

GRUPO DE PARTICIPACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de Resolución *"Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia"*

Fecha de inicio de publicación: 31 de enero de 2019

Fecha fin de publicación: 22 de marzo de 2019

Solicitantes: **Alejandra Nohemí Rodríguez Higuera**
Dirección de Hidrocarburos

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergia.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinMinas/
- Atención al Ciudadano/Foros/
- Home/Otras Noticias
- Redes Sociales

Medios de recepción comentarios: Correo. pciudadana@minenergia.gov.co

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.minenergia.gov.co/foros?idForo=24076927&idLbl=Listado+de+Foros+de+Enero+De+2019>

Listado de Foros de Enero De 2019

Criterios técnicos proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera

Sector Hidrocarburos

Fecha Inicio 31 de enero de 2019

Fecha Fin 22 de marzo de 2019

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 270 de 2017 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se publica para participación ciudadana el proyecto de Resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia", con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Documento Propuesto

Proyecto de Resolución "[Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia](#)".

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o diligenciando el [formulario para recepción de comentarios](#), el cual debe enviar conservando el formato editable al correo electrónico pciudadana@minenergia.gov.co, hasta el próximo Viernes 22 de marzo de 2019.

Conclusiones

Ilustración 1: MinMinas/Atención al Ciudadano/Foros/



Ilustración 2: convocatoria a ciudadanía

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para hacer comentarios al Documento en Discusión Proyecto de Resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia". Se recibieron cuatro (4) comentarios a través de los canales dispuestos para tal fin:



- Correo pciudadana@minminas.gov.co
- Sección comentarios del foro

Comentario 1

De: Camilo Alfredo Benavides Puig

Fecha: viernes, 22 marzo de 2019 a las 14:51

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución: reglamento técnico de explotación offshore – ECOPETROL



Bogotá D.C., 22 de marzo de 2019

Doctor
JOSE MANUEL MORENO
Director de Hidrocarburos
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución "por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia".

Respetado doctor Moreno,

En primera instancia queremos agradecer el tiempo adicional que el Ministerio de Minas y Energía dispuso para que la industria comentara el proyecto de resolución del asunto. La norma en consulta es de gran relevancia para el sector, dado el rol que la producción en áreas costa afuera puede jugar en el abastecimiento de hidrocarburos del país y dado que las disposiciones técnicas para el desarrollo de la actividad tienen un gran impacto en la viabilidad de los proyectos.

Consideramos que, en términos generales, el proyecto de resolución contiene disposiciones apropiadas para una operación segura, refleja las necesidades de la industria y considera las mejores prácticas internacionales, sin dejar de tener en cuenta la flexibilidad técnica que se requiere para desarrollar los proyectos en áreas costa afuera.

Sin perjuicio de esto, observamos la necesidad de hacer algunos ajustes y precisiones que aportarían al buen entendimiento de la norma y reducirían los riesgos a los que se expone la industria. En este sentido, a continuación presentamos los comentarios que consideramos más relevantes y en el documento adjunto consignamos nuestros comentarios específicos, siguiendo el formato definido por el Ministerio.

1. Alcance de la reglamentación técnica para proyectos de perforación exploratoria en áreas costa afuera

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 6, Bogotá D.C., Colombia
Teléfono: (571)2344000
1/4



Gerencia de Estrategia Regulatoria

En 2017, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40687, "por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera en Colombia". En Ecopetrol consideramos que esta norma atiende plenamente los objetivos que se fijó el Gobierno y que está en consonancia con las mejores prácticas en el ámbito internacional.

Encontramos que el proyecto de resolución del asunto, en sus artículos 5, 6, 9, 12, 13, 20, 21 y 22, transcribe casi en su totalidad la Resolución 40687 de 2017, introduciendo solo cambios muy puntuales a la redacción original. Ahora bien, en el proyecto de resolución no se especifica a qué tipo de pozos aplican las disposiciones relacionadas con la perforación; si lo hacen para pozos de desarrollo o para pozos exploratorios.

En este sentido, la nueva norma puede generar confusión, pues si bien es claro que la resolución propuesta aplicaría a los operadores "que exploten hidrocarburos costa afuera (...)", el hecho de que no se especifique a qué tipo de pozos aplican estas disposiciones podría dar lugar a interpretaciones equívocas sobre el alcance de la misma. Si bien podría interpretarse que el Ministerio quiere extender a los pozos de desarrollo las normas que ya fijó para los pozos exploratorios, lo que encontramos razonable, también podría interpretarse que se está volviendo a regular la perforación de pozos exploratorios.

Por consiguiente, consideramos importante que se aclare que el proyecto de resolución en cuestión, en cuanto a las disposiciones de perforación, aplica a los pozos de desarrollo, los cuales hacen parte de la explotación; y no aplica a pozos de exploración, cuya perforación está reglamentada en la Resolución 40687 de 2017.

Expuesto lo anterior, es pertinente señalar que los comentarios específicos sobre la perforación de pozos, que presentamos en el documento anexo a esta comunicación, se hicieron con base en la presunción de que los pozos a los que se refiere el proyecto de resolución del asunto son pozos de desarrollo.

2. Flexibilidad en la aplicación de las mejores prácticas internacionales

Destacamos que el proyecto de reglamentación técnica brinda flexibilidad a los operadores para aplicar los estándares técnicos que garanticen la seguridad en la operación, teniendo en cuenta las particularidades que se evidencien en cada proyecto.

¹ Artículo 2 de la propuesta de resolución.



Gerencia de Estrategia Regulatoria

En particular, consideramos oportuno que, como se menciona en el parágrafo 2 del artículo 3 del proyecto de resolución, “[*l*]a autoridad de fiscalización evaluará la solicitud de aplicación de nuevos estándares (...)”. Lo anterior porque si bien es fundamental que los operadores en áreas costa afuera den cumplimiento a disposiciones normativas, estándares y mejores prácticas de la industria, existen diferentes condiciones que hacen de la operación en cada área offshore una particular.

No obstante lo anterior, en el proyecto de resolución encontramos tres asuntos puntuales que sugerimos sean ajustados en aras de la flexibilidad antes mencionada.

Como se menciona en el parágrafo 2 del artículo 3 del proyecto de resolución, posterior a la evaluación de la aplicación de nuevos estándares, la autoridad de fiscalización “[...] se pronunciará de forma simultánea con la solicitud de perforación o intervención de pozo”. Al respecto, sugerimos que se establezca un tiempo de respuesta de 15 días calendario y que la misma no sea simultánea con la respuesta a la solicitud de perforación o intervención de pozo, de tal forma que los operadores tengan certidumbre en cuanto a los tiempos requeridos para este proceso, lo que tendría un impacto positivo en la planeación y ejecución oportuna de los proyectos.

En segundo lugar, en los artículos 4, 24 y 26 del proyecto de resolución se utilizan como sinónimos los términos de unidades flotantes de producción y unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO). En específico, en el proyecto de resolución pareciera que se conciben como el mismo concepto, pero en realidad las unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) son un tipo particular de unidades flotantes de producción, como también lo son las semi-sub, TLP, SPAR, entre otras.

En este sentido, del proyecto de resolución se entiende que solo se podría llevar a cabo la actividad de explotación con un tipo particular de unidad móvil de producción, que es la FPSO, lo que eliminaría la flexibilidad de las operaciones en caso de requerir otro tipo unidades. Esto tendría un impacto significativo en los costos y así en la viabilidad de los proyectos.

En consecuencia, como se detalla en el documento anexo, consideramos que se debe excluir la definición de FPSO del capítulo de definiciones e incluir una definición de unidades flotantes de producción, así como especificar que en este tipo de plataformas están, entre otras, las FPSO.

De igual forma, sugerimos modificar el artículo 24, de tal forma que se elimine la disposición que plantea que “[*l*as Unidades flotantes de producción,

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 6, Bogotá D.C., Colombia
Teléfono: (571)2344000
3/4



Gerencia de Estrategia Regulatoria

almacenamiento y descarga deberán contar con sistemas de desconexión rápida para cada Riser, garantizando que la desconexión individual de cada pozo o arreglo de pozos será máximo en 50 segundos”, pues esto solo aplica para los sistemas de desconexión de las FPSO.

Así, consideramos conveniente establecer que el sistema desconexión variará de acuerdo con el tipo de unidad flotante de producción y estará en línea con las mejores prácticas internacionales, de tal forma que se permita al operador evaluar el tipo de unidad móvil de producción según las condiciones, para garantizar la viabilidad y seguridad de la operación.

Finalmente, en tercer lugar, tanto en el artículo 4 como en el 17, pareciera que se confunden los términos de sistema de emergencia de desconexión de BOP submarina con el de *SwitchDeadman*. El primero es un conjunto de procedimientos para operar funciones críticas de la BOP, y el segundo es un procedimiento puntual que hace parte del primero.

Como sucede en el caso expuesto anteriormente, de mantenerse la redacción actual se restaría flexibilidad a los operadores para aplicar diferentes tipos de procedimientos, según las necesidades particulares de la operación.

En este sentido, como se detalla en el documento anexo a esta comunicación, se propone que se defina el concepto de sistema de emergencia de desconexión de BOP submarina, como los procedimientos para operar funciones críticas de la BOP en caso de perder el sistema del control primario y se especifique que, entre estos, está el sistema *Deadman*. De igual forma, sugerimos que en el artículo 17 se especifique que el sistema *Deadman* no es el único sistema de desconexión aplicable para las BOP.

Agradecemos de antemano su atención a esta comunicación y estamos atentos a responder las preguntas al respecto.

Cordial saludo,

CARLOS FERNANDO ERASO CALERO

Gerente de Estrategia Regulatoria

Anexo: Lo anunciado

Copia: Dr. Diego Mesa Puyo, Viceministro de Energía.

Carrera 13 No. 36 - 24 Piso 6, Bogotá D.C., Colombia
Teléfono: (571)2344000
4/4



Artículo	Texto proyecto de Resolución	Propuesta de texto/comentario Ecopetrol	Justificación
General	NA	A lo largo del proyecto de resolución, cuando se habla de normas de API, en muchas ocasiones no es claro a qué literal se están refiriendo. Sugerimos que al respecto la Resolución tenga en cuenta la numeración completa de las normas API.	NA
General	NA	Además, sugerimos que se haga la nota aclaratoria de que la edición de la normativa API que debe aplicar el operador es aquella que esté vigente al momento de aprobación de los diseños de las facilidades . En caso de modificaciones en el alcance de las normas, se sobreentiende que no regiría para las facilidades cuyos diseños han sido presentados a la autoridad de fiscalización, que estén en construcción o en operación.	NA
General	NA	Agradecemos que a lo largo del documento se maneje un sólo término para los casos en que se haga referencia a una misma persona, definición o interpretación. Por ejemplo, el proyecto resolución define al operador como la "persona jurídica individual o aquella responsable de dirigir y conducir las operaciones de exploración y evaluación, en cumplimiento de un Contrato de Evaluación Técnica -TEA-; de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos, en ejecución de Contrato de Exploración y Producción -E&P-, o Especial; la conducción de la ejecución contractual y de las relaciones con la ANH, así como de asumir el liderazgo y la representación del Consorcio, Unión Temporal o sociedad constituida con motivo de la adjudicación o asignación, tratándose de Contratistas Plurales (...)". Sin embargo, en varios apartes del texto se hace mención al operador de manera indirecta a través de diferentes términos, tales como "interesado", "contratista", etc. Expuesto lo anterior y con el fin de evitar confusiones, agradecemos que el lenguaje y los términos usados en la resolución sean consistentes.	NA
Título 1. Disposiciones generales			
Artículo 1. Objeto	Objeto. La presente resolución tiene como propósito establecer requerimientos técnicos para la ejecución de proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera, con el fin de fomentar un desarrollo seguro, sostenible y responsable del sector.	Agradecemos que en la resolución definitiva se precise en qué momento se inicia y en qué momento se termina la fase de explotación.	NA



