SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER
Comisión Federal de Mejora Regulatoria

ACUSE

Of. No. COFEME/16/4678

Asunto: Se emite Dictamen Final, respecto del anteproyecto denominado ***Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.***

Ciudad de México, a 2 de diciembre de 2016

ING. CUAUHTEMOC OCHOA FERNÁNDEZ
Subsecretario de Fomento y Normatividad Ambiental
Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
P r e s e n t e

Me refiero al anteproyecto denominado ***Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos***, y a su respectivo formulario de manifestación de impacto regulatorio (MIR), ambos instrumentos remitidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y recibidos en esta Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) el 30 de noviembre de 2016, a través del sistema informático de la MIR. Lo anterior, en respuesta al Dictamen Total, no final, emitido por esta Comisión el día 23 de noviembre de 2016, mediante oficio COFEME/16/4560.

SEMARNAT
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES
05 DIC 2016
RECIBIDO
DEPARTAMENTO DE CORRESPONDENCIA
SEMARNAT I

Bajo tales consideraciones, con fundamento en lo dispuesto por los artículos 69-E, fracción II, 69-G, 69-H y 69-J de la LFPA, la COFEMER tiene a bien emitir el siguiente:

DICTAMEN FINAL

I. Consideraciones generales

Mediante el oficio COFEME/16/4560 del pasado 23 de noviembre del presente año, este órgano desconcentrado detalló que con la publicación en el Diario Oficial de la Federación (DOF) del *Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Energía*[1] (Reforma Energética), se estableció la posibilidad de que tanto Petróleos Mexicanos (PEMEX), como agentes privados lleven a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos[2], con el fin de aumentar la capacidad de inversión del Estado en estas actividades.

Al respecto, también se señaló que con la emisión de la Reforma Energética se ha requerido erigir un nuevo marco regulatorio para el sector energético de nuestro país, con instrumentos normativos

[1] Publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013.
[2] De conformidad con el artículo 3 de la *Ley de Hidrocarburos* son petróleo, gas natural, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano.

modernos alineados a los estándares internacionales que aseguren la mayor sustentabilidad, rentabilidad de la industria de los hidrocarburos, así como para satisfacer la demanda en términos de calidad, cantidad y de precio. En este tenor, toda vez que las actividades enunciadas en el párrafo anterior conforman un nuevo mercado de hidrocarburos en el país, el anteproyecto en comento responde a la necesidad de regular el adecuado funcionamiento de las operaciones que se realizarán en esa industria.

Asimismo, en su artículo Transitorio Décimo Noveno se estableció como mandato al Congreso de la Unión realizar las adecuaciones al marco jurídico para crear la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), como órgano desconcentrado de la SEMARNAT, con atribuciones para regular, supervisar, en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos.

En este sentido, esta Comisión señaló que la *Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del sector Hidrocarburos*[3] (LASEA), es el instrumento legal mediante el cual se establece que la ASEA como un órgano administrativo desconcentrado de la SEMARNAT, con autonomía técnica y de gestión que tiene por objeto la protección a las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburos.

Particularmente, en el artículo 5, fracción VI de la LASEA, así como en el artículo 129 de la *Ley de Hidrocarburos*[4], se establece que esa Agencia deberá emitir las bases y criterios a fin de que los regulados adopten las mejores prácticas de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente que resulten aplicables a los procesos que se lleven en ese dicho sector, incluyendo las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos. Para tal efecto, debe emitir instrumentos regulatorios como lineamientos, directrices, criterios u otras disposiciones administrativas de carácter general que resulten necesarias para garantizar la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente.

Al respecto, con el objetivo de dar cumplimiento a las obligaciones previstas en dichas Leyes, tal como se detalló en el Dictamen Total no Final precedente, esa Secretaría ha diseñado un instrumento regulatorio que prevé los lineamientos, estándares y procedimientos conforme a los cuales operarán las siguientes actividades:

- **Reconocimiento y exploración superficial**: Tal actividad se refiere a los estudios e investigaciones de evaluación que se realizan sobre la superficie del terreno o del mar, que permiten estimar la posible existencia de hidrocarburos dentro de un área, por lo cual, en el anteproyecto en comento se prevé lo relativo a los equipos e instalaciones necesarias para desarrollar tal actividad, así como las acciones previas y las prospecciones costa afuera.

- **Extracción**: Definida como la actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de hidrocarburos, por lo cual, en la propuesta regulatoria se hace referencia a la adecuada selección del sitio para desarrollar tal actividad, al diseño, arranque y mantenimiento de las instalaciones, así como a la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la recuperación mejorada, la recolección, el acondicionamiento y separación de hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos,

[3] Publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de agosto de 2014.
[4] Publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014.

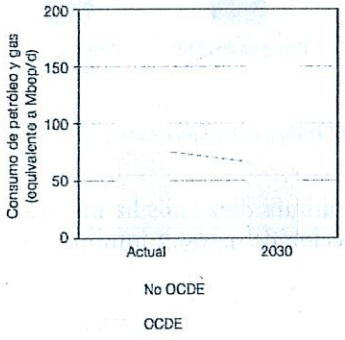
dentro del área contractual o de asignación, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción.

- **Exploración**: Es la actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de hidrocarburos en el subsuelo, en un área definida, siendo incluido en el anteproyecto regulatorio todo lo relativo a la adecuada selección del sitio, el movimiento e instalación de equipo y pruebas de producción.

Tomando en consideración lo anterior, esta COFEMER detalló que las actividades vinculadas al sector de hidrocarburos han experimentado diversos retos en el mercado, en particular relativos a la actualización tecnológica de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de yacimientos han tenido que ser más específicas y responder a la demanda en menor tiempo, asumiendo los riesgos que su operación implique. En consecuencia, el marco regulatorio aplicable en cada país ha tenido que responder al aumento de la demanda de nuevas fuentes de energía, incremento de sus poblaciones, expectativas pesimistas de la oferta en sus yacimientos actuales, así como en la volatilidad de los precios internacionales de los hidrocarburos.

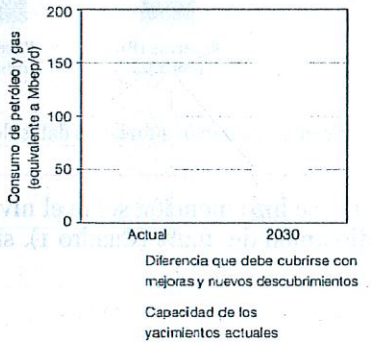
En este contexto internacional se observó que la demanda proyectada para 2030 refleja expectativas crecientes sobre el consumo de petróleo y gas, tal como se observa en la Gráfica 1. Al respecto, a fin de que la producción pueda responder a las exigencias del mercado esperadas, la oferta para el año 2030 procedente de yacimientos actualizados o de nuevas fuentes no convencionales debe aumentar alrededor de 70% del consumo total proyectado, tal como se observa en la Gráfica 2.

Gráfica 1. Demanda de petróleo y gas mundial[5]



Fuente: ABB *Petróleo y gas* con datos de *Rystad energy UCube.*

Gráfica 2. Yacimientos actuales frente a optimización y nuevos descubrimientos necesarios[6]



Fuente: ABB *Petróleo y gas* con datos de *Rystad energy UCube.*

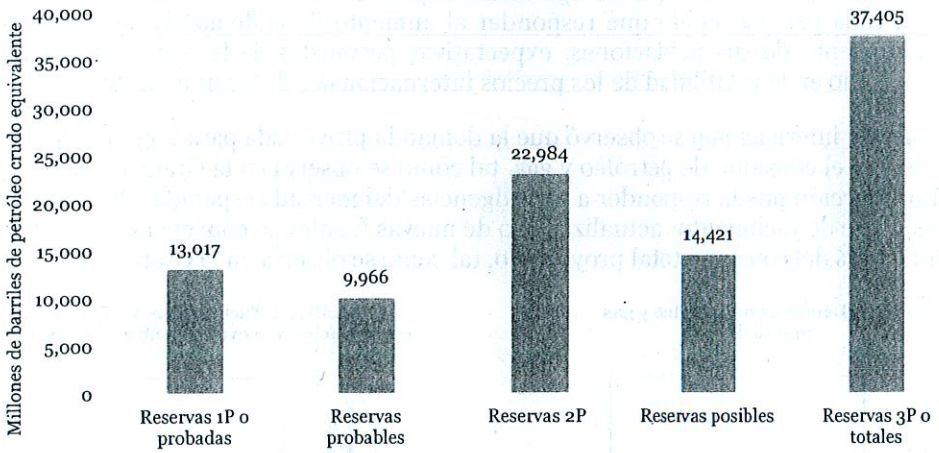
En este sentido, la diferencia calculada impone grandes exigencias en la exploración y la tecnología de producción de hidrocarburos a nivel mundial. En lo que respecta a México, una de las bondades de la Reforma Energética es producir un incremento de la inversión en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Para tal efecto, se ha instruido la posibilidad de que la Nación otorgue asignaciones o contratos a PEMEX, e incorpora también la posibilidad de otorgar contratos a empresas privadas; lo anterior, obedece a un cambio modernizador que busca incrementar la

[5] El barril equivalente de petróleo (BEP) es una unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril aproximadamente (42 galones estadounidenses o 158,9873 litros) de petróleo crudo.
[6] Ibíd.

producción en yacimientos de hidrocarburos que se consideraban ociosos por falta de inversión, de capacidad de ejecución y de tecnología.

Bajo esta tesitura, tal como se refirió mediante oficio COFEME/16/4560, esta COFEMER consideró oportuno continuar con este análisis explorando el *stock* de reservas con el que cuenta México en el sector hidrocarburos. En lo que se refiere a reservas[7] identificadas el país cuenta con 764 campos de hidrocarburos, de los cuales 98 se encuentran en las regiones marinas, 499 en la Región Norte y 167 en la Región Sur. Al respecto, para el año 2015 se registró un nivel de reservas totales (3P) de 37,404.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) (Gráfica 3) cifra menor en 11.3% en relación con las registradas en el año 2014.

Gráfico 3. Reservas remanentes totales de hidrocarburos en México



Fuente: realización propia con datos de *Prospectivas de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029* de la Secretaría de Energía.

Asimismo, se hizo mención sobre el nivel de reservas en los últimos diez años ha mostrado una tasa promedio anual de -2.2% (Cuadro 1), significando una reducción de 9,509.3 mmbpce en relación a 2005[8].

---

[7] Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas, además deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas.

Las reservas son categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones como a continuación de describe:

i. **Reservas probadas:** las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros.
ii. **Reservas probables:** Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables.
iii. **Reservas posibles:** Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables.

[8] *Prospectivas de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029* de la Secretaría de Energía.

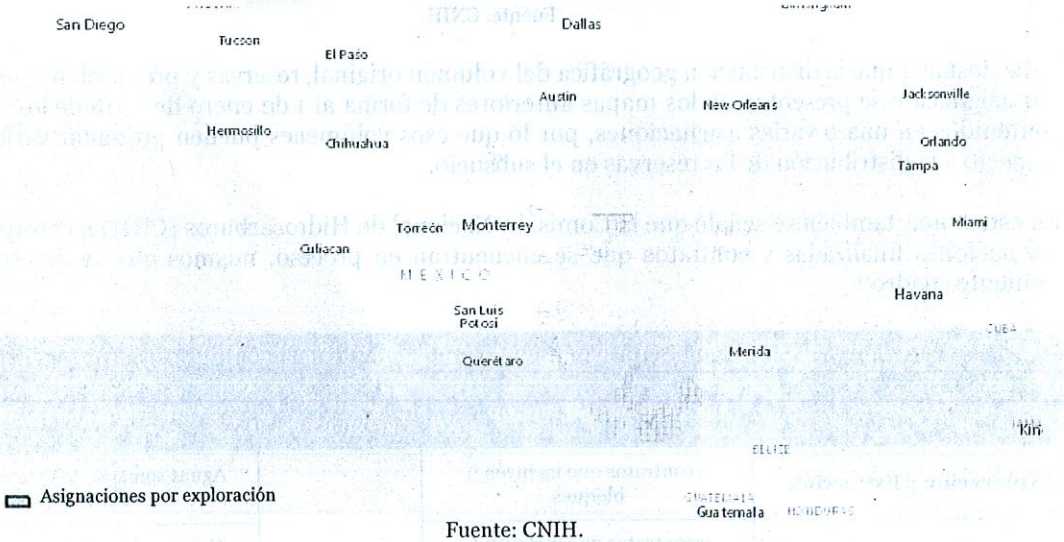
SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Cuadro 1. Distribución de las reservas totales de hidrocarburos por tipo de fluido (Millones de barriles de petróleo equivalente)												
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	TMCA
Total	46,914.10	46,417.50	45,376.30	44,482.70	43,562.60	43,074.70	43,073.60	43,837.30	44,530.00	42,158.40	37,404.80	-2.20
Aceite	33,312.20	33,093.00	31,908.80	31,211.60	30,929.80	30,497.30	30,559.80	30,612.50	30,816.50	29,327.80	25,825.10	-2.50
Condensado	835.30	863.00	941.20	879.00	561.70	417.30	294.10	367.80	328.10	295.60	260.20	-11
Líquidos de planta	3,412.60	3,479.40	3,417.50	3,574.70	3,491.30	3,563.10	3,573.30	3,953.10	4,010.40	3,575.00	2,914.70	-18.50
Gas seco o equivalente	9,354.00	8,982.20	9,108.90	8,817.40	8,579.70	8,597.00	8,646.50	8,903.90	9,375.00	8,960.10	8,404.80	-6.20
Fuente: Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de Enero de 2015.												

