiación suficiente. Sobre esta base es muy importante insistir en la eliminación de restricciones para socios corporativos de empresas que centren su participación en aportes estrictamente financieros.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 15. CAPACIDAD JURÍDICA: Reducir a 1 año, la antigüedad de la constitución del proponente con el objeto social que le permita el desarrollo de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, dado que es frecuente que las compañías con amplia experiencia en este sector y ante la dinámica de este negocio, se sometan a procesos de fusión, absorción, reestructuración corporativa, etc.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 15. CAPACIDAD JURÍDICA: Carece de sentido la regulación sobre tiempo de vigencia de constitución de la sociedad, cuando todo contrato estatal por norma superior debe estar asegurado desde la misma presentación de la propuesta, y durante todo el transe de su ejecución, razón por la que estimamos que la reglamentación extensiva sobre tiempos de antigüedad en la constitución de una empresa o en la participación de inversionistas deba estar supeditada a medidas de tiempo, como lo pretende el reglamento por expedir.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 17. ACREDITACIÓN DE LA CAPACIDAD ECONÓMICO FINANCIERA: Se solicita la modificación del primer inciso de este artículo específicamente en cuanto se exige individualmente a los integrantes del contratista tiene los recursos suficientes y que se sume la capacidad financiera que demuestre cada uno, para acreditar el cumplimiento de este requisito, toda vez que las formas asociativas como son los consorcios y uniones temporales, tienen como propósito aunar esfuerzos para demostrar la capacidad para asumir las obligaciones que enmarcan los contratos, y que ante las crisis actual del sector, esta figura representa una gran oportunidad para las compañías que gozan de una vasta experiencia pero que no disponen de los recursos financieros suficientes.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
CANACOL	<p>ARTÍCULO 17. ACREDITACIÓN DE LA CAPACIDAD ECONÓMICO FINANCIERA: La forma como la administración pública a través de la Agencia facilita los contratos de exploración y producción de hidrocarburos, no puede sustraerse por ningún motivo al principio de libre competencia en igualdad de oportunidades, que garantiza la participación de quienes estén interesados, y en condiciones de presentar ofertas para la celebración de un contrato estatal, de manera que los límites a este principio solo pueden fluir en atención del objeto del contrato; por tanto, habría que buscar un argumento razonable que descalifique la participación empresarial tradicional, que orgánicamente puede fusionar socios capitalistas y socios industriales.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 18. ACREDITACIÓN DE LA CAPACIDAD TÉCNICA Y OPERACIONAL: Teniendo en cuenta que en el texto de este artículo se deja abierta la posibilidad para que en el caso del proponente plural haya más de un Operador, se sugiere que en estos casos se permita sumar su capacidad a fin de demostrar el cumplimiento de este requisito.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 18. ACREDITACIÓN DE LA CAPACIDAD TÉCNICA Y OPERACIONAL: Se solicita confirmar si de conformidad con el texto del inciso final de este artículo, se entiende que la restricción para la suscripción de más de dos contratos, está referida a los que se celebren en vigencia de esta nueva reglamentación sin considerar los contratos anteriores y que se encuentren vigentes. De lo contrario, se solicita que éste sea el sentido de esta disposición y que para este efecto se incluya la respectiva precisión.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 25: LISTA DE HABILITACIÓN PERMANENTE DE PROPONENTES: La vigencia de la habilitación por el término de un año es muy reducida considerando lo dispendioso que resulta tanto el acopio de la documentación que sustenta la misma como su evaluación, razón por la cual se propone ampliarla a 3 años.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 25: LISTA DE HABILITACIÓN PERMANENTE DE PROPONENTES: Adicionar al primer inciso específicamente a los tipos de contratos, los "Especiales".</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 25: LISTA DE HABILITACIÓN PERMANENTE DE PROPONENTES: Se necesario establecer un plazo para la evaluación y registro de la compañía.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 25: LISTA DE HABILITACIÓN PERMANENTE DE PROPONENTES: Se sugiere que la precalificación sea válida también para la cesión de participaciones tanto en los contratos suscritos con anterioridad a esta nueva reglamentación que se expida con en que se celebre durante su vigencia.</p>
CANACOL	<p>CAPÍTULO SÉPTIMO / CONTRATOS: Para brindar ilustración sobre el régimen aplicable, se sugiere incluir la siguiente cláusula: "RÉGIMEN APLICABLE: El régimen aplicable a los Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, de Evaluación Técnica o Especial, se rigen por las normas legales especiales concernientes a la exploración y producción de hidrocarburos y al Sistema General de Regalías; las disposiciones pertinentes del Código de Petróleos; los Decretos Leyes 1760 de 2003 y 4137 de 2011; el presente reglamento; el artículo 76 de la Ley 80 de 1993; el artículo 13 de la Ley 1150 de 2007 y la ley 1474 de 2011, sus desarrollos y reglamentos, en cuanto resulten pertinentes, así como las normas generales del derecho privado contenidas en los Códigos Civil y de Comercio."</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
CANACOL	ARTÍCULO 29. GARANTÍAS: Se solicita prever en este artículo que al momento de expedirse el respectivo paz y salvo del EPIS simultáneamente la ANH autorice la liberación correspondiente de la garantía, para lograr mayor agilidad en este trámite lo cual representa un gran aliciente para las compañías considerando lo rigurosas que se han tornado las entidades financieras en esta gestión, frente al sector de hidrocarburos.
CANACOL	CAPÍTULO X. ARTÍCULO 39. DEFINICIONES ADICIONALES: Adicionar al texto de este artículo, la referencia a la Resolución 9 0341 del 27 de marzo de 2014, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, en virtud de la cual se dispuso la derogatoria de la Resolución 18 0742 del 2012, salvo los artículos 18 y 19.
CANACOL	39.2 Periodo de Exploración: Se sugiere suprimir el último inciso de este numeral por cuanto lo esencial es el programa de trabajo en sí, que se proponga y no necesariamente el monto de la inversión en el mismo.
CANACOL	39.3 Fecha Efectiva: Teniendo en cuenta entre otros aspectos, la dinámica en materia de delimitación de áreas ambientales, aspectos sociales y demás determinaciones de autoridades que implican la limitación para la ejecución de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, es preciso que en los contratos adicionales también se brinde un término de gracia como lo es la "Fase 0".
CANACOL	ARTÍCULO 40. POSIBILIDAD DE DESARROLLAR YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES. Teniendo en cuenta las condiciones actuales que representan los bajos precios del crudo, se sugiere ampliar al menos a 5 años para la ejercer la opción de suscribir los contratos adicionales y que este mismo plazo se unifique sin considerar el término que falte para completar el Periodo de Exploración, o el de Producción, incluidos los plazos de eventuales Programas de Exploración Posterior y/o de Evaluación.
CANACOL	ARTÍCULO 41. CONDICIONES DE CAPACIDAD ECONÓMICO FINANCIERA PARA DESARROLLAR YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES. Para brindar mejores incentivos y ampliar las posibilidades de interesados en invertir en este tipo de proyectos se solicita reducir al menos a USD \$ 100.000 el promedio del patrimonio neto e incluir la aclaración que se sombrea en el siguiente texto del artículo: <i>"Salvo la excepción que se consigna en el artículo 43 para explorar y producir Hidrocarburos provenientes de Yacimientos No Convencionales en ejecución de Contratos Adicionales, la sociedad Contratista Individual, el Operador o entre varios integrantes de Contratistas Plurales, deben acreditar ante la ANH que el promedio del Patrimonio Neto de los tres (3) últimos ejercicios fiscales es igual o superior a doscientos millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD100.000.000), por Área, en la forma que se detalla en los Términos Particulares que desarrollan el presente acuerdo."</i>
CANACOL	ARTÍCULO 42. CONDICIONES DE CAPACIDAD TÉCNICO OPERACIONAL PARA DESARROLLAR YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES. Se sugiere que se brinde la posibilidad al proponente plural, de tener más de un Operador y que en estos casos se permita sumar la capacidad de éstos a fin de demostrar el cumplimiento de este requisito inclusive en la excepción prevista en el penúltimo inciso del presente artículo.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
CANACOL	<p>ARTÍCULO 42. Siendo una realidad la significativa disminución de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el último año, se propone: / i) La reducción de las reservas probadas al menos a 30 MBPE y la producción mínima operada a 10.000 BPED. / ii) La reducción a 5 años y a USD 200.000, de las condiciones exigidas en la excepción prevista en el ordinal i) del penúltimo inciso de este artículo. / iii) Reducir a 3 contratos, la condición prevista en el ordinal ii) del penúltimo inciso de este artículo.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 47. PROCEDIMIENTO: Se sugiere estipular un plazo máximo de 30 días para la evaluación de la propuesta y capacidad del proponente.</p>
CANACOL	<p>ARTÍCULO 50. TÉRMINOS ECONÓMICOS ESPECIALES: Es preciso aclarar en los incisos segundo y tercero, que los derechos económicos por el uso del subsuelo en áreas en exploración y de evaluación, de contratos iniciales para yacimientos convencionales, no necesariamente se debe pagar anualmente ya que este concepto según el respectivo contrato, se debe pagar por cada fase del Periodo de Exploración, para las área en exploración y semestralmente por cada área en evaluación.</p>
CANACOL	<p>CAPÍTULO XI : En primer lugar se resalta la importancia de dejar previsto en forma expresa en el proyecto normativo en estudio, que las medidas que se establecerán en este capítulo, también le son aplicables a los contratos suscritos con anterioridad y vigentes, a la fecha expedición dicha nueva reglamentación. Esto por cuanto en el régimen de transición que aparece en el artículo 61 del documento en revisión, se prevé que dichos contratos celebrados con anterioridad, continuarán rigiéndose por las disposiciones vigentes a la fecha de su suscripción.</p>
CANACOL	<p>CAPÍTULO XI : Se resalta la importancia de recoger en esta nueva reglamentación, los beneficios adicionales que se incorporaron mediante los Acuerdos 03 y 04 de 2015, por cuanto sobre éstos se dispone su derogatoria en el último inciso del proyecto de reglamento en estudio, y estos representaría un retroceso.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondientes adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