<p>Artículo 3. Disposiciones y estándares técnicos</p>	<p>Parágrafo 2: La autoridad de fiscalización evaluará la solicitud de aplicación de nuevos estándares y se pronunciará de forma simultánea con la solicitud de perforación o intervención de pozo.</p>	<p>Sugerimos que se incluya un plazo específico para dar respuesta a la solicitud de aplicación de nuevos estándares y que el pronunciamiento de la autoridad de fiscalización se dé de manera independiente a otras solicitudes. Este punto es de la mayor importancia, pues si bien las normas internacionales se presentan como una referencia para aplicar las mejores prácticas de la industria, existen condiciones de las actividades costa afuera, que dependen de diversos factores e influyen en los requerimientos técnicos que se deben aplicar con el fin de hacer más segura y viable la operación. Por esto, es fundamental que se permita solicitar la aplicación de nuevos estándares y se especifique un plazo (15 días calendario) para la aprobación de esta solicitud. Un retraso en la respuesta podría tener impacto en el cierre y viabilidad de los proyectos.</p>	<p>NA</p>
<p>Artículo 4. Siglas y definiciones</p>	<p>Barrera. Componente o práctica que contribuye a la confiabilidad total del sistema evitando el flujo no deseado de fluidos.</p>	<p>Barrera. Componente e-práctica que contribuye a la confiabilidad total del sistema evitando el flujo no deseado de fluidos.</p>	<p>La barrera es un componente, no una práctica. Consideramos que es fundamental que esta definición esté alineada con las disposiciones que se establezcan en la resolución definitiva sobre la suspensión y</p>
<p>Artículo 4. Siglas y definiciones</p>	<p>FPSO's. De su nombre en inglés "Floating production storage and offloading" son las unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga.</p>	<p>Es muy importante dejar claro en la resolución que el término FPSO no es equivalente al de unidades flotantes de producción. Si bien las FPSO son un tipo de unidades flotantes, no son el único tipo de estas unidades, pues también están las semi-sub, TLP, SPAR, entre otras.</p> <p>En este sentido, consideramos que se debe excluir la definición de FPSO del capítulo de definiciones e incluir una definición de unidades flotantes de producción, así como especificar en esta definición que en este tipo de plataformas están, entre otras, las FPSO.</p> <p>Sugerimos precisar esto a lo largo de la Resolución.</p>	<p>NA</p>



<p>Artículo 4. Siglas y definiciones</p>	<p>NA</p>	<p>En relación con las definiciones de los diferentes tipos de pozos contemplados en el proyecto, sugerimos que se incluyan <u>todas</u> las definiciones de pozos, como lo son pozo de desarrollo, pozo descubridor, entre otros, que se establecen en las resoluciones que dictan disposiciones técnicas para el desarrollo de la actividad hidrocarburífera.</p>	<p>NA</p>
<p>Artículo 4. Siglas y definiciones</p>	<p>Preventoras de reventones (BOPs). Equipos instalados en el cabezal del pozo o en el ensamblaje del cabezal del pozo para contener los fluidos del pozo ya sea en el espacio anular entre el revestimiento y los tubulares o en el agujero abierto durante la perforación del pozo, el montaje y las operaciones de prueba.</p>	<p>Válvulas Preventoras de reventones (BOPs). Equipos instalados en el cabezal del pozo o en el ensamblaje del cabezal del pozo para contener los fluidos del pozo ya sea en el espacio anular entre el revestimiento y los tubulares o en el agujero hueco abierto durante la perforación del pozo, el montaje y las operaciones de prueba.</p>	<p>Sugerimos que se revise la traducción usada. Entendemos que están traduciendo "<i>blowout preventer</i>" como "<i>preventor de reventones</i>". Sin embargo, consideramos que no es la mejor alternativa. En la literatura en español, los términos más usados son "válvula preventora", "válvula de seguridad tipo BOP", "válvula antierupción", etc.</p>
<p>Artículo 4. Siglas y definiciones</p>	<p>SwitchDeadman. Control del sistema hombre muerto. Accionador del sistema de preventoras de reventones que permite la desconexión en caso de emergencia asociada a una pérdida de las señales de control (eléctrica y/o acústica).</p>	<p>SwitchDeadman. Control del sistema hombre muerto. Accionador del sistema de preventoras de reventones que permite la desconexión en caso de emergencia asociada a una pérdida de las señales de control (eléctrica y/o acústica).</p> <p>Sistema De Emergencia De Desconexión De Bop Submarina. Procedimientos para operar funciones críticas de la BOP en caso de perder el sistema del control primario. Existen los siguientes tipos de desconexión:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Sistema de secuencia de desconexión de Emergencia (EDS): Es una secuencia programada de eventos que operan las funciones para dejar la preventora y controles en un estado deseado y desconectar el LMPR.</u> • <u>Sistema Acústico: sistema diseñado para cerrar automáticamente el hueco en el evento de una ausencia simultánea de ausencia de hidráulico y control de ambos pods.</u> • <u>Hombre Muerto (Deadman): diseñado para cerrar automáticamente el hueco en el evento de ausencia de suministro hidráulico y el control de ambos pods.</u> • <u>Sistema de Desconexión automática: Cierra los arietes de corte cuando el lower flex joint alcanza un límite determinado.</u> <p>Autocorte (Autocut): Sistema de control diseñado para</p>	<p>API 53 especifica otros tipos de desconexiones. El tipo de desconexión debería estar sujeta al tipo de evento que se tiene y/o a lo que la compañía previamente tenga definido. Por lo tanto, consideramos que los SwitchDeadman no deberían ser el único tipo de desconexión.</p>



Título 2. Seguridad de los procesos durante la perforación, reacondicionamiento y producción de hidrocarburos costa afuera			
Artículo 5. Seguridad de los procesos	Artículo 5. Seguridad de los procesos. Sin perjuicio de los requerimientos que en materia de implementación de Sistemas de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST) establezca el Ministerio de Trabajo, y con el fin de reducir al mínimo la ocurrencia de accidentes mayores durante la ejecución de operaciones de perforación exploratoria, se hace mandatorio que el interesado cumpla con la implementación de un sistema de administración de seguridad de los procesos que incluya al menos, sin limitarse a ellos, los elementos establecidos por la práctica recomendada API 75 (API RP 75 - Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities) o el Reporte 510 de la IOGP (Operating Management System Framework for controlling risk and delivering high performance in the oil and gas industry).	Artículo 5. Seguridad de los procesos. Sin perjuicio de los requerimientos que en materia de implementación de Sistemas de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST) establezca el Ministerio de Trabajo, y con el fin de reducir al mínimo la ocurrencia de accidentes mayores durante la ejecución de operaciones de perforación exploratoria, se hace mandatorio obligatorio que el interesado cumpla con la implementación de un sistema de administración de seguridad de los procesos que incluya al menos, sin limitarse a ellos, los elementos establecidos por la práctica recomendada API 75 (API RP 75 - Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities) o el Reporte 510 de la IOGP (Operating Management System Framework for controlling risk and delivering high performance in the oil and gas industry).	Solicitamos que se aclare si el artículo aplica sólo para actividades exploratorias o también tiene alcance en las fases de producción. El título debe ser consistente con el contenido del artículo. Pues en el artículo se menciona que las normas referenciadas se deberán cumplir "durante la ejecución de operaciones de perforación exploratoria" y no mencionan el caso de la producción. Esto aunado a que las prácticas referenciadas no tienen efecto en las fases de producción.
Artículo 6. Competencia del personal involucrado en las operaciones	Artículo 6. Competencia del personal involucrado en las operaciones. (...) Todos los tripulantes deberán certificar entrenamiento basado en las recomendaciones para la formación y titulación del personal de las unidades móviles que operan mar adentro, dictadas por la Organización Marítima Internacional – OMI o por la Organización Internacional de Entrenamiento para la Industria Petrolera Marítima – OPITO - TBOSIET O BOSIET.	Artículo 6. Competencia del personal involucrado en las operaciones. (...) Todos los tripulantes deberán certificar entrenamiento basado en las recomendaciones para la formación y titulación del personal de las unidades móviles que operan mar adentro, <i>dictadas por la Organización Marítima Internacional (OMI) o por la Organización Internacional de Entrenamiento para la Industria Petrolera Marítima (OPITO) - TBOSIET, BOSIET u otras organizaciones marítimas autorizadas y reconocidas internacionalmente.</i>	Sugerimos que los entrenamientos no se limiten a las organizaciones mencionadas, sino que los mismos también puedan ser realizados en otras organizaciones marítimas reconocidas internacionalmente.



Artículo 6. Competencia del personal involucrado en las operaciones	Artículo 6. Competencia del personal involucrado en las operaciones. (...) Todo el personal trabajador de una instalación costa afuera y que vaya a ser transportado vía helicóptero, deberá estar certificado en entrenamiento en escape seguro de aeronaves siniestradas en medio acuático y supervivencia personal en el mar.	Artículo 6. Competencia del personal involucrado en las operaciones. (...) Todo el personal trabajador de una instalación costa afuera y que vaya a ser transportado vía helicóptero, deberá estar certificado en entrenamiento en escape seguro de aeronaves siniestradas en medio acuático y supervivencia personal en el mar (<i>HUET o su equivalente reconocido internacionalmente.</i>)	Dado que en el artículo 4 se definió HUET, es importante que se incluya el término en el apartado correspondiente. Incluir "HUET" o su equivalente reconocido internacionalmente.
Artículo 8. De las estructuras y unidades de perforación.	Artículo 8. De las estructuras y unidades de perforación.	Artículo 8. De las estructuras plataformas y unidades de perforación	Dado que estamos hablando de perforación, consideramos que plataformas es la palabra correcta.
Título 3. Actividades de perforación e intervención de pozos			
Artículo 9. Programa de pozo	Artículo 9. Programa de pozo. El interesado deberá, antes del inicio de las actividades de perforación, o reacondicionamiento de pozo, presentar a la autoridad de fiscalización, un programa para cada pozo que describa las actividades individuales que se llevarán a cabo y los equipos que se emplearán para cada operación, usando para ello los formularios 4 "Permiso para perforar" y 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial", respectivamente. Los formularios 4 y 7 deberán ser complementados con la siguiente información (...)	Artículo 9. Programa de pozo. El interesado deberá, antes del inicio de las actividades de perforación, o reacondicionamiento de pozo, presentar a la autoridad de fiscalización, un programa para cada pozo que describa las actividades individuales que se llevarán a cabo y los equipos que se emplearán para cada operación, usando para ello los formularios 4CR "Permiso para perforar" y 7CR "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial", respectivamente. Los formularios 4CR y 7CR deberán ser complementados con la siguiente información (...)	En aras de evitar confusiones, sugerimos que los formularios se refieran de manera completa, es decir, formulario 4CR en lugar de formulario 4.
Artículo 9. Programa de pozo	3.2 Características geológicas, estratos o marcadores y acuíferos a través de los cuales el pozo va a pasar.	3.2 Características geológicas, estratos o marcadores y acuíferos de los cuales el pozo va a pasar.	En el caso de actividad costa afuera y dadas las particularidades de la misma, la información de los acuíferos no se puede obtener en la



