

GRUPO DE PARTICIPACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia".

Fecha de inicio de publicación:	11 de Febrero de 2016
Fecha fin de publicación:	12 de Marzo de 2016
Solicitantes:	Dirección de Hidrocarburos
Medios de divulgación:	Portal Web www.minminas.gov.co en: • Módulo de Foros: MinMinas/ Atención al Ciudadano/Foros • Módulo de Noticias
Medios de recepción comentarios:	Correo: pciudadana@minminas.gov.co Módulo de Foros, Portal Web

PUBLICACIÓN

Se publicó la noticia, enlace directo al foro donde se presentó el documento en discusión, tal cual se evidencia en el siguiente enlace e imágenes.

<https://www.minminas.gov.co/foros?idForo=23725113&idLbl=Listado+de+Foros+de+Febrero+De+2016>

Listado de Foros de Febrero De 2016

Actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera

Sector Hidrocarburos

Fecha Inicio 11 de febrero de 2016

Fecha Fin 12 de marzo de 2016

El Ministerio de Minas y Energía dispone a consideración de la ciudadanía y demás interesados el proyecto de resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia", con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Documento propuesto:

"Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia".

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse mediante correo electrónico dirigido a pciudadana@minminas.gov.co, hasta el próximo **sábado 12 de Marzo de 2016**.

Ilustración 1 Publicación del Documento en Discusión



Actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera

El Ministerio de Minas y Energía dispone a consideración de la ciudadanía y demás interesados el proyecto de resolución "Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de..."

jueves 11 de febrero de 2016, Cundinamarca, Bogotá D.C., Fuente: MinMinas

Sector: Hidrocarburos

Ilustración 2 Divulgación en el Modulo de Noticias del Portal Web



Ministerio de Minas @MinMinas · 2 h

Lo invitamos a participar del **#Foro** >> Actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera ow.ly/YfRVz



Ilustración 3 promoción del Documento en Discusión en redes sociales

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

A través del correo electrónico pciudadana@minminas.gov.co se recibieron nueve (9) comentarios.

1. Fecha recepción: 24 de febrero de 2016 Hora: 14:22

Buena tarde , anticipando mis sinceras felicitaciones al equipo del ministerio por acometer la loable labor de regular y sobre todo dar solidez jurídica a las operaciones offshore , basado en mi experiencia como ingeniero de petroleos e ingeniero quimico y mi entrenamiento en estas actividades , adjunto unas apreciaciones:

- El ANEXO 1 deberían considerarse las revisiones y estándares superiores a 2010 (cuando sucedió el evento New Horizon) , principalmente el NTC 2050, Código Eléctrico Colombiano , ya que no es una norma especifica para este menester.
- En el articulo 4 ,4.2 excelente , pero debería exigir un mínimo de seguro legal.
- En el articulo 31 , 2 los 3 anhos es algo arbitrario , recomendaría 1.5 a 2.
- En el articulo 27 , 1.12 es muy ambiguo el termino "prudente".

Agradecido de que tomen en cuenta las apreciaciones , saludos cordiales.

"Ningún ejército puede detener la fuerza de una idea cuando llega a tiempo"

2. Fecha recepción: 8 de marzo de 2016
Hora: 16:17

Señores

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Oficina de Participación Ciudadana

Atn: pciudadana@minminas.gov.co

Calle 43 No.57-31, CAN

Bogotá, D.C.

Ref: *Regulaciones Técnicas para la Producción y Exploración Costa Afuera de Hidrocarburos en Colombia*

Respetados señores,

ExxonMobil Exploration Colombia Limited ("ExxonMobil") quisiera agradecer al Ministerio de Minas y Energía (MME) por darle la oportunidad de revisar y dar comentarios a la Regulación Técnica propuesta para la Exploración y Producción de Hidrocarburos Costa Afuera en Colombia. Como una compañía con una amplia participación de activos internacionales en el sector de petróleo y gas; ExxonMobil valora plenamente la importancia y la necesidad de tener regulaciones que aseguren que las operaciones de exploración y producción se llevan a cabo de forma segura y de manera ambientalmente responsable con altos estándares técnicos.

ExxonMobil ha revisado cuidadosamente el proyecto de regulación del MME y nos gustaría proporcionar los siguientes comentarios en aspectos específicos, adicionales a otros que hemos entregado a través de la Asociación Colombiana del Petróleo ("ACP"):

1) Título 1, Artículo 4. Siglas y Definiciones:

5. Autoridad Competente. El Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia o la entidad que ejerce el control de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, conforme a las disposiciones aplicables, a través de los procesos de investigación y sanción cuando hubiere lugar a ello.

Comentario de ExxonMobil: Debido a la complejidad de las regulaciones y a una potencial superposición de autoridad y responsabilidad entre diferentes entidades gubernamentales, sugerimos que la Autoridad Competente sea el único punto de contacto para el contratista y que la Autoridad Competente coordine el rol del gobierno en todos los aspectos de las operaciones de gas y petróleo, incluyendo actividades de medio ambiente, tributaria y fiscal. Esto ayudaría a asegurar la eficiencia, reducir el

riesgo de descuidos involuntarios y proporciona un mecanismo para resolver la incertidumbre donde podrían existir jurisdicciones superpuestas entre las agencias gubernamentales.

- 2) Titulo 3, Artículo 17. Obligación y Responsabilidad Financiera
 - 2.2 Fianza o bono emitido por una sociedad con licencia para conducir negocios en Colombia u
 - 2.3 Otros instrumentos que provean equivalente garantía respecto de la oportuna atención de reclamaciones, tales como cartas de crédito u otros métodos comparables, aprobados por la Autoridad Competente

Comentario de ExxonMobil: *Sugerimos que en el artículo se especifique que se permite a las afiliadas corporativas emitir garantías. Este enfoque es aceptado por los gobiernos alrededor del mundo. Lo anterior proporciona a los gobiernos las garantías que buscan al tiempo que le permite a ExxonMobil gestionar prudentemente su negocio.*

- 3) Titulo 3, Artículo 17. Obligación y Responsabilidad Financiera
 5. Fondo de Contaminación de Hidrocarburos Costa Afuera

Comentario de ExxonMobil: *Dichos Fondos no son un estándar de la industria y desde nuestro leal saber y entender no hay jurisdicción en la cual sean requeridos o se establezcan esos Fondos. Estos colocan una carga financiera innecesaria e injusta a la industria. Asumiendo que el proceso de calificación del gobierno permite que solo las compañías con un historial probado en materia de seguridad, medio ambiente, capacidad técnica, suficientes recursos financieros para operar y participar en áreas Costa Afuera en Colombia, creemos que las disposiciones en las regulaciones existentes y los contratos TEA y E&P proporcionan suficientes mecanismos y garantías para hacer frente a un incidente ambiental (por ejemplo, el seguro existente y la carta de crédito requerida en los contratos TEA y E&P). Por lo tanto, amablemente solicitamos que la Sección 5 del artículo 17 sea eliminada en su totalidad.*

- 4) Titulo 6, Artículo 46. Disposición de cortes producidos en la perforación
 3. Los cortes producidos durante la perforación con fluidos a base de agua podrán verterse costa afuera, en la medida en que sea permitido por la licencia Ambiental. Los cortes producidos durante la perforación con fluidos a base de hidrocarburos o sintéticos, y los cortes producidos durante la perforación en formaciones con hidrocarburos, independientemente del tipo de fluidos utilizados, deberán traerse a costa para su disposición de conformidad con las estipulaciones previstas en la licencia ambiental. La autoridad ambiental podrá hacer excepciones de manera individual dependiendo de cada caso particular.

***Comentario de ExxonMobil:** Hay tecnología hoy en día que permite que los cortes de perforación sean tratados abordo del sitio de perforación, de tal manera que se pueda disponer de los mismos Costa Afuera en aguas profundas con un impacto mínimo o sin un impacto al medio ambiente. Las afiliadas de ExxonMobil utilizan rutinariamente esta tecnología. En muchos casos, nosotros vemos que esta disposición Costa Afuera tiene menor impacto ambiental y riesgo que transportar los cortes a la costa y a los sitios de tratamiento y disposición; este transporte implica el riesgo de derrame, adicional al incremento de emisiones y costos. ExxonMobil respetuosamente sugiere que el MME considere modificar el lenguaje para excluir bloques en aguas más profundas, por ejemplo cuando la profundidad del agua sobrepase de 200 a 500 metros.*

Nos gustaría agradecer una vez más al Ministerio de Minas y Energía (MME) por darnos la oportunidad de revisar y dar nuestros comentarios a la Regulación Técnica propuesta para la Exploración y Producción de Hidrocarburos Costa Afuera en Colombia.

Quedamos atentos a su disponibilidad para discutir estos y otros puntos cuando ustedes consideren conveniente.

Cordialmente,

3. Fecha recepción: 8 de marzo de 2016
Hora: 12:45

Doctor
Mauricio de la Mora Rodriguez
Presidente
Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH
Ciudad

Ref. Uso del estándar NORSOK S-006

Respetado doctor de la Mora:

Uno de los pilares de la ANDI es la promoción industrial del país en el que la innovación, la gestión del conocimiento y los encadenamientos productivos sean la base de su desarrollo.

Por ello vemos con preocupación el uso exclusivo del estándar Norsok en varias partes del borrador de resolución presentado por la ANH, lo anterior traería como consecuencia dejar a la industria nacional por fuera de estas contrataciones en el desarrollo petrolero costa afuera.

Situación que iría en contra la apuesta de país de “compre colombiano” y desestimularía el crecimiento de la industria nacional.

Las implicaciones prácticas para la industria en la aplicación del estándar Norsok, serían los siguientes:

1. Un incremento substancial (cerca al 30%) en el costo de instalaciones costa afuera.
2. Imposibilidad del uso de empresas colombianas en el offshore, debido a la restricción en el tipo de materiales.
3. Solamente soldadores y empresas noruegas (y algunas en el Mar del Norte) tienen la capacidad de producir equipos que cumplan con el estándar Norsok, ya que se requieren de materiales diversos y de gran calidad para estar expuestos al clima extremo del Mar del Norte. Ambiente que no se compara con el Caribe o el Pacífico Colombianos.
4. No existe la capacidad técnica en el gobierno nacional para poder verificar el cumplimiento de Norsok. El gobierno se vería obligado a traer expertos

noruegos a Colombia para el respectivo monitoreo, con los elevados costos que ello implicaría.

5. El resultado final de Norsok es una alta inversión en equipos para lograr una operación con menos necesidades de mantenimiento, ya que en el Mar del Norte las condiciones para hacer mantenimiento son muy limitadas, ese no es el caso del Caribe colombiano.

6. Los materiales que exige Norsok son bastante complicados tanto para fabricarlos como para soldarlos, dado que exige una mano de obra calificada con unas técnicas de soldadura que sólo existen en Noruega y en partes limitadas del Reino Unido. Obviamente, ésta escases de habilidades hacen que el costo sea bastante superior.

Dadas las consideraciones anteriores los requerimientos para equipos de las instalaciones son excesivos, hemos visto casos en que compresores y bombas llegan a costar 500% más que los mismos equipos para el golfo de México.

Las implicaciones anteriormente mencionadas no solo traen inconvenientes para la industria nacional sino enormes costos para el Estado colombiano.

Valdría la pena evaluar estas implicaciones y las exigencias que si bien deben cumplir con los estándares de calidad, también deben adecuarse a la realidad nacional, no solo desde el punto de vista de industria e inversión, sino a consideraciones de país y del entorno ambiental.

Agradezco su atención y quedo atento a sus comentarios.

Cordialmente,

4. Fecha recepción: 11 de marzo de 2016
Hora: 16:34



Estimados señores:

Por medio de la presente presentamos, dentro del plazo establecido para el efecto, los comentarios de Ecopetrol al proyecto de resolución de la referencia publicada por el Ministerio de Minas y Energía el pasado once (11) de febrero de 2016.

En este sentido, en primer lugar proponemos una aproximación general con algunas propuestas que consideramos se ajustan a las buenas prácticas internacionales, las cuales promueven un desarrollo en el Offshore Colombiano seguro y eficiente.

. De otra parte, hemos incorporado comentarios puntuales al proyecto, que encontrarán en la tabla anexa. Esperamos que estos aportes sean de utilidad para la labor que el Gobierno está desarrollando.