Una vez identificado lo anterior, esta COFEMER consideró oportuno examinar las asignaciones[9] y contratos[10] con los que cuenta México hasta el momento, a fin de identificar la distribución geográfica en la que tendría gran relevancia la propuesta regulatoria en comento. Lo anterior, con base en los datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) a enero de 2016, donde la distribución de las asignaciones de exploración se observan de la siguiente manera:

Mapa 1. Distribución geográfica de las asignaciones de exploración en México, enero 2016



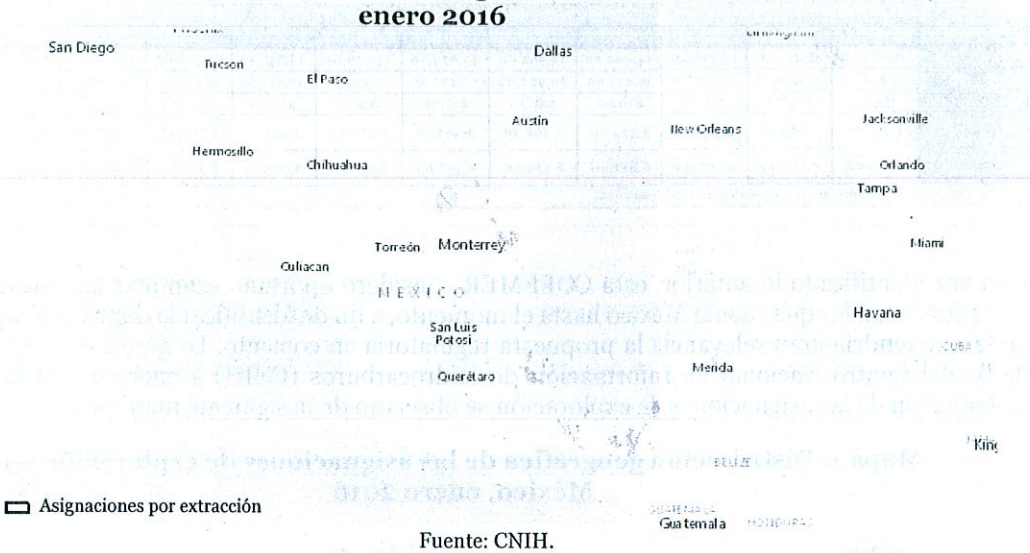
Fuente: CNIH.

Por otra parte, los polígonos de asignaciones referentes a la extracción en México de acuerdo con la información geográfica publicada por ese CNIH, tienen la siguiente ubicación:

[9] De acuerdo al artículo 4, fracción V de la Ley de Hidrocarburos, se define asignación como "*el acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el área de asignación, por una duración específica*".

[10] De acuerdo al artículo 4, fracción IX de la Ley de Hidrocarburos, se define como contrato para la exploración y extracción como el "*acto jurídico que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la exploración y extracción de hidrocarburos en un área contractual y por una duración específica*".

Mapa 2. Distribución geográfica de las asignaciones de extracción en México, enero 2016



Fuente: CNIH.

Cabe destacar que la distribución geográfica del volumen original, reservas y producción acumulada por asignación se presentan en los mapas anteriores de forma al 1 de enero de 2016 de los campos contenidos en una o varias asignaciones, por lo que esos volúmenes pueden presentar variaciones respecto a la distribución de las reservas en el subsuelo.

En este tenor, también se señaló que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ha otorgado 30 asignaciones finalizadas y contratos que se encuentran en proceso, mismos que se describen en siguiente cuadro[11]:

Cuadro 2. Asignaciones otorgadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos			
Actividad	**Tipo de asignación**	**Estatus de la asignación**	**Ubicación geográfica**
Exploración y Extracción	3 contratos que incluyen 3 bloques	Finalizado	Aguas someras de Veracruz y Tabasco
Extracción	2 contratos que incluyen 6 bloques		Campos de petróleo y gas en Tabasco y Campeche
Extracción	25 contratos que incluyen 6 bloques		Campos de petróleo y gas en Chiapas, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz
Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción	Contratos en proceso que incluyen 10 bloques	En proceso	Aguas profundas del Golfo de México

[11] Información reportada en la página http://rondasmexico.gob.mx/ a agosto de 2016.

Cuadro 2. Asignaciones otorgadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos			
Actividad	**Tipo de asignación**	**Estatus de la asignación**	**Ubicación geográfica**
Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción	Contratos en proceso que incluyen 15 bloques		Aguas someras del Golfo de México
Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción	Contratos que incluyen 12 bloques		Áreas terrestres de Tamaulipas, Chiapas y Tabasco
Reconocimiento y Exploración Superficial	36 autorizaciones por expedición de permiso		Golfo de México

En consecuencia, esta COFEMER estimó que en el contexto de la Reforma Energética se anticipa un incremento en las actividades del sector hidrocarburos derivado de la participación de los asignatarios, contratistas, autorizados y permisionarios; aunado a que PEMEX Exploración y Producción (PEP), continuará desarrollando actividades en materia de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos, cubriendo 90 mil km² de superficie, incluyendo tierra y mar del territorio nacional. Estas asignaciones, geográficamente se concentran en la porción sur del Golfo de México y en los estados de Tabasco, Tamaulipas y Veracruz, y algunas áreas en los estados de Campeche, Chiapas y Nuevo León.

En este contexto, de acuerdo al *Plan Quinquenal de Licitaciones*[12] publicado por la Secretaría de Energía, en el período 2015–2019, la CNH habrá licitado un total de 72 bloques para realizar actividades de exploración: 29 de aguas profundas, 17 de aguas someras y 26 terrestres.

En resumen, dada las exigencias en el mercado de hidrocarburos, México ha respondido mediante la actualización del marco regulatorio que sustenta a la industria a través de la Reforma Energética y otros instrumentos regulatorios que la secundan. En este tenor, dada la posibilidad de incrementar la inversión en el sector de hidrocarburos, otorgando las asignaciones y contratos que el Estado tenga a bien conferir, se eliminan las barreras legales para la participación de empresas en las actividades citadas y surge la necesidad de regular a todos los agentes económicos que ingresen al mercado, minimizando los factores de riesgo que la actividad que la industria conlleva, donde la intervención regulatoria del Estado corresponde a la autoridad ambiental, ya que es quien tiene concedidas las atribuciones y facultades para garantizar la seguridad y protección ambiental en las operaciones.

Particularmente, esta Comisión advirtió que el anteproyecto en comento incorpora las disposiciones que deberán ser atendidas por las empresas que, en su momento decidan participar en los mercados de hidrocarburos, sobre los lineamientos que se deben de seguir en lo relativo a las actividades referentes al reconocimiento y exploración superficial, extracción y exploración de hidrocarburos.

Bajo esta perspectiva, desde el punto de vista de la mejora regulatoria, la COFEMER consideró adecuado que la SEMARNAT promueva la emisión de regulaciones en materia de seguridad operativa y de protección ambiental aplicables, ya que ello se traduce en mayor seguridad en la operación de las

[12] Publicado en el mes de agosto de 2016.

actividades mencionadas en el párrafo anterior, sin dejar de lado la vulnerabilidad ambiental que enfrentan los recursos naturales y bienes y servicios ambientales ante las actividades comprendidas por esta industria.

II. Objetivos regulatorios y problemática

Respecto al presente apartado, a través de su Dictamen Total no Final, esta COFEMER detalló que de acuerdo a la información contenida en la MIR correspondiente, el objetivo del anteproyecto es establecer las obligaciones y requisitos mínimos que los asignatarios, contratistas, autorizados y permisionarios que desempeñen actividades de reconocimiento, exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos[13], deberán cumplir en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente; lo anterior, con la finalidad de asegurar y proteger la integridad física de las personas, el medio ambiente y las instalaciones de dicha industria.

Particularmente, esa SEMARNAT indicó la propuesta regulatoria busca implementar entre otros aspectos, la adopción de las siguientes medidas:

a) *Una política de identificación y gestión del riesgo, tomando como base la cultura de seguridad.*

b) *Los elementos mínimos del análisis de riesgos, dependiendo del tipo de actividad.*

c) *La implementación de un programa de mantenimiento preventivo de las instalaciones donde se llevan a cabo las actividades mencionadas.*

d) *El establecimiento de mecanismos para una respuesta efectiva a emergencias.*

e) *Una política de inspección, verificación y auditoría basada en la auto-inspección y auditoría por parte de los regulados.*

f) *La verificación por Terceros autorizados y las inspecciones por la Agencia, la cual se encentrará basada en el riesgo, donde se toma en cuenta, entre otros aspectos, lo siguiente:*

    1) *Antecedentes de cumplimiento de los sujetos regulados.*

    2) *Monitoreo del desempeño.*

    3) *Los resultados de inspecciones o auditorías anteriores.*

    4) *El nivel de riesgo.*

    5) *Edad de las instalaciones.*

Asimismo, esa Secretaría señaló que se establecen las medidas administrativas necesarias para la continua vigilancia de la autoridad ambiental. Para tal efecto, el anteproyecto en trato prevé los requisitos que los regulados deberán cumplir al momento de presentar ante la ASEA el *Aviso de inicio de operaciones* y el *Aviso de cambio de operaciones*, a efecto de desempeñar de manera adecuada las actividades relacionadas con el reconocimiento, exploración y extracción de hidrocarburos.

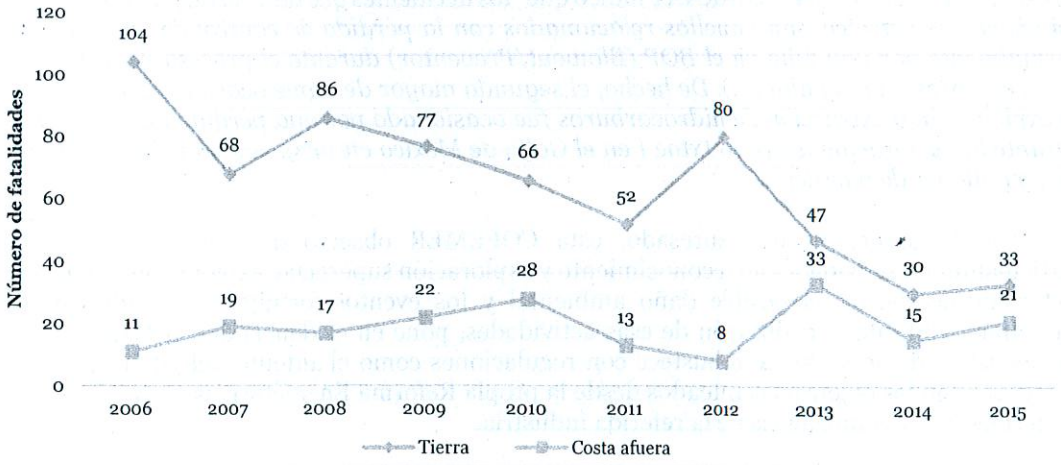
[13] Exceptuando las que se relacionan en yacimientos no convencionales.

Por otra parte, la autoridad advirtió que la necesidad de emitir la propuesta regulatoria deriva principalmente del evidente incremento de la participación del sector privado en las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos en México. Al respecto, como se ha referido de manera detallada en el apartado *I. Consideraciones generales* del presente escrito, actualmente la CNH ha asignado 3 contratos para realizar actividades de exploración y extracción, así como 27 contratos para realizar actividades de extracción en campos de petróleo y gas independientemente de las licitaciones que se encuentran en proceso. Asimismo, la CNH ha otorgado 36 autorizaciones para la realización de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, abarcando 15 nuevas empresas.

De la misma manera, esa SEMARNAT destacó que *"los accidentes asociados a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos pueden ser extremadamente letales por estar vinculados a factores como: las condiciones meteorológicas, concretamente tormentas y corrientes marinas; la complejidad de los equipos e instalaciones; las condiciones de operación (alta presión y alta temperatura) y el manejo de sustancias peligrosas (corrosivas, explosivas e inflamables)"*. En este sentido, esa SEMARNAT también señaló que *"las principales causas de los accidentes están relacionadas con la fatiga de materiales, fugas, pérdida de control del pozo (reventones/blowouts) y colisiones, que comúnmente resultan en la generación de fuego, explosiones y, en el caso de las instalaciones costa afuera, hundimientos"*.