<p>Artículo 9. Programa de pozo</p>	<p>5.4. De ser necesaria la quema de cualquiera de las corrientes del efluente, el interesado deberá adjuntar la simulación de radiación y ruido con los diferentes escenarios contemplados, donde garantiza que la máxima radiación por temperatura en las zonas clasificadas será de 2 kW/m² incluyendo los diferentes controles.</p>	<p>- Sugerimos que se aclare a qué se refieren las "zonas clasificadas" mencionadas. - Igualmente, recomendamos que se puntualice a cuál de las normas internacionales se refiere el literal en cuestión. Esto debido a que menciona que la "máxima radiación por temperatura en las zonas clasificadas será 2 kW/m²", pero no se especifica a qué distancia del lugar de la quema deberá aplicar este valor. Al hacer referencia a las mejores prácticas internacionales (API521 o NFPA), esto sería claro.</p>	<p>NA</p>
<p>Artículo 9. Programa de pozo</p>	<p>Parágrafo: El representante del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización aprobará la producción provisional del efluente, mediante la aprobación de la forma 4CR o 7CR.</p>	<p>Parágrafo: El representante del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización aprobará la producción provisional del efluente, mediante la aprobación de la forma 4CR o 7CR. Una vez la persona jurídica presenta la forma 7CR, la entidad cuenta con un tiempo de respuesta de XX días para la aprobación o negación de la misma. En caso de negación, la persona jurídica cuenta con XX días para la corrección de la forma.</p>	<p>Sugerimos que se precise el tiempo de respuesta para la aprobación de la forma 7CR, así como un tiempo prudente que le permita a la persona jurídica realizar cambios, en caso de ser necesario. Es importante tener en cuenta que la forma 4CR no aplica en este caso, por lo que pedimos que se elimine.</p>
<p>Artículo 10</p>	<p>NA</p>	<p>No existe un artículo 10. Favor corregir la numeración de la resolución.</p>	<p>NA</p>
<p>Artículo 12. Integridad de pozo</p>	<p>Parágrafo: Para efectos de asegurar la integridad del pozo, el interesado deberá instalar, operar, mantener y monitorear sistemas de barreras y medidas de reducción del riesgo bajo los lineamientos de las versiones vigentes de estándares como el API RP 96 (Deepwater Well Design and Construction) o el NORSOK Standard D-010 (Well integrity in drilling and well operations).</p>	<p>Parágrafo: Para efectos de asegurar la integridad del pozo, el interesado deberá instalar, operar, mantener y monitorear sistemas de barreras y medidas de reducción del riesgo bajo los lineamientos de las versiones vigentes de estándares como el API RP 96 (Deepwater Well Design and Construction), NORSOK Standard D-010 (Well integrity in drilling and well operations) u otro estándar verificado e internacionalmente válido.</p>	<p>Es importante que los estándares de referencia no se limiten a API o Norsok, ya que existen otros igualmente reconocidos y aplicables al contexto y particularidades del offshore Colombiano. En aras de realizar una explotación responsable de los recursos hidrocarbúricos de las áreas costa afuera de Colombia, es indispensable que los requerimientos técnicos estén</p>
<p>Artículo 13. Cementación</p>	<p>Artículo 13. Cementación. (...) 1. El plan de perforación deberá incluir los siguientes elementos para las operaciones de cementación:</p>	<p>Artículo 13. Cementación. (...) 1. El plan programa de perforación deberá incluir los siguientes elementos para las operaciones de cementación:</p>	<p>En aras de evitar confusiones, proponemos que se use "programa" en lugar de "plan". Esta sugerencia se da puesto que este es el término de mayor uso en la industria. En nuestro entendimiento, el programa es el documento que contiene los detalles técnicos relacionados con la ejecución de la perforación, tales como fluidos, cemento, direccional, corrida de revestimiento, etc. Por otra parte, entendemos que cuando se</p>



<p>Artículo 13. Cementación</p>	<p>Artículo 13. Cementación. 3. El interesado, antes de la perforación de cada sarta de revestimiento, deberá realizar una prueba de presión de la tubería de revestimiento y el cemento, a una presión no inferior a la determinada por 1.2 veces la presión hidrostática, calculada a la máxima profundidad esperada y usando como base la densidad del agua limpia.</p>	<p>Artículo 13. Cementación. 3. El interesado, antes de la perforación de cada sarta de revestimiento, deberá realizar una prueba de presión de la tubería de revestimiento y el cemento. Deberá realizar los cálculos necesarios para no romper la formación y no exceder la presión de estallido del revestimiento. a una presión no inferior a la determinada por 1.2 veces la presión hidrostática, calculada a la máxima profundidad esperada y usando como base la densidad del agua limpia.</p>	<p>No es claro a qué se hace referencia con el término "agua limpia". En este sentido, sugerimos precisar.</p> <p>Además, sugerimos que se aclare la redacción del numeral. En nuestra consideración, la redacción de la propuesta no permite entender con claridad lo que se está definiendo en esta disposición.</p>
<p>Artículo 13. Cementación</p>	<p>Artículo 13. Cementación. 3. (...) Antes de perforar más de 15 metros del nuevo agujero debajo de cada tubería de revestimiento, el interesado deberá llevar a cabo una prueba de integridad de la formación para determinar que se ha logrado una junta anular efectiva alrededor de la zapata de revestimiento anterior.</p>	<p>Artículo 13. Cementación. 3. (...) Antes de perforar más de 15 metros del nuevo agujero debajo de cada tubería de revestimiento, el interesado deberá llevar a cabo una prueba de integridad de la formación para determinar que se ha logrado <u>un sello anular efectivo una junta anular efectiva</u> alrededor de la zapata de revestimiento anterior.</p>	<p>Sugerimos incluir la redacción propuesta, pues técnicamente, el término apropiado es "sello anular" y no "junta anular".</p>
<p>Artículo 13. Cementación</p>	<p>Artículo 13. Cementación. 5. El interesado deberá cumplir con las siguientes metas para la cementación y suministrar los soportes correspondientes a través del Formulario 6 "Informe de Terminación Oficial": 5.1. Usar el volumen, la densidad y la clase de cemento adecuado. 5.2. Obtener un registro de evaluación de calidad del cemento o de aplicación de otra técnica para verificar la integridad y adherencia del cemento. 5.3. Evitar flujo de fluidos no deseados. 5.4. Aislar acuíferos. 5.5. Aislar las zonas con hidrocarburos o alta presión. 5.6. Evitar la corrosión. 5.7. Proteger zonas de hidrato de gas. 5.8. Llevar a cabo pruebas de presión.</p>	<p>Artículo 13. Cementación. 5. El interesado deberá cumplir con las siguientes metas para la cementación y suministrar los soportes correspondientes a través del Formulario 6 "Informe de Terminación Oficial": 5.1. Usar el volumen, la densidad y la clase de cemento adecuado. 5.2. Obtener un registro de evaluación de calidad del cemento o de aplicación de otra técnica para verificar la integridad y adherencia del cemento. 5.3. Evitar flujo de fluidos no deseados. 5.4. Aislar acuíferos. 5.5. Aislar las zonas con hidrocarburos o alta presión. 5.6. Evitar la corrosión. 5.7. Proteger zonas de hidrato de gas. 5.8. Llevar a cabo pruebas de presión.</p>	<p>En el caso de actividad costa afuera y dadas las particularidades de la misma, la información de los acuíferos no se puede obtener en la gran mayoría de los casos.</p>
<p>Artículo 13. Cementación</p>	<p>Artículo 13. Cementación. 6. (...) El interesado deberá presentar a la autoridad de fiscalización, los soportes necesarios para demostrar que se verificó y comprobó la integridad del cemento. Dichos soportes serán allegados con el Formulario 6 "Informe de Terminación Oficial".</p>	<p>Artículo 13. Cementación. 6. (...) El interesado deberá presentar a la autoridad de fiscalización, los soportes necesarios para demostrar que se verificó y comprobó la integridad del cemento. Dichos soportes serán allegados con el Formulario 6 Forma 6CR "Informe de Terminación Oficial".</p>	<p>Sugerimos que se haga referencia a la "Forma 6CR", y no al "Formulario 6".</p>



<p>Artículo 17. Diseño e instalación de BOPs</p>	<p>Artículo 17. Diseño e instalación de BOPs. El interesado deberá garantizar la existencia de un Sistema de Prevención de Reventones – BOPs, durante las etapas de perforación, completamiento y/o intervención, que cumpla como mínimo con los requerimientos de la versión vigente del estándar API 53 (API STD 53 - Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells) o el estándar que lo modifique o sustituya. El interesado podrá proponer a la autoridad de fiscalización la utilización de otras prácticas internacionalmente aceptadas.</p>	<p>Artículo 17. Diseño e instalación de BOPs. El interesado deberá garantizar la existencia de un Sistema de Prevención de Reventones – BOPs, durante las etapas de perforación, completamiento y/o intervención, que cumpla como mínimo con los requerimientos de la versión vigente del estándar API 53 (API STD 53 - Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells) o el estándar que lo modifique o sustituya. El interesado podrá proponer a la autoridad de fiscalización la utilización de otras prácticas, <u>con su debida justificación, en línea con el parágrafo 2 del artículo 3 de la presente Resolución, internacionalmente aceptadas.</u></p>	<p>de respuesta por parte de la autoridad correspondiente, toda vez que se esboza la utilización de otras prácticas internacionalmente aceptadas.</p> <p>Además, en la última línea no es claro a qué se hace referencia con las "prácticas internacionalmente aceptadas", pues en ningún aparte se mencionan otras normas aceptadas aplicables a este caso. En este sentido, se sugiere modificar la redacción.</p>
<p>Artículo 17. Diseño e instalación de BOPs</p>	<p>Artículo 17. Diseño e instalación de BOPs. 3. Todos los equipos de perforación de posicionamiento dinámico incluyan un sistema de corte automático y de control de hombre muerto (dead man control) para cortar la tubería y sellar el pozo en caso de pérdida de suministro hidráulico y de la transmisión de señal o si el LMRP se desengancha del BOPs. Estos sistemas deben estar diseñados para sellar el pozo en 90 segundos.</p>	<p>Artículo 17. Diseño e instalación de BOPs. 3. Todos los equipos de perforación de posicionamiento dinámico <u>deben incluir un sistema de desconexión de emergencia y respaldo en caso de presentarse algún evento. Incluyan un sistema de corte automático y de control de hombre muerto (dead man control) para cortar la tubería y sellar el pozo en caso de pérdida de suministro hidráulico y de la transmisión de señal o si el LMRP se desengancha del BOPs. Estos sistemas deben estar diseñados para sellar el pozo en 90 segundos.</u></p>	<p>Es importante aclarar que no es correcto técnicamente exigir únicamente este sistema "deadman", pues existen otros sistemas de desconexión que contempla la normativa API 53 en cuanto a sistemas de desconexión y se deberían tener en cuenta.</p>
<p>Artículo 17. Diseño e instalación de BOPs</p>	<p>Artículo 17. Diseño e instalación de BOPs. (...) Los sistemas de BOPs están sujetos a verificación por terceros independientes. La verificación de BOPs hará parte del esquema de verificación de instalación.</p>	<p>Artículo 17. Diseño e instalación de BOPs. (...) Los sistemas de BOPs están sujetos a <u>una verificación de "diseño, funcionamiento, etc"</u> por <u>parte de una entidad certificadora terceros independientes.</u> La verificación de BOPs hará parte del esquema de verificación de instalación.</p>	<p>Sugerimos que se precise que la verificación la realizará una entidad certificadora, quienes por su conocimiento y a nuestro criterio, son los idóneos para hacer esta labor. Asimismo, sería valioso aclarar el tipo de verificación a realizar, es decir, si es sobre el diseño, funcionamiento, etc., del sistema de BOP.</p>
<p>Artículo 20. Venteo y quema de gas</p>	<p>Artículo 20. Venteo y quema de gas. (...) Parágrafo: El venteo de gas está prohibido como actividad rutinaria.</p>	<p>Sugerimos que se precise el entendimiento que tiene el MME de "actividad rutinaria", así como el alcance que tiene a efectos del presente artículo.</p>	<p>NA</p>
<p>Título 4. Actividades de producción de hidrocarburos</p>			



<p>Artículo 23. Requerimientos para producción</p>	<p>Artículo 23. Requerimientos para producción. Previo al inicio de la fase de producción de los yacimientos costa afuera, el interesado deberá remitir al Ministerio de Minas y Energía o quien haga las veces de fiscalización para su aprobación el plan de explotación – PLEX a la autoridad de fiscalización incluyendo:</p>	<p>El numeral 1 expone que el plan de explotación deberá incluir "Diseño, presión máxima de trabajo en PSI (libras por pulgada cuadrada), capacidad de flujo en BPD (barriles por día) y capacidad de almacenamiento en Barriles para el crudo, así como capacidad de flujo en pies cúbicos y capacidad de almacenamiento en pies cúbicos para el gas natural."</p>	<p>En el contrato (minuta E&P para áreas costa afuera) se establece que el operador deberá presentar a la autoridad de fiscalización el plan de desarrollo para su aprobación. En este sentido, y por claridad, se sugiere que se modifique el término "plan de explotación" por "plan de desarrollo".</p>
<p>Artículo 23. Requerimientos para producción</p>	<p>1. Diseño, presión máxima de trabajo en PSI (libras por pulgada cuadrada), capacidad de flujo en BPD (barriles por día) y capacidad de almacenamiento en Barriles.</p>	<p>El numeral 1 expone que el plan de explotación deberá incluir "Diseño, presión máxima de trabajo en PSI (libras por pulgada cuadrada), capacidad de flujo en BPD (barriles por día) y capacidad de almacenamiento en Barriles para el crudo, así como capacidad de flujo en pies cúbicos y capacidad de almacenamiento en pies cúbicos para el gas natural."</p>	<p>Entendemos que con BPD (barriles por día) se hace referencia a la unidad de medida para el crudo. Sin embargo, no se menciona la unidad de medida en que se deberá presentar la información para el caso del gas natural.</p> <p>Sugerimos que la unidad que se disponga para el caso del gas natural corresponda a pies cúbicos u otra unidad de flujo y no medida de energía. En caso de que se establezca una unidad de energía, como lo sería por ejemplo MBTU, llevaría a dificultades en el diseño para el operador, así como para la fiscalización.</p> <p>Es importante aclarar que lo mismo</p>
<p>Artículo 24. De las estructuras fijas y flotantes de producción</p>	<p>Plataformas fijas. El diseño, construcción, montaje y operación de plataformas fijas para la producción de pozos deberá realizarse bajo los lineamientos de estándares o prácticas internacionalmente reconocidas que se encuentren vigentes como las prácticas recomendadas API RP 2A-WSD (Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design) y API RP 2SIM (Structural Integrity Management of Fixed Offshore Structures), o las normas ISO-19902 (Fixed steel offshore structures) o ISO-19903 (Fixed concrete offshore structures).</p>	<p>NA</p>	<p>Las normas que se especifican (API RP 2A-WSD, API RP 2SIM, ISO-19902 o ISO-19903) no aplican para la actividad de operación. En este sentido, se sugiere que el MME incluya las normas que aplican a la operación o elimine el término "operación de plataforma".</p>
<p>Artículo 24. De las estructuras fijas y flotantes de producción</p>	<p>Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSOs). El interesado deberá garantizar que las unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga de hidrocarburos costa afuera, que ingresen al país cumplan con el Código Internacional para la Construcción y el Equipo de Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga, sus enmiendas o el que lo reemplace, a menos que presenten una justificación apropiada ante el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización (...)"</p>	<p>Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSOs). El interesado deberá garantizar que las unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga de hidrocarburos costa afuera, que ingresen al país cumplan con el Código Internacional para la Construcción y el Equipo de Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga, sus enmiendas o el que lo reemplace, a menos que presenten una justificación apropiada ante el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización (...)"</p>	<p>Es muy importante dejar claro en la resolución que el término FPSO no es equivalente al de unidades flotantes de producción. Si bien las FPSO son un tipo de unidades flotantes, no son el único tipo de estas unidades, pues también están las semi-sub, TLP, SPAR, entre otras.</p> <p>En este sentido, consideramos que se debe excluir la definición de FPSO del capítulo de definiciones, e incluir una definición de unidades flotantes de producción y especificar que en este tipo de plataformas están, entre otras, las FPSO.</p>