Comentarios Generales

El estado actual de desarrollo de la industria en costa afuera es incipiente y si bien requiere que se establezca de manera clara el marco regulatorio para su desarrollo, este marco regulatorio debe estar encaminado a facilitar y a viabilizar este tipo de operaciones, sin imponer cargas adicionales a la industria. De ahí que se deba preservar el objeto de la regulación, el cual es, "disminuir la carga regulatoria sobre la industria" y no generar procedimientos y regulaciones adicionales para las operaciones Costa Afuera que impacten su desarrollo en tiempos y costos, dos factores que sin duda alguna desestimularían la inversión en el país. En este orden de ideas es importante señalar que la regulación y reglamentación excesiva del desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera puede desincentivar la competitividad del país frente a otros entornos de países con mayor prospectividad y menores restricciones. 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.

Para que la regulación logre el objetivo propuesto se sugiere que la misma sea a base de principios y no detallada, es decir, que se establezcan mínimos a cumplir y que los operadores desarrollen de manera específica su operación, siguiendo los parámetros mínimos que defina el Ministerio de Minas en los temas de su competencia. Establecer una reglamentación detallada puede impactar costos, tiempos y estrategias que hacen parte del know how de los operadores.

Para tales definir las condiciones mínimas se sugiere que se utilice una sola familia de normas, ya que tener estándares de distintos orígenes puede llevar a contradicciones. Sin perjuicio de lo anterior, es importante que la reglamentación se adapte al lenguaje local para evitar la confusión.

Aunado a lo anterior, consideramos que es importante que la regulación tenga en cuenta las particularidades de la fase de exploración y de producción, ya que la aplicación de condiciones propias de producción en materia de facilidades, equipos y materiales en etapa de exploración puede resultar altamente gravosa. Por ejemplo, durante la etapa de exploración predomina el uso de equipos y estructuras provisionales, por unos pocos meses, mientras que en producción gran parte de los equipos son permanentes con uso a largo plazo. De igual forma, en la fase de exploración las actividades principales se dan por contratistas con equipos de los contratistas, mientras que en producción los equipos y personal están vinculados principalmente al Operador, lo cual genera importantes efectos en cuanto a manejo, gerenciamiento, HSE, inspecciones, auditorías y otras que no se ven reflejadas en la propuesta de reglamentación y que causarían confusión en el momento de su aplicación.

La regulación propuesta afecta actividades que son competencia de otros entes gubernamentales o que están reguladas en los Contratos E&P, los cuales se solicita se excluyan con el fin de evitar conflicto de competencias o reclamaciones contractuales. Por ejemplo:

1. Tratándose de vertimientos y licencias, la competencia corresponde a la ANLA.
2. Tratándose de contaminación de hidrocarburos es necesario que la norma consulte lo establecido por el Decreto 321 de 1999 o Plan Nacional de Contingencia contra derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en aguas marinas, fluviales y lacustres, así como con los convenios internacionales suscritos por el estado colombiano bajo las Leyes 257/96 y 523/99 (artículo 17).
3. Los trámites para operaciones marítimas se adelantan ante la DIMAR en virtud del Decreto Ley 2324/84, los Decretos 466/90, 644/90, 309/00 y 674/12, los cual establecen los requisitos aplicables para las embarcaciones y artefactos que realizan operaciones costa afuera.

4. Los Contratos E&P suscritos con la ANH regulan el Fondo de Abandono, en lo que se refiere a montos, fecha de fondeo, entre otros. La norma propuesta modifica los contratos en ejecución e incluye cargas adicionales para los Contratistas (Artículo 50 numeral 11).
5. Algunos apartes del proyecto de Resolución hacen extensivas obligaciones del Operador a los No Operadores, lo cual aumenta costos y restringe la participación en estos proyectos de empresas con capacidad financiera y sin operación (fondos de inversión u otros), lo cual desincentiva y limita el mercado. La regulación de estos aspectos hace parte de las negociaciones privadas de los operadores y no operadores, por lo que se solicita excluir del proyecto de regulación.
6. Se definen auditorías e inspecciones por parte de la ANH durante la fase de diseño que pueden impactar el tiempo y el costo de las operaciones. De modo que, la ANH al participar en verificaciones de diseño pudiera verse como entidad solidaria en caso de que algún incidente catastrófico tenga lugar en las instalaciones una vez estén en operación. Por lo tanto, debe ser muy claro el alcance de la "verificación" de los diseños.

En este orden de ideas y con el fin de evitar conflictos de competencias se solicita que la regulación que se emita sea aquella propia de la competencia del Ministerio y que se evite regular actividades propias de otras autoridades, ya que esto genera inseguridad jurídica para los inversionistas y las empresas operadoras.

Es de señalar que la regulación propuesta resultará ser dispersa, mezclando conceptos, por lo que se sugiere se organice por temáticas desde el punto de vista HSE (, salud ocupacional, seguridad industrial, seguridad de procesos y medio ambiente.

Pese a lo extensa y exhaustiva que parece la regulación, la misma está enfocada en hidrocarburo líquido, lo cual ofrece dificultades, teniendo en cuenta que los descubrimientos del Caribe Colombiano parecen ser de gas natural.

Finalmente y con el fin de poder construir con el Ministerio estas leyes proponemos que se establezca una mesa técnica que permita presentar las sugerencias de las diferentes compañías y establecer aquellas que se incorporaran a la normativa.

5. Fecha recepción: 11 de marzo de 2016

Hora: 17:17

Señores Ministerio de Minas y Energía
La Ciudad

Chevron Petroleum Company como compañía comprometida con el desarrollo de la actividad exploratoria offshore en Colombia en forma responsable y sostenible, apoya las iniciativas del Gobierno Nacional que promuevan el desarrollo de las actividades de exploración y producción en forma segura y protegiendo el medio ambiente, sin embargo solicita que esta nueva reglamentación debe aplicar solamente a contratos nuevos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Igualmente, de manera general se evidencia que buena parte de la reglamentación propuesta en este **Proyecto de Reglamentación Técnica para las Actividades de Exploración y Producción de**

Hidrocarburos Costa Afuera publicado en la WEB del MME el pasado 11 de Febrero de 2016 se encuentra ya consignada en otras reglamentaciones, inclusive de naturaleza legal jerárquica superior, lo cual obliga a que la nueva regulación sea más clara y no genere redundancia e incertidumbres dentro de los destinatarios de la norma.

En nuestro caso particular del Contrato de Asociación Guajira Área A, que viene ejecutándose desde hace más de 40 años, bajo los términos y condiciones allí pactados con Ecopetrol, Chevron cumple estrictamente con los compromisos adquiridos establecidos en el contrato de Asociación y su respectiva extensión con el Gobierno Nacional (Ecopetrol, ANH, MME, Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio del Interior, entre otros), con las comunidades de nuestra zona de influencia y con las autoridades regulatorias y ambientales locales (DIMAR, Corpoguajira).

Los compromisos mencionados anteriormente no son completamente coherentes con lo propuesto en el Proyecto de Reglamentación, creando una situación de incertidumbre contractual y regulatoria que es inconveniente. Adicionalmente, se genera una responsabilidad económica y operativa adicional que afecta seriamente el equilibrio comercial del retorno de la inversión global del proyecto, por lo cual Chevron Petroleum Company solicita al MME la no aplicación del presente proyecto, en caso de ser aprobado, a la operación actual dentro del contrato de Asociación Guajira Area A.

Consideramos que en el evento en que se decida emitir la norma en cuestión, tomando como premisa que la misma no debe ser aplicada para contratos que actualmente se encuentren en etapa de producción, hemos identificado los siguientes aspectos, que creemos deben ser revisados:

- Artículo 17.1. Obligación y responsabilidad financiera. El impacto financiero de las obligaciones previstas en este artículo resultan extremadamente onerosas para las compañías. El costo de demostrar una responsabilidad financiera de USD 250,000,000 (por medio de garantías o seguros) sería extremadamente alto y desmotivaría la inversión de nuevas compañías. Asimismo, se debería dejar en claro que esta reglamentación no aplica a operaciones de gas (ya que el riesgo de contaminación es significativamente menor) y que tampoco aplica a operaciones existentes.
- Dado que hay varias normas que hacen alusión expresa al tema de petróleo, dado que efectivamente es un producto que potencialmente tiene mayor posibilidad de generar un impacto ambiental significativo, sugerimos excluir expresamente al gas natural, pues su composición y naturaleza técnica lo diferencia sustancialmente del petróleo, específicamente en el impacto ambiental que cada uno puede potencialmente llegar a generar.
- Artículo 17.5. Fondo de Contaminación de Hidrocarburos. El monto previsto para este fondo es igualmente excesivamente oneroso. Se debería aclarar que este requisito no aplica a operaciones de gas ya que el riesgo de contaminación es significativamente menor y que tampoco debería aplicar a operaciones existentes. En relación con este fondo, así como en relación con otras reglas previstas a lo largo del documento, es importante precisar que cuando se refiere al Operador, son las partes del contrato E&P correspondientes las llamadas a asumir los costos, responsabilidades y gastos derivados de la respectiva obligación. El campo Chuchupa presenta un muy bajo riesgo de producir un evento mayor de contaminación con afectación al medio ambiente.
- Artículo 50.7. No encontramos razonable que el fondo de abandono tenga que estar completamente financiado antes de los 2 años de empezar con el abandono, debido al impacto de este requerimiento para el flujo de caja de las compañías. Así mismo, se debería dejar expresamente claro que este articulado no aplica a aquellas operaciones existentes que ya tengan acuerdos de fondeos de abandono en sus contratos de asociación.

▪ Título 7 Artículo 48. – numeral 6. Venteo y quema de Gas. El Decreto 2682 de 2014 del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo establece las condiciones y requisitos para la declaratoria de existencia de Zonas Francas Permanentes Costa Afuera (ZFP) y dentro de los requisitos allí requeridos para solicitar la declaratoria de una ZFP se exige que el área corresponda al área asignada en el contrato suscrito con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). De igual forma, para obtener la declaratoria de existencia de una ZFP, el Operador debe tener un contrato vigente con la ANH.

En línea con lo que se expone al inicio de este escrito, consideramos que en aras de garantizar la estabilidad jurídica y el respeto por lo pactado en los contratos vigentes, la nueva reglamentación debe estar coherente con reglas como las de las ZFP, las cuales aplican única y exclusivamente para agentes que hayan suscrito contratos con la ANH, respetando las condiciones pactadas en contratos antiguos, como por ejemplo, los suscritos con Ecopetrol como administrador en ese entonces del recurso Nacional, y a los cuales no debería aplicarles esta nueva reglamentación técnica propuesta, específicamente para dejar en claro que el gas quemado, venteado y consumido no paga regalías.

Este tema se encuentra actualmente reglamentado en el Artículo 52 de la Resolución 181495 de 2009, con las específicas circunstancias que exceptúan dicho pago, por lo que consideramos redundante regular nuevamente el tema y sugerimos que sea eliminado del proyecto de regulación. De la misma forma debe existir la excepción para ventear el gas de operaciones offshore existentes.

La ANH debe determinar este límite máximo, ya que corresponde a una necesidad para desarrollar las operaciones de forma segura, eficiente y confiable. En el caso particular de Chevron las plataformas Chuchupa A y B fueron instaladas en los años 1979 y 1996 y el diseño de las plataforma se basa en venteo de gas de acuerdo a la regulación y estándares de la industria vigentes en ese momento. La conversión de venteo a quema requeriría una inversión de capital mayor, con el objeto de cumplir los estándares de la compañía, implicando la construcción de plataformas anexas con sus respectivos costos.

- Título 8 – Artículo 58 Se establece en este artículo sanciones de acuerdo al art. 26 de la ley 1753 de 2015, el cual genera dudas sobre la posibilidad de doble sanción con el Régimen sancionatorio ambiental que ya existe.
- Para los temas de Seguridad, Salud y Medio Ambiente (HES) cubierto en los títulos 2, 3 y 4, la propuesta desconoce regulaciones existentes en temas de HES como la solicitud de un sistema de gestión. El tema de riesgos profesionales y sistema de gestión ya existen en la ley y están amparados por normas que regulan el sistema general de Riesgos Laborales. A continuación encontramos los decretos en mención.

- Decreto Ley 1295 de 1.994 (organiza el Sistema General de Riesgos Laborales)
- Ley 1562 de 2012 (modifica el Sistema General de Riesgos Laborales)

- Decreto 1443 de 2014 (norma que regula el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el trabajo).
- Decreto 1072 de 2015 (norma que compila las resoluciones y decretos del sector trabajo)

- Finalmente, consideramos que el tema de HES debería ser eliminado en su totalidad.