CANACOL	<p>CAPÍTULO XI : Ahora bien aprovechando el trámite de la reforma en estudio, es oportuno incluir modificaciones como las propuestas a continuación: i) En lo referente a la reducción de las garantías, para que sea efectiva como medida de mitigación de la crisis y que por el contrario no resulte más gravosa para las condiciones del contratista, al aplicar los porcentajes en las fracciones posteriores a la cual inicialmente se aplica, se sugiere que al finalizar cada fracción se brinde la posibilidad de optar por aplicar al porcentaje de la fase siguiente o por el dispuesto en el contrato, para la fase, según les resulte más favorable. / ii) En cuanto al traslado de inversiones se solicita que se autorice sin condicionar a las tarifas del último proceso competitivo para aplicarlo a la actividad receptora, sino que se limite a exigir la ejecución total de dicho monto en actividades adicionales en el contrato receptor. / iii) Permitir el traslado de inversiones a áreas para que proceda su adjudicación mediante el proceso de asignación directa. / iv) Brindar mecanismos que viabilicen la suspensión de áreas en explotación y no inducir al abandono, cuando se demuestre que mantener activa su operación representa pérdidas. / v) Suprimir el requisito para que proceda la ampliación o extensión de plazos del 25% del WTI últimos 12 meses, exigido en el artículo 62.2.4 del Acuerdo 02 de 2015 y el artículo 57 del proyecto de acuerdo, por cuanto el mismo sólo brinda breves espacios para hacer uso de dichos beneficios de prórrogas respecto de las cuales también es oportuno considerar que resultado insuficientes por cuanto no brindarán el tiempo necesario para que las compañías se adapte a las condiciones actuales más aun teniendo en cuenta que los precios del crudo continúan en descenso con muy leves o nulas recuperaciones.</p>
CANACOL	<p>CAPITULO XI : Bajo este argumento, igualmente se propone suprimir al menos por el término de 12 meses, la exigencia prevista en el numeral 57.2.1 en el sentido de haber cumplido satisfactoriamente los compromisos de inversión y desarrollado o avanzado, en las actividades acordadas para la ampliación o extensión, para acceder a las prórrogas y respecto al término de éstas se sugiere que se amplíe a 24 meses.</p>
ECOPETROL	<p>La situación actual de la industria de precios bajos requiere de un marco regulatorio de asignación de áreas y administración de contratos flexible, ágil, que contemple medidas efectivas encaminadas a mitigar la caída de precios en los precios internacionales y que conduzca a incentivar la actividad exploratoria en el país.</p>
ECOPETROL	<p>Es por lo anterior que en este marco regulatorio, en primera instancia, consideramos que es necesario enfatizar en el Acuerdo que la relación existente entre el Contratista y la ANH tanto en los contratos E&P, como en los Teas y Contratos Especiales es una relación típicamente de carácter contractual, reglada por el derecho privado. La regulación y reglamentación excesiva del desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos puede desincentivar la competitividad del país frente a otros entornos de países con mayor prospectividad y menores restricciones, la incorporación de nuevas formas innovadoras de trabajo. De otra parte, consideramos que de esta manera se aclaran dudas que pudiera haber desde el punto de vista de seguridad jurídica sobre el régimen aplicable a estos contratos.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
ECOPETROL	En lo que respecta a los procesos de Asignación de Áreas proponemos que un esquema de asignación directa permanente sin contraoferta sea la regla general y no excepcional, con lo cual se permite a la ANH y la industria mayor dinamismo incentivando la actividad exploratoria en Colombia.
ECOPETROL	El esquema en mención es un proceso que fue objeto de aplicación tanto por Ecopetrol como por la ANH, de conformidad con el Acuerdo 08 de 2004. Este procedimiento no generó cuestionamientos sobre transparencia, no solamente por ser una práctica internacionalmente aceptada, sino porque supone que todas las áreas que la ANH no reserve para procesos competitivos en Ronda, están en constante ofrecimiento y competencia para toda la industria. Esto incentiva que las compañías, motu proprio y a su costo, mantengan una actividad permanente de estudio de las áreas con base en la información existente, permitiendo a la ANH enfocarse en aquellas regiones que considere más interesantes y alineadas con su estrategia, las cuales se entendería estarían reservadas para sus procesos de Ronda.
ECOPETROL	De otra parte, en el proyecto de Acuerdo puesto a consideración de la industria, se suprimió el acompañamiento a los futuros contratistas por parte de la ANH en la identificación de restricciones ambientales, zonas reservadas protegidas o restringidas que hayan sido delimitadas geográficamente por autoridad competente, así como aquellas en las que existan presencia de comunidades o grupos étnicos organizados. Consideramos que la participación activa del ANH genera el conocimiento integrado del país en esta materia, garantizando a los proponentes y futuros contratistas la base mínima para la propuesta o ejecución contractual y es consistente con su función y responsabilidad, en el marco de la contratación estatal y la ley aplicable.
ECOPETROL	De otra parte, se evidenció que este proyecto de Acuerdo no regula el tratamiento que conforme a la legislación colombiana se debe dar a las decisiones gubernamentales, tales como restricciones ambientales o de otra índole, que se presenten luego de la suscripción de los Contratos y durante su ejecución del Contrato, como hechos sobrevinientes que limitan o impiden la ejecución del Contrato. Proponemos que este Acuerdo contemple los efectos frente a las obligaciones pactadas, de conformidad con el régimen legal colombiano.
ECOPETROL	En los que respecta a las medidas de flexibilización vemos que la situación de precios bajos que se preveía podría ser temporal se está estabilizando en precios bajos, lo que lleva a que se generen medidas de flexibilización mayores a las ya previstas en los Acuerdos actuales, que de manera parcial se están incorporando en el Acuerdo de Asignación de áreas.
ECOPETROL	Proponemos que se expidan cambios estructurales de ampliación de plazos que permitan a las compañías manejar su portafolio frente a la restricción de caja, así como también cambios en el capítulo de transferencia de inversión estableciendo para las empresas movilidad de inversión en el tiempo entre contratos.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
ECOPETROL	<p>Queremos resaltar que entendemos del proyecto propuesto desaparecen las tablas de precios. Este es un cambio positivo al régimen actual, pues en una situación de crisis de la industria, las empresas debemos enfocar todos los esfuerzos a disminuir los costos tanto como sea posible, para poder sostener y ojalá incrementar nuestra actividad exploratoria y de producción. Así mismo, esto resalta el objetivo económico del Contrato de E&P de la ANH, que es el hallazgo de hidrocarburos comerciales y no el simple desarrollo de actividades exploratorias puntuales. Este es un enfoque positivo que consideramos debe evaluarse la posibilidad de extender a los Contratos de E&P vigentes.</p>
ECOPETROL	<p>Finalmente, en relación con el tratamiento que se le está dando a los derechos de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en los contratos suscritos antes del año 2012, es importante resaltar que dichos contratos otorgaron derechos de exploración y producción sobre los hidrocarburos, independiente del tipo de yacimiento en el que se encuentren almacenados. La reglamentación propuesta puede sugerir que se trata de una limitación a los derechos concedidos por el Contrato. En este sentido, sugerimos revisar desde el punto de vista de los estándares de protección a la inversión acordados en los Tratados Internacionales y en los Acuerdos de Libre Inversión si una pérdida de un derecho al transcurrir el tiempo aquí estipulado podría constituir lo que en el ámbito internacional se conoce como expropiación indirecta.</p>
ECOPETROL	<p>En la misma línea, el proyecto de Acuerdo sugiere que en los Convenios suscritos por Ecopetrol con la ANH, sería necesario firmar nuevos acuerdos de voluntad adicionales para permitir la extracción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales. En este caso, además de los argumentos antes expuestos, debe recordarse que los Convenios no son instrumentos jurídicos constitutivos del derecho de exploración y explotación de hidrocarburos que Ecopetrol tienen sobre las áreas asociadas a ellos, sino simplemente reconocen el derecho otorgado por la ley y regulan el ejercicio de la función de administración integral de la ANH. En ese sentido, una limitación de los derechos otorgados por la ley por vía de un acto administrativo viciaría la legalidad de la disposición.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondientes adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Hunt Oil Company	<p>Art. 4 – Definición de Contrato de Evaluación Técnica – TEA: Comentario: Ni la definición propuesta ni la propuesta de Reglamento especifica si los titulares de TEA tienen un derecho preferente para proponer un premio directo sobre el área de estudio. La falta de certeza sobre la adquisición de contrato E & P puede socavar el valor del aquél. / Tampoco se desarrolla en el reglamento el tema de las obligaciones de trabajo contenidas en el TEA y la posibilidad de reconocimiento de las unidades de trabajo generadas por actividades adicionales ejecutadas durante su vigencia a efectos de contabilizar el cumplimiento de obligaciones del Contrato de E&P, en caso suceda su transformación. Recomendación: Sugerimos que la definición de TEA especifique claramente que el titular del mismo posee un derecho preferencial sobre la asignación del bloque. Tal derecho preferencial debe definirse en términos a los descritos para la Asignación Directa por Contraoferta (Art. 9.2), dando 30 días a otros posibles interesados a presentar ofertas en la zona y permitiendo al titular del TEA a igualar la mejor oferta propuesta por terceros. A fin de promover actividades adicionales a los compromisos de trabajo durante la vigencia del TEA, deberían reconocerse dichas actividades adicionales en el futuro contrato de E&P, en caso se efectuara la transformación.</p>
Hunt Oil Company	<p>Art. 4 – Definición de Habilitación Permanente de Proponentes: comentario: La definición refiere a que la calificación será válida para un año. Como el reglamento propuesto no especifica el tiempo de aprobación de una calificación permanente (véase nuestro comentario al Art. 26), consideramos que la validez de la calificación como muy corto e ineficiente; y podría poner en peligro la participación de empresas al tenerse que someter ésta al oneroso proceso de la renovación anual. / Recomendación: Sugerimos ampliar la validez de la calificación hasta por 3 años. Para evitar que empresas sin capacidad remitan propuestas, las empresas habilitadas deberían estar obligadas a proporcionar una declaración jurada en los años 2 y 3, indicando que no han cambiado las circunstancias y los hechos en que se concedió la calificación o si los cambios han impactado negativamente el estado de calificación.</p>