<p>Artículo 24. De las estructuras fijas y flotantes de producción</p>	<p>3. Las Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga deberán contar con sistemas de desconexión rápida para cada Riser, garantizando que la desconexión individual de cada pozo o arreglo de pozos será máximo en 50 segundos, cada sistema de desconexión deberá contar con una válvula retenedora para minimizar la liberación del efluente.</p>	<p>3. Las Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga deberán contar con sistemas de desconexión rápida para cada Riser, <u>de acuerdo a la norma XXX, según el tipo de unidad móvil, garantizando que la desconexión individual de cada pozo o arreglo de pozos será máximo en 50 segundos, cada sistema de desconexión deberá contar con una válvula retenedora para minimizar la liberación del efluente.</u></p>	<p>En línea con el comentarios de la línea 10, sugerimos que no se establezca que el sistema de desconexión de las unidades flotantes no podrá exceder los 50 segundos. Esto se debe a que el sistema de desconexión puede variar según el tipo de unidad flotante (no todas las unidades flotantes son FPSO) y otras características del área donde se va a llevar a cabo la producción como, por ejemplo, las tormentas. No es lo mismo una unidad de producción que se encuentra en el Caribe colombiano</p>
<p>Título 5. Plan de explotación</p>			
<p>Artículo 25</p>	<p>Artículo 25. Todo interesado en comenzar la fase de explotación de hidrocarburos costa afuera deberá enviar para aprobación al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, el plan de explotación por yacimiento, que deberá contener lo siguiente:</p>	<p>Artículo 25. Todo interesado en comenzar la fase de explotación de hidrocarburos costa afuera deberá enviar para aprobación <u>el plan de explotación por yacimiento</u> al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, <u>quien deberá responder al requerimiento en los próximos XX días hábiles.</u></p>	<p>Sugerimos que se incluya un tiempo de respuesta para aprobar o solicitar enmiendas al plan de explotación por yacimiento, con el fin de que este requerimiento no se constituya en un cuello de botella y retrase el inicio de la explotación.</p>
<p>Título 6. Diseño y montaje de facilidades y líneas de flujo</p>			
<p>Artículo 26</p>	<p>1. Las instalaciones costa afuera deben ser diseñadas para eliminar o reducir la posibilidad de lesiones o el riesgo de accidentes hasta el mínimo que sea razonablemente posible.</p>	<p>1. Las instalaciones costa afuera deben ser diseñadas para eliminar o reducir la posibilidad de lesiones o el riesgo de accidentes <u>hasta el mínimo que sea razonablemente posible.</u></p>	<p>Se sugiere eliminar la frase "hasta el mínimo que sea razonablemente posible", pues esta frase deja abierta a posibles interpretaciones la capacidad que tiene el diseño de las instalaciones para la producción en áreas costa afuera de eliminar o reducir el riesgo de lesiones o</p>
<p>Artículo 26</p>	<p>4. El diseño deberá facilitar un ambiente seguro de trabajo y considerar el mantenimiento.</p>	<p>4. El diseño deberá facilitar un ambiente seguro de trabajo, <u>considerar la operación y</u> el mantenimiento.</p>	<p>Falta agregar que el diseño de las instalaciones deberá tener en cuenta las actividades de la operación.</p>
<p>Artículo 26</p>	<p>6. Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSOs). (...) 1.2 Los interesados deberán utilizar diseños para el anclaje, amarre, y posicionamiento que permitan que la FPSOs mantenga su posición, permitiendo su movimiento durante emergencias.</p>	<p>6. Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga <u>(FPSOs).</u> (...) 1.2 Los interesados deberán utilizar diseños para el anclaje, amarre, y posicionamiento que permitan que la <u>Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga FPSOs</u> mantenga su posición, permitiendo su movimiento <u>incluso</u> durante emergencias.</p>	<p>Las unidades flotantes deben mantener su posición en situaciones normales y de emergencias.</p>



Artículo 26	<p>6. Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSOs).</p> <p>1.3 Los interesados deberán garantizar por lo menos un sistema de desconexión rápida que no exceda los 50 segundos en la desconexión para cada Riser.</p>	<p>6. Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSOs).</p> <p>1.3 Los interesados deberán garantizar por lo menos un sistema de desconexión rápida <u>en línea con la norma XXX que no exceda los 50 segundos en la desconexión para cada Riser.</u></p>	<p>En línea con los comentarios de las líneas 10 y 40, sugerimos que no se establezca que el sistema de desconexión de las unidades flotantes no podrá exceder los 50 segundos. Esto se debe a que el sistema de desconexión puede variar según el tipo de unidad flotante (no todas las unidades flotantes son FPSO) y otras características del área donde se va a llevar a cabo la producción como, por ejemplo, las tormentas. No es lo mismo una unidad de producción que se encuentra en el Caribe colombiano</p>
Artículo 26	<p>8. Todas las instalaciones de producción, incluyendo los separadores, unidades de tratamiento, compresores, calderas y líneas de flujo deberán diseñarse, instalarse y mantenerse de manera tal que se propenda por la eficiencia, seguridad de operación y protección del medio ambiente.</p>	<p>8. Todas las instalaciones de producción, incluyendo los separadores, unidades de tratamiento, compresores, calderas y líneas de flujo deberán diseñarse, instalarse y mantenerse de manera tal que se propenda por la eficiencia, seguridad de <u>proceso operación</u> y protección del medio ambiente.</p>	
Artículo 26	<p>9. El numeral 4 del artículo 24 de la presente resolución deberá contener la siguiente información:</p>		<p>Sugerimos que se precise el texto, pues no existe el numeral 4 del</p>
Artículo 26	<p>9.1 Diagramas de tubería e instrumentación de los equipos a ser usados en el tratamiento, almacenamiento y disposición de hidrocarburos</p>	<p>9.1 Diagramas de tubería e instrumentación de los equipos a ser usados en el <u>procesamiento</u>, tratamiento, almacenamiento y disposición de hidrocarburos</p>	<p>Por precisión, sugerimos incluir la actividad de procesamiento.</p>
Artículo 26	<p>9. El numeral 4 del artículo 24 de la presente resolución deberá contener la siguiente información:</p> <p>9.1 Diagramas de tubería e instrumentación de los equipos a ser usados en el tratamiento, almacenamiento y disposición de hidrocarburos.</p> <p>9.2 Diagrama de zonas clasificadas, la información sobre sistemas eléctricos y de instalación deberá regirse por la norma NTC 2050.</p> <p>9.3 Puntos de acceso, evacuación y salida.</p> <p>9.4 Diseño, diagramas, montaje y mantenimiento de los sistemas de detección de gas.</p> <p>9.5 Identificación de potenciales peligros y factores de mitigación.</p>	<p>9. El numeral 4 del artículo 24 de la presente resolución deberá contener la siguiente información <u>preliminar</u>:</p> <p>9.1 Diagramas de tubería e instrumentación de los equipos a ser usados en el tratamiento, almacenamiento y disposición de hidrocarburos.</p> <p>9.2 Diagrama de zonas clasificadas, la información sobre sistemas eléctricos y de instalación deberá regirse por la norma NTC 2050.</p> <p>9.3 Puntos de acceso, evacuación y salida.</p> <p>9.4 Diseño, diagramas, montaje y mantenimiento de los sistemas de detección de gas.</p> <p>9.5 Identificación de potenciales peligros y factores de mitigación.</p>	<p>Derencabezado del artículo 26 se entiende que la información sobre las facilidades de producción que se solicita en el numeral 9 deberá ser presentada previo al inicio de las operaciones (durante el proceso de diseño y montaje) junto con el plan de explotación. Esto con el fin de que sea aprobada por la autoridad de fiscalización.</p> <p>En este sentido, dado que esta información se deberá presentar con el plan de explotación, la información que se tiene en ese momento es muy preliminar, pues en ese momento tan sólo se tiene un concepto del diseño de las facilidades de producción. La información detallada (ingeniería de detalle) que se pide en el numeral 9 y la información definitiva, se tendrá sólo hasta el momento en que se empieza a producir. El tiempo que transcurre entre la información preliminar y la información definitiva, es de varios años, ya que la decisión</p>



<p>Título 7. Diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones submarinas.</p>			
<p>Artículo 26.</p>	<p>Artículo 26. Los interesados deberán construir, mantener y operar las líneas de flujo submarinas siguiendo los lineamientos identificados en la normas API 17 A "Design and Operation of Subsea Production Systems - General Requirements and Recommendations" en su diseño y construcción el interesado deberá considerar y garantizar:</p>	<p>Hay dos artículos 26 en el proyecto. Agradecemos que se ajuste la numeración.</p>	<p>NA</p>
<p>Artículo 27. Líneas de flujo</p>	<p>Artículo 27. Líneas de Flujo. Los interesados deberán diseñar las rutas de las líneas de flujo con el fin de minimizar su longitud, reduciendo las obstrucciones y las condiciones peligrosas siguiendo las normas API 17 B "Recommended Practice for Flexible Pipe", especificando en el plan de explotación:</p>	<p>Artículo 27. Líneas de Flujo. Los interesados deberán diseñar las rutas de las líneas de flujo con el fin de minimizar su longitud, reduciendo las obstrucciones y las condiciones peligrosas siguiendo las normas API 17 B "Recommended Practice for Flexible Pipe", especificando en el plan de explotación:</p>	<p>No es claro que el proyecto de resolución haga una distinción entre las líneas de flujo (flow-line) y los ductos (pipe-line). Mientras que los primeros transportan los hidrocarburos desde los pozos hasta la facilidad respectiva, los segundos transportan los hidrocarburos de las facilidades (plataforma) a tierra firme.</p> <p>Es más, pareciera que en el proyecto se confunden, pues dispone que las líneas de flujo se deberán diseñar siguiendo las normas API 17 B "Recommend Practice for Flexible Pipe", cuando esta especifica los criterios para un tipo particular de ducto (pipe line) y no para líneas de flujo.</p> <p>En este sentido, sugerimos que el artículo 27 haga referencia a la normativa que aplica a las líneas de flujo y no a los ductos.</p>
<p>Artículo 27. Líneas de flujo</p>	<p>2. Los Operadores deberán diseñar las rutas de las líneas de flujo con el fin de minimizar su longitud, reduciendo las obstrucciones y las condiciones peligrosas.</p>	<p>2. Los Operadores deberán diseñar las rutas de las líneas de flujo de manera óptima con el fin de minimizar su longitud, reduciendo las obstrucciones y las condiciones peligrosas.</p>	<p>Consideramos que no es conveniente que se disponga que las rutas de las líneas de flujo se deberán diseñar con el fin de minimizar su longitud. Existen condiciones del suelo, de corrientes de agua, de cambios de temperatura que se deben tener en cuenta al momento de diseñar las rutas de flujo, que no necesariamente permiten que su longitud sea la mínima posible.</p> <p>Establecer que se deberá "minimizar"</p>
<p>Artículo 28. Árboles de navidad</p>	<p>6. Presión máxima a soportar, sistemas de desconexión rápida y protección catódica.</p>	<p>6. Presión máxima a soportar, sistemas de desconexión rápida y protección catódica.</p>	<p>En los árboles de navidad no aplican los sistemas de desconexión rápida. Pareciera que este numeral hace parte del artículo anterior.</p>