Chevron agradece al MME la oportunidad de hacer comentarios al borrador del Proyecto de Reglamentación Técnica para las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos Costa Afuera y espera que los comentarios aquí consignados sean de beneficio para la estructuración del documento definitivo.

Cordialmente,

Rodrigo Mendiwelso

Cordialmente,

Rodrigo Mendiwelso

Chevron Petroleum Company

Manager, New Ventures

Calle 100 No. 19A-30 Piso 9

Phone: [571 639 4207](tel:5716394207)

Mobile: 57 317 647 9494

Email: RodrigoMendiwelso@Chevron.com

6. Fecha recepción: 11 de marzo de 2016

Hora: 19:03

A continuación se enumeran los comentarios y/o las recomendaciones de Petrobras a la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia.

TÍTULO 1		
Disposiciones Generales		
Artículo del Reglamento offshore ANH	Sugerencia de cómo sugiere Petrobras que sea editado el artículo.	Observaciones complementarias
En términos generales, consideramos que los roles y responsabilidades de autoridades competentes deberían ser mejor precisados posibles interferencias con otros órganos (ANLA, DIMAR, Min Trabajo, Min Interior), lo que puede traer riesgos adicionales de conflictos regulatorios, aseguramiento de procesos, de costos y de tiempo de implantación, así como duplicando en algunos casos la carga en cuanto a permisos para un mismo asunto. Por ejemplo, asuntos del offshore ya regulados por la autoridad ambiental o por la autoridad marítima. Aprovechamos para resaltar el caso de la reorganización institucional de los EEUU post Macondo en 2010-2011, en donde se removieron los conflictos de roles a través de la aclaración y separación de las misiones de administrar el recurso hidrocarburífero y el de supervisar la seguridad de las operaciones. http://www.boem.gov/Reorganization/ Con relación a la aplicación del Anexo 1, se recomienda que se utilicen los estándares como referencia y no de obligatorio de cumplimiento en su integralidad. Las normas y estándares técnicos de Petrobras son alineados en general a los documentos referenciados en el Anexo 1 (API, etc.), sin embargo eso no significa que se dé cumplimiento integral a todos los requisitos contenidos en estos reglamentos, pues es posible que algunos aspectos entren en conflicto entre sí, a pesar de que todos los estándares sean considerados en general como Buenas Prácticas de la industria. En esos casos, el buen criterio y las competencias técnicas del operador deben prevalecer en la definición de las normas aplicables a cada situación/operación particular. Adicionalmente las normas técnicas y de seguridad operacional deben regular principios y buenas prácticas sin restringir la competitividad de los mercados globales de bienes y servicios y en última instancia, afectando la competitividad de los proyectos offshore en Colombia. Por ejemplo, las especificaciones NORSOK se enfocan en condiciones ambientales particulares del Mar del Norte, mucho más restrictivas que las que se presentan en las Américas (Golfo de México, Brasil o Colombia). Con relación a la figura de tercero independiente, llamamos la atención de la autoridad sobre el expertise desarrollado por las operadoras offshore, majors principalmente, durante décadas. Solicitamos que se permita utilizar los consultores internos con procesos certificados, sin estar obligados a contratar terceros independientes que incrementan los costos y no necesariamente promocionan la integridad de los procesos. Se propone un régimen de transición que dé tiempo a las empresas para cumplir con el reglamento técnico offshore. Como ejemplo, el decreto 1072 (Sistema de seguridad en el trabajo) otorgó un plazo total de 3 años.		
Artículo 3. Disposiciones y estándares técnicos. Todas las personas	Artículo 3. Disposiciones y estándares técnicos. Todas las personas autorizadas para llevar a	Sugerimos mantener la redacción de la Resolución 181495 de 2009, Artículo 4. Respecto del Anexo 1 y

autorizadas para llevar a cabo actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia estarán sujetas a las disposiciones de la presente Resolución, y deberán dar aplicación a los estándares nacionales e internacionales ampliamente utilizados en la industria petrolera <u>que se relacionan en el Anexo 1 de este acto administrativo</u>, o cualesquiera otros estándares que pudieran ser autorizados mediante aprobación de la autoridad competente.	cabo actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia estarán sujetas a las disposiciones de la presente Resolución. <u>En las operaciones reglamentadas en esta resolución se deben aplicar los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales, especialmente las recomendadas en el anexo 1 o cualquier otra que las modifique o complemente</u>, que pudieran ser autorizados mediante aprobación de la autoridad competente.	todos los estándares que lo conforman, puede existir la posibilidad que algunos de ellos entren en conflicto con otros, además no es aconsejable convertir prácticas y procedimientos internacionales en leyes nacionales. Por tal motivo sugerimos no establecer dicho anexo 1 como obligatorio; establecerlo en el reglamento como fuente de referencia para efectos de consulta, aplicación y benchmarking en los casos donde aplique. En caso que se apliquen estándares diferentes igualmente reconocidos internacionalmente el Operador podría informar los estándares aplicados a los diseños y operaciones.
Artículo 4. Siglas y Definiciones . 7. Contratista: Persona Jurídica que celebre un contrato o acuerdo con un Operador para ejecutar ciertos deberes asignados como parte de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. 27. Montaje : Una serie de obras u operaciones cuyo propósito es proveer al pozo Otras definiciones Sistema Hombre Muerto: La definición no es correcta.	Artículo 4. Siglas y Definiciones . <u>7. Proveedor de Bienes y servicios: Persona Jurídica que celebre un contrato o acuerdo con un Operador para ejecutar ciertos deberes asignados como parte de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.</u>	Sugerimos mantener las definiciones del Reglamento Técnico actual con la Resolución 181495/2009 y 0048/2015, para evitar las confusiones de conceptos en la generalidad de la industria. En los contratos de ANH, Contratista se refiere a las partes que suscriben un contrato con ANH. ... La definición de Montaje en la presente Resolución corresponde a la definición de Terminación en la Resolución 181495/2009. Utilizar dos denominaciones diferentes para una misma actividad puede conducir a confusiones. El Sistema Hombre Muerto es el Accionador de sistema de Hombre Muerto: El sistema de alarma de hombre Muerto

		(BNWAS o DMAS) esta relacionado al sistema de alarmas abordó, si la ANH se refiere al Accionador (SwitchDeadman) del BOP sugerimos ser específicos en la definición del accionador en caso de fallas (fail-safe) del BOP durante una emergencia que permite la desconexión en caso de <u>pérdida</u> de las señales de control (Electricay/o Acústica)
TÍTULO 2 Principios de Seguridad Industrial		
Artículo 8. Principios de cumplimiento. Las disposiciones que expida la autoridad competente deberán estar acordes con los principios de protección de la salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. Adicionalmente las regulaciones que se expidan deberán:	Artículo 8. Principios de cumplimiento. Las disposiciones que expida la autoridad competente deberán estar acordes con los principios de protección de la salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente. Adicionalmente las regulaciones que se expidan deberán:	Alinear con requerimientos legales vigentes relacionados con el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo. Aclarar quien es la autoridad competente.
Artículo 9. Adopción de una cultura de salud ocupacional y seguridad industrial. 3.5. Otorgar incentivos a los individuos para que cumplan a cabalidad sus responsabilidades de seguridad;	Artículo 9. Adopción de una cultura de salud ocupacional y seguridad industrial. 3.5. Otorgar incentivos para promover <u>Promover</u> una cultura de la seguridad"; basada en la responsabilidad en línea, el análisis y gerenciamiento de los riesgos y el comportamiento seguro.	No consideramos adecuado otorgar incentivos para que las personas cumplan con sus responsabilidades, toda vez que es un deber
Artículo 10. Cooperación y asociación de industria. 1. El gobierno y la	Artículo 10. Cooperación y asociación de industria. 1. El gobierno y la	

industria deberán establecer marcos apropiados de cooperación para compartir conocimiento e información sobre nuevas tecnologías, mejores prácticas operacionales y estándares relevantes entre las organizaciones de la industria , organizaciones profesionales, entes gubernamentales, empresas del sector, y la autoridad competente.	industria deberán establecer voluntariedad para compartir el <u>conocimiento (knowhow)</u> de seguridad.	
Artículo 11. Principio de “El que Contamina Paga”. La ocurrencia de accidentes mayores relacionados con las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera deberán reducirse y sus consecuencias deberán limitarse tanto como sea posible, aumentando la protección del medio ambiente marítimo y de las economías costeras contra la contaminación, estableciendo condiciones mínimas para la segura exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera, limitando posibles interrupciones en la producción de hidrocarburos y mejorando los mecanismos de respuesta en casos de accidentes.	Artículo 11. Principio de “El que Contamina Paga”. La ocurrencia de accidentes mayores relacionados con las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera deberán reducirse y sus consecuencias deberán limitarse tanto como sea posible, <u>Bajo principio ALARP</u> aumentando la protección del medio ambiente marítimo y de las economías costeras contra la contaminación, estableciendo condiciones mínimas para la segura exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera, limitando posibles interrupciones en la producción de hidrocarburos y mejorando los mecanismos de respuesta en casos de accidentes	
Artículo 12. Responsabilidades en la presente regulación	Artículo 12. Responsabilidades en la presente regulación	Los No Operador ya son solidariamente responsables

2. los no Operadores deberán igualmente cumplir con las obligaciones aplicables en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente y con responsables de asegurarse que el Operador cumpla con las obligaciones aplicables en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente	2. los No Operadores serán responsables de cumplir con las obligaciones aplicables en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente de conformidad con los términos contractuales.	con el Operador. No se recomienda obligar a un socio inversionista o que no tiene sucursal en Colombia a que implemente un sistema de gestión y aseguramiento conforme lo solicitado.
Artículo 13. Deberes y responsabilidades del Operador. 1. Deberes Generales del Operador: 1.5. Comunicarse con entes gubernamentales, no gubernamentales y terceros idóneos en relación con asuntos de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente que tengan injerencia en las operaciones de hidrocarburos costa afuera.	Artículo 13. Deberes y responsabilidades del Operador. 1. Deberes Generales del Operador: 1.5. Comunicarse con entes gubernamentales, y a criterio del Operador con otros entes, en relación con asuntos de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente que tengan injerencia en las operaciones de hidrocarburos costa afuera.	
Artículo 13. Deberes y responsabilidades del Operador. 1. Deberes Generales del Operador: 2.2. Los Operadores deberán continuamente analizar las condiciones de trabajo para garantizar que se encuentre en vigencia un sistema idóneo de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente, brindando apoyo a dicho sistema	Artículo 13. Deberes y responsabilidades del Operador. 1. Deberes Generales del Operador: 2.2. Los Operadores deberán periódicamente analizar y verificar las condiciones de trabajo para garantizar que se encuentre en vigencia un sistema de gestión idóneo de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente, brindando	

con soluciones técnicas, operacionales y organizacionales apropiadas. El propósito de dicho análisis es mejorar continuamente la salud, el bienestar y la seguridad de las personas, y prevenir lesiones, muertes y enfermedades profesionales.	apoyo a dicho sistema con soluciones técnicas, operacionales y organizacionales apropiadas. El propósito de dicho análisis es mejorar continuamente la salud, el bienestar y la seguridad de las personas, y prevenir lesiones, muertes y enfermedades profesionales.	
2.7. Los Operadores deberán garantizar que se adopten medidas que permitan a sus empleados y contratistas reportar riesgos de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente, al departamento apropiado o entes gubernamentales.	2.7. Los Operadores deberán garantizar que se adopten medidas que permitan a sus empleados y contratistas reportar riesgos de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente, al departamento apropiado	
2.8. Los Operadores deberán obtener y mantener todos los permisos asociados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera, incluyendo certificados laborales , autorizaciones de trabajo y permisos ambientales.		Aclarar que es un certificado laboral.
2.9. Los Operadores están obligados a monitorear, reportar y corregir las violaciones de salud ocupacional, seguridad ambiental y medio ambiente cometidas por contratistas en relación con los servicios prestados en nombre del Operador.	2.9. Los Operadores están obligados a monitorear, mantener registros y corregir los desvíos de salud ocupacional, seguridad ambiental y medio ambiente cometidas por contratistas en relación con los servicios prestados en nombre del Operador.	- Aclarar concepto de violaciones En lugar de decir reportar, escribir mantener registros y trazabilidad de la gestión sobre los desvíos registrados.