Bajo tales consideraciones, la autoridad incorporó la siguiente gráfica a fin de identificar el número de fatalidades asociadas a las operaciones terrestres y exploración y extracción de hidrocarburos (Gráfica 4), concluyendo que *"las muertes acontecidas en actividades terrestres han disminuido considerablemente en el transcurso de los años, aspecto que puede asociarse a la implementación de mejores prácticas de seguridad; mientras que, las fatalidades costa afuera pueden verse incrementadas por el mayor dinamismo de este sector"*.

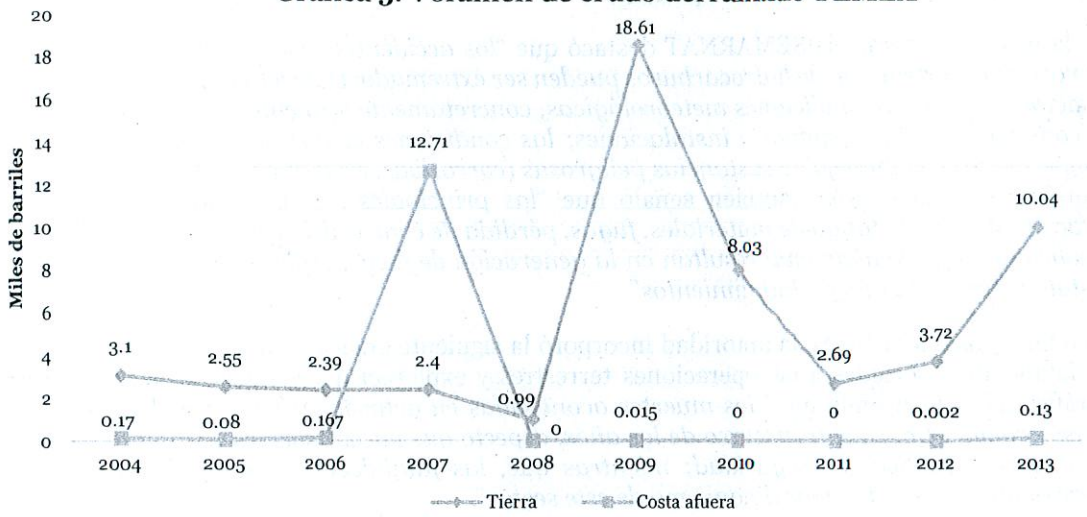
Gráfica 4. Fatalidades reportadas a nivel internacional



Fuente: SEMARNAT con información del *Safety Performance Indicator*.
Nota: La International Association of Oil & Gas Producers (IOGP) conjunta información de 47 empresas, incluyendo PEMEX, que realizan operaciones en 108 países.

Finalmente, en lo que respecta a los efectos ambientales que pudieran derivarse de un incidente en el sector hidrocarburos esa Dependencia indicó que el daño ambiental está relacionado con el volumen de hidrocarburos derramados y en su caso ignición, con las emisiones contaminantes generadas. Al respecto, esa SEMARNAT incluyó en la MIR correspondiente que de acuerdo a la muestra de los volúmenes derramados de crudo en México, los derrames en tierra han sufrido un incremento sustancial en los últimos años (Gráfica 5).

Gráfica 5. Volumen de crudo derramado-PEMEX



Fuente: *Reporte de Derrames de Crudo al Primer Semestre 2014, Comision Nacional de Hidrocarburos.*

En ese mismo contexto, la SEMARNAT indicó que "*los accidentes que han vertido al mar los mayores volúmenes de petróleo, son aquellos relacionados con la pérdida de control del pozo, que ocurre normalmente por una falla en el BOP (Blowout/Preventor) durante el proceso de perforación en áreas con presión muy alta (...). De hecho, el segundo mayor derrame ocasionado por actividades de exploración y extracción de hidrocarburos fue ocasionado por una pérdida de control del pozo durante la perforación del pozo Ixtoc I en el Golfo de México en 1979, con un volumen derramado de 3.9 millones de barriles*".

Por todo lo anteriormente expresado, esta COFEMER observó que ante el incremento de participantes en actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción del sector hidrocarburos, el posible daño ambiental y los eventos fortuitos que pudieran llegar a presentarse durante la realización de esas actividades, pone en evidencia que el marco regulatorio que enviste a dicho sector se robustece con regulaciones como el anteproyecto de mérito, a fin de coadyuvar con los objetivos planteados desde la propia Reforma Energética; es decir, contribuir a la modernización y competencia de la referida industria.

Al respecto, este órgano desconcentrado consideró que el objetivo del anteproyecto regulatorio, asegura y protege la integridad física de las personas, el medio ambiente y las instalaciones de la industria de hidrocarburos al establecer criterios, lineamientos, procedimientos administrativos y estándares idóneos para el fortalecimiento de dicho sector.

2

Asimismo, esta Comisión observó que en términos de la problemática que da origen a la presente regulación, existen diversas perspectivas desde las cuales puede analizarse la situación. En primera instancia, es factible reconocer que la presente regulación presenta un enfoque basado en riesgos.

A propósito de lo anterior, se destacó que en los últimos años, organismos internacionales como la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) han promovido estudios orientados a determinar el papel que juega el análisis de riesgo en las decisiones que toman los gobiernos para la emisión de regulaciones[14]. De este modo, se ha determinado que la normatividad mal diseñada puede generar pérdidas por la aparición de eventos que son prevenibles, así como también limitar la actividad económica en los casos en que se emiten regulaciones que van más allá de los riesgos que se buscan mitigar.

Siguiendo este análisis, se determinó que las políticas públicas que se deseen impulsar por parte de los agentes reguladores deben abordar un enfoque de **regulación basada en riesgos**, por medio del cual sea posible proteger adecuadamente a la ciudadanía y el entorno de los riesgos que se buscan combatir (i.e. sanitarios, laborales, ambientales y financieros, entre otros), al tiempo que se promueva la liberación de recursos y la eficiencia en los mercados, con el fin de propiciar el desarrollo de las actividades productivas e impulsar el crecimiento económico.

De esta forma, por medio del concepto referido en el párrafo anterior se propuso estimar y evaluar los niveles de las contingencias, así como valorar cuál resulta ser la respuesta regulatoria óptima, de acuerdo al criterio de máximo bienestar social y eficiencia en los recursos, con lo cual se tiene una regulación diferenciada por la magnitud de los riesgos que pretenden mitigarse que obedece a principios que se evalúan continuamente. Con este enfoque se obtiene una propuesta que busca encontrar el punto eficiente entre dos extremos; por un lado el establecimiento de disposiciones que superen a los riesgos que se busca atender, creando ineficiencias (conocido técnicamente como error tipo I) y por el otro, mantener medidas que fallen en la atención de los riesgos existentes, generando graves consecuencias y daños a la población (error tipo II). Así, este concepto intercede en favor del establecimiento de mecanismos que evolucionen conforme lo hacen los riesgos que se pretenden aminorar y la información que se posee de cada situación[15].

En este tenor, se destacó que este tipo de enfoque contrasta con los principios y líneas de acción dentro de lo que se conoce como "*principio precautorio*", debido a que este último basa sus premisas en el argumento de que es "*mejor prevenir que lamentar*", mismo que trae como consecuencia el diseño de regulaciones encaminadas a aminorar riesgos potenciales sin conocer con exactitud las relaciones de causalidad y los efectos probables de la regulación, por lo que se estima que el mismo puede conllevar a propiciar una serie de deficiencias que violan el proceso lógico de decisión bajo incertidumbre, al tiempo de impedir que se cuente y utilice toda la información relevante respecto del riesgo que se pretende mitigar.

Por lo anterior, este órgano desconcentrado recomienda que las instancias dedicadas a la emisión de regulaciones, a partir del nuevo paradigma para la prevención y mitigación de riesgos, sopesen durante el proceso de elaboración de sus propuestas normativas, los casos en que, conforme a sus objetivos, pudieran estar transgrediendo alguno de los dos los errores (tipo I y tipo II) que se consideran necesarios evitar y, de esta forma, poner en perspectiva los escenarios sobre la evolución de la situación que se ha propuesto atender; lo anterior, a fin de que las medidas que se diseñen se ajusten a las circunstancias de cada escenario, permitiendo que lo que se emita resulte en acciones

[14] Risk and Regulatory Policy: Improving the Governance of Risk, OECD, 2010.
[15] Regulación Basada en Riesgos: Un nuevo enfoque para el diseño de la política regulatoria en México, COFEMER, 2011.

complementarias de acuerdo a la proporcionalidad o gravedad de cada situación, y no en un obstáculo o un faltante para el desarrollo de las actividades económicas y sociales que realicen los sujetos regulados.

Bajo tales consideraciones, se destacó que en opinión de este órgano desconcentrado la presente regulación tiene un enfoque basado en riesgo; específicamente, en lo que concierne a los riesgos laborales, productivos y ambientales, ya que, tal y como se describirá más adelante en el presente escrito, la propuesta regulatoria establece requisitos, procedimientos y condicionantes dirigidos a evitar acontecimientos perjudiciales en las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de los hidrocarburos, mismos que pudieran afectar severamente la salud de los trabajadores que participan en dichas actividades, o bien el medio ambiente.

Asimismo, se advirtió que mediante la implementación de la presente regulación se buscan evitar y reducir los perjuicios que genera la información asimétrica, específicamente el riesgo moral. Al respecto, cabe mencionar que dicho fenómeno se da cuando una de las partes cuenta con información privada acerca de las consecuencias de sus propias acciones y la otra parte asume tales consecuencias, así como el riesgo inherente de la acción. Derivado de lo anterior, se observa que en el caso que ocupa a la presente propuesta regulatoria, dicho problema se daría en el momento que una empresa dedicada a cualquiera de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración o extracción de hidrocarburos, toma la decisión de maximizar sus ganancias sin considerar los riesgos que sus acciones pudieran ocasionar a la sociedad en su conjunto.

En este sentido, esta COFEMER señaló que una herramienta con la que dispone el Estado para resolver este tipo de fallos, radica en la certificación, que es la confirmación por parte de un tercero independiente y acreditado, de que una empresa cumple una determinada norma o estándar en la que se estipulan las características del producto, servicio y/o del proceso productivo. Es decir, el Estado de asegurarse que las acciones que toman los particulares son observables y verificables, contando con la posibilidad de sancionar el incumplimiento. Dicha información es creíble porque la ofrece un tercero que tiene reputación de rigor e independencia, tras haber comprobado la conformidad con las estipulaciones del estándar. Por lo anterior, cabe destacarse que por medio de este procedimiento, el particular regulado obtiene por parte del tercero autorizado la reputación y confianza que no podría demostrar ante la sociedad de forma totalmente creíble. De esta manera, este mecanismo se convierte en un instrumento eficiente para resolver los problemas de asimetría informativa al ser generado por los atributos de confianza[16].

Bajo este orden de ideas, cabe destacar que el presente anteproyecto busca, a través de la emisión de un dictamen expedido por un Tercero Autorizado, que una vez que el regulado opte por la utilización de estándares o normas equivalentes, que la simetría con los estándares adecuados se reconozca a través de dicho dictamen. En este sentido, se garantiza que las normas que serán utilizadas por el regulado cumplan con los requerimientos mínimos necesarios, a efecto de garantizar la seguridad de las personas, así como del medio ambiente y las instalaciones; y con ello, mitigar los accidentes originados por las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.

Toda la información antes presentada, permite evidenciar de manera clara la necesidad de intervención del Estado, a fin de prevenir los potenciales efectos catastróficos que se pueden suscitar en las actividades sujetas a regulación.

[16] Ibídem.

A la luz de tales argumentos, la COFEMER observó que existen diversas problemáticas que atañen a cuestiones de seguridad ambiental, así como de salud humana, animal y vegetal dentro de nuestro país en relación a la generación de accidentes en las actividades de reconocimiento, exploración y extracción de hidrocarburos; por ello, este órgano desconcentrado considera justificados los objetivos y situación que da origen a la regulación propuesta, por lo que estima conveniente la emisión del anteproyecto de mérito, a fin de que mediante su implementación se coadyuve a prevenir la incidencia de eventos contraproducentes en términos, productivos, medio ambientales y de salud humana.

- ***Regulación y Evidencia Internacional***

Por otra parte, esa SEMARNAT incorporó un análisis sobre la evidencia internacional de instrumentos regulatorios para las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos que fueron contemplados en la elaboración de la propuesta regulatoria, los cuales, son preponderantes en su esquema de desarrollo económico y por ende contemplan aspectos adecuados de seguridad, lo que les permite operar dentro de parámetros que buscan salvaguardar la integridad de su población y de sus recursos naturales.