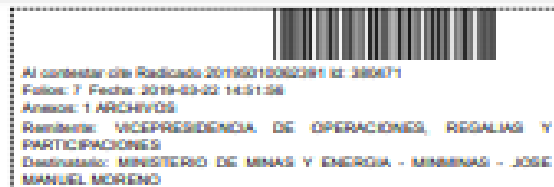


Comentario 2

De: Ludwing Ehrhardt Arzuza

Fecha: viernes, 22 marzo. 2019 a las 16:24

Asunto: Comentarios de la ANH - Proyecto de Resolución de Explotación Costa Afuera



Bogotá D.C., 22 de marzo de 2019

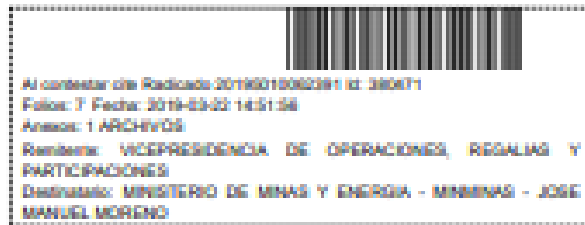
Doctor:

José Manuel Moreno Casallas
Director de Hidrocarburos (E)
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57-31 CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución, "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

Teniendo en cuenta que la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en el marco de las funciones establecidas en el artículo 3 del Decreto 714 de 2012, especialmente la señalada en el numeral 5 al establecer que le corresponde: **"Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos, en la elaboración de los planes sectoriales y en el cumplimiento de los respectivos objetivos"**, presentamos una propuesta adjunta que ha tratado de ser lo menos invasiva posible a los fines de respetar la correlación actual con: 1. La Resolución 40687 de 18 de julio 2017 "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera en Colombia"; 2. El Acuerdo 2 de 2017; y 3. La Minuta Costa Afuera publicada el 4 de marzo de 2019. Para realizar este trabajo hemos realizado un trabajo en equipo con la Universidad de Houston.

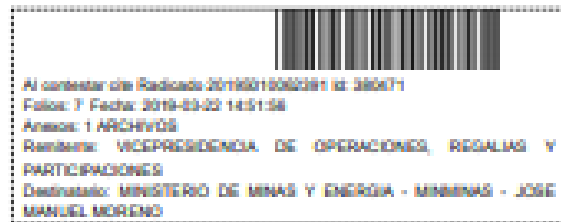
Visto el proyecto de reglamento de producción de hidrocarburos costa afuera, los siguientes argumentos vienen a justificar la propuesta de transformar esta regulación hacia un enfoque no-prescriptivo, en defensa de los intereses del Estado y las realidades prácticas de la industria de los hidrocarburos:



1. **El objetivo de una regulación técnica en el sector de Petróleo y Gas: Aprovechar el Empleo de la Tecnología Aportada por los Operadores en un marco de seguridad que permita el desarrollo sustentable.** Se ha convertido parte de la costumbre internacional de la industria del petróleo y del gas costa afuera que la construcción de regulación técnica parte del principio que el Operador es el mejor posicionado para la identificación e implementación de las prácticas seleccionadas para ejecutar actividades de exploración y producción. Y es que los operadores son llamados a participar en contratos de exploración y producción alrededor del mundo debido a su capacidad de aportar capital, *know-how* y tecnología para desarrollar los hidrocarburos costa afuera. En este sentido, ¿Por qué se invitaría a una corporación petrolera a invertir en actividades de exploración y producción, y a su vez, dirigirle sobre las prácticas que debe usar en la ejecución de las operaciones en contratos de larga duración?

En otras palabras, la promoción de inversiones extranjeras y privadas en el sector de la industria de los hidrocarburos se pone en práctica debido a la necesidad del Estado receptor de acceder capital, tecnología y *know-how*. Por lo tanto, si el Estado receptor avanza en imponer regulaciones restrictivas que identifican y ordenan el cumplimiento de ciertos estándares de la industria, el propio Estado está bloqueando uno de sus objetivos que es acceder a la implementación de nuevas tecnologías que van a ser aportadas por los Operadores. De esta manera, un Estado receptor que implemente regímenes restrictivos, limita la flexibilidad del régimen jurídico que debe, por el contrario, ser suficientemente flexible para presionar al Operador a mantenerse actualizando las prácticas y procedimientos de acuerdo a la evolución de la tecnología, toda vez que, en el caso de incumplimiento, sea la responsabilidad del Operador la que deba ser investigada.

Esta realidad de la industria es claramente reflejada, por ejemplo, en la estructura de responsabilidad contractual entre Operadores y las empresas de servicio a través de las cláusulas típicas de la industria conocidas como "knock-for-knock." Esta cláusula típica limita la responsabilidad de los prestadores de servicio ante los grandes riesgos de exploración y producción que, en el modelo de negocios de la industria de los hidrocarburos, sólo pueden ser soportados por los Operadores del sector. De la misma manera, la relación que tienen los Reguladores con los Operadores se basa en el principio que el Operador es llamado a realizar sus aportes, entre ellos, la



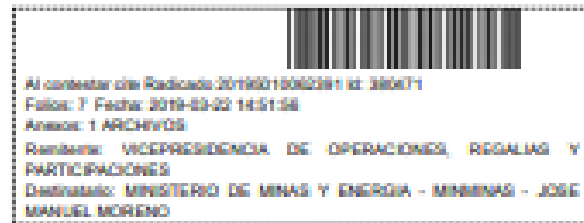
introducción de la tecnología apropiada en el Estado receptor lo que implica, mantenerse actualizando el empleo de las buenas prácticas de la industria.

2. **La obligación de elegir las prácticas de la Industria es una carga del Operador: Su marco es contractual, legal, y en base al derecho del Arbitraje.** En el diseño del régimen jurídico técnico de operaciones de producción de hidrocarburos, es el Operador el que debe soportar la carga de probar si, en caso de un accidente, sus operaciones se realizaban implementando las buenas prácticas de la industria. Una regulación prescriptiva lo que hace es trasladar esa carga al Estado, cuando interviene imponiendo estándares específicos, o cuando señala mínimos exigibles que luego pueden ser usados por el Operador para minimizar su responsabilidad.

El régimen aplicable a las prácticas de la industria se encuentra establecido en la cadena de instrumentos jurídicos legales, regulatorios, contractuales y a la luz del arbitraje y las cortes nacionales. En este sentido, la identificación e implementación de las prácticas generalmente aceptadas por la industria es una obligación del Operador. Esto se establece en la reciente Minuta Costa Afuera del 4 de marzo de 2019, en su Capítulo 7 sobre la Autonomía del Contratista que:

"7.1.1.2 El Contratista es el responsable único y exclusiva de planear, preparar, realizar y controlar el desarrollo de todas las actividades inherentes a la ejecución contractual, con sus propios medios y con plena autonomía directiva, técnica, operacional y en materia de administración, de conformidad con el ordenamiento superior colombiano y con rigurosa observancia de las Buenas Prácticas Internacionales de la Industria del Petróleo."

Si bien el ordenamiento jurídico colombiano juega un rol importante en la ejecución de las obligaciones contractuales, en cuanto se refiere a aspectos técnicos, son las prácticas de la industria, unas normas creadas fuera del ordenamiento jurídico colombiano, las que constituyen la fuente directa del cumplimiento de estas obligaciones operativas. Además, si bien la Minuta Costa Afuera no ha incluido una definición de Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo, el Acuerdo 2 del 2017 incluye esa definición en su Anexo 1: **"Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo: Procedimientos, métodos y procesos seguros, eficientes y adecuados para**

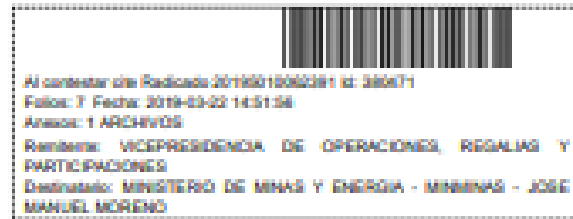


la seguridad de las operaciones, la protección del medio ambiente y de las personas, la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación final de reservas, y la reducción de pérdidas, en el desarrollo de las actividades de Exploración, Evaluación y Explotación de Hidrocarburos. Hace referencia a los comúnmente empleados por Operadores prudentes y diligentes en la industria global del Petróleo, bajo condiciones y circunstancias similares.”

Es decir, las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo serán aquellas comúnmente empleadas por Operadores “prudentes y diligentes en la industria global del Petróleo, bajo condiciones y circunstancias similares,” supuesto que coincide con nuestra apreciación anterior de las razones vinculadas a la realidad de la industria, por lo cual, se justifica que sean los Operadores los que tengan la carga de la identificación de tales prácticas. Lo contrario haría que la regulación propuesta por el Ministerio de Minas y Energía estaría estableciendo las prácticas o los mínimos estándares que son en realidad una obligación del Operador.

En este sentido, al momento de construir el régimen legal técnico se debe considerar el aspecto procedural de la distribución de responsabilidades entre el Operador y el Regulador. Para poder observar la manera en que funciona el régimen jurídico es necesario llevar el régimen jurídico hasta el nivel de sus últimas consecuencias, es decir, observarlo desde el escenario de una disputa. Plantear la construcción del régimen jurídico sólo en escenarios funcionamiento óptimo, ignora la realidad de la ejecución de las obligaciones y la distribución de las cargas.

En este sentido, la construcción del régimen de operaciones de producción debe tomar en cuenta las obligaciones contractuales, como la cláusula de autonomía del Operador citada anteriormente, y su vinculación con el régimen de arbitraje elegido ya que, en el Caso de la Minera Costa Afuera, el derecho aplicable acordado se encuentra a su vez conectado con el Artículo 21 de las Reglas de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI). Este Artículo 21 otorga el poder a los árbitros de aplicar los usos comerciales pertinentes, como las mejores prácticas de la industria del petróleo, así como las normas jurídicas que considere apropiadas cuando exista un conflicto de normas entre la práctica a ser aplicada y el derecho elegido por las partes. Esto es un escenario muy probable en contratos de larga duración, y cuando existen regulaciones prescriptivas que no son adaptadas a la

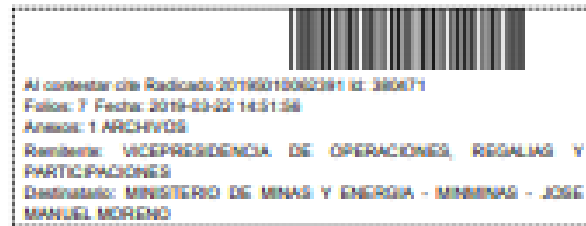


evolución de la tecnología.

Por lo tanto, la determinación de la "buena práctica de la industria" vigente al momento de realizar una operación en contratos de larga duración que van más allá de dos décadas de ejecución, será muy probablemente decidida a través de expertos que podrán participar en arbitrajes internacionales, arbitrajes domésticos o ante cortes nacionales. En ese momento, se deberá investigar si en el uso específico de una práctica, ésta correspondía, al momento de la toma de la decisión, a la práctica generalmente aceptada por operadores prudentes y diligentes.