Artículo 14. Deberes y responsabilidades de los No-Operadores A lo largo del término de los correspondientes contratos entre el Operador y el No-Operador, los No-Operadores deberán asegurarse que:	Artículo 14. Deberes y responsabilidades de los No-Operadores A lo largo del término de la vigencia del contrato con la ANH el No-Operador, deberá asegurarse que:	
Capítulo 3 - Artículo 17 Obligaciones y responsabilidad financiera 1. El Operador costa afuera deberá demostrar responsabilidad financiera en el monto de \$250.000.000 dólares de los Estados Unidos para cada una de sus instalaciones, para compensar al Gobierno Nacional y a las comunidades afectadas por los daños que pudieran ocurrir en el caso de derrame de petróleo de dichas instalaciones costa afuera de la República de Colombia. El amparo continuo previsto en esta sección deberá mantenerse en todo momento hasta que la instalación sea adecuadamente removida o abandonada de conformidad con un plan de abandono aprobado.		En este numeral sugerimos aclarar a que se refiere con "cada una de sus instalaciones" Considerar que en la etapa de producción las instalaciones se consideran como un sistema único, (pozos, manifolds, oleoducto...). Solo se hace alusión a derrames de petróleo, no menciona gas. Teniendo en cuenta esto los Operadores que produzcan gas deberían constituir la póliza? Sugerimos que el monto de la cobertura esté correlacionada con el compromiso de inversión y a los riesgos inherentes, tales como si es gas o crudo, la profundidad de la lamina de agua, (somera o profunda), entre otros parámetros.
3.2. Daños causados por un incidente de contaminación de hidrocarburos o la		Favor aclarar el significado en el punto 3.2.4. A que se

amenaza de un incidente de contaminación de hidrocarburos. Los daños abarcarán: 3.2.1. Lesiones personales o muertes, 3.2.2. Recursos naturales contaminados, 3.2.3. Propiedad real o personal, 3.2.4. Pérdida de uso, 3.2.5. Ingresos (i.e. pérdida neta de impuestos, regalías, rentas, honorarios, etc.), 3.2.6. Lucro cesante, y 3.2.7. Costos de servicios públicos.		refiere la "pérdida de uso".
4.3. La Autoridad Competente podrá establecer excepciones a las limitaciones de responsabilidad, pero no serán aplicables en los casos de negligencia grave o el incumplimiento de la normatividad aplicable.		17.4 4.3 -Llamamos la atención sobre el numeral 4.3., qué criterios se tendrán en cuenta para establecer las excepciones?
5. Fondo de Contaminación de Hidrocarburos Costa Afuera.		5. - Solicitamos aclarar si se trata de una "contribución" a título gratuito?, - Se deben establecer mecanismos contractuales para recobrar al contratista los recursos provistos por el FCHCA. (2) - Se pagan la "contribución" al fondo + los gastos por el evento (máximo USD\$250.000.000 (paralelamente) x contaminación e ilimitado para remoción) ? Establecer mecanismos de retorno de recurso en los eventos de foa, cesión terminación de contratos (sugerimos buscar asemejar a los P&I (Protection&Indemnity) del mercado asegurador de buques).

		Sugerimos que los operadores sean parte del patrimonio autónomo. ¿Donde se establece el Fondo, por Bloque? Por Campo? Por Operador? Es importante dejar definido la anualidad del pago, si la operación inicia a mitad de año como se manejaría? Finalizado el periodo de exploración y /o producción estos dineros serán regresados a los operadores? Este fondo será deducible de Impuestos y/o regalías?
TÍTULO 4 Sistema de Gerenciamiento de la Seguridad		
Artículo 20 Numeral 2 : Los Operadores deberán que los empleados y contratistas cuenten con el adecuado entrenamiento y los procesos de comunicación efectiva...	Artículo 20 Numeral 2 : Los Operadores deberán garantizar que los empleados y contratistas cuenten con el adecuado entrenamiento y los procesos de comunicación efectiva...	Falta la palabra de conexión, garantizar, asegurar, permitir, solicitar, informar?
Artículo 21		Incluir en las definiciones Cambio Material.
23 4. Los Operadores deberán proveer capacitación para emergencias costa afuera, prevención y control de incendios, y orientación de personal. Como mínimo, el personal que trabaja costa afuera deberá tener las siguientes certificaciones: 4.1. Introducción Básica a la Seguridad Costa	23 4. Los Operadores deberán proveer capacitación para emergencias costa afuera, prevención y control de incendios, y orientación de personal. Como mínimo, el personal que trabaja costa afuera deberá tener las siguientes certificaciones:	Sugerimos que sean aceptadas como capacitadoras todas las empresas certificadas en offshore sobre el tema.

Afuera (BIOS) ;	4.1. Introducción Básica a la Seguridad Costa Afuera.	
25 2. Los Operadores deberán implementar planes de respuesta a emergencias de conformidad con la Convención Internacional Contra la Contaminación por Hidrocarburos, Respuesta y Cooperación (OPRC), el Decreto 321 de 1999 sobre la adopción de el Plan Nacional de Contingencia contra los derrames de petróleo, sustancias nocivas y sus derivados y los planes de contingencia nacionales y locales. Esta respuesta a emergencias deberá ser aprobada con anterioridad al comienzo de la actividad de exploración y producción por parte de la Autoridad Competente en coordinación con el Ministerio del Interior, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres y cualquier otra agencia gubernamental de conformidad con la legislación colombiana aplicable.		Este artículo hace parte de las exigencias de la Licencia ambiental. "Sugerimos eliminar este artículo".
25 4.3. Los Operadores deberán cooperar, cuando sea necesario, con otros Operadores que adelanten actividades de producción y exploración en las inmediaciones, para asegurar que la salud ocupacional, seguridad industrial y el medio ambiente sean protegidas.		Pedimos por favor sea definido cooperación.

25.6 Los Operadores deberán instalar los mecanismos de seguridad para los sistemas de control incluyendo el establecimiento y la prueba de un sistema con modo de activación automática (sistema de hombre muerto) durante las operaciones de emergencia.	25.6 Los Operadores deberán instalar los mecanismos de seguridad para los sistemas de control incluyendo el establecimiento y la prueba de un sistema con modo de activación automática durante las operaciones de emergencia.	Retirar la expresión "...(sistema de hombre muerto)..."
27 2. El Operador deberá notificar por escrito a la Autoridad Competente sobre cualquier incidente de accidente con consecuencias significativas en materia de seguridad industrial o del medio ambiente. Dicha notificación: 2.1. Deberá ser escrita; y 2.2. Surtida dentro de las 24 horas de: 2.2.1. La primera ocurrencia del accidente o incidente; o 2.2.2. Si el accidente o incidente no es detectado por el Operador en el momento de su ocurrencia, al momento de la detección del accidente o incidente por parte del Operador. 2.3. Debe contener todos los detalles materiales acerca del accidente o incidente que se encuentren razonablemente a disposición del Operador en el momento de la notificación. Cuando fuere posible, la notificación deberá describir las circunstancias que causaron el accidente o incidente, incluyendo el origen, el impacto		Sugerimos alinear este artículo con la legislación actual en términos de notificaciones.

potencial sobre el medio ambiente y las principales consecuencias potenciales.		
27 6. Los Operadores establecerán procedimientos para la investigación de todos los incidentes con consecuencias significativas en seguridad y medio ambiente. Dicha investigación no impide a la Autoridad Competente de conducir sus propias investigaciones o de involucrar a un tercero para que conduzca dicha investigación en su nombre. El costo de dicha investigación será asumido por el Operador.	27 6. Los Operadores establecerán procedimientos para la investigación de todos los incidentes con consecuencias significativas en seguridad y medio ambiente. Dicha investigación no impide a la Autoridad Competente de conducir sus propias investigaciones o de involucrar a un tercero para que conduzca dicha investigación en su nombre.	
29.4 La Autoridad Competente se reserva el derecho de ordenar al Operador para que adelante una auditoría por un tercero independiente sobre el sistema de gerenciamiento de seguridad, en adición a la auditoría habitual prevista en el parágrafo a. anterior. El Operador es responsable por los costos asociados a las auditorías.	29.4 La Autoridad Competente se reserva el derecho de ordenar al Operador para que adelante una auditoría por un tercero independiente sobre el sistema de gerenciamiento de seguridad, en adición a la auditoría habitual prevista en el parágrafo a. anterior.	Retirar la expresión "...El Operador es responsable por los costos asociados a las auditorías."
TITULO 5 Diseño y Montaje de las Instalaciones.		

TÍTULO 5 Diseño y Montaje de las Instalaciones Artículo 34. Montaje, uso, mantenimiento, inspección y acceso a las instalaciones costa afuera. <i>Estructuras Fijas.</i> Antes de ingresar una unidad de perforación en territorio colombiano costa afuera, los Operadores deberán solicitar la aprobación de la Autoridad Competente. Esa solicitud se podrá presentar conjuntamente con el Plan de Exploración, en caso de perforación exploratoria, o con un Plan de Desarrollo en caso de perforación de desarrollo. En cualquier caso, dicha solicitud deberá ser presentada antes de los doce seis (6) meses que anteceden a la fecha programada para la ingreso de unidad de perforación en territorio colombiano. Una solicitud de aprobación de instalaciones deberá describir los planes del Operador para el diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento, inspección y verificación de las instalaciones. Tales planes deberán estar de acuerdo a los estándares referidos en el Anexo 4 de la presente Resolución y deberán estar acompañados de los siguientes reportes:	TÍTULO 5 Diseño y Montaje de las Instalaciones Artículo 34. Montaje, uso, mantenimiento, inspección y acceso a <u>las instalaciones costa afuera</u> <u>mantenimiento de las instalaciones de perforación costa afuera</u>. <i>Estructuras Fijas.</i> Antes de ingresar una unidad de perforación en territorio colombiano costa afuera, los Operadores deberán solicitar la aprobación de la Autoridad Competente. Esa solicitud se podrá presentar conjuntamente con el Plan de Exploración, en caso de perforación exploratoria, o con un Plan de Desarrollo en caso de perforación de desarrollo. En cualquier caso, dicha solicitud deberá ser presentada antes de los seis (6) meses que anteceden a la fecha programada para la ingreso de unidad de perforación en territorio colombiano. Una solicitud de aprobación de instalaciones deberá describir los planes del Operador para el diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento, inspección y verificación de las instalaciones. Tales planes deberán estar de acuerdo a los estándares reconocidos de la	Solicitamos precisión sobre si este artículo aplica únicamente para Aguas someras? Esto implica la aprobación del rig específico que va a ejecutar la operación; o implica la aprobación de un modelo de rig para la operación? En la actualidad, la autorización de ingreso es de DIMAR. En aras de la flexibilidad, solicitamos que el trámite frente a MME o quien designe sea informativo y no de aprobación. La pregunta la hacemos porque 12 meses antes de la operación muchas Operadoras aun están en pleno proceso licitatorio para rig y con mucha dificultad sabrán el rig específico para realizar la operación. Sugerimos q el tiempo para presentación del rig tipo sea menor a 6 meses. Este artículo y autorización tiene algún paralelismo con la forma 4CR, (Intent to drill)? O el permiso de Investigación Científica de la DIMAR? La autoridad competente es el MME o la ANH? Sugerimos separar entre unidades de perforación e instalaciones de producción. Respecto del Anexo 1 y todos los estándares que lo
--	---	---

	presente Resolución y deberán estar acompañados de los siguientes reportes:	conforman, puede existir la posibilidad que algunos de ellos entren en conflicto con otros, por tal motivo no es posible en todos los caos cumplirlos todos estos estándares en todos los casos. Por tal motivo sugerimos no establecer dicho anexo 1 como obligatorio; establecerlo en el reglamento como fuente de referencia para efectos de consulta, aplicación y benchmarking en los casos donde aplique. En caso que se apliquen estándares diferentes igualmente reconocidos internacionalmente el Operador podría informar los estándares aplicados a los diseños y operaciones.
Artículo 34 Numeral 2.5 Los Operadores deberán cumplir con el código MODU del 2009 a menos que el Operador presente una justificación apropiada para su diferencia de criterio ante la autoridad competente.	Artículo 34 Numeral 2.5 Los Operadores deberán garantizar que las Unidades Móviles de Perforación que ingresen al país cumplan con el código MODU del 2009 a menos que el se presente una justificación apropiada para su diferencia de criterio ante la autoridad competente.	
Artículo 34 Numeral 3		Solicitamos por favor especificar las autoridades o agencias que deben ser consultadas, este proceso se garantiza con la audiencia pública de la DIMAR?
Artículo 34 Numeral 4. La solicitud de Operador presentada conjuntamente con los Planes de Exploración o Desarrollo ante la	34 4. La solicitud de Operador presentada conjuntamente con los Planes de Exploración o Desarrollo ante la	Respecto del Anexo 1 y todos los estándares que lo conforman, puede existir la posibilidad que algunos de ellos entren en conflicto con