  - *Respecto a los Estados Unidos de América*

El marco regulatorio de seguridad y medio ambiente para las actividades de extracción y exploración de hidrocarburos en este país, se basa en un enfoque prescriptivo[17], particularmente para las operaciones costa afuera, la Ley de Terrenos Sumergidos de la Plataforma Continental Exterior (*OCSLA*, por sus siglas en inglés) establece como responsable de emitir regulación a la Agencia de Seguridad y Cumplimiento Ambiental (*BSEE*, por sus siglas en inglés), la cual, genera un programa regulatorio para operaciones costa afuera que incluye normas y regulaciones para mejorar la seguridad y la protección al medio ambiente en la realización de dichas actividades.

Aunado a lo anterior, los sujetos regulados están sometidos a inspecciones y auditorías por parte de la autoridad gubernamental, una vez que comienzan las operaciones la BSEE inspecciona las instalaciones localizadas en la plataforma continental exterior y los buques dedicados a la perforación u otras operaciones de perforación de pozos.

Es importante precisar que en este país, el *American Petroleum Institute* (API), el cual, es una asociación de productores de petróleo y gas que afilia a más de 650 miembros alrededor del mundo, ha desarrollado más de 685 estándares y prácticas recomendadas que abarcan toda la cadena de producción y distribución de hidrocarburos; ello, en cumplimiento a lo que exige la legislación y normatividad de ese país, incluyendo los Códigos de Regulación Federal, así como las normas emitidas por la ISO (*International Organization for Standardization*).

En este sentido, el anteproyecto de mérito retoma las prácticas recomendadas que se citan a continuación; ello, considerando que proveen los mayores niveles de seguridad industrial y operativa para las personas y para la protección al medio ambiente, conforme a lo siguiente:

i. Para aspectos relativos a las operaciones de perforación;
ii. Relativo a la seguridad de las instalaciones;
iii. Concerniente a equipos y materiales, y

[17] De conformidad con la Teoría Clásica de la Administración *"el enfoque prescriptivo se caracteriza por la preocupación en establecer y prescribir principios normativos que deben ser aplicados en determinadas circunstancias, para que el administrador pueda tener éxito, asimismo busca estandarizar ciertas situaciones para poder establecer la manera como deberán ser administradas"*.

iv. En materia de ductos.

- *Respecto a Noruega*

En este país, la Autoridad de Seguridad del Petróleo (PSA por sus siglas en inglés) es la instancia gubernamental responsable de regular las materias de seguridad y protección al medio ambiente en la realización de las actividades petroleras, tanto en tierra como costa afuera. Su marco regulatorio se fundamenta en 5 directrices:

1. *Disposiciones Reglamentarias de Sistema* (enmendadas en 2016), las cuales proveen un marco para el desarrollo de las actividades petroleras y contienen especificaciones relacionadas con la asignación de responsabilidad y principios de reducción de riesgos, incluyendo los requerimientos para una adecuada cultura de seguridad;

2. *Disposiciones Reglamentarias de Gestión* (enmendadas en 2015), mismas que establecen los requerimientos para procesos y recursos, manejo de no conformidades y mejoras. A su vez, contienen los requerimientos asociados a los documentos e información que debe ser presentada o estar disponible, como pueden ser solicitudes para autorización de actividades, notificaciones, declaraciones y reportes;

3. *Disposiciones Reglamentarias de Actividades* (enmendadas en 2015), especifican los requerimientos para la planeación y monitoreo, condiciones pre-arranque, factores del ambiente de trabajo, factores relacionados a la salud y el medio ambiente, preparación de emergencias, actividades de perforación y operación de pozos, operaciones marítimas y mantenimiento;

4. *Disposiciones Reglamentarias de Instalaciones* (enmendadas en 2015), que regulan el diseño y equipamiento de las instalaciones y especifican los requerimientos para aspectos relativos a materiales, barreras físicas, sistemas de perforación de pozos e instalaciones marítimas, y

5. *Disposiciones Reglamentarias Operacionales y Técnicas* (enmendadas en 2015), contienen las disposiciones reglamentarias aplicables a instalaciones terrestres.

Cabe señalar que, en Noruega la asociación *NORSOK*, que afilia a los productos nacionales de hidrocarburos y elabora estándares para la seguridad de sus instalaciones y son un referente para diversas regulaciones desarrolladas en diversos países. En este sentido, esa SEMARNAT indicó que para el caso de México, la propuesta regulatoria toma como referencia estándares relativos a:

i. Operaciones de perforación;
ii. Preparación de emergencia;
iii. Instalaciones;
iv. Equipos y materiales;
v. Selección de materiales;
vi. Preparación de superficie y revestimiento protector;
vii. Equipo mecánico;
viii. Especificación API para tanques de almacenamiento de hidrocarburos;
ix. Diseño, instalación, operación, pruebas y reparación de los Sistemas de Válvulas de Seguridad Subsuperficiales (SSSV);
x. Personal;

2

xi. Evaluación de contratistas;
xii. Operaciones de producción;
xiii. Sistemas de medición fiscal para hidrocarburos líquidos y gas;
xiv. Sistemas de producción submarina;
xv. Sistemas de administración de seguridad;
xvi. Diseño de Sistema de Proceso;
xvii. Seguridad Técnica, e
xviii. Integridad del pozo en la perforación y operaciones del pozo.

Por otro lado, esa SEMARNAT también señaló en su formulario de MIR y documentos anexos, que fueron revisados países cuyos sectores hidrocarburos no son similares, por lo cual, no coinciden con el contexto de México y no fueron contemplados en la elaboración del anteproyecto de mérito; sin embargo, la información recabada se describe a continuación:

- *Respecto al Reino Unido*

La base del régimen regulatorio en materia de seguridad operativa para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el Reino Unido, es la Ley de Salud y Seguridad en el Trabajo de 1974 (*HSWA*, por sus siglas en inglés), particularmente su sub-apartado *"Health and Safety at Work (Petroleum Exploration and Extraction)"* establece requerimientos de seguridad basados en una serie de obligaciones generales que el operador debe cumplir. Asimismo, las Disposiciones Reglamentarias para Instalaciones Costa Afuera de 2015 (*SCR 2015*, por sus siglas en inglés), regulan las especificaciones de seguridad y listan la información que estas deben contener. Aplica a todas las instalaciones en operación (o que operarán) costa afuera, incluyendo plataformas de perforación y alojamiento. Estas, también establecen los casos con relación al estado de las instalaciones, donde el operador debe notificar al regulador.

Aunado a lo anterior, las siguientes disposiciones establecen las medidas de seguridad específicas para prevenir, detectar, controlar y mitigar los riesgos de accidentes mayores:

- Disposiciones Reglamentarias para Instalaciones Costa Afuera de 1995.
- Disposiciones Reglamentarias para Instalaciones Costa Afuera y Pozos de 1996 (Diseño, Construcción, etc.), regulan la integridad y diseño de las instalaciones y pozos.

Cabe señalar que, el Reino Unido cuenta con dos organismos involucrados en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos: i) la Agencia Ejecutiva de Salud y Medio Ambiente (HSE, por sus siglas en inglés), y ii) el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC, por sus siglas en inglés); ambas unidades administrativas comparten jurisdicción para regular e inspeccionar las actividades costa afuera.

- *Respecto a Australia*

El modelo general para la regulación de seguridad y protección al medio ambiente en actividades de exploración y extracción en Australia, se encuentra definido en la Ley de Petróleo Costa Afuera y Almacenamiento de Gases de Efecto Invernadero de 2006 (*OPGGSA* 2006, por sus siglas en inglés). La OPGGSA 2006 lista las obligaciones generales que el operador de una instalación debe observar, enfatizando que se deben "*tomar todas los medidas razonablemente factibles*" para asegurar que la instalación y las actividades son seguras. Por otro lado, las Disposiciones Reglamentarias de Petróleo Costa Afuera y Almacenamiento de Gases de Efecto Invernadero (Gestión y Administración de

Recursos) de 2011, lista los requerimientos del plan de gestión de operaciones de pozos que el operador debe presentar al regulador; asimismo, describe el proceso de presentación y los criterios de aprobación del plan.

En este sentido, es la Autoridad Nacional de Gestión de Seguridad y Ambiental para las Actividades Petroleras Costa Afuera (*NOPSEMA*, por sus siglas en inglés) es la instancia gubernamental encargada de regular la seguridad y la integridad de pozos. Las funciones de la NOPSEMA se centran en la publicación de documentos para asistir a los operadores para el cumplimiento de las regulaciones existente.

- *Respecto a Brasil*

El marco regulatorio de Brasil en materia de exploración y extracción, adopta un enfoque basado en el desempeño, donde el operador es el responsable de la selección de los códigos, estándares o las mejores prácticas en ingeniería que serán aplicadas en sus instalaciones, tanto en tierra como costa afuera. Para obtener permiso para el inicio de operaciones, los operadores deben presentar la solicitud respectiva a la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), instancia gubernamental reguladora nacional.

Por otro lado, la *Resolución ANP No. 43 /2007*, es la base del sistema del sistema de seguridad y protección al ambiente de Brasil, este instrumento describe los criterios generales para la presentación de documentación a la autoridad, las verificaciones, inspecciones e investigación de accidentes por parte del regulador y el análisis de desempeño del operador.

A su vez, el *Reglamento Técnico del Sistema de Gestión de Seguridad Operativa* (SGSO) para instalaciones de perforación y producción de petróleo y gas natural, establece los requisitos y directrices, basadas en objetivos, para la implementación y operación de un sistema de gestión de la integridad estructural de la instalación.

- *Respecto a Canadá*

La base del marco regulatorio de Canadá en actividades de extracción y exploración de hidrocarburos recae en la Ley de conservación de petróleo *y gas*. Tiene propósito establecer los requerimientos mínimos a observar en materia de seguridad de las personas, la protección del medio ambiente bajo el principio del que contamina paga, así como de la conservación de los recursos. En cuanto a la organización del sector energético de ese país, diversas instituciones federales y provinciales coordinan y regulan la política energética; a nivel nacional, el Consejo Nacional de Energía (*National Energy Board, NEB*), a nivel provincial la más grande e influyente es el Órgano de Conservación de los Recursos Energéticos de Alberta (*Alberta Energy Resources Conservation Board ERCB*).

En este país, el sistema de inspección y aprobación permite a los operadores analizar los riesgos y desarrollar su propio mecanismo de inspección y verificación, respecto del cual la autoridad lleva a cabo revisiones anuales. Asimismo, los inspectores dan prioridad a las zonas verificadas conforme la susceptibilidad de la ubicación y los riesgos inherentes al proyecto u operación. Las auditorias se realizan solo cuando se consideran necesarias y pueden derivar de quejas del público y el riesgo potencial relacionado con las operaciones de la instalación.

Al respecto, esta Comisión observó de conformidad con lo expresado por la SEMARNAT en lo que respecta al análisis de la aplicación de regulación internacional en materia de hidrocarburos, que el anteproyecto retoma elementos de prácticas internacionales que han demostrado ser exitosas, tales

como "*el enfoque prescriptivo de la regulación, las constantes inspecciones y auditorias por parte de la autoridad a los sujetos regulados, esquemas autorregulatorios como el establecimiento de diversos estándares técnicos por los privados y la constante retroalimentación entre las esferas operativas y regulatorias*"; lo anterior, a fin de elevar los estándares que preserven la seguridad industrial y operativa en el desarrollo de las actividades del sector hidrocarburos.

Sin menoscabo de lo anterior, tras la lectura efectuada al anteproyecto, esta COFEMER sugiere a esa Secretaría valorar el comentario vertido en el apartado *VII. Comentarios generales al anteproyecto* del presente escrito.

III. Alternativas de la regulación

Conforme a lo señalado en el Dictamen Total no Final, la SEMARNAT consideró la posibilidad de no emitir regulación alguna; no obstante, desestimó esta opción toda vez que "*resultaría imposible para la autoridad proteger a la población y a los ecosistemas que son adyacentes a los puntos de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos, lo que puede traducirse en pérdidas humanas, ambientales y económicas en caso de que ocurra algún accidente durante el desarrollo de las mencionadas actividades*". En este sentido, esa Dependencia también señaló que "*al no emitir regulación, se podría limitar la capacidad de reacción de los agentes regulados ante la ocurrencia de algún incidente pudiendo generar un incentivo para que estos no se responsabilicen de los daños y perjuicios que se pudieran originar en caso de que ocurriera un accidente durante el desarrollo de sus actividades; lo anterior, resultaría en perjuicio tanto de los centros poblacionales como de los ecosistemas aledaños y las propias instalaciones del regulado*".