3. **En cuanto al lenguaje de la Resolución:** De forma general es necesario manejar un solo lenguaje. El documento menciona actividades de explotación, producción y extracción en diferentes apartes y es importante coordinar dichas denominaciones y no hacer una mezcla que resta consistencia al mismo. Desde la ANH siempre se habla de Exploración & Producción con su sigla de E&P y la Minuta Contractual usa la misma sigla E&P; tanto para documentos en español como en inglés.
4. **La regulación No-Prescriptiva es una tendencia de la industria:** En un estudio comparado de las regulaciones técnicas y de seguridad de los reguladores miembros del International Regulators Forum (IRF), la Ingeniero Magda Chambriard, exPresidenta de la Agencia Nacional de Petróleo de Brasil (2012-2016), y Energy Visiting Scholar del Inter-American Hydrocarbons Regulators Dialogue de la Universidad de Houston, pudo identificar que en la industria costa afuera existe una tendencia a la regulación no-prescriptiva o en base a objetivos, que se limita a establecer los objetivos del Estado en temas de seguridad y protección del medio ambiente, que deben ser alcanzados por los Operadores que realicen operaciones de Exploración y Producción a través de los estándares que ellos elijan y que sean presentados ante el Regulador.

Este tipo de regulación es a su vez conocida como "Casos de Seguridad" (Safety Case), donde el Operador presentará su plan de seguridad ante el Regulador, pero quedando siempre el Operador responsable de tener la carga de la prueba de que las prácticas de la industria seleccionadas en su plan son aquellas que cumplen con



la obligación de que sean las prácticas "comúnmente empleadas por Operadores prudentes y diligentes en la industria global del Petróleo."

Este tipo de regulación es a su vez complementada con el principio de principio ALARP (As Low As Reasonably achievable) que busca reducir el nivel de riesgos hasta un grado viable o tolerable por la industria.

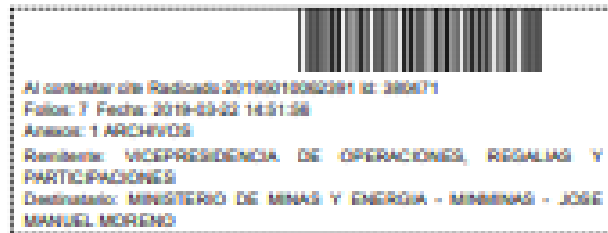
Sin embargo, el estudio de Chambriard también destaca que, si bien existe una tendencia a lo no-prescriptivo, la regulación en base a objetivos no se presenta en forma "pura" en ninguno de los casos, dejando materias que algunos Estados conservan de manera restrictiva como ciertos aspectos de seguridad o laborales.

En el estudio que abarca las regulaciones del Reino Unido, Australia, Brasil, Canadá Dinamarca, México, Nueva Zelanda, Noruega, Holanda y los Estados Unidos, sólo Australia y Estados Unidos tenían una regulación mixta que tendía más a lo prescriptivo. Sin embargo, en el caso de los Estados Unidos, esto está actualmente cambiando con una tendencia a reducir el carácter prescriptivo de la regulación del Bureau of Safety and Environmental Enforcement, reduciendo, por ejemplo, los requerimientos prescriptivos para monitoreo a tiempo real.

En este sentido, todos los regímenes del IRF se observa el uso de regulación en base a objetivos planteados por el Regulador que deben ser cumplidos por el Operador en base a su selección de las mejores prácticas.

5. Conclusión:

Estos comentarios y la presente propuesta de resolución busca abrir una serie de reuniones que se realizará entre la Industria y el Estado e introducir un mayor espacio a la regulación sobre la base de objetivos, acorde con la tendencia actual de los países productores de hidrocarburos offshore, así como introducir nuevos principios conocidos por la industria como el principio de ALARP y la presentación de



los Casos de Seguridad (Safety Cases) al regulador, antes de que sean desarrolladas las operaciones de producción.

El propósito final es lograr una mayor armonización entre la regulación técnica, el Acuerdo 2 de 2017, y la nueva versión de la Minuta costa afuera. Adicionalmente, la propuesta anexa a esta comunicación, sugiere retirar del proyecto de resolución de producción costa afuera, lo que se dejó claro en la Resolución 4 0687 de 18 de julio 2017 "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera en Colombia" y en caso de requerir ajustes, se sugiere una revisión de la misma para extender a perforación de pozos en desarrollo y ajustarla también a no-prescriptiva.

Cordialmente,

Edgar Cárdeno Basso Sáenz
Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Anexos: Propuesta de Proyecto de Resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de producción de hidrocarburos costa afuera en Colombia"

Copias: Dra. Alejandra Nohemi Rodríguez – Dirección de Hidrocarburos
Dr. Camilo Rincón – Dirección de Hidrocarburos
Prof. Julian de Cardenas Garcia - Research Assistant Professor – Environment, Energy and Natural Resources Center of the University of Houston Law Center - 4804 Calhoun Rd Houston TX

Proyectó: Ludwig Ehrhardt Arzuza – Componente Técnico Interno de la ANH
Julian Cardenas – Componente Jurídico Externo - UH (Visto Bueno por mail)

Comentario 3

De: Henry A Martínez C

Fecha: vie., 22 mar. 2019 a las 16:38

Asunto: Comentarios ACP Propuesta de RT Explotación Offshore



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Hidrocarburos	
Proyecto:		Resolución " Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia"	
Fecha inicio:		31/01/2019	
Fecha fin:		22/03/2019	
Comentario:			
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		Henry A. Martínez C. - Asociación Colombiana del Petróleo	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	General		El documento aunque es una propuesta normativa para proyectos de explotación de Hidrocarburos, encontramos que tiene un alto enfoque en perforación de pozos costa afuera, aspectos que ya fueron contemplados dentro del Reglamento Técnico para la exploración costa afuera que aún está en proceso de expedición.
2	General		No está claro si la pruebas extensas no están contempladas o si se entienden como unidades de producción
3	Ámbito de aplicación. Parágrafo: Para efectos de la presente resolución también se extenderán los derechos y obligaciones a aquellas personas jurídicas que hayan suscrito contratos de evaluación técnica, exploración y producción, asociación o de cualquier otra naturaleza, tanto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos como con Ecopetrol S.A.	Art. 2 Parágrafo	No aplica para contratos tipo TEA, ya que un TEA nunca estaría en producción
4	Accidente Mayor: todo acontecimiento repentino, como una emisión, un incendio o una explosión de gran magnitud, en el curso de una actividad en una instalación con riesgo de accidentes mayores, en el que estén implicadas una o varias sustancias químicas peligrosas y que exponga a los trabajadores, a la población, a los bienes, a la infraestructura o al ambiente a un peligro grave, inmediato o diferido.	Art. 4. 1.	Esta definición de accidente mayor pareciera sacada textualmente de la Super Intendencia de Riesgos del Trabajo de Argentina en la Resolución 743/2003, por lo que no se entiende como aplicaría esa definición en la normativa colombiana y sin el suficiente fundamento técnico discutido con el Ministerio del Trabajo
5	SwitchDeadman. Control del sistema hombre muerto. Accionador del sistema de preventoras de reventones que permite la desconexión en caso de emergencia asociada a una pérdida de las señales de control (eléctrica y/o acústica).	Art. 4. 32.	Existen otros tipos de desconexión que no necesariamente es el SwitchDeadman, por lo que se sugiere no restringirlo alguno en particular
6	El interesado deberá asegurar la implementación de programas de capacitación tanto en la aplicación de medidas de control y de seguridad de los procesos como en respuesta a emergencias. El interesado deberá asegurar entrenamiento continuo para todo el personal involucrado en proyectos costa afuera.	Art. 6	Se sugiere incluir las etapas de operación y mantenimiento también

7	Capacidad de respuesta ante derrames y contención de pozo:Para tal fin, el interesado deberá certificar la existencia de un contrato con alguna compañía de contención de pozos internacionalmente reconocida.	Art. 7	Ampliar a casos otros casos, tales como autoaseguramiento, o por ejel uso de entidades internacionales tales como OSRL que no es una empresa sino una oprganización
8	Características geológicas, estratos o marcadores y acuíferos a través de los cuales el pozo va a pasar.	Art. 9 .3 .3,2	Para el caso de Operaciones costa afuera, no se encuentra mucho sentido el tema acuíferos, ya que la operación es en el mar y no aplica la condición de aprovechamiento de aguas por comunidades tal cual como en onshore
9	De ser necesaria la quema de cualquiera de las corrientes del efluente, el interesado deberá adjuntar la simulación de radiación y ruido con los diferentes escenarios contemplados, donde garantiza que la máxima radiación por temperatura en las zonas clasificadas será de 2 kW/m2 incluyendo los diferentes controles.	Art. 9 , 5.4	Esto en realidad no es competencia de MME, ya que es parte de los programas de Seguridad Industrial. Se debe referir es a la integridad de la instalación, más no a temas de SST y seguridad de procesos
10	Parágrafo: El representante del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización aprobará la producción provisional del efluente, mediante la aprobación de la forma 4CR o 7CR	Art. 9 Parágrafo	Para este caso ya no aplica la 4CR porque se utiliza es para la perforación, no las pruebas
11	Parágrafo: Para efectos de asegurar la integridad del pozo, el interesado deberá instalar, operar, mantener y monitorear sistemas de barreras y medidas de reducción del riesgo bajo los lineamientos de las versiones vigentes de estándares como el API RP 96 (Deepwater Well Design and Construction) o el NORSOK Standard D-010 (Well integrity in drilling and well operations).	Art. 12	Se sugiere complementar agregando "u otro estandar internacionalmente validado" ya que hay compañías que no necesariamente operan bajo NORDSOK o API, ej Brasil
12	El interesado, antes de la perforación de cada sarta de revestimiento, deberá realizar una prueba de presión de la tubería de revestimiento y el cemento, a una presión no inferior a la determinada por 1.2 veces la presión hidrostática, calculada a la máxima profundidad esperada y usando como base la densidad del agua limpia.	Art. 13 . 3	No es claro el párrafo, especialmente al referirse a "agua limpia" que significa?, podría entenderse comoagua de mar sin aditivos o potable? Se sugiere agregar al glosario y diferenciar de agua potable
13	Antes de perforar más de 15 metros del nuevo agujero debajo de cada tubería de revestimiento, el interesado deberá llevar a cabo una prueba de integridad de la formación para determinar que se ha logrado una junta anular efectiva alrededor de la zapata de revestimiento anterior.	Art. 13 . 3	Se sugiere cambiar el término "junta anular" por sello anular

14	Aislar acuíferos.	Art. 13 . 5. 5.4	Para el caso de Operaciones costa afuera, no se encuentra mucho sentido el tema acuíferos, ya que la operación es en el mar y no aplica la condición de aprovechamiento de aguas por comunidades tal cual como en onshore
15	Todos los equipos de perforación de posicionamiento dinámico incluyan un sistema de corte automático y de control de hombre muerto (dead man control) para cortar la tubería y sellar el pozo en caso de pérdida de suministro hidráulico y de la transmisión de señal o si el LMRP se desengancha del BOPs. Estos sistemas deben estar diseñados para sellar el pozo en 90 segundos.	Art. 17. 3	Se sugiere no restringir a 90 segundos ya que la tecnología es dinámica y va avanzando con el tiempo. Se sugiere dejar abierto a que el operador justifique en el proceso cual tecnología utilizará con sus sistemas de redundancia y velocidad de sellado. Posiblemente se puedan implementar tecnologías de menos de 90 seg
16	Los sistemas de BOPs están sujetos a verificación por terceros independientes. La verificación de BOPs hará parte del esquema de verificación de instalación.	Art. 17. 3	No es claro si se refieren a diseño o a operación?
17	Cuando las BOPs hayan sido instaladas en el pozo y la conexión entre las BOPs 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.	Art. 18.2	No está claro cuantas pruebas se deben hacer y los momentos en los cuales se deben hacer
18	El venteo de gas está prohibido como actividad rutinaria. Podrá efectuarse en caso que un evento de control de pozo así lo requiera.	Art. 20. Parágrafo	Es importante aclarar que es actividad rutinaria y cuales no. Agregar al glosario. Especialmente con el tema de emisiones fugitivas en campos de gas, es prácticamente imposible controlar el venteo, lo que si se puede controlar es el venteo de grandes volúmenes en teas que no se enciendan.
19	Título 4. Actividades de producción de Hidrocarburos	Título 4	Complementando el primer comentario general, hasta este punto, todo el articulado anterior se refiere a perforación y en gran parte ya estaba contemplado en el RT de perforación costa afuera
20	PLEX - Plan de Explotación	Art. 23	Se sugiere aclarar que este debe estar acorde con las condiciones contractuales con la ANH
21	Diseño de dispositivos de seguridad de acuerdo a la norma API 14RP (Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms).	Art. 23.2	El número de la referencia API está incompleto, creemos que hacen referencia a la API RP 14 F
22	De las estructuras fijas y flotantes de producción	Art. 24	Ya que describen FPSO y fijas, se sugiere agregar todas las que se pueden usar adicionalmente tales como: Spar TLP Semsab Mini TLP O se sugiere dejar flotantes como término general
23	Las Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga aseguren estabilidad, incluyendo el control del peso y los mecanismos de contingencia para la recuperación de la misma.	Art. 24.1	Se refiere al control de estabilidad específicamente?