Autoridad Competente debe indicar los estándares del Anexo 4 que aplicará. Los Operadores deberán justificar ante la Autoridad Competente si requieren aplicar estándares especiales diferentes a los indicados en el Anexo 4.	Autoridad Competente debe indicar los estándares que aplicará. Los Operadores deberán justificar ante la Autoridad Competente si requieren aplicar estándares especiales.	otros, por tal motivo no es posible en todos los casos cumplirlos todos estos estándares en todos los casos. Por tal motivo sugerimos no establecer dicho anexo 1 como obligatorio; establecerlo en el reglamento como fuente de referencia para efectos de consulta, aplicación y benchmarking en los casos donde aplique. En caso que se apliquen estándares diferentes igualmente reconocidos internacionalmente el Operador podría informar los estándares aplicados a los diseños y operaciones.
Artículo 34 Numeral 5 La autoridad competente tendrá seis (6) meses para aprobar, solicitar la modificación de o rechazar una solicitud de diseño, fabricación, instalación, operación y mantenimiento de una unidad de perforación costa afuera que sea presentada	Artículo 34 Numeral 5 Para cualquier solicitud que sea presentada La autoridad competente podrá aprobar, solicitar la modificación de o rechazar en los siguientes términos de tiempo <u>a.</u> Seis (6) meses para solicitudes de diseño, fabricación, o modificación estructural <u>b.</u> Un mes (1) para solicitudes de instalación, operación y mantenimiento de una unidad de perforación costa afuera que sea presentada	Solicitamos tabular los tiempos considerando que la evaluación técnica para la fabricación de una unidad de perforación es mucho mas amplia que la de una solicitud de instalación y operación de una unidad ya fabricada, evitando inconsistencias e interpretaciones que impacten en los tiempos de spud in y contratos con los taladros. Mantener el paralelismo con la forma 4CR?
35.2.2.1. Diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento,	35.2.2.1. Diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento,	Respecto del Anexo 1 y todos los estándares que lo

inspección y verificación de las Instalaciones. Dichos planes deberán acogerse a los estándares incluidos por vía de referencia en el Anexo 1 de la presente Resolución, y deberán ir acompañados de los siguientes reportes:	inspección y verificación de las Instalaciones. Dichos planes deberán acogerse a los estándares y deberán ir acompañados de los siguientes reportes:	conforman, puede existir la posibilidad que algunos de ellos entren en conflicto con otros, por tal motivo no es posible en todos los casos cumplirlos todos estos estándares en todos los casos. Por tal motivo sugerimos no establecer dicho anexo 1 como obligatorio; establecerlo en el reglamento como fuente de referencia para efectos de consulta, aplicación y benchmarking en los casos donde aplique. En caso que se apliquen estándares diferentes igualmente reconocidos internacionalmente el Operador podría informar los estándares aplicados a los diseños y operaciones.
Artículo 36		Solicitamos aclarar si aplica tanto para líneas submarinas o superficiales instaladas en instalaciones marinas o terrestres.
Artículo 37		El agente de verificación será escogido por el operador y aprobado por la autoridad Competente?
Artículo 38 Numeral 3 Los operadores deberán concederle a la Autoridad Competente acceso a la totalidad de las plataformas y demás instalaciones costa afuera. El Operador deberá coordinar el transporte de los inspectores de la autoridad competente y asumir los costos de dichas inspecciones.	Artículo 38 Numeral 3 Los operadores deberán concederle a la Autoridad Competente acceso a la totalidad de las plataformas y demás instalaciones costa afuera. El Operador deberá coordinar el transporte de los inspectores de la autoridad competente .	

Artículo 35 Numeral 5 Debera conducirse una inspección completa de las instalaciones de perforación y producción : 5.1 Previo al inicio de Operaciones de las unidades de perforación y 5.2 Previo al inicio de la producción	Artículo 35 Numeral 5 Debera conducirse una inspección completa de las instalaciones de perforación y producción : 5.1 Una vez iniciadas las Operaciones de las unidades de perforación y 5.2 Una vez iniciadas las operaciones de producción	Se debe considerar que el diseño, operación, instalación, fabricación ya están siendo aprobadas anteriormente, y no deben impactarse los costos de inicio de operaciones esperando una visita de la autoridad.
39.2.2.1. Asegurar que las especificaciones de los equipos cumplan o excedan los estándares indicados en el Anexo 1 , y que los equipos sean correctamente mantenidos y operados.	39.2.2.1. Asegurar que las especificaciones de los equipos cumplan o excedan los estándares, y que los equipos sean correctamente mantenidos y operados.	Respecto del Anexo 1 y todos los estándares que lo conforman, puede existir la posibilidad que algunos de ellos entren en conflicto con otros, por tal motivo no es posible en todos los casos cumplirlos todos estos estándares en todos los casos. Por tal motivo sugerimos no establecer dicho anexo 1 como obligatorio; establecerlo en el reglamento como fuente de referencia para efectos de consulta, aplicación y benchmarking en los casos donde aplique. En caso que se apliquen estándares diferentes igualmente reconocidos internacionalmente el Operador podría informar los estándares aplicados a los diseños y operaciones.
TÍTULO 6 Integridad de Pozos		
2. Los Operadores deberán adoptar el estándar API 53 (API STD 53 - Sistema de	2. Los Operadores deberán tener en cuenta el estándar API 53 (API STD 53 -	Respecto del Anexo 1 y todos los estándares que lo conforman, puede existir la

Prevención de Reventones para Perforación de Pozos), como se indica en el Anexo 1.	Sistema de Prevención de Reventones para Perforación de Pozos).	posibilidad que algunos de ellos entren en conflicto con otros, por tal motivo no es posible en todos los casos cumplirlos todos estos estándares en todos los casos. Por tal motivo sugerimos no establecer dicho anexo 1 como obligatorio; establecerlo en el reglamento como fuente de referencia para efectos de consulta, aplicación y benchmarking en los casos donde aplique. En caso que se apliquen estándares diferentes igualmente reconocidos internacionalmente el Operador podría informar los estándares aplicados a los diseños y operaciones.
39.2.4 Garantizar que durante las operaciones de perforación e intervención del pozo existan permanentemente al menos dos (2) barreras independientes.	39.2.4 Garantizar que durante las operaciones de perforación e intervención del pozo existan al menos dos (2) barreras independientes.	Existen algunos momentos en que no contamos necesariamente con 2 barreras de seguridad en El pozo, por ejemplo durante El pasaje de elementos no cizallables a través del BOP (BHA). Siendo así, se sugiere eliminar El término "permanentemente", pues esta retirada no cambia El concepto básico de integridad, o sea, la existencia de 2 barreras independientes.
5. El sistema BOP será operacional por la totalidad de la vida del pozo.	42.5 5. El sistema BOP será operacional durante la perforación, prueba y abandono del pozo.	

40.2.1 Ubicación del pozo, incluyendo el diámetro del pozo y los planes de pozos auxiliares;		40.2.1 "Pozos auxiliares", se entiende como Pozos de Alivio?
42.6 6.El sistema BOP deberá incluir tapones cortadores a control remoto.- ubicados lo más cerca posible del árbol de navidad.	42.6 6.El sistema BOP deberá incluir tapones cortadores a control remoto.	
Artículo 42.-9-		Aclarar el sistema de hombre muerto, se recomienda mantener la definición de accionador de hombre muerto .Recomendamos retirar la restricción de 90 segundos, ya que este tiempo depende de la profundidad de la lamina de agua. La nomenclatura "hombre muerto" está asociada a un tipo de desconexión de emergencia pasivo (Dead Man) que no está presente en todas los taladros de posicionamiento dinámico. Existen otras nomenclaturas para sistemas similares, aunque con pequeñas variaciones en el funcionamiento, por ejemplo, EHBS e Auto-shear. Se sugiere dejar este requisito más genérico de forma que el sistema pasivo de operación del BOP no sea un item crítico en la selección del taladro.
42. 10. Los sistemas BOP están sujetos a verificación por terceros independientes. La	42.-10 Los sistemas BOP están sujetos a verificación y certificación bien sea por	

verificación de BOPs deberá hacer parte del esquema de verificación de instalación.	parte del Contratista que usa el BOP y sus terceros; ó del Operador, ya sea con su personal calificado ó sus terceros. La verificación de BOPs deberá hacer parte del esquema de verificación de instalación.	
42 11.1. Inspección y monitoreo de condiciones 11.1.1. La cabeza del pozo, los sistemas BOP, el LMRP, la junta flexible, los pods de control y los indicadores de inclinación deberán ser inspeccionados por un ROV, o un sistema alternativo de cámara, al menos una vez al día	42 11.1. Inspección y monitoreo de condiciones 11.1.1. La cabeza del pozo, los sistemas BOP, el LMRP, la junta flexible, los pods de control y los indicadores de inclinación deberán ser inspeccionados periódicamente por un ROV, o un sistema alternativo de cámara, siempre y cuando las condiciones climáticas y operacionales así lo permitan.	42 11.1. Inspección y monitoreo de condiciones 11.1.1. La cabeza del pozo, los sistemas BOP, el LMRP, la junta flexible, los pods de control y los indicadores de inclinación deberán ser inspeccionados por un ROV, o un sistema alternativo de cámara periódicamente. La periodicidad debe ser establecida por el Operador.
42. 11.2.2. Cuando las BOP's hayan sido instaladas en el pozo y la conexión entre las BOP's y la cabeza del pozo haya sido probada, se conducirá una prueba completa de funcionamiento del sistema primario. La prueba se completará antes del inicio de toda operación del pozo.	11.2.2. Cuando las BOP's hayan sido instaladas en el pozo y la conexión entre las BOP's y la cabeza del pozo haya sido probada, se conducirá una prueba completa de funcionamiento del sistema primario, según la periodicidad y procedimiento establecido por el Operador en los estándares aplicables.	42
42. 11.2.3 Una vez el BOP sea instalado en el pozo, al menos una vez cada siete días se realizará una prueba de uso sobre los componentes de control de pozo (excluyendo los conectores hidráulicos y		No queda claro cuáles elementos están incluidos en la expresión "componentes de control de pozo". No queda claro cuál es la periodicidad de la prueba funcional de los ram de tubos.

los ram). El funcionamiento de los ram de revestimiento y de corte deberá probarse como mínimo cada veintún (21) días.		
43.3. El Operador deberá probar el revestimiento y el cemento para determinar su adecuado funcionamiento y presentará a la Autoridad Competente la verificación y documentación de los resultados de las pruebas. Cualquier acción correctiva identificada durante las pruebas deberán implementarse antes de continuar la perforación	43,3 El Operador deberá probar el revestimiento y el cemento para determinar su adecuado funcionamiento, y mantendrá las estadísticas, soportes, verificación y documentación de los resultados de las pruebas, cuando las Autoridades lo soliciten. Cualquier acción correctiva identificada durante las pruebas deberán implementarse antes de continuar la perforación.	
43.4 Cualquier falla tanto del revestimiento como del cemento requiere la restauración de la(s) barrera(s) antes de continuar con cualquier actividad de perforación.		La restauración de una eventual falla en la cementación debe ocurrir en el momento más oportuno, y ejecutarse antes del abandono del pozo. Para tal restauración el operador debe definir el momento Oportuno mediante un análisis de riesgo. En gran parte de las ocasiones la Operación puede proseguir sin la restauración Inmediata de la barrera, siempre y cuando este soportada por un análisis de riesgos. La corrección inmediata de la cementación puede traer riesgos innecesarios al pozo, sin obtener la seguridad deseada.