Hunt Oil Company	<p>Art. 9 – Methods for Contract Holder Selection – Sub-section 9.3.2 – Closed (Selection Process): Comentario: No está claro si sólo aquellas empresas que forman parte del registro de Habilitación Permanente serán invitadas a participar de la convocatoria cerrada para proporcionar una oferta. Recomendación: A fin de privilegiar la transparencia, por favor aclarar que sólo aquellos que forman parte del Registro de Proponentes Habilitados Permanentemente calificado serán invitados a participar de la convocatoria cerrada para presentar una oferta.</p>
Hunt Oil Company	<p>Art. 25: Ver nuestro comentario al Art.4 en la definición de Habilitación Permanente de Proponentes, relacionadas con la validez de la calificación</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Hunt Oil Company	<p>Art. 26: Comentario: No hay ninguna descripción del proceso y su línea de tiempo. / Recomendación: Con el objeto de privilegiar la transparencia y eficiencia, una descripción del proceso debe insertarse en este artículo. En este sentido, debía incluirse un plazo máximo para la evaluación de la ANH, el plazo máximo con el que cuenta la empresa interesada para la empresa resolver observaciones a su expediente, si los hubiere; y un plazo para emitir una resolución de aprobación. / • En relación con nuestras recomendaciones para los Artículos 4 y 25, relacionados con la validez de la habilitación y para evitar procedimientos de habilitación anual, debería insertarse aquí una referencia a la obligación del proponente habilitado para proporcionar una declaración jurada en los años 2 y 3, indicando que no han cambiado las circunstancias y los hechos en que se concedió la calificación o de existir cambios éstos no han impactado negativamente los supuestos bajo los cuales se concedió la habilitación. O en todo caso, requerir a las compañías la presentación de sus estados financieros auditados (o grado de inversión) actualizados en los años 2 y 3. / • Sugerimos que a fin de evitar múltiples solicitudes y expedientes de una misma empresa, se estructure el procedimiento de forma tal que un solo expediente sirva para la evaluación de calificación de todos los tipos de área.</p>
Hunt Oil Company	<p>Capítulo IX: Comentario: Este capítulo omite especificar si estas medidas son aplicables para los contratos existentes o nuevos o para ambos / Recomendación: Sugerimos que este Reglamento sea aplicable para contratos nuevos y existentes.</p>
Hunt Oil Company	<p>Medidas de coyuntura: Comentarios: La condición precedente de haber cumplido el compromiso de inversión para la concesión de la prórroga es inconsistente con el propósito de la mitigación de este capítulo. / • Teniendo en cuenta que la mayoría de las actividades de exploración son de trabajo intenso (movilización de personal y material) y muy a menudo son afectadas por las condiciones climáticas, la extensión de 9 meses, con un adicional de 6 meses es demasiado corta para garantizar el cumplimiento de los compromisos / Recomendación: Sugerimos la eliminación de la condición precedente de haber cumplido el compromiso de inversión para la concesión de la prórroga. En el contexto de precios bajos, las empresas debería, al menos una vez durante el período de exploración, tener derecho a solicitar extensiones independientemente de su estado de cumplimiento. / Con el fin de garantizar el cumplimiento de los compromisos nos sugieren una extensión inicial de al menos 1 año y 9 meses de prórroga adicional.</p>
Hunt Oil Company	<p>Art. 58. Traslado de Inversiones: Comentario: La obligación de comprometerse a la inversión y no a unidades de trabajo en el programa mínimo ha sido una de las medidas que ha desalentado las empresas de E & P de la participación en las últimas rondas en Colombia. El atractivo disminuye significativamente cuando las empresas son castigadas por su eficiencia de costo operacional incluso cuando se han cumplido compromisos de trabajo. Esta condición afecta significativamente el valor de los permisos y desalienta los <i>farm-ins</i>. / Recomendación: Las autoridades colombianas deben considerar la renegociación de las obligaciones y aceptar la terminación del trabajo como cumplimiento de las obligaciones del programa mínimo</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
OMIA Colombia S.A.S	¿El termino extracción dentro del objeto social de una empresa podría interpretarse que hace referencia a la exploración y explotación de hidrocarburos en los términos del artículo 15.1 del Proyecto de acuerdo?
OMIA Colombia S.A.S	¿En los términos de redacción del Proyecto si una empresa de servicios petroleros no tiene dentro de su objeto social en forma textual las expresiones exploración y explotación de hidrocarburos , pero su objeto social comprende el desarrollo de tales actividades, se podría entender que se está dando cumplimiento al requisito de capacidad jurídica contemplada en el numeral 15.1?
OMIA Colombia S.A.S	Entendiendo que este Proyecto de acuerdo tiene por objeto abrir la ventana de oportunidades a diferentes empresas del sector, entre ellas, las empresas de servicios petroleros que reúnan las capacidades para explorar o explotar hidrocarburos ¿cómo sería esta inclusión si históricamente estas empresas no cuentan con reservas probadas propias?
OMIA Colombia S.A.S	¿Los requisitos para acreditar capacidad técnica y operacional enlistados en el artículo 18 del Proyecto, son requisitos sine qua non, que serán tenidos en cuenta para la adjudicación de todas las áreas independientemente de su magnitud, o estos variarían según el área, o campo de que se trate?
OMIA Colombia S.A.S	¿Los requisitos para acreditar capacidad técnica y operacional establecidos en el artículo 18 del Proyecto variarían en su porcentaje, cuantía o magnitud en función del tipo de área o yacimiento, o serán estandarizados para todas las áreas o yacimientos?
OMIA Colombia S.A.S	¿En caso de aceptarse la participación de procesos de una empresa de servicios petroleros y esta llegare a contar, sea como proponente individual o conjunto, con las capacidades técnicas para administrar y explotar reservas en campos maduros, en áreas o bloques objeto del presente acuerdo, estas empresas podrían figurar como operadoras del mismo en los términos de este Proyecto, y por lo tanto ser adjudicatarias de un contrato con la ANH en un campo maduro?
Frontender	Uno de los puntos mas resaltantes dentro de la nueva normativa son las modificaciones que menciona la ANH a los requisitos de habilitación por capacidad financiera y operacional. Sin embargo, los requerimientos se mantienen casi iguales a los planteados en la Ronda anterior. Este es uno de los puntos principales que la ANH debe considerar en flexibilizar y disminuir los estándares preestablecidos para incentivar la participación de mas empresas/consorcios sin menoscabar la seguridad financiera y operacional para la ANH.
Frontender	Artículo 4. Definiciones. Se sugiere clarificar las definiciones de Promesa de Sociedad Futura y Unión Temporal .Cuál sería la diferencia básica entre ellas?
Frontender	Artículo 9. 9.1 Asignación Directa . Esta modalidad de asignación es muy interesante y creará muchas expectativas dentro de los posibles proponentes. Se entiende que la ANH definirá que áreas va a seleccionar para asignación directa antes de oficializar el proceso público de ofertas donde se publiquen las áreas de asignación directa con contraoferta . Se sugiere explicar mejor el procedimiento para la asignación directa de áreas.
Frontender	Artículo 11. Factores de Adjudicación . Se sugiere incluir en las definiciones (Articulo 4) el concepto de Porcentaje de Participación en la Producción y aclarar como se aplica para Áreas Tipo 3 y 4. una vez que se haya declarado descubrimiento o comercialidad.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Frontender	Artículo 12. Generalidades. Para el caso de asignación directa, se entiende que las áreas seleccionadas estarán especificadas en el Anexo XXX, sin embargo, no se especifica los tiempos y el procedimiento de presentación de la propuesta. Se sugiere definir tiempos y que pasaría en caso de que se presenten otras ofertas. Pasaría automáticamente a Asignación Directa con Contraoferta?
Frontender	Artículo 13. Proponentes. Se menciona en este artículo la garantía de seriedad de US\$ 100.000 solo para propuestas de asignación directa con contraoferta. Se recomienda pasar este párrafo al Artículo 12 y especificar si esta garantía de seriedad también aplica para las otras modalidades de contratos.
Frontender	Artículo 18. Acreditación de Capacidad Técnica y Operacional. Se entiende en este artículo que el proponente que no posea los requisitos previstos puede aún participar hasta en dos contratos de E&P si su CEF (definido Art.17) es superior o adicional a la exigida. Se sugiere establecer rangos mínimos de este requerimiento. Que se magnitud se considera adicional para el CEF.
Frontender	Artículo 21. Examen, Verificación, Validación y Calificación. Este Artículo sugiere que todas las áreas pudieran estar sujetas a Asignación Directa, siempre y cuando los proponente hayan sido habilitados previamente y que entreguen propuestas completas. Igualmente se presume que pueden haber más de una propuesta por área a asignar directamente. Se sugiere especificar con más detalle como sería este procedimiento. Siendo el primer proponente el que tiene la ventaja en la asignación directa del área, a partir de cuándo se pueden presentar propuestas de asignación directa. Es importante conocer el cronograma completo de actividades.
Frontender	Artículo 27. Procedimiento. El punto 1 especifica que la precalificación se recibirá a partir de Abril de cada año, pero no se especifica cuanto tiempo se tiene para la habilitación de un proponente. Esto sugiere que ya se tiene un cronograma para este proceso. Se sugiere clarificar estos tiempos con respecto al procedimiento completo.
Frontender	Artículo 39. Yacimientos No Convencionales – Definiciones Adicionales. 39.2 plantea que las inversiones para cada fase del periodo exploratorio deben superar las estipuladas en la Fase I del correspondiente a Yacimientos Convencionales. Se sugiere explicar las razones de esto. Las inversiones pudieran ser las mismas. No se entiende porque debe ser mayor que para un convencional.
Frontender	Artículo 40. Posibilidad de desarrollar yacimientos no convencionales. Se sugiere aclarar el alcance de este artículo en lo referente a que estas áreas son exclusivas para los operadores de contratos anteriores y que estas áreas no están disponibles para otros proponentes ya que no son áreas disponibles.
Frontender	Artículo 50. Términos Económicos Especiales. Este artículo se supone que se refiere a contratos en yacimientos no convencionales pero se mezclan términos que son aplicables a los convencionales también. El aparte 50.1 menciona 1% de participación de producción, sin embargo, no está claro. Se sugiere redactar el artículo especificando a que tipo de contrato se refiere. Adicionalmente, se recomienda revisar estos términos para crear incentivos fiscales y económicos para desarrollar yacimientos no convencionales.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Tecpetrol	En el artículo 8.1 suponemos que debería decir contratos de Exploración y Producción (no explotación).