24	Las Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga deberán contar con sistemas de desconexión rápida para cada Riser, garantizando que la desconexión individual de cada pozo o arreglo de pozos será máximo en 50 segundos, cada sistema de desconexión deberá contar con una válvula retenedora para minimizar la liberación del efluente	Art. 24.3	Solo aplica en casos de uso de FPSO
25	Plan de explotación	Título 5	Esto depende en gran parte si el contrato de E&P específicamente lo pide. Adicionalmente ya en el Art. 23 se habían hecho los requerimientos
26	El arreglo submarino de los pozos y facilidades necesarias para la recolección, tratamiento, inyección y disposición del efluente	Art. 25.4	Agregar procesamiento
27	El interesado deberá identificar y proponer un sistema de control de yacimientos de acuerdo a la normatividad Colombiana, donde contemplara procesos de recuperación secundaria y terciaria, garantizando así la explotación responsable y sostenible del yacimiento.	Art. 25.6	A cual normatividad colombiana hacen referencia?
28	Diseño y montaje de facilidades y líneas de flujo	Título 6	Agregar al título líneas de flujo "submarinas" y a su vez se sugiere complementar con 2 casos: 1.si es de instalaciones de superficie o 2. de facilidades submarinas
29	El diseño deberá facilitar un ambiente seguro de trabajo y considerar el mantenimiento	Art. 26.4	A que hacen referencia con un ambiente seguro de trabajo?, no hay definición para tal fin ni hace parte de las competencias del MME. Se sugiere complementar aparte del mantenimiento también la operación
30	Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSOs)	Art. 26.6	Importante nombrarlas todas, no solo las FPSO
31	Los interesados deberán utilizar diseños para el anclaje, amarre, y posicionamiento que permitan que la FPSOs mantenga su posición, permitiendo su movimiento durante emergencias.	Art. 26.6, 1.2	También en condiciones normales aplicaría. Lo que no está claro es si hace referencia al movimiento de la plataforma o a su movilización
32	Los interesados deberán garantizar por lo menos un sistema de desconexión rápida que no exceda los 50 segundos en la desconexión para cada Riser.	Art. 26.6, 1.3	En el caso de otras plataformas por ejemplo las ancladas 50 segundos no aplicaría, es imposible
33	Todas las Instalaciones deberán estar ubicadas en un lugar que se encuentre a una distancia segura de otras instalaciones, estructuras, ayudas de navegación y hábitats vulnerables. Los Operadores deberán consultar con los propietarios de otras estructuras vecinas y/o agencias colombianas para garantizar el posicionamiento idóneo de las instalaciones	Art. 26.7	No debería ser consultar, es verificar.
34	Todas las instalaciones de producción, incluyendo los separadores, unidades de tratamiento, compresores, calderas y líneas de flujo deberán diseñarse, instalarse y mantenerse de manera tal que se propenda por la eficiencia, seguridad de operación y protección del medio ambiente	26.8	No se utilizan calderas



35	El numeral 4 del artículo 24 de la presente resolución deberá contener la siguiente información:	26.9	No existe en el documento ese artículo
36	Diagramas de tubería e instrumentación de los equipos a ser usados en el tratamiento, almacenamiento y disposición de hidrocarburos.	26.9.1	Se sugiere agregar la procesamiento
37	Diagrama de zonas clasificadas, la información sobre sistemas eléctricos y de instalación deberá regirse por la norma NTC 2050	26.9.2	Incluir el API RP 14 f que se refiere al diseño de instalaciones eléctricas para plataformas de producción costa afuera
38	Diseño, diagramas, montaje y mantenimiento de los sistemas de detección de gas.	26.9.4	Agregar también extinción de gas
39	Diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones submarinas.	Título 7	Se sugiere agregar instalación
40	Diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones submarinas.	Art 26	El artículo está repetido e incompleto
41	Líneas de Flujo. Los interesados deberán diseñar las rutas de las líneas de flujo con el fin de minimizar su longitud, reduciendo las obstrucciones y las condiciones peligrosas siguiendo las normas API 17 B "Recommended Practice for Flexible Pipe", especificando en el plan de explotación:	Art. 27	Depende de la topografía del lecho y de la distancia en la que se está trabajando de otras plataformas de conexión o de la costa. No solo existen flexible pipe, también hay hard pipe
42	Los Operadores deberán diseñar las rutas de las líneas de flujo con el fin de minimizar su longitud, reduciendo las obstrucciones y las condiciones peligrosas.	Art. 27.2	Se sugiere reemplazar peligrosas por riesgosas
43	Los Operadores deberán identificar el procedimiento de mantenimiento e inspección.	Art. 27.5	Se sugiere cambiar identificar por definir
44	Nuevo	Art. 27.X	Se sugiere incluir incluir artículos que diferencien los flowlines de los oleoductos, gasoducto, etc
45	Árboles de navidad	Art. 28	Artículo incompleto
46	Presión máxima a soportar, sistemas de desconexión rápida y protección catódica.	Art. 28.6	Pareciera ser del artículo anterior. Adicionalmente en este punto de producción submarina la desconexión rápida no aplica
47	Todas las plataformas usadas para la extracción de hidrocarburos costa afuera de Colombia estarán sujetas a procesos de verificación aplicados durante el diseño y la construcción de nuevas plataformas, la realización de modificaciones o reparaciones significativas sobre las plataformas existentes	Art. 29.1	Considerando que el diseño y construcción de las plataformas costa afuera tanto para exploración como para producción no se construyen en Colombia, no hay forma de realizar procesos de verificación por parte de la autoridad, para este caso los operadores presentarían certificados de entes internacionales certificados
48	Plan de desarrollo	Art. 29.2, 1.1	Se entiende plan de desarrollo como el mismo plan de explotación?
49	Plan de verificación de la fabricación	Art. 29.2, 1.2	Considerando que el diseño y construcción de las plataformas costa afuera tanto para exploración como para producción no se construyen en Colombia, no hay forma de realizar procesos de verificación por parte de la autoridad, para este caso los operadores presentarían certificados de entes internacionales certificados



50	Los agentes de verificación acreditados deben ser aprobados por la autoridad competente	Art. 29.4	Ya que no se fabrican en Colombia y que cuando se presenta la solicitud de operación a la ANH ya los equipos fueron fabricados internacionalmente, este requisito no aplica
51	La Autoridad Competente podrá conducir inspecciones programadas y no programadas sobre las instalaciones costa afuera, con el fin de determinar que las operaciones sean adelantadas de conformidad con la presente Resolución y las demás leyes, reglamentaciones y estándares aplicables.	Art. 30.1	Se sugiere reemplazar adelantadas por realizadas
52	Deberá conducirse una inspección completa de las instalaciones de perforación y producción:	Art. 30.5	Aplica en el caso que que no sean facilidades submarinas. Si spon submarinas solo se pueden hacer mediante el uso de ROV
53	El alcance y la extensión de las inspecciones será determinado por la Autoridad Competente tomando en cuenta:	Art. 30.6	Se debe buscar que sean efectivas y operativas las inspecciones. Tener un registro de inspectores y planear logística y capacidad para atender volumen de solicitudes
54	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.	Art. 31.2	Se sugiere cambiar "esta respuesta deberá ser aprobada con anterioridad".... Por socializada con la autoridad. El plan de respuesta a emergencias está desarrollado como uno de los capítulos de la Licencia Ambiental, adicional a los planes internacionales diseñados por las compañías.
55	Los Operadores se aseguraran de que la respuesta a emergencias este fácilmente disponible para revisión por parte del personal y de los contratistas.	Art. 31.3	Se sugiere aclarar que es al personal propio, así como no "asegurar" la respuesta, si no el "conocimiento" del plan
56	Transición	Art. 35	Se sugiere incluir un párrafo que establezca 24 meses para la entrega del plan porque actualmente ya hay planes de operación adelantándose
57	Transición	Art. 35	Para el caso Chevron que ya es existente desde hace 45 años aplica? Y si es así sería retroactividad?
58	Nuevo	Título nuevo	Se sugiere incluir un título que hable sobre Abandono de facilidades superficiales y submarinas
59	Nuevo	Título nuevo	Se sugiere agregar un título que hable de la Producción Submarina

Comentario 4

De: Ernesto Romero Tobón

Fecha: viernes, 22 marzo de 2019 a las 23:17

Asunto: Proyecto de Resolución "Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia"



Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
lecho marino en aguas someras, profundas o ultraprofundas	Artículo 2. Ámbito de aplicación	Auncuando esto puede tener una definición desde los aspectos ambientales, es necesario plasmar la definición y delimitación de estos términos en el marco del desarrollo tecnológico, con el fin de identificar que ante contextos de aguas profundas o ultraprofundas, en el primer caso (profundas) estaremos con dificultades de acceso y en el segundo de acceso y de experiencia tecnológica suficiente, en la medida que en el último caso (ultraprofundas) estamos ante situaciones de frontera en el conocimiento y manejo técnico.
	Artículo 4. Siglas y definiciones	es necesario definir Árbol de navidad, Protección catódica
1. Accidente Mayor.. a un peligro grave	Artículo 4. Siglas y definiciones	Es muy subjetivo, se debe acotar más la definición
11. Efluente. Corrientes de fluidos que pueden ser o no provenientes pozos productores	Artículo 4. Siglas y definiciones	se sugiere texto para aclara la definición que se aprecia incompleta
18. Operador. .. en ejecución de Contrato de Exploración y Producción -E&P-, o Especial; de la conducción	Artículo 4. Siglas y definiciones	se agrega palabra en rojo. La definición se aprecia confusa, deja abierto que puedan haber entones dos o más operadores en un mismo proyecto.
28. Quema. Combustión al aire libre de hidrocarburos líquidos o gaseosos recuperados durante pruebas de pozo y operaciones de producción y que no son técnica o económicamente aprovechables	Artículo 4. Siglas y definiciones	contradice lo dispuesto en el artículo 55 de la Resolución 181495, debe dejarse como una excepción, el desarrollo noruego a dejado claro que el gas es un recurso aprovechable en esta etapa
29. RAM.	Artículo 4. Siglas y definiciones	No es una sigla, en español se conoce se podroias reconocer como ariete, revisar.
30. ROV. Remote Operated Vehicle	Artículo 4. Siglas y definiciones	No se especifica disponibilidad o condiciones que se debn cumplir al respecto, es un recurso obligatorio para profundas o ultraprofundas
	Artículo 5. Seguridad de los procesos.	Es importante dejar claro que los principios para la reducción de riesgo con prioridad son: 1. Seguridad de personas 2. Protección del medio ambiente 3. Protección de activos En este sentido, se establece el criterio de las medidas técnicas, operacionales y organizacionales idóneas para la seguridad industrial.
El interesado deberá asegurar la implementación de programas de capacitación tanto en la aplicación de medidas de control y de seguridad de los procesos como en respuesta a emergencias. El interesado deberá asegurar entrenamiento continuo para todo el personal involucrado en proyectos costa afuera.	Artículo 6. Competencia del personal involucrado en las operaciones	Valorar si se debe exigir capacitación continua en PMA y Licencia Ambiental que aplique en labores operativas...Operativamente se define un programa de capacitación que debería incluir la variable ambiental..