		.
43. 5. 5.2. Obtener un registro de evaluación para verificar la adherencia del cemento.		Aclarar en cuales secciones se debe correr el registro de cementación y qué tipo de registro se requiere. Sugerimos editar este artículo de forma tal que sean aceptadas como prueba de la eficacia de la cementación: 1) Corrida de perfiles de evaluación de la cementación (adherencia), ó Obtención de parámetros operacionales que indiquen una buena operación de cementación (ausencia de perdidas; presiones compatibles con las simulaciones durante la Operación; control de volúmenes bombeados / retornados durante la operación. etc.). Los parámetros operacionales son aceptados como otros documentos de referencia de buenas prácticas mundiales, por ejemplo, ítem 7.2 del "Oil & Gas UK Guidelines for the Abandonment of Wells".
43 5.4 Aislar las zonas de hidrocarburos, gas y agua,		No es necesario aislar intervalos portadores de agua que no estén sobrepresurizados y no sean acuíferos. Sugerimos un texto parecido un texto parecido al que se propone en la reglamentación Brasileira en la actualidad: "Establecer dos barreras con el fin de impedir el flujo para un medio externo de los fluidos de: a) Yacimientos o intervalos portadores de petróleo y/o gas. b) Intervalos sobrepresurizados portadores de agua;

		Garantizar también el aislamiento entre acuíferos e intervalos portadores de hidrocarburos o fluidos distintos".
43 5 5.5. Alcanzar la fuerza de compresión mínima.		"Sugerimos eliminar este artículo".
43 5.9 Llevar a cabo pruebas de presión.		No necesariamente la barrera necesita ser probada con presión, en algunos casos puede ser apenas verificada indirectamente (ver ítems 7.1, 7.2 e 7.3 de "Oil & Gas UK Guidelines for the Abandonment of Wells".
44 2.3 Los requisitos de desempeño en condiciones normales y de emergencia.		Solicitamos mayor precisión en este numeral, pues no está claro.
Artículo 45		Sugerimos mantener los textos del Capítulo 2 de la resolución 181495 relacionados con la terminación de los pozos, y la resolución 0048 /2015
46 2. Se prefiere el uso de fluidos de perforación a base de agua sobre fluidos a base de hidrocarburos o sintéticos. El tipo de fluidos empleado deberá indicarse en el plan de perforación.		Sugerimos retirar este artículo, pues se trata en la licencia ambiental
46 3. Los cortes producidos durante la perforación con fluidos a base de agua	46 3. Los cortes producidos durante la perforación con fluidos a base de	Posible conflicto con la licencia ambiental particular de cada área o bloque.

podrán verterse costa afuera, en la medida en que sea permitido por la licencia ambiental. Los cortes producidos durante la perforación con fluidos a base de hidrocarburos o sintéticos, y los cortes producidos durante la perforación en formaciones con hidrocarburos, independientemente del tipo de fluidos utilizados, deberán traerse a costa para su disposición de conformidad con las estipulaciones previstas en la licencia ambiental. La autoridad ambiental podrá hacer excepciones de manera individual dependiendo de cada caso particular.	agua podrán verterse costa afuera, en la medida en que sea permitido por la licencia ambiental. Los cortes producidos durante la perforación con fluidos a base de hidrocarburos o sintéticos, y los cortes producidos durante la perforación en formaciones con hidrocarburos podrán verterse costa afuera, en la medida en que sea reglamentado y permitido por la licencia ambiental.	
46 2. Se prefiere el uso de fluidos de perforación a base de agua sobre fluidos a base de hidrocarburos o sintéticos. El tipo de fluidos empleado deberá indicarse en el plan de perforación.	46 2. El Operador escogerá el fluido de perforación que operacionalmente mejor se adapte a su pozo, siempre y cuando respete lo establecido en la licencia ambiental.	
TÍTULO 7 Seguridad de las operaciones		
Artículo 47. Prospección sísmica. 1. Antes de hacer la prospección sísmica los Operadores deberán preparar y someter a aprobación un estudio de impacto para (i) identificar donde y cuando el sonido antropogénico tiene el potencial de generar un impacto significativo y (ii) determinar qué medidas de mitigación, son aplicables.		"Sugerimos eliminar este artículo". El tipo de estudios que presenta los artículo 47.1 y 47.2 pueden estar en paralelismo con lo solicitado por la Agencia Nacional de Licencia Ambientales (ANLA), y de cuales no son aprobatorios para sísmica en

2. El Operador deberá tener en cuenta las siguientes medidas de mitigación para reducir el impacto del sonido para las especies marinas: 1.1. Identificar las áreas sensibles para la vida marina, tales como zonas de alimentación, reproducción, parto y desove. 1.2. Planificar la actividad sísmica con el fin de evitar periodos sensibles del año; 1.3. Identificar las áreas de pesca y reducir las perturbaciones al programar prospección sísmica durante las temporadas menos productivas del año, de ser posible. 1.4. Maximizar la eficiencia de la prospección sísmica para reducir los tiempos de operación; 1.5. Si se llega a prever la presencia de alguna especie sensible en el área, se deberá monitorear su presencia utilizando observadores calificados antes de empezar la prospección que tenga potencial de producir efectos adversos, y se debe monitorear a lo largo del programa sísmico. 1.6. Cuando se observe que los mamíferos marinos se congregan cerca del área planeada para las actividades, se deberá iniciar la actividad sísmica manteniendo una distancia de por lo menos 500 metros; 1.7. Si los mamíferos marinos son vistos dentro		aguas profundas.
---	--	-------------------------

de los 500 metros del lugar propuesto para la prospección sísmica, se deberá posponer el inicio de actividades sísmica hasta que éstos se hayan retirado, permitiendo un tiempo adecuado desde el último avistamiento. 1.8. Utilizar de procedimiento de "arranque suave"-también llamados de "soft-start" - en áreas reconocidas de actividad de mamíferos marinos. Esto implica un aumento gradual en la presión de aire en los cañones hasta llegar a los niveles operativos plenos.		
48 1. La quema de gas natural no se puede llevar a cabo sin la aprobación previa y escrita de la autoridad competente.		No está claro a que aprobación se refiere a pozos de producción o pozos en prueba de formación. es necesario mayor detalle detallar con antecedencia para la obtención de la aprobación.
48 6. El venteo de gas natural y la quema de líquidos están prohibidos.		Aceptar este artículo bajo ciertas circunstancias y con previo permisos del ANLA. Esta legislación ya se editó la resolución 40048 de 2015.
Artículo 50. Abandono de pozos.		Este artículo nos remite al abandono después de la fase de producción Tal vez la mejor descripción para el título de este artículo sería: abandono y desmantelamiento de pozos
50 1. El desmonte o abandono de los pozos costa afuera, instalaciones de producción o ductos deberá hacerse de conformidad con un plan de abandono aprobado		Esta legislación ya se editó la resolución 40048 de 2015.

por la Autoridad Competente.		
50.9.9.3 9.3. Los tubos deberán ser cortados al nivel del lecho marino o justo abajo.		Artículo 50.9.9.3 Este artículo puede estar en conflicto con el marco técnico perfeccionado recientemente para offshore en aguas profundas. "Sugerimos eliminar este artículo".
10.7. El Operador deberá suministrar certificación independiente de las condiciones del lecho marino luego de la culminación del desmonte, y este reporte deberá ser presentado junto con el reporte posterior al desmontaje.		"Sugerimos eliminar este artículo". Conforme Informes de cumplimiento ambiental (ICA), el Operador realiza y certifica este tipo condiciones del lecho marino, a solicitud del ANLA.
51 3. Los Operadores deberán iniciar operaciones de abandono definitivo después de transcurrir 6 meses de inactividad en el sitio de producción. La Autoridad Competente se reserva el derecho de notificar en cualquier momento al Operador sobre la obligación de abandonar un pozo.	51 3. Los Operadores deberán iniciar operaciones de abandono definitivo después de transcurrir 5 años de inactividad en el sitio de producción. La Autoridad Competente se reserva el derecho de notificar en cualquier momento al Operador sobre la obligación de abandonar un pozo.	Estimamos que en offshore 6 meses de inactividad son un tiempo corto para decisiones. !
51. 6. Con posterioridad al abandono de todos los pozos, el Operador deberá presentar a la Autoridad Competente un reporte. El reporte deberá		La verificación independiente no es práctica en los reglamentos de abandono. Sugerimos retirar esta exigencia.

incluir una verificación independiente de la correcta ejecución del proceso de abandono, incluyendo los resultados de cualquier prueba que verifiquen la idoneidad de la actividad de abandono.		
ANEXO 1: LISTADO DE ESTÁNDARES ACEPTADOS		Respecto del Anexo 1 y todos los estándares que lo conforman, puede existir la posibilidad que algunos de ellos entren en conflicto con otros, por tal motivo no es posible en todos los casos cumplirlos todos estos estándares en todos los casos. Por tal motivo sugerimos no establecer dicho anexo 1 como obligatorio; establecerlo en el reglamento como fuente de referencia para efectos de consulta, aplicación y benchmarking en los casos donde aplique. En caso que se apliquen estándares diferentes igualmente reconocidos internacionalmente el Operador podría informar los estándares aplicados a los diseños y operaciones.

7. Fecha recepción: 11 de marzo de 2016
Hora: 19:27

Estimados señores,

Anadarko Colombia Company, luego una revisión minuciosa al proyecto de reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia atentamente envía sus comentarios y propuestas con el presente mensaje.

Los comentarios detallados, artículo por artículo, y los correspondientes a los estándares propuestos en el anexo 1 se incluyen en el archivo Excel adjunto. En este archivo también incluimos el listado de especialistas que participaron en la revisión de la propuesta de reglamento. Favor notar que el archivo Excel tiene tres pestañas (hojas), una para cada uno de los siguientes puntos: Comentarios detallados, Comentarios Anexo 1 y Listado de revisores.

A nivel general tenemos varios comentarios que explicamos a continuación. Queremos hacer especial énfasis en el punto segundo que contiene la propuesta de conformar un grupo de trabajo para contribuir

de manera efectiva a la formulación de un reglamento técnico apropiado para las actividades de exploración y producción costa afuera en Colombia.

1. Como primer punto, observamos que solo se dio solo un par de semanas para analizar un amplio conjunto de reglamentos que son complejos y de naturaleza sumamente técnica. Se debería contar con mayor tiempo para que la industria haga un análisis más completo y especializado de la propuesta de reglamento técnico, para de esa forma aportarle al regulador unos comentarios que sean más útiles y pertinentes. Es en beneficio de Colombia contar con regulaciones prudentes pero claras. Con tiempos para comentar tan cortos, los analistas no pueden proporcionar propuestas alternativas de redacción para artículos y secciones específicas. Estos reglamentos técnicos requieren disciplinas técnicas apropiadas para analizar cada sección y esto no puede darse con tiempos de comentarios tan breves.
2. A partir de la recepción de los comentarios de varios grupos de la industria, se propone el siguiente procedimiento para garantizar que se reciba un aporte técnico apropiado y pertinente a las operaciones en aguas profundas y se incorpore al reglamento definitivo.
 - a. Conformar un grupo de trabajo compuesto por miembros del gobierno, operadores costa afuera y otros expertos de la industria, según resulte apropiado.
 - b. Llevar a cabo talleres con la participación del grupo de trabajo para abordar los conceptos regulatorios que se proponen en dicho reglamento y tener un intercambio de información respecto de los aspectos técnicos, operativos y legales de la propuesta regulatoria. Estos talleres garantizarán que la propuesta regulatoria se analice desde el punto de vista de la precisión técnica y que no existan interpretaciones contradictorias o ambiguas de los requisitos.
 - c. Luego de la conclusión de los talleres y de que el Gobierno considere el aporte recibido seguramente se generará un nuevo proyecto de regulación, por lo que sería conveniente abrirlo nuevamente al análisis y los comentarios del público.
 - d. Luego de la revisión y los comentarios oficiales del público, la propuesta regulatoria sería expedida formalmente.

Para futuros proyectos de reglamentación, se propone la formación de un grupo de trabajo técnico para proporcionar comentarios y aportes a las propuestas regulatorias durante un período de comentarios informal (previo a la publicación de cualquier propuesta). Estos grupos de trabajo estarían compuestos de operadores, contratistas, expertos técnicos, académicos y otras partes interesadas. Durante el período de comentarios informal, habría discusiones entre el Gobierno y el grupo de trabajo en relación con los conceptos regulatorios que se están considerando. Este proceso permitiría que las normas sean examinadas para asegurar su precisión técnica y evitar inconsistencias o la posibilidad de que haya interpretaciones ambiguas de los requisitos claves. Para proyectos reglamentarios mayores, este tipo de consulta informal puede tomar varios meses. Concluida esta consulta informal, la autoridad correspondiente, luego de considerar los aportes recibidos, generaría una propuesta reglamentaria e iniciaría el período oficial de revisión y comentarios públicos. Es usual, en otras jurisdicciones donde estos procesos se aplican, que el período de revisión y comentarios dure entre 30 y 90 días, dependiendo de la complejidad y el alcance de las propuestas regulatorias. Una vez concluido este proceso se emite formalmente la normativa propuesta.