Tecpetrol	Asignación Directa. No queda claro que significa excepcionalmente. Son vagos los conceptos de interés general, orden público o consideraciones especiales de política energética o económica. Estas ambigüedades van a resultar en una falta de transparencia en el proceso.
Tecpetrol	Procedimiento competitivo cerrado. Esto no es transparente para una Agencia del Estado. Entiendo que lo pueda hacer Ecopetrol, pero en base a que se eligen las compañías, como se hace para ser parte de las compañías elegidas, etc. etc. Esto es un claro retroceso en transparencia.
Tecpetrol	Artículo 15.2. Haberse constituido por lo menos 5 años antes respecto a la presentación de solicitud. Esto particularmente a Tecpetrol no nos afecta, pero va a ser restrictivo con muchas compañías más jóvenes. No veo la necesidad de incluirlo y elimina a muchos potenciales participantes.
Tecpetrol	Artículo 17. Muy complicado. No sabemos cómo se comprueba en caso de una empresa privada como la nuestra y operando en numerosos países. Deberían también excluir de estas obligaciones a las empresas que están actualmente operando satisfactoriamente en el país o han operado en los últimos años un volumen adecuado (como lo hacen para los no convencionales). Los criterios de calificación para un operador convencional y no convencional deberían ser equivalentes, pero parecen ser más difíciles para los convencionales.
Tecpetrol	No vemos que se especifiquen los tiempos de los diferentes periodos para los contratos convencionales (como si lo hacen para los no convencionales).
Parex	Capítulo Primero, artículo 4- Definiciones: / 1.1. La ANH debería eliminar la referencia de "inversiones indispensables para el efecto" en la definición de Programa Exploratorio. La ANH debería elegir el sistema de obligaciones de trabajo como obligaciones sin forzar una inversión mínima del Programa Exploratorio, ya que elegir un sistema mínimo de inversiones es penalizar a Operadores eficientes. 1.2. La ANH debería considerar una metodología diferente para clasificar a yacimientos como convencionales o no convencionales. Algunos yacimiento convencionales ya están siendo estimulados para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos. Por ejemplo en Canadá, el ente regulador asigna a distintos Operadores derechos sobre una formación especificada por un intervalo.
Parex	Capítulo Tercero. Asignación de Áreas: 1.1. Se solicita incluir una regla clara en materia de cesiones de Contratos o Convenios, <u>para efectos de tener certeza sobre la documentación que se debe remitir.</u> Se propone lo siguiente: Cuando el Contrato a ser cedido haya sido adjudicado en una Ronda, la cesión debe regirse por los términos de referencia (TDRs) de la respectiva Ronda. Cuando no haya sido adjudicado en una Ronda, deben aplicarse los TDRs de la última Ronda que haya efectuado la ANH.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Parex	<p>Capítulo Cuarto. Artículo 12- Procesos de asignación de áreas. 2.1. Asignación directa. / 3.1.1. cuál es el criterio de la ANH para aprobar una "Justificación" 3.1.2. Cuál es el criterio utilizado por la ANH para determinar si un Área puede ser objeto del procedimiento de Asignación Directa? 3.1.3. Una vez recibida una oferta para un Bloque bajo el procedimiento de Asignación Directa, hay periodo de exclusividad para el Proponente. 3.1.4. Hay un proceso de apelación a favor de Terceros? 3.1.5. Que sucede si la segunda oferta es mejor que la primera? La ANH le asignara igual el Área al primer Oferente? 3.1.6. Este procedimiento será el utilizado para resolver problemas de bloques colindantes o de prospectos que van más allá de los límites actuales del área contratada? 3.1.7. El procedimiento debería incluir tiempos definidos para cada etapa. Asignación directa con contraoferta. 3.2.1. Existirá un sistema de alerta a efectos de poder recibir una alerta que un Oferente ha entregado una oferta sobre un Área bajo este procedimiento? 3.2.2. ANH debería considerar un sistema que restrinja la posibilidad de "ofertas bajas", y que permite a los Oferentes vender las áreas (para obtener ganancias) después de la firma de los contratos. Al igual que en Canadá, ANH debería considerar un sistema para publicar una lista de bloques que un Oferente está interesado en un período de tiempo, y luego recibir ofertas de cualquier empresa interesada en el bloque y escogiendo los más competitivos. Tanto la empresa interesada y primera oferta deben permanecer confidenciales. 3.2.3. Las Ofertas de los Terceros deberían publicarse, no solo enviarse al Oferente original.</p>
Parex	<p><u>Proceso competitivo cerrado:</u> La lista cerrada de compañías invitadas debería incluir a todos los Operadores y/o compañías que hayan precalificados y participado en rondas anteriores. La ANH debería considerar elaborar una lista de los 10 Mejores Operadores/Contratista en Colombia.</p>
Parex	<p>Capítulo 5. Acreditación capacidad legal para compañías extranjeras 4.4.1. No es usual que las Compañías extranjeras modifiquen sus estatutos societarios cada 60 días, ni siquiera una vez al año. ANH debería considerar reemplazar este requisito por declaración jurada firmada por apoderado diciendo que los documentos corporativos no han sido modificados desde la última presentación de los mismos frente a la ANH. Esto evitaría demoras y costo en la traducción y legalizados de documentos extranjeros. / 4.4.2. No se debe exigir acuerdo previo de la ANH respecto de cualquier transacción corporativa, el acuerdo debería ser claro al respecto. El requisito de notificación a la ANH deberá ser exigido para Contratos futuros y debería ser al cierre de la transacción corporativa.</p>
Parex	<p>Capítulo 5. Acreditación capacidad técnica y operacional Operadores con más de 5 años en el país y con determinado número de Contratos deberían estar eximidos de la obligación de entregar documentos técnicos y operativos. La ANH debería considerar crear una lista de los 10 Mejores Operadores/Compañías en el país, que puede ser un mejor referente que el "The Energy Intelligence Top 100".</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Parex	<p>Capítulo 5. Acreditación capacidad económico financiera: 4.3.1. Compañías públicas tienen estados financieros públicos, que son registrados en las bolsas de comercio y entes regulatorios. La ANH debería considerar eliminar el requisito de estados financieros originales, debidamente certificados y notariados. Estos son documentos públicos disponibles en las websites. /4.3.2. Las inversiones de CAPEX en Colombia debería ser tenidas en cuenta en la Capacidad Financiera. Más inversión en Colombia debería ser recompensada, no una reducción de la Capacidad Financiera. / 4.3.3. En caso que las compañías cuenten con líneas de crédito disponibles y pendientes de utilización, dicho valor debería incluirse para el cálculo de las formulas. Es decir que estas líneas de crédito se puedan sumar al resultado de las formulas, y comparar eso contra los compromisos existentes y futuros.</p>
Parex	<p>Capítulo 5. - Acreditación capacidad en materia de responsabilidad social empresarial: LA ANH debería reconsiderar el requisito de la certificación ISO para Responsabilidad Social, ya que puede que no sea posible para un Operador en Colombia cumplir con la ISO 26000, especialmente en áreas en donde grupos paramilitares están presentes.</p>
Parex	<p>Capítulo . Artículo 25 Habilitación Permanente de Proponentes: Puede utilizarse el Registro Permanente de Contratista para todo tipo de cesiones en contratos ya existentes? Solo aquellos Operadores incluidos en el Registro Permanente deberían estar autorizados a presentar ofertas dentro del procedimiento de asignación directa con contraoferta./ En el caso que la ANH tome más de 60 días para aprobar una cesión, los términos del Contrato en cuestión deberían suspenderse.</p>
Parex	<p>Capítulo X. Exploración y Explotación de Yacimientos No Convencionales: Se solicita que se incluya una Fase 0 en los Contratos Adicionales.</p>
Parex	<p>Se solicita que se incluya una Fase 0 en los Contratos Adicionales.</p>
Parex	<p>Se solicita se elimine la exigencia consistente en que el valor de las inversiones de cada Fase del Contrato Adicional sean superiores al valor de las inversiones de la Fase 1 del Contrato Inicial. Exigiéndose sólo la presentación de una propuesta relacionada con actividades.</p>
Parex	<p>Se solicita que, en el evento de que se hayan adelantado actividades exploratorias relacionadas con los YNC antes de suscribirse el Contrato Adicional, las mismas o las interpretaciones que de ellas se efectúen se puedan acreditar como compromiso de dicho Contrato Adicional.</p>
Parex	<p>Se solicita que se otorgue un plazo de gracia de 1 año, después de la terminación del Periodo de Exploración, del Programa Exploratorio Posterior, del Programa de Evaluación o del Periodo de Explotación para que el Contratista presente propuesta de Contrato Adicional, cuando el área no haya sido aún asignada a un tercero.</p>
Parex	<p>Se solicita que el plazo de 3 años (límite) para presentar propuesta de Contrato Adicional, sea aumentado a 5 años.</p>
Parex	<p>Se solicita que los derechos económicos por uso del subsuelo en áreas de exploración y de evaluación se cobre sólo una vez. Es decir, que no se cobre por un lado respecto de los Yacimientos Convencionales y luego, por otro, respecto de los Yacimientos No Convencionales, dado que se está utilizando la misma área. La misma solicitud en relación con la transferencia de tecnología en relación con las áreas de exploración y de evaluación.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Parex	Se solicita que en relación con el derecho económico de participación en la producción "x" no se aplique la regla de que se aplicará el "x" del Contrato Inicial (hay Contratos Iniciales que pueden tener un "x" muy alto que haría inviable el proyecto de YNC). El Contrato Adicional debería tener un "x" no superior a 1.
Parex	Capítulo XI. Reglas y medidas encaminadas a mitigar los efectos adversos de la caída en los precios internacionales del petróleo y su impacto en la renta petrolera. Los siguientes:
Parex	7.1.1. Extensión de términos deberían incluirse extensión del término para decidir entrar a un Programa Exploratorio Posterior, extensión del termino de inactividad de 6 meses en Programas de Evaluación y Áreas de Explotación.