Asimismo, esa Dependencia también señaló la inconveniencia de aplicar esquemas de autorregulación, en razón de que "*resulta indispensable generar un instrumento regulatorio que establezca los requisitos mínimos que deben cumplir los agentes regulados, a efecto garantizar la seguridad de la población y el medio ambiente, así como las responsabilidades que deberán cubrir los agentes que lleven a cabo las actividades objeto de la regulación, en caso de ocurrir algún tipo de siniestro*", por lo que "*bajo esta perspectiva, resulta inviable que en un esquema de autorregulación coexistan los objetivos de los agentes regulados y de la autoridad, por lo que no se considera una alternativa que puede llevarse a cabo para establecer las obligaciones y requisitos que los sujetos regulados deberán cumplir en materia de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente*".

En este sentido, esa Secretaría incorporó información relevante sobre la aplicación de tales esquemas, señalando que "*asociaciones como el API, que agrupa a más de 650 productores de petróleo y gas alrededor del mundo, realizan un análisis respecto de las actividades y desempeño de sus asociados, a partir de los cuales emite estándares y prácticas recomendadas para el sector de los hidrocarburos, aspecto que puede considerarse como una autorregulación por parte de las empresas del sector*"; sin embargo, esto no resultaría suficiente, toda vez que "*la API no engloba a todos los productores y en el caso de México, las empresas que inviertan en las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos, podrían optar por incorporarse a la API o no, y por ende podrán optar por aplicar las mejores prácticas internacionales o no, aspecto que generaría incertidumbre respecto de los requerimientos mínimos de seguridad que observen los agentes económicos.*

De igual manera, en referencia a la posibilidad de adoptar esquemas de incentivos económicos, esa Secretaría manifestó que tal alternativa no fue considerada, ya que "*la erogación de recursos públicos que significaría el otorgamiento de este tipo de incentivos se traduciría en una gran cantidad de recursos económicos que no necesariamente garantizaría el cumplimiento de las obligaciones estipuladas en la regulación propuesta, y con ello se podría colocar en franco riesgo a los centros poblacionales y ecosistemas que pudieran verse afectados ante la ocurrencia de algún siniestro que pudiera ocurrir durante el desarrollo de las actividades objeto de la regulación*". Por otra parte, esa Dependencia destacó que "*el artículo Tercero fracción II del Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley del Impuesto sobre la Renta (LISR), de la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, del Código Fiscal de la Federación y de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 18 de noviembre de 2015 la Ley del Impuesto sobre la Renta, actualmente establece que quienes realicen inversiones en las actividades previstas en el artículo 2, fracciones II, III, IV y V de la Ley de Hidrocarburos, y en equipo para la generación, transporte, distribución y suministro de energía, obtendrán el estímulo fiscal indicado en la LISR. En tal sentido, es posible afirmar que los incentivos económicos para la industria de los Hidrocarburos, están contemplados en materia del impuesto sobre la renta; mientras que en la regulación propuesta no es viable incorporarlos por lo ya expuesto*".

Por lo referente a la implementación de esquemas voluntarios, la autoridad expresó a través de la MIR correspondiente la inviabilidad de tal acción ya que "*no se podría garantizar el resarcimiento por los daños que pudiesen ocurrir en caso de un accidente y tampoco se garantizaría la protección al medio ambiente. En este sentido, al ser este un esquema voluntario, la autoridad no podría establecer los requisitos mínimos que los agentes regulados tendrían que cumplir, así como los esquemas de verificación bajo los cuales estos serían evaluados con la finalidad de disminuir los riesgos asociados a las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos para con ello poder evitar accidentes que vulneren tanto la integridad física de las personas como la preservación de los recursos naturales*".

Bajo esa dinámica, esa Dependencia manifestó que no contempló viable la adopción de algún otro mecanismo regulatorio, tal como una Norma Oficial Mexicana (NOM); lo anterior, teniendo en consideración que la naturaleza de ese tipo de ordenamiento es "*regular cuestiones técnicas, estableciendo características con un alto grado de especificidad para atender posibles riesgos para la salud humana, animal, vegetal y/o el medio ambiente, con el fin de estandarizar la manera en la cual diversos productos y/o procesos deben llevarse a cabo; mientras que, la problemática planteada requiere de un instrumento regulatorio que al tiempo que garantice la seguridad industrial, operativa y la protección al medio ambiente en las actividades objeto de la propuesta, se base principalmente en aquellas buenas prácticas que dentro del sector de los hidrocarburos ocurren, es decir, el regulado en cierta medida y como resultado del alto grado de desarrollo tecnológico imperante en el sector, no necesariamente requiere llevar a cabo sus actividades de forma estandarizada sino que puede optar por aquellas medidas que económicamente y tecnológicamente considere pertinentes para reducir el riesgo a un nivel tan bajo como sea posible, situación que pudiera verse acotada bajo un esquema de NOM (porque todos tendrían que hacer lo mismo de la misma manera)*".

Tomando en consideración lo expresado en los párrafos anteriores, mediante la MIR correspondiente, la SEMARNAT destacó que el anteproyecto en comento es la mejor alternativa para abordar la problemática señalada en el apartado anterior, en razón de que "*es posible señalar que la expedición del presente instrumento regulatorio resulta la mejor alternativa para establecer las especificaciones mínimas y obligatorias que los sujetos regulados deben cumplir a efecto de llevar*

a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos, con excepción de los yacimientos no convencionales; lo anterior, en virtud de que resulta imprescindible emitir un instrumento normativo a la brevedad que establezca el marco regulatorio en materia de seguridad industrial, operativa y de protección al medio ambiente; en otras palabras, estas Disposiciones Administrativas de carácter general se alinean a la nueva estructura del sector hidrocarburos resultante de la reforma en materia energética, por lo que resulta la mejor opción ya que por una parte, otorga certeza jurídica a los sujetos regulados, y por otra, brinda los elementos administrativos a la ASEA para dar cumplimiento con las funciones que tiene por objeto, tales como la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburos".

A la luz de tales consideraciones, la COFEMER observó a través de su Dictamen Total que la autoridad da cumplimiento al requerimiento de esta Comisión en materia de evaluación de alternativas de la regulación, toda vez que respondió y justificó el presente apartado en la MIR

IV. Impacto de la regulación

1. Análisis de Riesgos

Por lo referente al presente apartado, a través del oficio COFEME/16/4560 esa Secretaría indicó que en las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción en la industria de hidrocarburos pudieran advertirse riesgos en los siguientes ámbitos:

Cuadro 3. Riesgos identificados

Población, grupo o industria potencialmente afectada	Tipos de riesgos que motivan la emisión de la regulación	Tipo de riesgo o daño probable y su magnitud	Probabilidad de ocurrencia del riesgo
Salud animal o vegetal	*Daños a la flora y fauna en áreas centrales y adyacentes donde se llevan a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.*	*En las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción, se ha identificado que se puede llegar a dañar la flora y la fauna tanto en las áreas donde estas se llevan a cabo como en zonas aledañas. Lo anterior se debe a que se puede afectar a estos ecosistemas de manera importante durante un derrame de Hidrocarburos, como en el caso del pozo petrolero Macondo, donde se calcula que más de 1,000 tortugas marinas, un millón de aves costeras y 5,000 mamíferos marinos murieron.*	*Alto.*
Salud humana	*Afectaciones físicas a todas aquellas personas relacionadas con las actividades mencionadas, así como a la población cercana a las mismas.*	*En el desarrollo de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción, se pueden llegar a presentar accidentes que ocasionen heridas graves e incluso fallecimientos de las personas involucradas en ellas, debido a que son actividades inherentemente de alto riesgo. Ejemplos de la materialización de este riesgo se puede encontrar en los eventos ocurridos en la plataforma Piper Alpha, donde hubo 178 fallecimientos y 60 heridos, Alexander L.Kielland, donde hubo 123 fallecimientos; y Seacrest que resultó en 91 fallecimientos, entre otros.*	*Catastrófico.*

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Cuadro 3. Riesgos identificados			
Población, grupo o industria potencialmente afectada	**Tipos de riesgos que motivan la emisión de la regulación**	**Tipo de riesgo o daño probable y su magnitud**	**Probabilidad de ocurrencia del riesgo**
Medio ambiente	*Daños al medio ambiente causados por las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos*	*Las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos, pueden llegar a afectar severamente el medio ambiente, debido a los derrames de hidrocarburos e incendios que estas actividades pueden ocasionar. Los derrames e incendios derivados de tales actividades pueden llegar a afectar el suelo, la superficie del mar y el lecho marino, así como la atmósfera, causando graves daños al medio ambiente. Un ejemplo de esto se puede encontrar en el caso del pozo Macondo, donde se contaminó más de 1,800 km de costa, 1,900 km de lecho marino y 176,000 km2 de la superficie del Golfo de México por la dimensión del derrame.*	*Catastrófico.*
Consumidores o Economía	*Accidentes producidos en la industria de hidrocarburos.*	*Los accidentes derivados de las actividades objeto de la regulación pueden llegar a causar afectaciones económicas graves a los regulados, por el daño a sus equipos e instalaciones y pérdida de la producción, y al Estado, ya que los hidrocarburos son recursos energéticos de los que se obtiene un beneficio económico en favor de la nación. Adicionalmente, este tipo de eventos pueden llegar a afectar a la economía en términos generales, debido a las repercusiones negativas en toda la cadena productiva, así como las interrupciones en la producción que se presenten, a efecto de atender las consecuencias de los mismos. El monto de las afectaciones por daños a instalaciones puede ascender a miles de millones de dólares, como se observa de la información de los casos de la plataforma Piper Alpha, Mar del Norte (Reino Unido), (1,860 mdd), y de la plataforma Abkatún Alfa, Golfo de México (México), 2015, (más de 1,000 mdd). Por otra parte, el monto de las afectaciones a la propiedad de otras personas y actividades económicas locales puede ser aún mayor, como lo fueron para el caso de Macondo, donde dicho monto superó los 11,000 mdd.*	*Alto.*

Al respecto, esa SEMARNAT también señaló que las acciones implementadas en la propuesta regulatoria a través de las cuales se pretende atenuar los riesgos identificados por la autoridad, de la manera siguiente:

1. Tipo de riesgo: daños ambientales (flora y fauna)

Cuadro 4. Daños ambientales (flora y fauna)	
Características del riesgo	**Acciones implementadas en el anteproyecto**
Grupo, sector o población sujeta al riesgo: *la flora y fauna ubicada en las áreas en las que se realizan las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos, así como en las áreas colindantes.* **Indicador de impacto:** • *Número de muertes de mamíferos marinos, así como daños a la fauna y flora diversa que coexiste en las áreas de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.*	***Artículo 33 y 34.-*** *Con el objetivo de conocer qué tipo de especies o poblaciones de flora y fauna silvestres en riesgo deberán ser protegidas se señala la norma oficial mexicana NOM-059-SEMARNAT 2010, la cual contempla las listas correspondientes de especies en riesgo, esta acción permitirá saber con precisión las especies que deben protegerse durante el desarrollo de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos, respetando los periodos de migración, reproducción o cría de estas especies.* ***Artículo 37.-*** *Una vez que se tiene conocimiento del tipo de especies o poblaciones de flora y fauna silvestre que deben ser protegidas, se señala la obligación de contar en todo momento con un equipo de Observadores de Especies Protegidas (PSO, por sus siglas en inglés), esta acción permitirá realizar el monitoreo de las especies que deberán ser protegidas las veinticuatro horas del día.* ***Artículos 38 y 39.-*** *Los PSO deberán contar tanto con un curso oficial (reconocido nacional o internacionalmente) como con entrenamiento y capacitación en observación e identificación de especies, esta acción tiene como finalidad que los observadores*

Cuadro 4. Daños ambientales (flora y fauna)	
Características del riesgo	**Acciones implementadas en el anteproyecto**
	esta medida es garantizar la presencia de vegetación terrestre que permita estabilizar el sedimento que se asocia a la orilla de los ríos y llanuras de inundación evitando con ello la erosión y la ocurrencia de desastres por inundaciones, además de que este tipo de vegetación presta servicios ambientales como la filtración de agua, lo que contribuye a mejorar la calidad del agua en beneficio de las especies acuáticas. ***Artículo 54.-*** *Ante la presencia de zonas naturales afectadas por el desarrollo de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos se establece que el regulado deberá restaurar el área del proyecto y zonas aledañas, la finalidad de la medida es garantizar la continuidad de los procesos naturales que pudieran haberse visto interrumpidos o alterados por el desarrollo de las actividades sujetas a la regulación.*