3. Dada la importancia y el impacto de este reglamento técnico que iría a cobijar a todos los operadores costa afuera, se propone llevar a cabo tantos talleres como sea necesario para discutir los inconvenientes identificados y los cambios propuestos al proyecto de reglamento. Las discusiones al estilo de "taller(es)" proporcionan un foro de cooperación eficaz entre el Gobierno y la industria y contribuyen a alcanzar un marco regulatorio viable que les permita a los operadores costa afuera trabajar de forma eficiente y al mismo tiempo cumplir con los objetivos ambientales y de seguridad en el trabajo que se ha trazado el gobierno colombiano.
4. Se reconoce que el objetivo general de esta regulación es manejar los riesgos más importantes que se presentan para las personas, el medio ambiente y los activos. No obstante, por la manera como está redactada actualmente, esta propuesta de reglamento crea incertidumbre respecto de los requisitos operativos así como cierta confusión frente a las responsabilidades de los diferentes entes reguladores que tienen injerencia en las actividades exploración y producción (E&P, por su sigla en inglés). Se necesita una mayor

claridad en favor de una industria costa afuera segura y productiva. Los requisitos de reporte introducidos en esta propuesta regulatoria son muy demandantes y se traslapan con otras obligaciones de reporte ya existentes tanto de la ANH como de otros entes que rigen la actividad E&P. Para cumplir con estos nuevos requisitos de presentación de informes y para su revisión se requeriría un aumento del personal tanto de los operadores como del Gobierno. Muy probablemente la ANH tendría que aumentar su planta de personal para analizar apropiadamente los informes adicionales que se presentarían de conformidad con esta propuesta regulatoria. En relación con las actividades costa afuera, es común en algunos países designar a una sola entidad para que se encargue de coordinar los diferentes asuntos relacionados con el cumplimiento de requisitos regulatorios provenientes de diferentes sectores y autoridades. Se recomienda que se considere la posibilidad de designar una entidad coordinadora para manejar estas situaciones en Colombia.

5. Se recomienda reorganizar la secuencia y la subdivisión en que aparecen varios de los requisitos técnicos dentro del reglamento de manera que se agrupen temas que son comunes y se facilite una mejor correlación con la referencias a los estándares aplicables. Por ejemplo, estructurar los requisitos para alinearlos con las diferentes fases del contrato de E&P, basándonos en el orden lógico en que ocurren los eventos de E&P (por ejemplo, las regulaciones que se aplican a las actividades de exploración deberían estar agrupadas; las que se aplican a las actividades de explotación o producción también deberían estar agrupadas, en la medida de lo posible). Además, una tabla que detalle el contenido de los requisitos proporcionaría mayor claridad.
6. El reglamento requiere el cumplimiento de los estándares detallados en el Anexo 1. Si bien Anadarko no está en contra de adelantar sus operaciones con referencia a los estándares internacionales anunciados y especificados, muchos los estándares mencionados en el Anexo 1 son inviables o presentan requisitos que son inconsistentes entre sí. Esto ubica al operador en la posición de tener que cumplir con estándares inconsistentes o contradictorios, lo que hace que ese cumplimiento sea imposible de alcanzar. Un ejemplo es el uso de los estándares NORSOK. Consideramos que los estándares NORSOK no son apropiados para su aplicación en Colombia ya que fueron redactados para la Plataforma continental noruega, la cual presenta un ambiente muy diferente comparado el área de aguas profundas costa afuera en Colombia. Con respecto al Anexo 1, recomendamos que se lleve a cabo un análisis detallado de todos los estándares para identificar inconvenientes y determinar si se podrían considerar estándares más apropiados para su uso en Colombia.
7. La definición de "Autoridad competente" es vaga y poco clara. De la forma en que actualmente se encuentra redactado, no es claro si la definición se refiere solo a las entidades dentro del Ministerio de Minas, o si el término pretende incluir a otros entes reguladores (o ministerios) que no forman parte de dicho ministerio y que también participan en la regulación y control de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Si es lo segundo, los Operadores solicitan que la ANH especifique cuáles serían las "Autoridades competentes" apropiadas para cada caso que exceda el alcance del Ministerio de Minas o la ANH.
8. Como se resalta en nuestros comentarios a los artículos específicos, las propuestas regulatorias parecen concederle al Ministerio de Minas o la ANH facultad para regular o fiscalizar asuntos que exceden el alcance de las facultades de dicho Ministerio o de la ANH, y que por tanto puede haber un conflicto por la jurisdicción con otros ministerios o entidades. Por ejemplo, la mayoría de los artículos incluidos en los Títulos 2 y 4 (relacionados con los sistemas de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo) están abordados en un reciente decreto del Ministerio del Trabajo (Decreto 1072 de 2015 y anteriormente contenidos en el Decreto 1443 de 2014). Varias de las disposiciones relacionadas con la gestión ambiental están contempladas por normatividad ambiental existente o son abordadas en detalle por ANLA, caso por caso, cuando evalúan las solicitudes de licencia ambiental (por ejemplo el vertimiento al mar de cortes de perforación impregnados con lodos base sintética o la posibilidad de hacer quema de gases y líquidos durante la prueba de pozos). Como se mencionó anteriormente en el punto 4, un solo ente coordinador puede ayudar a resolver estas cuestiones.

9. Muchas de las regulaciones contienen requisitos y referencias a estándares de conducta que son vagos o ambiguos y dan lugar a que el operador no cuente con las pautas necesarias en relación con las acciones requeridas. Como resultado, se pone al operador en riesgo de incumplimiento. Para consultar ejemplos específicos, véase el archivo Excel adjunto que contiene comentarios detallados sobre la propuesta regulatoria.
10. El Artículo 34 es de especial preocupación en relación con la posibilidad de adelantar una campaña de perforación eficiente. Dicho Artículo requiere 12 meses de notificación previa para poder ingresar una unidad de perforación a Colombia y obtener la aprobación de las autoridades Colombianas. Esto resulta inviable y no le proporciona al operador la suficiente flexibilidad en la ejecución de un programa de exploración o desarrollo. Cabe recordar que ya existe el requisito de obtener un permiso previo de DIMAR en el cual numerosas autoridades del país intervienen y cuentan con un plazo de 6 meses para evaluar y aprobar el uso de una unidad de perforación. Como resultado, existe el riesgo de que una parte importante de los períodos contractuales de exploración y/o producción se consuma en procesos de aprobación, en lugar de destinarse a llevar a cabo las actividades propiamente dichas.
11. Los reglamentos que aborden el fondo de abandono deberían estar en armonía con los requisitos de los contratos de E&P.

8. Fecha recepción: 12 de marzo de 2016
Hora: 0:34

Comentarios Generales de ACP a la propuesta de Resolución para reglamentar técnicamente las operaciones costa afuera

11 de marzo de 2016

Los operadores reconocen el esfuerzo que realiza el Gobierno Nacional para la expedición de una nueva normatividad que asegure el correcto funcionamiento de las operaciones costa afuera en Colombia; así mismo se destaca la búsqueda de apoyo internacional de empresas consultoras externas con experiencia en las actividades costa afuera a nivel mundial.

Considerando el articulado, revisamos la propuesta de reglamento técnico para áreas costa afuera de Colombia y se redactó el presente documento para señalar algunos aspectos e inquietudes de suma importancia.

Las principales inquietudes son las siguientes:

1. Como primer punto, ACP nota que se dio un muy corto tiempo para analizar un amplio conjunto de reglamentos que son complejos y de naturaleza sumamente técnica, con muy altas implicaciones en el desarrollo de las operaciones costa afuera en Colombia. Se debería contar con mayor tiempo para que la industria haga un análisis más completo y especializado de la propuesta de reglamento técnico, para de esa forma aportarle al regulador unos comentarios aún mas concretos y detallados. Es de beneficio para el país, contar con regulaciones completas pero claras y concisas. Con tiempos para comentar tan cortos, los

analistas no pueden proporcionar propuestas alternativas de redacción para artículos y secciones específicas. Estos reglamentos técnicos requieren disciplinas técnicas apropiadas para analizar cada sección.

2. La industria propone el siguiente procedimiento para garantizar un aporte técnico apropiado y pertinente a las operaciones en aguas profundas y se incorpore al reglamento definitivo:
 - a. Conformar un grupo de trabajo compuesto por miembros del gobierno, operadores costa afuera y otros expertos de la industria, según resulte apropiado.
 - b. Llevar a cabo talleres del grupo de trabajo para abordar los conceptos regulatorios que se proponen en dicho reglamento y tener un intercambio de información respecto de los aspectos técnicos, operativos y legales de la propuesta regulatoria. Estos talleres garantizarán que la propuesta regulatoria se analice desde el punto de vista de la precisión técnica y que no existan interpretaciones contradictorias o ambiguas de los requisitos.
 - c. Luego de la conclusión de los talleres y de que el Gobierno considere el aporte recibido, se podrá generar un nuevo proyecto de regulación, por lo que sería conveniente abrirlo nuevamente al análisis y los comentarios del público.
 - d. Luego de la revisión y los comentarios oficiales del público, la propuesta regulatoria podría ser expedida formalmente en corto tiempo.

Tanto para este como para futuros proyectos de reglamentación con alta complejidad técnica y un grado de especialización alto, los operadores proponen la formación de un grupo de trabajo como el mencionado para proporcionar comentarios y aportes a las propuestas regulatorias durante un período de comentarios informal (previo a la publicación de cualquier propuesta). Este tipo de consulta informal puede tomar varios meses. Concluida esta consulta informal, la autoridad correspondiente, luego de considerar los aportes recibidos, podría generar una propuesta reglamentaria e iniciaría un corto período oficial de revisión y comentarios públicos. Es usual, en otras jurisdicciones donde estos procesos se aplican, que el período de revisión y comentarios dure entre 30 y 60 días, dependiendo de la complejidad y el alcance de las propuestas regulatorias.

3. Debido a la manera como está redactada la propuesta de reglamento, se crea incertidumbre respecto de los requisitos operativos así como cierta confusión frente a las responsabilidades de los diferentes entes reguladores que tienen injerencia en las actividades de exploración y producción (E&P, por su sigla en inglés). Al respecto, se requiere de mayor claridad.

Los requisitos de reporte introducidos en esta propuesta regulatoria son muy demandantes y se traslapan con otras obligaciones de reporte ya existentes tanto de la ANH como de otros entes que rigen la actividad E&P. Para cumplir con estos nuevos requisitos de presentación de informes y para su revisión se requeriría un aumento del personal tanto de los operadores como del Gobierno. Se deben revisar la multiplicidad y la sobreposición de requerimientos de reporte.

En relación con las actividades costa afuera, es común en algunos países designar a una sola entidad para que se encargue de coordinar los diferentes asuntos relacionados con el cumplimiento de requisitos regulatorios. Se recomienda que se considere la posibilidad de designar una entidad coordinadora en tal sentido, y crear una “ventana única” para el relacionamiento con el sector privado.