Parex	7.1.2. Acuerdo 2 debería incluir una opción de solicitar una extensión adicional en el caso que las extensiones ya otorgada finalizaran en época de lluvias.
Parex	7.1.3. Debe incluirse expresamente que las medidas aplican a los Convenios de Exploración y Explotación y a Convenios de Explotación (tanto los celebrados por ECOPETROL como los celebrados por otros Contratistas).
Parex	Artículo 57.2.4.: Este requisito es extremadamente sensible a aumentos o disminuciones abruptas del WTI, por ende la ventana para aplicar Acuerdo 2 se cierra. La ANH debería considerar otra metodología diferente, por ejemplo decir que si WTI es menos al Po (utilizado para Precios Altos).
Parex	Artículo 57. 3: La ANH debería eliminar la prohibición de LTT, perforación de pozo y construcción de facilidades, ya que no existen cambios a los estándares operacionales.
Parex	Artículo 58. La ANH debería eliminar la referencia de Precio Unitarios para la transferencia de obligaciones, así como también para los Contratos celebrados con posterioridad al 2008. Cada Compañía tiene sus propios costos, por ende Operadores eficientes no deberían ser penalizados. La tabla de Precios Unitarios no puede nunca reflejar los costos de cada Operador. El mismo comentario aplica a la cláusula de Inversión remanente en los contratos del 2008 en adelante.
Parex	Debe eliminarse expresamente la aplicación de precios unitarios de Ronda 2014 cuando se efectúan traslados en Bloques On-Shore.
Parex	En casos de procedimientos de incumplimiento o sancionatorios abiertos al momento de aplicar el Acuerdo, debe incluirse que la excepción del literal f) del artículo 58 del borrador de Acuerdo 5 aplique no solo para incumplimientos de actividades del Programa Exploratorio, sino también para incumplimiento de cualquier obligación contractual o legal en virtud de la cual se haya abierto el procedimiento de incumplimiento. Esto, dado que en la actualidad, en ocasiones se ha tenido dificultades para aplicar esta excepción por temas por ejemplo relacionados con entregas de productos al EPIS (pero no se tiene el problema si lo que falta es la realización de una sísmica, por ejemplo).
Parex	Otras medidas que deberían incluirse:
Parex	7.9.1. Terminación por mutuo acuerdo: Incluir la opción de pagar las obligaciones pendientes bajo la modalidad de común acuerdo de las partes o negociar un bono de salida.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Parex	7.9.2. Áreas con restricciones ambientales o de comunidades: El Acuerdo debería incluir la opción de reducir obligaciones pendientes en áreas en donde existen restricciones sociales y ambientes de manera proporcional al área realmente disponible para el Operador.
Parex	7.9.3. Actividades en exceso de compromisos mínimos: El Acuerdo debería incluir una fórmula para dar crédito a los Contratistas que exceden las inversiones mínimas de una fase o un PEV, con la opción de entrar a un periodo de retención de 3 años sin ningún tipo de compromiso adicional.
Parex	7.9.4. Debería incluir como una medida adicional la suspensión del plazo y de las actividades de explotación debido a precios bajos del petróleo. Esto permitiría a los Operadores mantener las áreas sin estar forzados a abandonar los campos después de 6 meses de inactividad. Hay un beneficio claro para ANH, dado que el actual Operador está en condiciones de reactivar un campo más rápido que si el área es devuelta y asignada a otro operador.
Parex	7.9.5. Incluir la posibilidad de efectuar transferencia de actividades constitutivas de compromiso del periodo exploratorio al periodo de producción. Es decir, que se autorice realizar actividades en un Área de Explotación, para cumplir una obligación propia de una Fase del Periodo Exploratorio, o del Programa Exploratorio Posterior o de un Programa de Evaluación.
Parex	7.9.6. Se solicita incluir la posibilidad de efectuar transferencia de actividades constitutivas de un Programa de Evaluación a otro Programa de Evaluación en el mismo Bloque o en otro Bloque.
Parex	7.9.7. Se solicita incluir la posibilidad de efectuar transferencia o más bien reemplazo de actividades exploratorias en Yacimientos No Convencionales por actividades exploratorias en Yacimientos Convencionales, y viceversa; , o de convertir obligaciones no convencionales en convencionales bajo un Contrato No Convencional.
Parex	7.9.8. La ANH debería incluir expresamente la opción de transferir las obligaciones de un contrato de E&P a un Convenio de Exploración y Explotación y/o a un Convenio de Explotación.
Anadarko	Artículo 25 – Lista de Habilitación Permanente de Proponentes: a) Recomendamos que esta medida se aplique para todo tipo de procedimiento – sea competitivo, conversión, cesión de intereses u otro procedimiento que requiere habilitación. b) Recomendamos un periodo de habilitación permanente de tres (3) años, y c) Recomendamos que la ANH desarrolle un mecanismo ágil en el cual las empresas anteriormente habilitadas pueden actualizar su información financiera y, cuando los demás aspectos de la empresa no hayan cambiado sustancialmente, en vez de presentar toda la información requerida en primera instancia, la empresa puede presentar una declaración sustentando que no han habido cambios sustanciales que afectan las demás calidades de la empresa. Ver texto sugerido en acuerdo del borrador.
Anadarko	Artículo 26 – Procedimiento: Aquí reiteramos que el proceso debería de ser para todo tipo de proceso en lo cual se requiere habilitación. Adicionalmente, reiteramos que el proceso de renovación de habilitación permanente debería de ser más simple, eliminando la duplicidad de información disponible de manera pública, entre otros

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Anadarko	<p>Artículo 57 – Extensión de Términos y Plazos: a) Suspensión por Precios Bajos: Aunque en el Acuerdo 02 del 2015 la ANH trató de aliviar la presión de la caída de precios internacionales de petróleo, recomendamos un mecanismo de suspensión en ambientes de precios bajos. / b) Suspensión en Espera de Avances Tecnológicos: Mientras seguimos invirtiendo y explorando en aguas profundas y ultra-profundas del Caribe Colombiano, somos conscientes de la realidad tecnológica que enfrentamos en estos ambientes. En este orden de ideas, recomendamos un mecanismo de suspensión para cubrir la eventualidad de que la tecnología no exista para ejecutar la exploración, evaluación, desarrollo y/o producción en ambientes nuevos. Ver texto sugerido en acuerdo del acuerdo borrador.</p>
Anadarko	<p>Agregar un nueva clasificación en el acuerdo 2 de 2015. 57.4Suspensiones / 57.4.1 Suspensión por Precios Bajos: En reconocimiento de los retos asociados a la naturaleza cíclica de los precios internacionales de petróleo, recomendamos que la ANH autoriza que el Contratista solicita un periodo de suspensión de doce (12) meses si, en la fecha de radicación de dicha solicitud, el promedio del precio de la referencia West Texas Intermediate (WTI) por los últimos tres meses, o más, sea inferior al promedio de dicha referencia durante los treinta y seis (36) meses anteriores.</p> <p>En el caso en que vencen los doce (12) meses otorgados y el precio queda por debajo del promedio de la referencia durante los treinta y seis (36) meses anteriores, la ANH otorgará al Contratista una suspensión adicional de doce (12) meses más. Sin embargo, en ningún caso será otorgada una suspensión adicional después de cuatro (4) suspensiones seguidas bajo este mecanismo. Al finalizar la cuarta suspensión bajo este mecanismo, el Contratista será obligado a resumir operaciones bajo el Contrato en conformidad con los términos y condiciones del mismo. En el caso en que haya descubrimientos, evaluaciones o actividades de desarrollo que fueron suspendidas, en un periodo no mayor a seis (6) meses, el contratista presentará planes del reinicio de las actividades que el Contratista tiene previsto para cumplir con sus obligaciones contractuales, incluyendo cualquier cambio a los planes que ya habían sido presentados a la ANH. Se el Contratista no resume evaluación o desarrollo, como sea que las condiciones de cualquier descubrimiento dictan, el Contratista devolverá todos sus derechos en dicho descubrimiento. No obstante lo anterior, a la discreción del Contratista, el Contratista podrá proceder a continuar evaluando y/o continuar desarrollando en cualquier momento durante el periodo de suspensión. Durante el periodo de suspensión, el Contratista tendrá el derecho de suspender actividad de evaluación, desarrollo y su obligación de declarar comercialidad. La intención de un periodo de suspensión de este tipo es suspender temporalmente en reconocimiento de condiciones externas que resultan dañinos para proyectos. En todo caso, este tipo de suspensión NO afectará las obligaciones que mantendrá el Contratista para proceder con su programa mínimo de trabajo. La suspensión solo impactará las obligaciones relacionadas a gastos discrecionales relacionados a la evaluación y/o desarrollo de descubrimientos. / 57.4.2 Suspensión en Espera de</p>
Anadarko	<p>En Art. 53. Eliminar el texto que señala : "La reducción del Área por razón de cualquier disposición normativa de obligatorio cumplimiento no genera tampoco responsabilidad de la ANH, ni se considera como desacuerdo entre las partes, por lo que no se someterá a arbitraje." Ver texto sugerido en acuerdo del acuerdo borrador.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Anadarko	Art. 38. Respecto de la liquidación, eliminar que sea la decisión unilateral de la ANH y a cambio se realice a través de un árbitro independiente. Ver texto sugerido en acuerdo del acuerdo borrador.
Tabasco Oil Company	En relación con el artículo 9, numeral 9.1;: ¿Cuál será el factor o criterio que tendrá en cuenta la ANH para diferenciar o considerar que una asignación de área se efectúe por el procedimiento de asignación directa, o asignación directa con contraoferta? A que se refiere la expresión: "Esta modalidad tendrá que estar precedida de la correspondiente justificación" ¿A que justificación se refiere?
Tabasco Oil Company	En relación con el artículo 9, numeral 9.3.2., ¿Es decir que en este procedimiento de selección cerrado podrán participar compañías que si bien reúnen los requisitos de capacidad, no cuentan con la certificación de habilitación? o sólo podrán participar quienes que se hayan calificado previamente como proponentes habilitados?
Tabasco Oil Company	En relación con el artículo 12, numeral 12.1.2. ¿Agradecemos se informe cuándo serán determinadas estas áreas por la ANH?