2. Tipo de riesgo: accidentes

Cuadro 5. Accidentes	
Características del riesgo	**Acciones implementadas en el anteproyecto**
Grupo, sector o población sujeta al riesgo: *la salud, integridad física y vida de los trabajadores, contratistas y población de las comunidades adyacentes a las instalaciones en las que se llevan a cabo las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.* **Indicador de impacto:** • *Número y/o frecuencia de accidentes e incidentes presentados en las instalaciones, número de fallecimientos.* • *Costos para atender, mitigar y controlar incidentes y accidentes.* **Situación esperada con la implementación de la regulación:** *se espera que con la entrada en vigor de la regulación propuesta disminuya el número de fallecimientos y accidentes generados por las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción del sector hidrocarburos.* **Justificación de cómo se reduce, mitiga o atenúa el riesgo con la acción:** *las acciones implementadas que han sido descritas en la columna siguiente reducen, mitigan o atenúan el riesgo de afectaciones o daños a las personas y las instalaciones, ya que garantizan aquellos procesos, y procedimientos, equipos, instalaciones y verificaciones, que coadyuven al adecuado desarrollo de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción del sector hidrocarburos. Asimismo, contiene una serie de medidas y elementos de seguridad que se*	***Artículo 27.-*** *Se establece que previo al inicio de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos, lo sujetos regulados deben presentar el Aviso de Inicio de Actividades; esta medida tiene como objetivo informar a la Agencia que los agentes obligados están próximos a iniciar las tareas que se encuentran reguladas en las presentes Disposiciones. Este Aviso estará acompañado de la autorización correspondiente, expedida por la CNH, así como del plan de trabajo autorizado. Lo anterior, tiene como finalidad dar a conocer a la autoridad correspondiente los detalles y especificaciones de cada una de las actividades que se desean realizar, a efecto de determinar con precisión las tareas que se llevarán a cabo dentro de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.* ***Artículo 55.-*** *Se establece que en el Aviso de Inicio de Actividades se deberá anexar un dictamen técnico, en el que se demuestre que los nuevos proyectos o modificaciones a lo ya existentes, relacionados con las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos, cumplen con la normatividad aplicable, así como con las mejores prácticas y estándares nacionales o internacionales. Esta medida tiene como objetivo garantizar que las instalaciones, en particular, la ingeniería de detalle (especificaciones técnicas de equipos y materiales, especificaciones funcionales, planos detallados de las instalaciones como revisiones detalladas de la ingeniería básica, entre otros factores) donde se llevan a cabo las actividades reguladas en las presentes Disposiciones, son seguras tanto para el medio ambiente y las personas, así como para la infraestructura próxima. Adicionalmente, esta medida permite a los regulados utilizar prácticas operativas o estándares equivalentes o superiores a los mencionados en el Anexo I de la regulación propuesta, basados en un dictamen de equivalencia que demuestre la simetría entre los estándares utilizados; la finalidad de esta permisión es que los regulados tengan distintas opciones, a efecto de cumplir con las especificaciones y requerimientos mínimos necesarios para llevar a cabo proyectos o modificaciones tanto en las especificaciones técnicas de equipos y materiales, especificaciones funcionales, planos detallados de las instalaciones como revisiones detalladas de la ingeniería básica.* ***Artículo 56.-*** *Una vez que el regulado opte por la utilización de estándares o normas equivalentes, y que esta simetría se reconozca a través de un dictamen de equivalencia, se establece que el Tercero Autorizado que expedirá el dictamen mencionado, será una persona moral con reconocimiento nacional o internacional que exprese su opinión calificada sobre la ingeniería de detalle de un proyecto nuevo o modificado. Esto tiene como finalidad, asegurar que las normas que serán utilizadas por el regulado cumplan con los requerimientos mínimos necesarios, a efecto de garantizar la seguridad de las personas, así como del medio ambiente y las instalaciones, disminuyendo o evitando con ello los accidentes e incidentes originados por las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.* ***Artículo 61.-*** *Se establece que dentro del Aviso de Inicio de Actividades se deben incluir los planes de diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento, inspección y verificación de las unidades móviles de perforación costa afuera (MODU) que se utilizarán en la perforación de pozos. La finalidad de esta medida es garantizar que estas unidades móviles operen bajo*

Cuadro 4. Daños ambientales (flora y fauna)	
Características del riesgo	**Acciones implementadas en el anteproyecto**
• *Costos de atención, mitigación y control de daños tanto a la flora y fauna como a los ecosistemas.* **Situación esperada con la implementación de la regulación:** *se espera que con la entrada en vigor de la regulación propuesta, se reduzcan los daños y muertes de flora y fauna que coexiste en las áreas de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.* **Justificación de cómo se reduce, mitiga o atenúa el riesgo con la acción:** *las acciones implementadas que han sido descritas en la columna siguiente reducen, mitigan o atenúan el riesgo de afectaciones o daños a la flora y fauna ya que garantizan la existencia de un monitoreo continuo de especies protegidas, el establecimiento de zonas de exclusión, la limitación en la utilización de métodos que pudieran generar un daño a especies marinas (prospecciones sísmicas), así como la preservación de vegetación ante la eventual construcción de nuevos caminos o accesos y la prohibición de utilizar agroquímicos que pudieran alterar el crecimiento o reproducción de vegetación existente.*	*puedan identificar con la suficiente precisión, que les otorgue la capacitación, la presencia de especies que deberán ser protegidas.* ***Artículo 40.-*** *Se establece que el PSO podrá indicar la interrupción de las actividades objeto de la regulación, una vez que éste identifique alguna especie listada en la NOM-059-SEMARNAT-2010, dicha interrupción de actividades será solicitada al mando operativo y este a su vez a la tripulación y equipo técnico, con esta medida se garantiza que no se continúe con las actividades una vez identificada en la zona de trabajo la existencia de alguna especie protegida dentro de la Zona de Exclusión.* ***Artículo 36.-*** *En periodos de obscuridad, baja visibilidad (lluvia o niebla) o durante periodos en los que el estado del mar no sea propicio para la observación visual, se establece la medida de utilizar Métodos Acústicos Pasivos (PAM, por sus siglas en inglés), los cuales mediante la emisión de ondas sonoras permiten la detección de especies marinas sin que estas sean necesariamente vistas, la finalidad de esta medida es proteger especies que de otra manera (observación visual) pudieran no ser detectadas, debido a e que éstas pudieran encontrarse a varios kilómetros de distancia o fuera de la línea de visión.* ***Artículo 41.-*** *El técnico PAM deberá contar tanto con entrenamiento formal en un curso oficial (reconocido nacional o internacionalmente), así como conocimiento sobre las características acústicas de las especies del área, esta acción tiene como finalidad que los técnicos PAM puedan identificar con la suficiente precisión, la presencia y localización (en términos de dirección y distancia) de mamíferos marinos que deberán ser protegidos.* ***Artículo 35.-*** *Se establece la restricción de llevar a cabo prospecciones sísmicas simultáneas, limitando la operación de la fuente de energía sísmica a una sola embarcación, las prospecciones consisten en el envío de ondas de choque hacia el fondo del mar, para con ello poder detectar la presencia de formaciones rocosas y posibles depósitos de petróleo en el fondo marino, la finalidad de establecer la restricción es proteger aquellas especies que pudieran resultar altamente sensibles a los sonidos que pudieran generar las prospecciones toda vez que sus procesos de alimentación, comunicación, reproducción e incluso sus interacciones muchas de las veces dependen de la acústica.* ***Artículos 44 y 45.-*** *Se establece que los regulados deberán establecer una zona de exclusión antes de activar la fuente de energía sísmica, dicha zona deberá ser definida por modelización acústica (el modelo deberá considerar al menos las propiedades geoacústicas del fondo marino, las propiedades físicas del agua, profundidad y características de la fuente acústica). En los casos en los que no se lleve a cabo la modelización acústica, la zona de exclusión deberán definirse a una distancia radial de dos mil metros como mínimo, partiendo desde el punto central de la fuente de energía sísmica, la finalidad de esta medida es proteger aquellas especies que pudieran sufrir daños fisiológicos en el sistema auditivo como resultado de la activación de la fuente sonora.* ***Artículo 46.-*** *Se establece la obligación de que ante la presencia de especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, dentro de la zona de exclusión, la fuente sonora debe ser desactivada hasta que estas abandonen la zona, la finalidad de la medida es nuevamente garantizar la protección de aquellas especies que pudieran sufrir daños fisiológicos en el sistema auditivo como resultado de la activación de la fuente sonora.* ***Artículos 47 y 48.-*** *En el tema de caminos y brechas pre existentes, se establece que estos deberán ser utilizados (habilitándolos si es necesario) para en la medida de lo posible evitar construir nuevos caminos, la finalidad de esta medida es evitar que con la construcción de nuevos caminos o nuevos accesos a las zonas de actividades se pueda ocasionar un daño a la flora existente en la zona.* ***Artículo 49.-*** *Se establece la prohibición de utilizar agroquímicos y quema para la eliminación de vegetación y residuos orgánicos, la finalidad de la medida es proteger la flora de reacciones bioquímicas que pudieran afectar su crecimiento y reproducción.* ***Artículo 50 fracción I.-*** *Se prohíbe el corte de la vegetación terrestre asociada a ríos y a la protección de cauces, especialmente en los nacimientos de agua, la finalidad de*

Cuadro 5. Accidentes	
Características del riesgo	**Acciones implementadas en el anteproyecto**
implementarán de manera exhaustiva a lo largo de la cadena productiva, a efecto de evitar y reducir accidentes originados por errores humanos o circunstancias exógenas.	*estrictos criterios de seguridad en las tareas de perforación marina, dando cumplimiento a los procedimientos y medidas de seguridad, con el objeto de salvaguardar la integridad de las personas involucradas en estas tareas.* ***Artículos 62, 63 y 64.-*** *Con la finalidad de evitar cualquier tipo de accidente, se establece la obligación de diseñar las MODU´s de tal forma que se garantice la estabilidad de la plataforma, tomando en cuenta aspectos como peso y mecanismos contingentes que aseguren la estabilidad de estas unidades en caso de que éstas sufran algún tipo de desequilibrio u oscilación, a efecto de prevenir riesgos que afecten la seguridad de las personas involucradas en las tareas correspondientes.* *En este sentido, con el objeto de que estas unidades móviles tengan la suficiente estabilidad, los regulados deben diseñar mecanismos relativos al anclaje, amarre y posicionamiento que permitan que la MODU´s no presenten desequilibrios; en el caso de que ocurra lo anterior, este diseño debe permitir su movilidad durante emergencias. Para tal efecto, los sujetos obligados deben basar sus diseños tomando en cuenta el Código MODU vigente; el objeto de lo anterior, es que los regulados tengan un referente normativo relativo a criterios de diseño, construcción y otras medidas de seguridad que se deben considerar de modo que el riesgo para dichas unidades, el personal que lleven a bordo y el medio ambiente quede reducido al mínimo.* ***Artículo 128.-*** *Se establece que los sujetos obligados deberán, a través del Aviso de Cambio de Operaciones, integrar información relativa a las actividades de Estimulación del Yacimiento, tal como la verificación de que las tuberías resistirán la presión máxima durante las operaciones de fracturamiento del yacimiento, listado de materiales y equipos a utilizar en la estimulación, entre otros factores; lo anterior tiene como finalidad garantizar que, previo a la realización de las actividades de estimulación, los mecanismos, procedimientos y requerimientos técnicos para tal objetivo cuenten con las características necesarias para salvaguardar la seguridad de las personas involucradas en estas tareas.* ***Artículo 141.-*** *Se establece que los regulados deberán realizar la verificación sobre la integridad de las instalaciones antes de llevar a cabo la prueba de producción. Esta medida tiene como finalidad evaluar los parámetros fundamentales para la producción de hidrocarburos, en lo que respecta a la presión, flujos del producto, temperatura, entre otros factores, con el objeto de garantizar que las instalaciones cuenten con el nivel de seguridad mínimo que permita salvaguardar la integridad física de las personas relacionadas con las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.* ***Artículo 143.-*** *Una vez que el regulado realizó las pruebas de producción y verificó que las instalaciones cumplen con los parámetros de operación, garantizando con ello la seguridad de las personas e infraestructura, se establece que el regulado debe notificar a la Agencia, a través del Aviso de Cambio de Operaciones, información relacionada con el estado físico y mecánico del pozo, características fisicoquímicas del fluido de terminación del pozo, características de los quemadores o incineradores para la destrucción controlada de gas natural, entre otra información; la medida tiene como fin, acreditar que en la prueba de producción existen las condiciones de seguridad adecuadas que permitan llevar a cabo las actividades productivas correspondientes.* ***Artículo 106.-*** *Se establece la obligación de que las áreas donde se lleven a cabo tareas de manejo de fluidos de perforación, deberán ser clasificadas de conformidad con estándares internacionales o nacionales (como por ejemplo la norma internacional IEC 60079) estas áreas deben estar equipadas con sistemas de ventilación, detectores de gas, alarmas, equipo electrónico a prueba de explosiones presurización, así como alarmas que se activen al detectarse una falla en los sistemas de ventilación. Esta medida tiene el objetivo de establecer un sistema de seguridad integral que permita un adecuado control y contención de los fluidos de perforación, ya que éstos pueden incluir material altamente tóxico o sustancias que afecten directamente a las personas y los ecosistemas.* ***Artículo 71.-*** *Con la finalidad de obtener en tiempo real información relativa a las alertas y alarmas de parámetros que estén fuera de rango y estados de emergencia que se activen en los equipos utilizados en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se establece que los regulados deberán implementar y mantener un sistema de monitoreo remoto en tiempo real. Esta medida tiene como objeto obtener información precisa y objetiva en tiempo real de las posibles fallas en los equipos, a efecto de prevenir los accidentes dentro de las instalaciones que pudieran dañar la integridad física de las personas relacionadas con las actividades señaladas.* ***Artículo 81 y 122.-*** *Se establece la obligación en relación a que lo regulados deberán seleccionar y diseñar el arreglo de los preventores y equipos diversos para el control de los pozos relacionados con las actividades de extracción y exploración de hidrocarburos. Esta*