submarina adecuados para responder rápidamente ante una explosión o pérdida de control de pozo	Artículo 7. Capacidad de respuesta ante derrames y contención de pozo	Se debe aclarar que deben ser alistados ante el peor escenario posible identificado en el análisis de riesgos
estructuras	Artículo 8. De las estructuras y unidades de perforación:	consideramos conveniente que se sujete a la aprobación de un plan de desarrollo en el cual se solicita la aprobación de la autoridad competente para el ingreso de estas estructuras, a efectos de disminuir riesgos del autocontrol
1. Las MODUs aseguren estabilidad, incluyendo el control del peso y los mecanismos de contingencia para la recuperación de la misma	Artículo 8. De las estructuras y unidades de perforación:	corrección de redacción
móviles de perforación costa afuera que ingresen al país cumplan con el Código Internacional para la Construcción	Artículo 8. De las estructuras y unidades de perforación:	especificar a que código se refiere
El interesado deberá garantizar que durante la ejecución de las operaciones:	Artículo 8. De las estructuras y unidades de perforación: Unidades móviles de perforación costa afuera (MODUs).	Revisar si aplica la regulación marítima relacionada con el vertimiento de aguas residuales domésticas y de sentina, valdría la pena mencionarlas..
	Artículo 9. Programa de pozo	De este ítem consideramos importante se mencione que el programa se formule tomando en cuenta los criterios ambientales definidos en la licencia ambiental y EIA, si es el caso que la autoridad ambiental hace requerimientos que deban ser tenidos en cuenta al elaborar el programa.
3. La prognosis del pozo, la cual debe incluir como mínimo:	Artículo 9. Programa de pozo	La ubicación, debería incluir el diámetro de pozo y los planes de pozos auxiliares,
3. La prognosis del pozo, la cual debe incluir como mínimo:	Artículo 9. Programa de pozo	Incluir los fluidos con los que se pretende trabajar cada formación geológica y el plan de tratamiento, así mismo información sobre los fluidos provenientes de cada formación que generan riesgos Gas superficial Hidratos Cualquier otro peligro potencial que las capas y formaciones puedan contener.
3. La prognosis del pozo, la cual debe incluir como mínimo:	Artículo 9. Programa de pozo	Descripción estratigráfica de todas las formaciones que el pozo atravesará hasta la formación objetivo identificando las unidades hidrogeológicas y su comportamiento
3. La prognosis del pozo, la cual debe incluir como mínimo:	Artículo 9. Programa de pozo	El diseño de pozos debería justificarse atendiendo los riesgos del proyecto, planes de mitigación, opciones a perforar, planeación, diseño detallado, ejecución y evaluación del proyecto, considerando el diseño de pozos de alivio; asimismo, se deberían especificar con un mayor detalle: a. Los criterios de seguridad en el diseño son ajustados apropiadamente con la tolerancia al riesgo buscando que sean suficientes y funcionales. b. Los criterios que se deben tomar en cuenta cuando se estén diseñando pozos de alivio, como lo son la profundidad, la temperatura, la distancia, y la accesibilidad de la plataforma de perforación del pozo de alivio



4. Medidas para control y mantenimiento de la integridad del pozo.	Artículo 9. Programa de pozo	Es importante hacer mención a: 1) las mejores prácticas enfocadas a la revisión de los márgenes de seguridad que aseguren la integridad y confiabilidad durante la producción. 2) Revisar la tecnología que permita medir la presión de poro en la formación. 3) Revisar los aspectos que vinculan el diseño del pozo y la ejecución este asegurándose evaluar todos los aspectos que eviten problemas en la ejecución del mismo.
5.4 De ser necesaria la quema de cualquiera de las corrientes del efluente	Artículo 9. Programa de pozo	¿a qué se refiere?
Para alcanzar este objetivo, el interesado deberá:	Artículo 12. Integridad de pozo	Se debe referir el asegurar que no se materialice riesgos propios de la operación, con el desarrollo de pruebas que minimicen potenciales impactos al ambiente...debería formularse teniendo en cuenta el entorno y mencionar e forma explícita las condiciones ambientales....esto no se refiere
2. Adoptar medidas operacionales dirigidas a garantizar y mantener la integridad, control de pozos que puedan desencadenar reventones, incendios, explosiones, contaminación u otros daños.	Artículo 12. Integridad de pozo	deberá contar con sistemas para el control de fuego y explosiones para proteger la seguridad del personal, del ambiente, de las instalaciones, y la mitigación de las consecuencias financieras derivadas del fuego y/o explosiones. Los sistemas contra incendio se deberán analizar considerando: a. Reducir la acumulación de gases y/o líquidos peligrosos y su remoción lo más rápido y efectivo posible. b. Minimizar la probabilidad de ignición. c. Minimizar el esparcimiento de líquidos y/ gases flamables. d. Separar las áreas que se consideran peligrosas de las que lo son en menor medida. e. Minimizar las consecuencias de fuego y explosiones. f. Proveer la mejor ruta de escape en caso del accidente.
	Artículo 13. Cementación	Es prudente que se describa en la normativa los mecanismos y procedimientos seguidos: a. Evaluar la calidad del cemento y pruebas de integridad, particularmente respecto de su exposición a altas presiones y temperaturas. b. Presentar los procesos tecnológicos que intervienen en el diseño y selección del cemento. c. Evaluar el impacto del cemento que es expuesto a altas presiones y temperaturas. d. Identificar las mejores técnicas para la evaluación cualitativa y cuantitativa del cemento. e. Desarrollar directrices adicionales para verificar la integridad de las cementaciones de los pozos, así como la adherencia del cemento a la formación y a las tuberías de revestimiento



5. El interesado deberá cumplir con las siguientes metas para la cementación y suministrar los soportes correspondientes a través del Formulario 6 "Informe de Terminación Oficial": 1.1. Aislar acuíferos.	Artículo 13. Cementación	No se especifica como y en que condiciones mínimas
5.2. Obtener un registro de evaluación de calidad del cemento o de aplicación de otra técnica para verificar la integridad y adherencia del cemento.	Artículo 13. Cementación	se debería especificar el tipo de prueba que se debe correr para verificar la cementación...al menos citar las que se consideran válidas.
2. Las propiedades del fluido de perforación contenidas en el plan de perforación deberán incluir:	Artículo 14. Diseño y gerenciamiento de fluidos de perforación y completamiento.	Podría ser recomendable orientar criterios para la selección de los tipos fluidos y procurar incluir criterios ambientales y no solo técnicos en el proceso de selección..
salvo el caso de usar la tecnología de perforación con presión controlada (MPD por su nombre en inglés Managed Pressure Drilling) o de una decisión de perforar la sección bajo balance .	Artículo 14. Diseño y gerenciamiento de fluidos de perforación y completamiento.	esto que parece ser más riesgoso, ¿no debe informarlo y sewr aprobado previamente?
5. El interesado deberá contar con las instalaciones y equipos necesarios para determinar y monitorear constantemente las características	Artículo 14. Diseño y gerenciamiento de fluidos de perforación y completamiento.	falta mencionar los volúmenes previstos y utilizados
incluir	Artículo 14. Diseño y gerenciamiento de fluidos de perforación y completamiento.	Preveer definir procedimientos operativos para el cumplimiento de los requisitos ambientales para su manejo, tratamiento y/o disposición..
mejorar el detalle de las actividades de control y seguimiento	Artículo 17. Diseño e instalación de BOPs .	Los procesos de revisión y certificación de preventores y equipos para el control de pozos deberá realizarse al menos cada 5 años y deberán tener el objetivo de verificar y documentar que la condición del equipo y sus propiedades están dentro de especificaciones y estándares, para lo cual se deberán implementar al menos los siguientes procesos: a. Revisión de esquemas y memorias de cálculo. b. Revisión de los diagramas de conexiones, instrumentación y control. c. Inspección visual de los componentes, identificando defectos visibles en los materiales o en el ensamblaje, debiéndose documentar la inspección realizada. d. Procedimientos de los fabricantes (incluyendo revisiones y actualizaciones). e. Procedimientos internos de la empresa (incluyendo revisiones y actualizaciones). En los procesos de revisión se deberá presentar la documentación original de las especificaciones de diseño del equipo y el historial de las reparaciones, mantenimientos y de operación del equipo

Antes de bajar un BOP submarino-	Artículo 19. Pruebas de presión a los BOPs	se vienen identificando sin distinguir que es submarino ¿Se debe hacer esa misma especificación arriba?
controlar el volumen de quema	Artículo 20. Venteo y quema de gas	No se permitirá la quema en exceso de las cantidades necesarias para la seguridad operacional normal a menos que lo apruebe la entidad que fiscaliza la operación
registro	TÍTULO 4 Actividades de producción de hidrocarburos.	Debe contemplarse la oblogación de llevar una relación de accidentes o perdidas de contingencias que se hayan presentado durante el desarrollo de dicha actividad o aquellas en los que se hayan reportado o identificado situaciones que acrecentaron el riesgo respecto de la integridad del personal, de las instalaciones y equipos, o del medio ambiente.
para su aprobación el plan de explotación – PLEX	Artículo 23. Requerimientos para producción	Requerir que el plan de explotación cuando haya lugar valore e implemente cuando sea factible las mejores prácticas de manejo - BMPs y mejores tecnologías en el desarrollo de las actividades
2. Diseño de dispositivos de seguridad de acuerdo con la norma	Artículo 23. Requerimientos para producción	correccion de redacción
4. El interesado presentará un plan de gerenciamiento del yacimiento	Artículo 23. Requerimientos para producción	en la reglamentación se debería especificar como el operador prevé dar cumplimiento a lo consignado en la licencia ambiental y el EIA, recursos técnicos y humanos, todo lo relacionado con el gerenciamiento de la parte ambiental
4. El interesado presentará un plan de gerenciamiento del yacimiento, acorde a la regulación Ecolombiana	Artículo 23. Requerimientos para producción	correccion de redacción
Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSOs)	Artículo 24. De las estructuras fijas y flotantes de producción	debe preverse nstancias de aprobación y verifiación, no solo autocontrol
los mecanismos de contingencia para la recuperación de la misma.	Artículo 24. De las estructuras fijas y flotantes de producción	correccion de redacción
4. El arreglo submarino de los pozos y facilidades necesarias para la recolección, tratamiento, inyección y disposición del efluente.	Titulo 5. Plan de explotación Artículo 25	Es un tema que aun no se ha reglamentado el tema continental y se debe abarcar con mayor detalle en áreas marinas
se requiere mayor detalle en kas especificaciones técnicas	Titulo 6. Diseño y montaje de facilidades y líneas de flujo.	El diseño de las tuberías de revestimiento, cumpliendo con el grado, peso, conexión y diámetro requerido, bajo los factores de diseño establecidos en la industria. b. Las tuberías de contingencia, incluyendo las pruebas de hermeticidad de las tuberías. c. El diseño de las cementaciones primarias de las TR que garanticen el aislamiento efectivo entre la formación y la tubería de revestimiento. d. Enunciar las normas, procedimientos o estándares seguidos. e. Documentación que demuestre la certificación del diseño de la tubería de revestimiento.
8. Todas las instalaciones de producción, incluyendo los separadores, unidades de tratamiento, compresores	Artículo 26	Requerir un plan de control de las emisiones fugitivas en los procesos y facilidades habilitados, con el fin de disminuir la emisión de gas y COVs

2. Los Operadores deberán diseñar, construir e instalar y realizar las instalaciones	Título 6. Diseño y montaje de facilidades y líneas de flujo.	correccion de redacción
9. El numeral 4 del artículo 24	Artículo 26	no se identifica el numeral 4 del artículo 24
Líneas de Flujo	Artículo 27	Seria recomendable que se obligará a formular y ejecutar un plan de aseguramiento de la integridad de las facilidades y particularmente de la líneas de flujo... con el fin de disminuir contingencia por fallas de integridad, como sucede onshore..
1. Todas las plataformas usadas para la extracción de hidrocarburos costa afuera de Colombia estarán sujetas a procesos de verificación aplicados durante el diseño y la construcción de nuevas plataformas	Artículo 29. Verificación de instalaciones.	y si son viejas, ¿qué se debe hacer para controlar su idoneidad?
2.3.2. Contingencias planeadas	Artículo 29. Verificación de instalaciones.	¿se refiere a simulacros?
u otros accidentes mayores se encuentran instalados y operando adecuadamente de conformidad con el propósito de su diseño y con los requisitos de la presente Resolución.	Artículo 30. Inspección de instalaciones.	Dentro de las determinaciones establecidas, se recomienda que se controle los posibles riesgos de perdida de contencion con tecnología capaz de detectar hidrocarburos en el mar de forma automática – sistema HEADS. Y medios de control de regisstro con camaraas conectadas a sistema de control de la autoriad de fiscalización
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 .	Artículo 31. Respuesta a emergencias.	agregar o el que lo modifique, ado que se encuentra en ese proceso
3. Los Operadores se asegurarán	Artículo 31. Respuesta a emergencias.	correccion de redacción
garantías	Artículo 31. Respuesta a emergencias.	requiere contar con garantías financieras especiales a efectos que se puedan atender eventos que excedan la capaciud de la empresa

Que dichos comentarios fueron enviados al área correspondiente, para ser tenidos en cuenta a la hora de expedir el Acto Administrativo o responder al solicitante.

En constancia firma,



Julián Eduardo Páez Gil

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis
Revisó y Aprobó: Julián Eduardo Páez Gil