Tabasco Oil Company	En relación con el artículo 12, numeral 12.2. ¿Solicitamos aclarar a cuales reglas básicas se refiere la ANH?
Tabasco Oil Company	En relación con el artículo 13. ¿Cuál es la razón por la cual no se aceptará la acreditación directa por parte de las sucursales, sin considerar que algunas de estas pueden acreditar su experiencia por si solas, incluso por contar con Contratos E&P ya suscritos con la ANH?
Tabasco Oil Company	En relación con el artículo 18. ¿Esta excepción será aplicable cuando el proponente no acredite ninguno de los requisitos de capacidad técnica y operacional? / ¿Qué pasa en los casos de las compañías que ya tienen contratos suscritos con la ANH como operadores restringidos? ¿Es posible que se les aplique esta excepción? / ¿Cuál será la capacidad financiera adicional para estos casos?
Tabasco Oil Company	En relación con el artículo 25, Solicitamos considerar que esta habilitación permanente se extienda para todas las modalidades de asignación de áreas y no solo para la modalidad de Asignación Directa; de tal manera que se permita participar a aquellas compañías que ya obtuvieron un certificado de calificación, sin tener que acreditar nuevamente todas las capacidades
Tabasco Oil Company	En relación con el numeral 57.2.2, del artículo 57, del Capítulo XI. Medidas de coyuntura: Solicitamos revisar y definir la inversión y las actividades que se deben haber cumplido y desarrollado, pues unos de los objetivos de solicitar una prórroga de la extensión inicial, podría obedecer a que no fue posible cumplir el programa o cronograma propuesto para obtener dicha extensión. Solicitamos considerar la posibilidad de eliminar este requisito pues no aplicaría para los casos de la prórroga de algunos plazos o términos.
Tabasco Oil Company	En relación con el numeral 57.2.4 del Artículo 57, del Capítulo XI. Medidas de coyuntura: Solicitamos considerar la posibilidad de eliminar este requisito para que proceda la ampliación o extensión de términos o plazos, o prórrogas de las mismas, pues es de público conocimiento que las caídas en los precios del crudo han afectado las operaciones de las compañías, generando impactos negativos a la industria, independientemente del porcentaje o promedios que se lleguen a aplicar.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondientes adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Tabasco Oil Company	En relación con el Artículo 58 del Capítulo XI. Reglas de coyuntura: Solicitamos se considere no limitar el traslado de inversiones solo a las actividades correspondientes al Programa Exploratorio (Mínimo o Adicional), o al Programa Exploratorio posterior, que no hayan sido ejecutadas, si no que se extienda a cualquier actividad que no haya sido ejecutada por las razones señaladas en el artículo 58, por ejemplo las actividades contempladas dentro de un programa de evaluación. ¿Cuál será el beneficio para las operadoras al trasladar inversiones a un área libre de la ANH, sino le comporta la asignación del área y además no tendrá participación de los productos obtenidos?
Petrodynamic	Respecto al artículo 18 (pág. 33 de 56), sobre los requisitos para acreditar Capacidad Técnica y Operacional, cuales sería los valores a ser aplicados que varían en función del Tipo de Área y de Yacimiento?.
Petrodynamic	Artículo 18 (pág. 33 de 56), los requisitos para acreditar Capacidad Técnica y Operacional se deben cumplir en su totalidad o uno de estos demuestra la capacidad del operador?.
Petrodynamic	Artículo 18 (pág. 33 de 56) los requisitos para acreditar Capacidad Técnica y Operacional, en lo que respecta a "Actividad exploratoria ejecutada en calidad o no de operador" se pueden incluir las actividades exploratorias realizadas en los últimos cinco (5) años? en caso de actividad como no operador, se debe mencionar el bloque donde dicha empresa es socia no operadora y así mismo las actividades exploratorias realizadas?
Petrodynamic	Artículo 17 (pág. 30 de 56) para acreditar la capacidad económica financiera hay que determinar el rango de liquidez conforme a la tabla y se debe diligenciar el Anexo 8 y para determinar el rango de endeudamiento conforme a la tabla se debe diligenciar el Anexo 9; El documento no trae adjunto los anexos 8 – 9? y tampoco menciona el puntaje mínimo requerido para aplicar al proyecto como sé que si aplico en capacidad económica financiera?.
Petrobras International Braspetro	El literal c) del artículo 59 propuesto incluye el siguiente texto: “c) El monto por invertir no debe ser inferior al valor de las actividades que dejan de ejecutarse en el o los contratos emisores; en caso contrario, el Contratista queda obligado a entregar a la Entidad el excedente no ejecutado.” Teniendo en cuenta que para la equiparación de estipulaciones de contratos y convenios costa afuera no supone o implica dejar de ejecutar alguna actividad, su inclusión puede ser un error.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
<p>Petrobras International Braspetro</p>	<p>2. El artículo 57.2.4 establece que para la ampliación o extensión de términos o plazos y posterior prórroga está sujeta a que "el precio de la referencia West Texas Intermediate (WTI) en la fecha de radicación de la correspondiente solicitud a la ANH, sea por lo menos veinticinco por ciento (25%) inferior al promedio de dicha referencia durante los doce (12) meses anteriores a la citada fecha."</p> <p>Teniendo en cuenta que, como lo menciona el proyecto de Acuerdo, éste propende por abordar la dinámica propia de la industria y el mercado, consideramos que para aspirar a su permanencia y aplicación es conveniente que la proporción o porcentaje de variación del precio sea fijo, sino que sea variable o determinable de acuerdo a condiciones concretas.</p> <p>Lo anterior es reforzado toda vez que, como ocurrió estando el precio del crudo a USD\$100, un descenso de 25% puede no tener un impacto tan significativo en la viabilidad de un proyecto que estando el precio del crudo a \$35 descienda 10%.</p> <p>Así las cosas, nuestra propuesta es adoptar un modelo variable para la variación del precio del crudo con referencia WTI. "Ver ejemplo en documento anexo al mail." / De manera alternativa, nos permitimos sugerir un plazo mayor (por ejemplo 24 meses) para calcular el WTI promedio de referencia para estimar la caída del WTI al momento de radicar una solicitud.</p>
<p>Mansarovar</p>	<p>Artículo 7. Condiciones especiales de ciertas áreas. Se indica que la ANH no asume responsabilidad alguna por el hecho de asignar bloques superficies comprendidas en zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad competente para el efecto. / Se sugiere que la ANH lidere una comunicación interinstitucional con otros estamentos del Estado, de forma tal que no se adjudiquen bloques con áreas en las que va a ser imposible desarrollar trabajo de exploración y producción de hidrocarburos. Esto ayudaría a evitar problemas posteriores para todas las partes.</p>
<p>Mansarovar</p>	<p>Artículo 12.2. Competitivos Abiertos y Cerrados. Apertura – Párrafo 2. Se solicita ajustar la redacción. Parecería que hay un faltante en la enumeración de los requisitos de la resolución de apertura. / La resolución de apertura debe estar precedida de los estudios que establezcan la determinación y delimitación de las Áreas por asignar; la definición de los requisitos y capacidades, así como los programas exploratorios mínimos, si es del caso, que deberán desarrollar los Contratistas; las; el tipo de Contratos por celebrar.</p>
<p>Mansarovar</p>	<p>Artículo 17. Acreditación de la capacidad económico financiera. Se hace referencia al Patrimonio Neto Residual (PNR), indicador básico para la acreditación de la capacidad económica financiera, pero no se indica su fórmula de cálculo. Se solicita incluir el Formato al que se hace relación en el artículo.</p>
<p>Mansarovar</p>	<p>Artículo 17. Acreditación de la capacidad económico financiera. En la definición del indicador Rango de Endeudamiento se solicita definir el concepto de Deuda Neta.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Mansarovar	Artículo 17. Acreditación de la capacidad económico financiera. De igual manera se solicita aclarar en el indicador de Rango de Liquidez si la fórmula de cálculo hace referencia a Activo Corriente/ Pasivo Corriente, como se mide tradicionalmente, o si se refiere a Activo Corriente/ Pasivo Total. / Se recomienda utilizar el indicador COBERTURA DEL SERVICIO DE LA DEUDA usado en la Ronda 2014, que genera una mayor tranquilidad acerca de la liquidez y capacidad de pago de las obligaciones financieras de la compañía.
Mansarovar	Artículo 17. Acreditación de la capacidad económico financiera. Favor aclarar si la acreditación económica se hace con base en el promedio de los últimos tres ejercicios fiscales o si se toma únicamente el último año fiscal, como parece indicar en el Artículo 43.
Mansarovar	Artículo 17. Acreditación de la capacidad económico financiera. Se solicita definir los requisitos de acreditación para los bloques convencionales, tal como se hizo en Capítulo X - EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE HIDROCARBUROS.
Mansarovar	Artículo 18. Acreditación de la capacidad técnica y operacional. Se indica que "Quedan exceptuados de evaluación para establecer la Capacidad Técnica y Operacional los Proponentes Individuales y el Operador en casos de Proponentes Plurales que figuren en la última publicación "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies" de "Petroleum Intelligence Weekly", como empresas del tipo integrado o "Upstream"". / Se solicita hacer extensiva esta excepción a las compañías cuyos socios capital social esté en poder de compañías que figuren en la última publicación "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies" de "Petroleum Intelligence Weekly", como empresas del tipo integrado o "Upstream"
Briceño Abogados	Artículo 4. Definiciones. <i>"Aportes para formación, fortalecimiento institucional y transferencia de tecnología:</i> Sugerimos eliminar esta obligación por cuanto el requerimiento incrementaría los costos para los interesados, disminuyendo el atractivo de la participación. En caso de no ser posible su eliminación, solicitamos que consideren la implementación de fórmulas para que la obligación dependa exclusivamente de que el proyecto sea productivo y rentable.
Briceño Abogados	Artículo 4. Definiciones <i>"Garantía de Seriedad:</i> ¿En qué momento la ANH dará a conocer las condiciones particulares de la garantía de seriedad, especialmente tratándose para las diferentes modalidades de asignación directa?