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA
COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria
COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
COORDINACIÓN GENERAL DE MEJORA REGULATORIA SECTORIAL

Cuadro 5. Accidentes	
Características del riesgo	**Acciones implementadas en el anteproyecto**
	medida tiene como objeto asegurar el adecuado control de presión de un pozo. Asimismo, el diseño del arreglo de lo preventores optimiza el grado máximo de integridad de presión, seguridad y flexibilidad, en caso de producirse un incidente o accidente derivado de fallas en el control del pozo, en consecuencia, se estarán minimizando los riesgos y acciones que pudieses causar eventos adversos (siniestros) que pongan en peligro la integridad física de las personas. ***Artículo 82.-*** *Una vez que se han colocado los preventores en los sistemas y equipos utilizados en las actividades de extracción y exploración de hidrocarburos, se establece que los regulados deberán realizar pruebas de seguridad a estos preventores, entre las cuales se destacan las pruebas de verificación del cierre y apertura de los sistemas de control de Pozos para confirmar la operación adecuada de los preventores y su hermeticidad, lo cual tiene como finalidad asegurar que estos dispositivos funcionan correctamente, a efecto de eliminar peligros que pongan en riesgo a las personas.* ***Artículo 86.-*** *Se establece que los preventores deberán ser elegidos en base a tecnologías avanzadas utilizadas en su diseño; lo anterior tiene como finalidad garantizar que los preventores cumplan que diversos requerimientos que se relacionan con el adecuado funcionamiento de estos sistemas, lo que permitirá un apropiado grado la seguridad en los pozos, y con ello, reducir los riesgos que puedan afectar a las personas.* ***Artículo 124.-*** *Se establece que los regulados deberán incluir en los procedimientos de inspección y verificación de preventores y equipos críticos, una inspección visual que permita identificar los defectos visibles en los materiales o en el ensamblaje; esta medida tiene la finalidad de obtener información objetiva de posibles fallas en los preventores, lo que provocaría accidentes dentro de las instalaciones, por lo cual la inspección visual coadyuvará a identificar a aquellos equipos, componentes o cualquier conexión o instrumento utilizado en las actividades de extracción y exploración de hidrocarburos, que presenten fallas y reemplazarlos por equipos funcionales y en correcto estado físico, y con ello prevenir de posibles siniestros dentro de las instalaciones.* ***Artículo 160.-*** *Para llevar a cabo la destrucción controlada y el venteo de gas natural, y con ello preservar la seguridad operativa dentro de las instalaciones propias de estas tareas, se establece que los regulados deberán implementar medidas encaminadas a la protección contra incendios y otros eventos adversos. Esta medida tiene como objetivo eliminar de la forma más eficiente y segura el gas natural surgido de la producción petróleo que no es aprovechado, y con ello evitar explosiones que repercutirían de manera negativa en la salud de las personas cercanas a estas actividades.*

3. Tipo de riesgo: daños ambientales (suelo, superficie y lecho marino)

Cuadro 6. Daños ambientales (suelo, superficie y lecho marino)	
Características del riesgo	**Acciones implementadas en el anteproyecto**
Grupo, sector o población sujeta al riesgo: *el suelo, la superficie y el lecho marino, así como la atmósfera y el medio ambiente en general, en las áreas donde se realicen actividades reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.* **Indicador de impacto:** • *Número y/o frecuencia de derrames o fugas de hidrocarburos.* • *Cantidad y composición de dispersantes químicos y otras substancias introducidas a la superficie y lecho marinos, así como al suelo terrestre.* • *Emisiones a la atmósfera derivadas del venteo y*	***Artículos 103 y 131.-*** *Se estable la obligación de contar con una bitácora foliada y actualizada de la operación de estimulación o fracturamiento donde se tenga que registrar, por cada etapa el volumen del fluido empleado y sus componentes, así como la presión y otros parámetros de bombeo, la finalidad de esta medida es contar con un registro sistematizado de las sustancias que componen los fluidos empleados para estar en posibilidad de prevenir emisiones no deseadas a la atmosfera.* ***Artículo 108.-*** *Sobre la utilización de dispersantes químicos, utilizados generalmente para degradar el petróleo y evitar que llegue a las costas, se establece la obligación de documentar su composición, uso y condiciones de utilización, lo anterior con la finalidad de evitar que el empleo de dichos dispersantes pueda ocasionar efectos contraproducentes sobre el medio acuático al momento de ser utilizados.* ***Artículo 158.-*** *Se establecen las condiciones bajo las cuales puede llevarse a cabo el venteo de gas natural, lo anterior con la finalidad de disminuir al máximo la constitución de una posible fuente significativa de emisiones de gases de efecto invernadero.* ***Artículo 133.-*** *Se establece el requerimiento de contar con al menos dos sistemas de protección anticorrosión en las líneas de descarga utilizadas en las actividades de recolección de hidrocarburos, la finalidad de esta medida es evitar una pérdida de contención del hidrocarburo que pueda generar daños al medio ambiente.*

cofemer@cofemer.gob.mx

Cuadro 6. Daños ambientales (suelo, superficie y lecho marino)	
Características del riesgo	**Acciones implementadas en el anteproyecto**
destrucción controlada del gas natural. **Situación esperada con la implementación de la regulación:** *se espera que con la entrada en vigor de la regulación propuesta, se observe una reducción de los impactos ambientales adversos en el suelo, la superficie marina y el lecho marino, así como la atmósfera y en general la afectación al medio ambiente derivada de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.* **Justificación de cómo se reduce, mitiga o atenúa el riesgo con la acción:** *las acciones implementadas que han sido descritas en la columna siguiente reducen, mitigan o atenúan el riesgo de afectaciones o daños en el suelo, la superficie marina y el lecho marino, así como la atmósfera ya que garantizan el registro sistemático de substancias que pudieran ser introducidas a la superficie y lecho marinos, así como al suelo terrestre, también permiten contener la posible constitución de fuentes emisoras de gases de efecto invernadero y la contención de hidrocarburos que durante su paso por las líneas de descargas pudieran ocasionar daños al medio ambiente.*	

4. Tipo de riesgo: afectaciones económicas.

Cuadro 7. Afectaciones económicas	
Características del riesgo	**Acción implementada en el anteproyecto**
Grupo, sector o población sujeta al riesgo: *los regulados, contratistas y comunidades aledañas a las instalaciones en las que se llevan a cabo las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburo así como el Estado y la economía en general.* **Indicador de impacto:** • *Número y/o frecuencia de incidentes y/o accidentes.* • *Costos por atención de emergencias, pérdidas e impactos económicos originados por los incidentes y/o accidentes ocurridos.* **Situación esperada con la implementación de la**	***Artículo 66.-*** *Se establece la obligación de realizar la verificación de la integridad mecánica de las instalaciones en todas las etapas del proyecto para la exploración y extracción de hidrocarburos, esta medida permitirá detectar posibles fallas en la integridad mecánica de las instalaciones para con ello evitar una posterior interrupción de las actividades.* ***Artículo 141.-*** *Se establece la obligación de realizar una verificación sobre la integridad de las instalaciones antes de llevar a cabo la prueba de producción, incluyendo pruebas de presión, esta medida permitirá detectar posibles fallas en los equipos antes de iniciar la fase de producción y con ello evitar una posterior interrupción de las actividades.* ***Artículo 180.-*** *Se establece que la obligación de que todas las instalaciones deberán contar con una certificación, según sea el caso, de los planes aplicados durante el diseño, la fabricación y la construcción de nuevas Instalaciones y/o, la realización de modificaciones o reparaciones significativas sobre las instalaciones existentes, esta medida permitirá garantizar la operación continua de las mismas a efecto de disminuir un posible paro de actividades.* ***Artículo 93.-*** *Se establece la obligación de contar con válvulas de seguridad de subsuelo, conforme a los estándares ANSI/API 6A y API 6AV1, o equivalentes, que puedan controlarse desde la superficie excepto en condiciones excepcionales, esta*

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Cuadro 7. Afectaciones económicas	
Características del riesgo	**Acción implementada en el anteproyecto**
regulación: *se espera que con las obligaciones impuestas en la regulación propuesta, se minimicen los daños económicos por afectaciones en los equipos e instalaciones de los regulados, a través de la reducción de accidentes y eventos adversos generados que pudieran ocurrir.* **Justificación de cómo se reduce, mitiga o atenúa el riesgo con la acción:** *las acciones implementadas que han sido descritas en la columna siguiente reducen, mitigan o atenúan el riesgo de que se presenten daños económicos por afectaciones en los equipos e instalaciones de los regulados ya que garantizan la verificación de las instalaciones en todas las etapas del proyecto (incluso antes de llevar a cabo la prueba de producción) para que de esta manera se detecten con la suficiente oportunidad posibles daños en los equipos que pudieran ocasionar algún tipo de incidente y/o accidente o un paro de actividades.*	*medida permitirá detener ante posibles eventos adversos el flujo de hidrocarburo evitando con ello la materialización de pérdidas económicas.*

Posteriormente, por lo referente a la posibilidad de que existan grupos o sectores específicos para los cuales se generen riesgos que varíen en magnitud de acuerdo con el sujeto, objeto o situación en el que se presentan, la SEMARNAT mencionó que "*respecto de los daños que se pueden ocasionar al medio ambiente derivados de la realización de las actividades objeto de la presente regulación, cabe referir que los mismos varían en magnitud dependiendo del tipo de actividad específica*". En este sentido, de acuerdo con lo manifestado por esa Dependencia en la MIR correspondiente, los riesgos podrían ser ordenados de la siguiente manera, con base en la magnitud del mismo:

1. *El mayor riesgo se encuentra en las actividades de **exploración y extracción costa afuera**, ya que eventos como blowouts en el mar pueden tener consecuencias catastróficas para el medio ambiente debido a la dificultad logística de atender y responder a este tipo de eventos en un entorno marino.*

2. *En un segundo lugar, se encuentran los riesgos asociados a las actividades de **exploración y extracción en áreas terrestres**, porque dichas actividades ya implican la realización de tareas más peligrosas tales como la perforación de pozos y manejo de hidrocarburos.*

3. *Los riesgos que pudieran materializarse derivados de las actividades de **reconocimiento y exploración superficial** son de menor magnitud, debido a que estas actividades son inherentemente menos riesgosas y consisten principalmente de prospecciones desde la superficie, sin realizar actividades de mayor impacto como la perforación.*

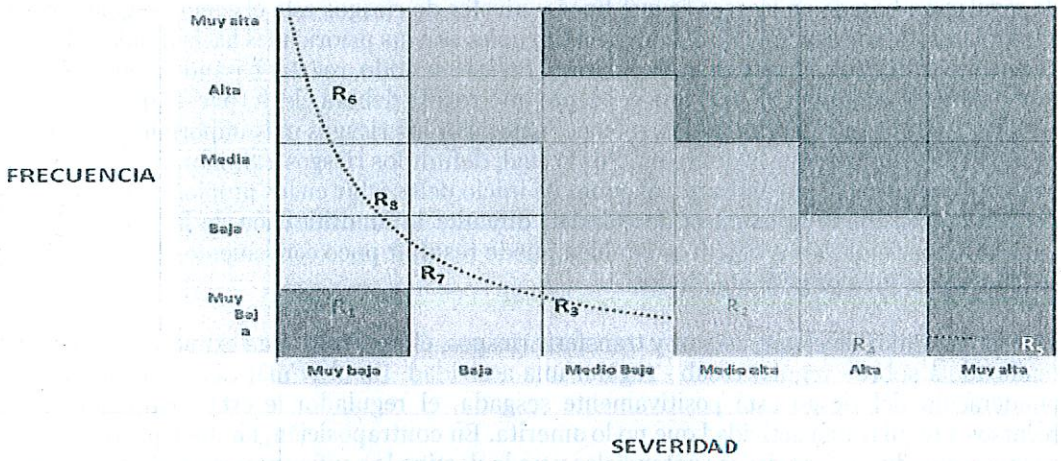
Lo anterior, ya que a decir de SEMARNAT "*existen elementos comunes a las actividades objeto de la regulación propuesta, los cuales consisten en principios generales aplicables a la seguridad*

industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, y que se relacionan directamente con el sistema de administración que deben implementar los agentes regulados, así como la identificación de peligros y el análisis de riesgo que deben realizar como parte del mismo".