4. Se recomienda reorganizar la secuencia y la subdivisión en que aparecen varios de los requisitos técnicos dentro del reglamento de manera que se agrupen temas que son comunes y se facilite una mejor correlación con la referencias a los estándares aplicables. Por ejemplo, estructurar los requisitos para alinearlos con las diferentes fases del contrato de E&P, basándonos en el orden lógico en que ocurren los eventos de E&P (por ejemplo, las regulaciones que se aplican a las actividades de exploración deberían estar agrupadas; las que se aplican a las actividades de explotación o producción también deberían estar agrupadas, en la medida de lo posible). Además, una tabla que detalle el contenido de los requisitos proporcionaría mayor claridad.
5. El reglamento requiere el cumplimiento de los estándares detallados en el Anexo 1. Si bien los operadores no estamos en contra de adelantar operaciones con referencia a los estándares internacionales anunciados y especificados, muchos los estándares mencionados en el Anexo 1 son inviables o presentan requisitos que son incompatibles entre sí. Esto ubica al operador en la posición de tener que cumplir con estándares inconsistentes o contradictorios, lo que hace que ese cumplimiento sea imposible de alcanzar. Un ejemplo es el uso de los estándares NORSOK. Consideramos que los estándares NORSOK no son apropiados para su aplicación en Colombia ya que fueron redactados para la Plataforma continental noruega, la cual presenta un ambiente muy diferente comparado el área de aguas profundas costa afuera en Colombia. Con respecto al Anexo 1, recomendamos que se lleve a cabo un análisis detallado de todos los estándares para identificar inconvenientes y determinar si se podrían considerar estándares más apropiados para su uso en Colombia.
6. La definición de "Autoridad competente" es poco clara. De la forma en que actualmente se encuentra redactado, no es claro si la definición se refiere solo a las entidades dentro del Ministerio de Minas, o si el término pretende incluir a otros entes reguladores (o Ministerios) que no forman parte de dicho Ministerio y que también participan en la regulación y control de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Si es lo segundo, los Operadores solicitan que la ANH especifique cuáles serían las "Autoridades competentes" apropiadas para cada caso que exceda el alcance del Ministerio de Minas o la ANH.
7. Como se resalta en nuestros comentarios a los artículos específicos, las propuestas regulatorias parecen concederle al Ministerio de Minas o la ANH facultad para regular o fiscalizar asuntos que exceden el alcance de las facultades de dicho Ministerio o de la ANH, y que por tanto puede haber un conflicto por la jurisdicción con otros Ministerios o entidades. Por ejemplo, la mayoría de los artículos incluidos en los Títulos 2 y 4 (relacionados con los sistemas de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo) están abordados en un reciente decreto del Ministerio del Trabajo (Decreto 1072 de 2015 y anteriormente contenidos en el Decreto 1443 de 2014). Varias de las disposiciones relacionadas con la gestión ambiental están contempladas por normatividad ambiental existente o son abordadas en detalle por ANLA, caso por caso, cuando evalúan las solicitudes de licencia ambiental (por ejemplo el

vertimiento al mar de cortes de perforación impregnados con lodos base sintética o la posibilidad de hacer quema de gases y líquidos durante la prueba de pozos). Como se mencionó anteriormente en el punto 4, un solo ente coordinador puede ayudar a resolver estas cuestiones.

8. En cuanto a los plazos, existen requisitos de aprobación previa con períodos demasiado largos. Estos tiempos resultarían en demoras innecesarias para la puesta en marcha de los proyectos de exploración, que el país requiere con urgencia.
9. El documento debe precisar que la reglamentación aplica única y exclusivamente a contratos futuros a su publicación; lo anterior, haciendo referencia especialmente a proyectos en actual ejecución, actual fase de planeación y como caso específico al proyecto de producción existente en la Guajira, ejecutándose desde hace más de 40 años, bajo términos y condiciones previamente pactados con autoridades nacionales, regionales y comunidades, las cuales no son necesariamente concordantes con lo propuesto en la mencionada propuesta de Resolución.
10. Mediante Decreto 2682 de 2014 del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo se establecieron las condiciones y requisitos para la declaratoria de existencia de Zonas Francas Permanentes Costa Afuera, y dentro de los requisitos allí requeridos para solicitar la declaratoria de una Zona Permanente, se exige que el área corresponda al área asignada en el contrato suscrito con la Agencia Nacional de Hidrocarburos; de igual forma, para obtener la declaratoria de existencia de una Zona Franca Permanente, el Operador debe tener un contrato vigente con la Agencia Nacional Hidrocarburos. En línea con lo expuesto, se considera que en aras de garantizar la estabilidad jurídica y el respeto por lo pactado en los contratos vigentes, la nueva reglamentación debe estar coherente con reglas como las de las ZFP Costa Afuera, las cuales aplican única y exclusivamente para agentes que hayan suscrito contratos con la ANH, respetando las condiciones pactadas en contratos antiguos, como por ejemplo, los suscritos con Ecopetrol como administrador en ese entonces del recurso, y a los cuales no debería aplicarles esta nueva reglamentación técnica, dejando en claro que el gas quemado, venteado y consumido no debería pagar regalías. Este tema se encuentra actualmente reglamentado en el Artículo 52 de la Resolución 181495 de 2009, con las específicas circunstancias que exceptúan dicho pago. De la misma forma debe existir la excepción para ventear el gas de operaciones offshore existentes por sus condiciones propias de operación.
11. Los reglamentos que aborden el fondo de abandono deberían estar en armonía con los requisitos de los contratos de E&P.

➤ **Como resumen general de los principales puntos críticos detectados en la propuesta de Resolución:**

- 1 No hay clara definición de las competencias, roles y quienes son la “Autoridad competente”

- 2 La propuesta desconoce los desarrollos normativos hechos por el mismo MinMinas donde ya se reconocen las particularidades del ambiente offshore (Resolución 40048 de 2015 que regula temas de pruebas, registros, suspensión y abandono de pozos), así como la normativa del Ministerio del Trabajo sobre SST y la normativa ambiental desarrollada por MADS.
- 3 El documento estipula un sistema de gestión en HSE (especialmente SST) y aspectos operacionales, que ya están previamente reglamentados en la legislación colombiana, incluso se habla de aprobaciones previas y auditorías de terceros independientes que generarían reportes inmediatos a los diferentes ministerios y entidades gubernamentales. Consideramos que debe ser eliminado en su totalidad de la propuesta normativa.
- 4 Establecen 2 fondos con implicaciones financieras críticas que afectan la competitividad e incentivos de inversión en el país: i. Fondo de Contaminación de Hidrocarburos Costa Afuera ii. Fondo de Abandono (no es claro su funcionamiento, administración y uso). Existen amplios interrogantes sobre su formulación, administración, funcionamiento y eficacia.
- 5 Se establece una garantía de US 250 M, para la operación, sin embargo no hay claridad en la correlación con las garantías exigidas en los contratos E&P
- 6 Se determinan tiempos para la internalización de embarcaciones y equipos distinto a lo ya reglamentado por la DIMAR y se establecen tiempos muy cortos para las condiciones de la operación Offshore en Colombia.
- 7 No se entiende la diferencia de condiciones para operaciones de extracción de crudo y de extracción de gas, en todo el documento están mezcladas
- 8 Se establece un artículo relacionado con sanciones, el cual genera dudas sobre la posibilidad de doble sanción con el régimen sancionatorio ambiental ya existente
- 9 El documento no contempla Régimen de Transición, ni texto explícito que hable sobre la No retroactividad a operaciones ya ejecutadas y en planeación
- 10 En vez de transcribir estándares como el API 53, se debería hacer referencia a los mismos.
- 11 Varias secciones del reglamento parece repetitivas y duplican elementos ya contenidos
- 12 Cuando se requiere de colaboración, se debe explícitamente excluir información confidencial o de propiedad intelectual de una de las partes
- 13 El reglamento es demasiado prescriptivo en varios acápites, y debe mantener un grado de flexibilidad y de acuerdos con la autoridad en casos específicos

14 Existen aspectos de la reglamentación que no concuerdan o no tiene en cuenta “mejores prácticas”

Dada la magnitud de los comentarios, y la necesidad de clarificación y/o simplificación, la ACP hace solicitud formal y atenta al MME para que se realice un taller o una serie de talleres de ser necesario con IHS – MME – ANH, para discutir los comentarios y retroalimentar la propuesta de norma previo a su expedición definitiva.

9. Fecha recepción: 12 de marzo de 2016
Hora: 19:52

Respetados Señores, Ministerio de Minas y Energía, reciban un cordial saludo,

A través del presente correo remitimos algunos comentarios y preguntas sobre el proyecto de resolución **“Por la cual se establece la reglamentación técnica para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia”**, las cuales de antemano agradecemos sus comentarios y clarificaciones,

Preguntas y Comentarios:

1. En el Artículo 2. *Ámbito de aplicación*. Se establece, que la regulación es aplicable a “las personas autorizadas”, solicitamos aclarar quienes son ellas, como obtiene esta autorización y qué efectos tiene la misma.
2. Cómo se autorizan estándares de la industria (tramite) y quien es la autoridad competente de autorizarlos?
3. Cuáles son los parámetros de medida de una magnitud definida como sustancial? Cuando deba ser definido por una autoridad ambiental, esta autoridad debe tener una unidad de medida establecida.
4. Los derrames de magnitud sustancias deben atender a criterios objetivos de medición, sea por su afectación al medio ambiente o por la cantidad de producto que exceda de una cantidad determinada. Pero todos deben ser criterios objetivos. Sugerimos revisar art. 4 numeral 11.
5. Quienes son las partes responsables establecidas en el artículo 6?
6. En el art. 6 con la referencia a “garantizar” se refiere a la existencia de un seguro o póliza? Cuál es su alcance y sus consecuencias en caso de no cumplirlas?
7. Quien debe gerenciar las instalaciones? Art. 6
8. Cuando se establece otorgar incentivos a los individuos para que cumplan con sus responsabilidades asociadas a su cargo o roll, se entiende que por cumplir con sus responsabilidades se debe pagar algo más que el salario? Esta regulación esta estableciendo un requerimiento laboral especial o pago adicional, para este tipo de operaciones Offshore? Art. 9 numeral 3.5

9. Los marcos de cooperación que se mencionan en el art. 10, que deben establecer marcos de ejecución de las operaciones, donde? Como y quienes los integran? Como hacer parte de los mismos? Son a través de agremiaciones? De mesas de trabajo, quienes son los invitados para definir los puntos establecidos en el numeral 2 del artículo 10?

10. Sobre el art 11. Es importante mencionar que el proyecto de resolución contraria la costumbre comercial en la industria asignándole responsabilidades mayores a los prestadores de servicio, sin limitación alguna, lo que a todas luces contraria además principios de equilibrio del contrato, pues el contratista de servicios no obtiene las ganancias resultado del hallazgo de hidrocarburos.

11. la limitación a la responsabilidad por daños debe atender como máximo a los ingresos obtenidos en virtud del contrato.

12. Quien es la autoridad competente referenciada en el art. 16?

13.Cuál es el procedimiento o dónde se regula el procedimiento de imposición de multas y su graduación?

14. Como las multas y cualquier proceso sancionatorio son de aplicación restrictiva, se deben establecer los parámetros de imposición de multas y graduación de forma detallada sin dejar espacio para apreciaciones subjetivas por parte de la autoridad competente y fijando las pautas para efectos de aplicación de procesos sancionatorios.

15. Dentro de los principios para los procesos sancionatorios, se establece que no pueden existir más de dos penas, sobre un mismo hecho. Por lo cual, la compensación mencionada en el proyecto de resolución no podría ser válidamente aplicada.

16. Dejar al arbitrio de la autoridad competente la suficiencia de una certificación de capacidad financiera desconoce los riesgos de evaluación documental y la corruptibilidad de este tipo de procesos en mano de funcionarios. Si el art 18 numeral 2 busca establecer la suficiencia de recursos financieros de una compañía para responder por un eventual daño ecológico, la evaluación de la capacidad financiera de una compañía debe estar claramente definida, de lo contrario en un caso de siniestro por derrames pueden resultar estos sin sanción pecuniaria aplicable que permitan utilizar recursos para mitigar la extensión y la propagación del riesgo.

17. Se debe definir el alcance de los daños establecidos en el numeral 3.2 del artículo 17.

18. En el numeral 4.3 del art 17 se establecer de manera contradictoria como la autoridad competente puede decidir aplicar o no ciertas reglas establecidas para casos de derrames, lo cual consideramos puede generar no solo inseguridad jurídica a los inversionistas de la exploración y explotación de recursos costa afuera\offshore, sino también impunidad.

19. Mientras se determina la responsabilidad de un siniestro en un negocio de exploración y explotación offshore, por un derrame producido, los recursos necesarios para desplegar las labores de extensión y propagación del riesgo deberían facultar al fondo establecido en el art 17 para utilizar de manera inmediata los recursos con los que cuenta.

No duden en contactarnos en caso de requerir alguna aclaración adicional, déjenos saber si podemos apoyar en el proceso de análisis en este tipo de proyectos como parte de la industria. Nuestro mayor interés es contar con reglas claras para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con la menor incidencia en el ambiente, dentro de un escenario de seguridad jurídica, respeto por los recursos naturales y la vida. Cuenten con nuestro compromiso.

Cordial saludo,

Fecha de elaboración del informe: 14 de marzo de 2016

Original Firmado

AIDA MARCELA NIETO PENAGOS

Coordinadora Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano

Proyecto y Revisó: Leonardo Garzón Rico
Aprobo: Aida Marcela Nieto Penagos