Briceño Abogados	Artículo 4. Definiciones <i>Programa exploratorio :</i> Se solicita la revisión de esta regulación, por cuanto entendimos según lo manifestado expresamente en la síntesis de la publicación del proyecto de acuerdo, uno de los cambios del nuevo reglamento consiste en la eliminación de "la referencia a precios unitarios para las obligaciones exploratorias, permitiendo que los planes exploratorios se cuantifiquen no en dinero sino en actividad."/ No se contempló una definición para Actividades Complementarias a la exploración y explotación de hidrocarburos que se mencionan en el numeral 15.1 ?

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondientes adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Briceño Abogados	Artículo 7. Condiciones especiales de ciertas áreas : Qué pasa si el área no ha sido identificada dentro de las zonas antes mencionadas, o las entidades responsables luego de las correspondientes consultas no identifican y reconocen la presencia de grupos étnicos, pero luego de adjudicado el contrato e inclusive luego de haber realizado inversiones, no es posible continuar, porque resultó que con posterioridad fueron reconocidas como área restringida o se reconocen grupos étnicos? Qué pasa con las inversiones realizadas?
Briceño Abogados	9.1 Asignación Directa: En referencia con el texto subrayado: Qué debe contener "la correspondiente justificación" y en qué se diferencia con el procedimiento de asignación directa con contraoferta. De qué depende que se considere una u otra modalidad?
Briceño Abogados	9.2. Asignación Directa con Contraoferta: Cuál es el criterio que se usará para considerar que una oferta es mejor a la inicial, teniendo en cuenta que una posterior puede ser mejor en ciertos aspectos, pero inferior en otros?
Briceño Abogados	9.3.2. Cerrado: Lo regulado quiere decir que en este tipo de procesos sólo participarán aquellas compañías que se hayan calificado previamente como "Proponente Habilitado Permanente"?
Briceño Abogados	12.1.2 Asignación Directa con Contraoferta. A partir de qué plazo luego de la expedición del acuerdo, serán determinadas éstas áreas?
Briceño Abogados	12.2. Competitivos Abiertos y Cerrados: Aparentemente la regulación está incompleta, favor aclarar. "las;"
Briceño Abogados	12.2. Asignación Directa: Cuando habla de reglas básicas, quiere decir "las"? De lo contrario a cuales reglas básicas se refiere?
Briceño Abogados	"Artículo 13. Proponentes: Solicitamos reconsiderar la prohibición de la acreditación directa por parte de las sucursales. Es posible que algunas sucursales puedan acreditarse sin necesidad de contar con las capacidades de su casa matriz, o por el contrario puede suceder que la única actividad que desarrolle una sociedad extranjera con sucursal en Colombia, sea la de tener la sucursal y en este caso dependa de su sucursal para acreditarse. / Respecto a la solidaridad de la casa matriz, siendo ésta por mandato legal, solicitar una garantía que la afiance puede ser excesivo si además se exige garantía de cumplimiento a la sucursal, restando el interés de las sociedades extranjeras en participar y desincentivando así la asignación de áreas contra el espíritu del Acuerdo.
Briceño Abogados	Artículo 15. Capacidad jurídica : "15.1 Comprender su objeto social el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, tratándose de Proponentes Individuales o del Operador" / Teniendo en cuenta que uno de los objetivos del Acuerdo es promover la participación en el sector, solicitamos considerar la retoma de la opción para que las compañías que realicen actividades inherentes al sector de los hidrocarburos puedan ser operadoras, tal y como ocurrió en el caso de los Términos de Referencia de la Minironda 2008 (inciso segundo del numeral 2.2.1): "Las Compañías' Operadoras deberán demostrar que su objeto social comprende las Actividades Inherentes (...)".

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Briceño Abogados	Así se le daría la posibilidad de participación a las empresas que prestan servicios conforme al Artículo 16 de la Ley 9- de 1991, tales como: sísmica, suministro de equipos de perforación y pruebas correspondientes, perforación de pozos, terminación (completa miento) de pozos, pruebas de presiones y de producción, reacondicionamiento de pozos, estimulación, diseño, montaje y mantenimiento de facilidades (instalaciones) de producción (tanques separadores, calentadores, líneas de recolección), etc. También podrían participar, entonces, aquellas empresas cuyo objeto es el desarrollo de actividades inherentes que ya fueron adjudicatarias de contratos en procesos
Briceño Abogados	Numeral 15.2. Solicitamos reconsiderar los tiempos mínimos referidos al objeto social de tal forma que se abra la posibilidad de compañías nuevas en el sector. El plazo relativo a la constitución, limita la posibilidad de las personas naturales, con amplia experiencia en el sector y con capacidad financiera suficiente, para asociarse y calificar acreditando su experiencia, acogiéndose a la capacidad operacional excepcional que regula el último párrafo del Artículo 18.
Briceño Abogados	Numeral 15.13. Qué ocurre si el nuevo beneficiario real o controlante es una persona natural?
Briceño Abogados	<i>Artículo 16. Acreditación de la capacidad jurídica: "en los términos del numeral 14.2 precedente / 14.9, de ser ello necesario."</i> Favor revisar el numeral 14.2 y 14.9., no existen.
Briceño Abogados	16.2 <i>Personas Jurídicas Extranjeras: En qué momento se deberán presentar los documentos apostillados o legalizados ante cónsul y de ser el caso, traducidos de manera oficial?</i>
Briceño Abogados	16.3 <i>Consortios, Uniones Temporales: Solicitamos considerar que se pueda presentar carta de intención de constitución de Consorcio o Unión Temporal y no el acuerdo de constitución de una vez.</i>
Briceño Abogados	<i>Artículo 18. Acreditación de la capacidad técnica y operacional: ¿No podría entonces demostrarse ese control, a través de los directores de la compañía, considerando que los mismos en muchas ocasiones son quienes realmente ejercen el control sobre la misma? Favor tener en cuenta la definición de Control del Código de Comercio.</i>
Briceño Abogados	<i>Artículo 18. Acreditación de la capacidad técnica y operacional: Cuál es la experiencia específica que se requiere a los socios, para el caso de asignaciones directas?</i>
Briceño Abogados	<i>Artículo 18. Acreditación de la capacidad técnica y operacional: Será aplicable esta excepción cuando no acredite ninguno de los requisitos de capacidad técnica y operacional? Igual será aplicable si no acredita el tiempo de cinco (5) o un (1) año de antigüedad del objeto social que le permita desarrollar actividades de exploración y explotación? / Qué pasa si ya tiene contratos suscritos como operador restringido en virtud de términos y procesos anteriores y aún no puede acreditarse como operador? Puede igual acogerse a este beneficio? / Cuál será la capacidad financiera adicional que se exija en estos eventos?</i>
Briceño Abogados	<i>Artículo 21. Examen, verificación, validación y calificación: No se indican los términos o reglas que son subsanables, podrían considerar incluirlos?</i>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Briceño Abogados	<p><i>Artículo 25: lista de habilitación permanente de proponentes:</i> Solicitamos considerar que el "Habilitado Proponente Permanente", se entienda habilitado no sólo para TEA' s o Contratos de E&P mediante la modalidad de asignación directa, sino cualquier modalidad de asignación, incluyendo Procesos Competitivos, de tal manera que pueda participar sin volver a acreditar las capacidades, salvo por aquellos requisitos especiales, adicionales y/o diferentes.</p>
Briceño Abogados	<p><i>Artículo 29. Garantías: "La naturaleza, cuantía, vigencia, términos y condiciones de dichas garantías y seguros se determinarán en tales pliegos, términos o reglas, también de acuerdo con las minutas aprobadas por el Consejo Directivo."</i> Eso aplica para rondas, pero podrían determinar las condiciones para los casos de asignaciones directas, para que el Contratista las conozca de antemano a la presentación de un oferta?</p>
Briceño Abogados	<p>Medidas de coyuntura: Artículo 57: Favor revisar y decidir qué inversión y qué actividades se deben haber desarrollado. Lo anterior teniendo en cuenta que si se solicita una prórroga adicional en múltiples ocasiones es por causa de una imposibilidad para cumplir el cronograma propuesto.</p>
Briceño Abogados	<p>Medidas de coyuntura: Artículo 58. Según lo regulado, si el Contratista puede trasladar la inversión a un área libre, pero ello no le comporta la asignación del área y ni participación de los productos obtenidos, no se observa el beneficio si además, podría ser más económico aplicar la cláusula de inversión remanente de los contratos?</p>
Briceño Abogados	<p>Artículo 61. Garantías: cuando habla de "constitución de nuevas garantías", sería entonces posible sustituir las garantías de contratos existentes por pólizas de seguros?</p>
Briceño Abogados	<p><i>Propuestas.</i> Sugerimos eliminar el requerimiento del porcentaje de X% en los contratos o al menos incluir un máximo, de tal manera que se incentive la inversión.</p>
Cepsa	<p>Mecanismo de asignación de áreas: Entendemos que la propuesta formulada por la ANH en el borrador de acuerdo publicado, busca agilizar el sistema de asignación de áreas, utilizando tres mecanismos fundamentales de adjudicación: asignación directa, asignación directa con contraoferta y procesos competitivos..</p>
Cepsa	<p>Asignación directa: La reglamentación particular de estas modalidades sin duda alguna ayudará a llenar vacíos existentes y objetivar los procedimientos. Sin embargo, consideramos que la asignación directa de áreas no puede ser considerada como un mecanismo excepcional condicionado a motivos de política energética, orden público o interés. Estas restricciones constituirán una barrera difícil de franquear a la hora de solicitar y aceptar este tipo de adjudicaciones.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondientes adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Cepsa	<p>Asignación directa: La asignación directa de áreas debe tener origen y fundamento en motivos técnicos, geológicos y económicos, replicando así el modelo exitoso que implementó la ANH desde el 2004 hasta el 2008. La transparencia y publicidad de este mecanismo, se debería garantizar mediante el riguroso cumplimiento de los requisitos de capacidad exigidos por la entidad.</p>
Cepsa	<p>Asignación directa con contraoferta. Ahora bien, si por motivos justificables algunas áreas ameritan su adjudicación bajo la modalidad de asignación directa con contraoferta, consideramos que toda la información y documentación relacionada con la acreditación de las capacidades exigidas por la ANH (técnica, legal, financiera, operacional, medio ambiental y social) deben presentarse por parte del oferente junto con la radicación de la oferta y no con posterioridad a ello.</p>
Cepsa	<p>Asignación directa con contraoferta. Así mismo, sugerimos que los tiempos para publicar la oferta y presentar una contraoferta sean más cortos. La confidencialidad en el nombre de la compañía, igualmente servirá para que no se especule con estas áreas.</p>
Cepsa	<p>Participación en la producción: En las condiciones actuales del mercado, la participación en la Producción (X%) Se constituye en un desincentivo natural para la presentación de ofertas, pues su impacto en el análisis económico de las áreas es considerablemente negativo. Por tal motivo, nuevamente sugerimos eliminar este factor como una carga económica del Contrato E&P o en su defecto, fijarle un valor fijo.</p>
Cepsa	<p>Mapa de tierras: Sin duda alguna, todas las compañías interesadas en la asignación de bloques tienen un deber de diligencia frente a la viabilidad ambiental y social de las zonas o áreas respectivas. Sin embargo, una dificultad recurrente en los últimos años se ha presentado con restricciones socio-ambientales que se desconocen desde el sector privado, bien por ser de orden local o por sobrevenir a la firma de los contratos.</p>
Cepsa	<p>Mapa de tierras: De allí, que la elaboración y/o actualización permanente del mapa de tierras de la ANH, excluyendo todas las áreas o zonas con restricciones de este tipo, sin duda agilizaría la posibilidad de presentar ofertas.</p>
Cepsa	<p>Mapa de tierras: Así mismo, se requiere una reglamentación expresa que regule específicamente las soluciones que deben adoptarse cuando se presenten restricciones ambientales y/o sociales sobrevinientes, pues en la actualidad los servidores públicos no tienen un marco legal claro que les permita adoptar medidas correctivas de manera apropiada.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondientes adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Cepsa	Habilitaciones permanentes: Este mecanismo agilizará muchos procesos de asignación de áreas. Nuestra única sugerencia de mejora es permitir que la actualización de estas habilitaciones se efectúe anualmente (en abril de cada año) en lo referente a las condiciones financieras y bianualmente en todos los demás acreditaciones.
Cepsa	Habilitaciones permanentes: Finalmente, sugerimos que la acreditación social y medio ambiental también se incluya dentro de la exoneración de calificación a las empresas Que Se encuentren el "Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies".
Chalela Abogados	Medidas de coyuntura: Se incorporan indefinidamente las disposiciones, transitorias que adoptó la Agencia en 2015?
Chalela Abogados	Estructura: La incorporación de las disposiciones que transitoriamente adoptó la Agencia en 2015.
Chalela Abogados	Estructura: Si bien el alcance del Proyecto de Acuerdo está determinado por las etapas de la gestión contractual de la Agencia, infortunadamente los capítulos no reflejan ordenadamente las etapas en las que se integra esa gestión. Bien podría organizarse el reglamento definitivo en tres partes que agrupen los capítulos concernientes a cada etapa de la gestión contractual (art. 2).
Chalela Abogados	Estructura: La incorporación del Acuerdo 03 de 2014, del Acuerdo 02 de 2015, del Acuerdo 03 de 2015 y del Acuerdo 04 de 2015 al Proyecto de Acuerdo se evidencia como una simple adición al reglamento, sin que se aproveche la oportunidad para darle una unidad general al Proyecto del Acuerdo, bajo la cual se reacomoden las disposiciones que son homogéneas o complementarias (por ejemplo definiciones, plazos, etcétera) facilitando la labor interpretativa y la interacción de los diversos agentes en cada etapa.
Chalela Abogados	Estructura: Algunas de las normas posteriores a 2012 tenían un carácter temporal o coyuntural. En ese sentido, sería conveniente que el reglamento definitivo precise ese carácter temporal dentro de un reglamento que tendría vocación de permanencia.
Chalela Abogados	Definiciones: El Proyecto de Acuerdo refleja la eliminación de algunos términos definidos que contenían los acuerdos expedidos con posterioridad al 2012. No obstante lo anterior, varios de esos términos definidos reaparecen a lo largo del Proyecto de Acuerdo.

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Chalela Abogados	<p>Medidas de Coyuntura: Como lo mostraron algunos casos, ciertas disposiciones del Acuerdo 03 de 2014, del Acuerdo 03 de 2015 o del Acuerdo 04 de 2015 resultaron confusas u oscuras dando lugar a interpretaciones y posiciones equívocas. Consideramos conveniente aprovechar la ocasión para recoger los aprendizajes obtenidos y las oportunidades de mejora detectadas con ocasión de la implementación de dichas disposiciones. Por vía de ejemplo, nos referimos a (1) las complejidades interpretativas que pueden resultar de unos "contratos adicionales"; (2) la contabilización de los períodos fijados con ocasión de la modificación de vigencias y porcentajes de cobertura de las cartas de crédito <i>stand-by</i>; (3) la utilización de terminología diferente a la contemplada en las cláusulas de los contratos que de tiempo en tiempo ha adjudicado la Agencia; o (4) el alcance del requerimiento de <i>identidad de partes</i> que se fija para habilitar el traslado de inversiones, entre otras.</p>
Chalela Abogados	<p>Barreras de entrada: Los años de <i>existencia</i> que debe sumar una persona jurídica para ser proponente u operador, impidiéndole la habilitación a nuevos emprendimientos que puedan surgir (sobre todo, dentro de este mercado laboral con demanda decreciente);</p>
Chalela Abogados	<p>Barreras de entrada: La necesidad de que el operador deba tener o no un interés en la posición del contratista, limitando el potencial surgimiento de un mercado particular de compañías especializadas dedicadas fundamentalmente a la operación de activos y campos petroleros;</p>
Chalela Abogados	<p>Barreras de entrada: La conveniencia de permitir la acreditación de las capacidades a través de la experiencia certificada de personas naturales;</p>
Chalela Abogados	<p>Barreras de entrada: La utilidad de establecer incentivos o excepciones favorables a las compañías que hayan demostrado ciertos estándares (no sólo en calificación crediticia o reconocimiento), sino también certificados por auditores reconocidos (de reservas, financieros, de normas técnicas, de estándares operativos, etcétera);</p>
Chalela Abogados	<p>Barreras de entrada: La conveniencia de exigir determinados estándares en materia de seguridad industrial, seguridad operacional y procedimientos internos de similar naturaleza</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
Chalela Abogados	<p>Sucursales: Al igual que los términos de referencia de los procedimientos de selección 'Ronda Colombia', el Proyecto de Acuerdo impide que las sucursales se habiliten o presenten propuestas. Lo anterior (1) no refleja plenamente normas de rango legal a las que el Proyecto de Acuerdo debe sujetarse; (2) incrementa innecesariamente los costes transaccionales en que deben incurrir los interesados; y (3) desconoce la realidad práctica de la industria y las sociedades extranjeras con sucursal colombiana dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos. Impedir que la sociedad extranjera actúe a través de la sucursal legalmente establecida (i) origina trámites, legalizaciones, traducciones, legalización de las traducciones y otras actuaciones que son innecesarias e incrementan los costos.</p>
Chalela Abogados	<p>Porcentaje de participación del Operador: La restricción del 30% impide que quienes integren el contratista puedan buscar maneras más eficientes de organizar la operación en campo mediante terceros especializados que puedan integrar oportunidades por su dedicación particular</p>
Chalela Abogados	<p>Mecanismo de asignación directa: debe justificarse por razones que lucen ciertamente indeterminadas. Sería conveniente que se precisara si se trata de una facultad eminentemente discrecional o suficientemente reglada, en cuyo caso sería deseable que se estableciese los motivos que de manera precisa llevan a la Agencia a aceptar la asignación directa de áreas.</p>
Chalela Abogados	<p>Identificación de las áreas para asignación directa con contraoferta: Sería conveniente precisar las reglas y criterios aplicables a tales calificaciones, la posibilidad de establecer listas cerradas o listas cerradas de áreas y toda otra que permita definir con claridad esas reglas.</p>
Chalela Abogados	<p>Régimen de transición: Por ejemplo, los capítulos de medidas de coyuntura fueron precisamente producidos para serles aplicados a contratos suscritos bajo los reglamentos precedentes, por lo que la transición no sería fácil.</p>

de las opiniones, sugerencias o propuestas alternativas recibidas con ocasión de la publicación el 29 de Diciembre de 2015, del proyecto de Acuerdo "Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondientes adoptan cambios al modelo actual de asignación de áreas."

PUBLICACIÓN SUMARIA DE COMENTARIOS RECIBIDOS



EMPRESA	SUMARIO DEL COMENTARIO
ConocoPhillips	<p>Inversiones. Queríamos hacer referencia al último párrafo del artículo 39.2 en relación al Capítulo referente a la EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE HIDROCARBUROS. Sugerimos que para incentivar la inversión y la competitividad en la exploración de yacimientos no convencionales en Colombia, y en especial en estos momentos de coyuntura de bajos precios en el mercado, se flexibilice este requerimiento del programa de trabajo en las fases exploratorias en los Contratos Adicionales para yacimientos no convencionales. Consideramos que el requerimiento de que estas inversiones superen en cada una de sus fases, las inversiones de la Fase I de los contratos convencionales es muy limitante en especial cuando se considera que los últimos fueron adjudicados en momentos cuando los precios del mercado petrolero eran mucho más altos. Del mismo modo, basado en nuestra experiencia internacional, los programas mínimos de trabajo para nuevos contratos en general permiten un nivel inicial de inversión menos onerosas en las fases iniciales exploratorias, lo cual ofrece ventajas competitivas y aumenta el atractivo de los mismos para los inversionistas.</p>
ConocoPhillips	<p>Inversiones. Sugerimos que se permita que los proponentes de Contratos Adicionales para la exploración y producción de yacimientos no convencionales, puedan establecer por lo menos en la primera fase exploratoria del Contrato Adicional un nivel de inversión que <u>no</u> esté sujeto a comparación con la Fase I del contrato convencional. Consideramos que si las actividades propuestas e inversión están debidamente justificadas técnicamente y ajustadas a la realidad de cada bloque en específico, se permitirá aumentar la eficiencia de la inversión y la competitividad del sector en el país al estar más en línea con el mercado petrolero actual.</p>