En este sentido, derivado del análisis efectuado a la propuesta regulatoria, esta COFEMER observó que el diseño de la regulación manifiesta un grado de clasificación de acuerdo a la actividad que se desempeñe en el sector. Al respecto, los requerimientos, criterios y lineamientos para cada sección del anteproyecto en comento, así como los procesos administrativos que le secundan revelan un esquema diferenciado que podría responder a lo manifestado por la autoridad para la presente sección.

Aunado a lo anterior, cabe recordar que una forma de estimar un riesgo, es utilizar la probabilidad y la severidad de que suceda un evento adverso, a efecto de tomar las acciones correspondientes dependiendo del "cuadrante" en que se llegue a localizar dicho evento, dentro de la llamada matriz de riesgos.

Gráfica 6. Matriz de Frecuencia-Severidad. Análisis de Riesgos.



Fuente: Liability Limit Benchmarks & Large Loss Profile Ace 2015.

Dicho instrumento, indica que a partir de un riesgo moderado (centro de la matriz), se deben tomar medidas para los riesgos altos y muy altos (cuadrante superior derecho de la matriz), aunado a que antes de comenzar actividades se deben prever las acciones necesarias para disminuir, transferir o enfrentar el riesgo. En este orden de ideas, se advierte que usualmente, las actividades realizadas en el sector hidrocarburos, presentan riesgos altos y muy altos, lo que hace indispensable establecer las medidas para disminuir el riesgo inherente a las actividades, como lo es el caso de la presente regulación.

Junto con lo anterior, la administración de riesgos comprende básicamente tres etapas[18]:

1. Evitar, prevenir y reducir riesgos: consiste en disminuir la probabilidad y el impacto de un evento con un riesgo considerable.

[18] Arrow, K. (1988) *"The theory of risk-bearing: Small and great risks"*.

2. Aceptar riesgos: la cual consiste en quedarse con el riesgo de que algo suceda.

3. Transferir riesgos: la cual consiste en buscar un tercero que acepte el riesgo a cambio de alguna compensación.

Por lo tanto, en las actividades cuyo nivel de riesgo se localice en el cuadrante superior derecho de la matriz antes mencionada, las acciones que deben tomarse deben enfocarse a evitar, prevenir o transferir los riesgos; lo anterior, en razón de que su severidad los hace demasiado peligrosos como para que se pueda aceptar la probabilidad de que ocurran.
Como consecuencia de tales razonamientos, se advierte que la presente regulación tiene como propósito evitar, reducir y prevenir los riesgos que se puedan dar en las actividades que se realizan en el sector de hidrocarburos, como son el reconcomiendo, la exploración y extracción de estos, mediante la aplicación de estándares, medidas y restricciones materializadas en el cuerpo de las Disposiciones Administrativas, lo que permitirá que la sociedad en su conjunto se ubique en una zona de menor riesgo.

Por su parte, esta Comisión no omitió mencionar que la pregunta fundamental de cualquier régimen de regulación basada en riesgos es qué tipos y niveles de riesgos está el agente regulador preparado para tolerar, donde este mismo deberá decidir cuáles son las prioridades hacia donde deberá destinar la mayor parte de los recursos a su disposición. En este sentido, regular basándose en el nivel de riesgo es un ejercicio económico, en el que el agente que regula deberá elegir, puesto que los recursos son escasos, cuáles son sus prioridades, o bien, cuáles son los riesgos más importantes por mitigar y la cantidad de esfuerzos que le destinará. Por lo cual, definir los riesgos a aminorar resulta ser una tarea bastante complicada; sin embargo, el punto de inicio debe estar en los propios objetivos estatutarios del regulador, donde la carencia de claridad dificulta la identificación de los riesgos a controlar, aunque tener demasiados objetivos también puede resultar poco conveniente, dado que difícilmente se tendrán los medios para atenderlos.

En esta dinámica de elegir, asumir y transferir riesgos, el regulador está expuesto a cometer errores, tendiendo a sobre - regular o sub - regular una actividad. En el primer caso, que sucede cuando su ponderación del riesgo está positivamente sesgada, el regulador le está destinando demasiados recursos a regular una actividad que no lo amerita. En contraposición, también puede suceder que el agente regulador ignore riesgos potenciales y no le destine los suficientes recursos para mitigarlo.

No obstante, los diseñadores de regulación deben tener siempre en cuenta que lo más eficiente para la sociedad es implementar medidas que la beneficien, en tanto no le cuesten demasiado, dado que si se descuida este aspecto, se puede llegar al punto en que los costos asociados con cierta medida, incluyendo sus costos de su seguimiento, excedan a los beneficios que producen. Por lo tanto, las autoridades deben buscar la reducción del riesgo hasta donde le sea conveniente a la sociedad, ya que normalmente, los costos de las políticas públicas se van incrementando conforme se reduce el riesgo, de manera que suele ser muy caro llevar hasta cero la incertidumbre que, originalmente, se pretende atender. Además, en la medida en que los recursos que se utilizan para minimizar el riesgo son limitados, se genera un costo de oportunidad implícito, ya que dichos recursos siempre se podrían destinar a otro tipo de actividades que pueden resultar más provechosas socialmente.

Finalmente, es importante mencionar que la presente propuesta regulatoria se ciñe a la metodología propuesta por la OCDE, misma que plantea un diagrama por etapas para el diseño de una regulación, que de manera general se resume:

Diagrama 1

Evaluación de Riesgo	Administración de Riesgo	Comunicación de Riesgo	Establecimiento de prioridades para el análisis

Se puede observar que el criterio basado en riesgos es el fundamento de una política de Estado que busca maximizar el bienestar social, y para lograrlo, el agente regulador debe haberse documentado adecuadamente (cualitativa y cuantitativamente), a fin de priorizar y seleccionar riesgos. Del mismo modo, el criterio basado en riesgos involucra consideraciones respecto al beneficio y costo de la regulación en desarrollo así como de las opciones posibles.
En relación con lo anterior, uno de los resultados que se obtiene al momento de evaluar riesgos, es que permite identificar: a) actividades de gran daño social, pero de baja probabilidad de ocurrencia, y b) actividades de alta probabilidad de ocurrencia, pero de bajo impacto social; además, permite establecer criterios para la toma de decisiones bajo estas circunstancias. Tomando en consideración dichos estándares, tal y como lo señala previamente la SEMARNAT, el presente anteproyecto se sitúa en lo estipulado en el inciso a), por lo que es imperante destacar que toda reducción de riesgos implica un costo que no puede ser sostenido por la autoridad, por lo que debe determinarse el grado de riesgo aceptable, con el fin de generar regulaciones mínimas y efectivas, a través de las cuales se mantenga dicho nivel de riesgo[19].

Diagrama 2

Identificar qué riesgos son tolerables y a qué nivel	Valoración del daño potencial y su probabilidad de ocurrencia	Ordenación o "rankeo" de actividades o agentes conforme a esos riesgos	**Regulación basada en riesgos**

Bajo esta perspectiva, el creador de regulaciones elegirá la alternativa que minimiza las pérdidas o maximice las ganancias, obteniendo así el mejor resultado.

2. *Creación, modificación y/o eliminación de trámites*

En lo referente a la presente sección, la SEMARNAT indicó en la MIR que con la emisión de la propuesta regulatoria se crearían y modificarían los trámites que se enlistan a continuación:

Cuadro 8. Trámites identificados y justificados por la SEMARNAT.

No.	Referencia en el anteproyecto	Nombre del trámite	Justificación	Información respecto al apartado 11 del formulario de MIR
1	Artículos 17, 27, y 169.	**Aviso de inicio de actividades. Modalidad a)** Para actividades de	*La creación del presente trámite, tiene la finalidad de contar con información precisa respecto a las actividades de reconocimiento y*	**Tipo de acción:** Creación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica. **Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos.

[19]Risk and Regulatory Policy: Improving The Governance Of Risk, OECD, 2010.

Cuadro 8. Trámites identificados y justificados por la SEMARNAT.				
No.	Referencia en el anteproyecto	Nombre del trámite	Justificación	Información respecto al apartado 11 del formulario de MIR
		reconocimiento y exploración superficial.	*exploración superficial, a efecto de llevar a cabo tareas concernientes a actividades de supervisión, inspección y vigilancia y con ello garantizar la integridad de los centros poblacionales y ecosistemas que pudieran verse afectados por un accidente.*	**Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:** • Dictamen emitido por un tercero autorizado[20]. • Autorización de actividades de reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos emitido por a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). • Plan de trabajo que contenga la descripción detallada de los trabajos a realizar como parte de sus actividades. • Directorio actualizado que incluya. i. Domicilio para oír y recibir notificaciones ubicado en territorio nacional; ii. Ubicación del sitio en donde se administra el área contractual o de asignación y el campo, y iii. Ubicación de las instalaciones y centros de trabajo empleados para administrar y operar el área contractual o de asignación y el campo.
2	Artículos 55, 61, 109, y 169.	**Aviso de inicio de actividades. Modalidad b)** Para actividades de exploración y extracción.	*La creación del presente trámite tiene la finalidad de contar con información precisa relativa a las actividades exploración y extracción, a efecto de llevar a cabo tareas concernientes a actividades de supervisión, inspección y vigilancia y con ello garantizar la integridad de los centros poblacionales y ecosistemas que pudieran verse afectados por un accidente.*	**Tipo de acción:** Creación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica. **Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos. **Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:** • Documento que contenga la descripción de los trabajos a realizar como parte de sus actividades de exploración y extracción: • Dictamen emitido por un tercero autorizado que acredite que la ingeniería de detalle de un proyecto nuevo o modificado de exploración o extracción, es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas y estándares nacionales e internacionales; • En su caso, la evaluación técnica comparativa de las prácticas operativas y estándares propuestos contra los obligatorios, y la documentación soporte correspondiente que demuestre su equivalencia o superioridad; • Para el caso de pozos, documento integrado del diseño del pozo, propuesta del programa de perforación final y copia simple de la resolución de autorización de

[20] El Dictamen Técnico emitido por un tercero autorizado certifica que el *Análisis de Riesgo de la etapa de ingeniería de detalle* incluye aquellos riesgos propios del Proyecto y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado.

2

Cuadro 8. Trámites identificados y justificados por la SEMARNAT.				
No.	Referencia en el anteproyecto	Nombre del trámite	Justificación	Información respecto al apartado 11 del formulario de MIR
				perforación de pozo así como sus anexos, emitida por la CNH; • Planes de diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento, inspección y verificación de las unidades móviles que utilizarán en la perforación de pozos, en caso de actividades costa afuera, incluyendo: a. Resumen sobre el diseño de ingeniería, y b. Propósito de las instalaciones. • Documentación sobre el diseño de los equipos de seguridad y prevención de contaminación; • Programa de aprovechamiento de gas natural asociado aprobado por la comisión y el análisis técnico-económico utilizado para su elaboración, cuando aplique, y • Directorio actualizado.
3	Artículo 99.	**Aviso de inicio de actividades. Modalidad c)** Terminación de Pozos.	*La creación del presente trámite tiene la finalidad de contar con información precisa relativa a las actividades de terminación de pozos, a efecto de llevar a cabo tareas concernientes a actividades de supervisión, inspección y vigilancia y con ello garantizar la integridad de los centros poblacionales y ecosistemas que pudieran verse afectados por un accidente.*	**Tipo de acción:** Creación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica. **Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos. **Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:** • Diseño de los equipos de seguridad y prevención de contaminación.
4	Artículo 164.	**Aviso de inicio de actividades. Modalidad d)** Venteo y destrucción controlada de gas natural.	*La creación del presente trámite tiene la finalidad de contar con información precisa relativa a las actividades de venteo y destrucción controlada de gas natural, a efecto de llevar a cabo tareas concernientes a actividades de supervisión, inspección y vigilancia y con ello garantizar la integridad de los centros poblacionales y ecosistemas que pudieran verse afectados por un accidente.*	**Tipo de acción:** Creación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica. **Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos. **Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:** • Análisis técnico-económico y el programa de aprovechamiento de gas natural asociado aprobado por la CNH.
5	Artículo 60.	**Aviso de cambio de operaciones. Modalidad a)** Movimiento de	*La creación del presente trámite tiene la finalidad de contar con información precisa relativa a las actividades de movimiento*	**Tipo de acción:** Creación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica.

Cuadro 8. Trámites identificados y justificados por la SEMARNAT.				
No.	Referencia en el anteproyecto	Nombre del trámite	Justificación	Información respecto al apartado 11 del formulario de MIR
		unidades móviles de perforación costa afuera.	*de unidades móviles de perforación costa afuera, a efecto de llevar a cabo tareas concernientes a actividades de supervisión, inspección y vigilancia y con ello garantizar la integridad de los centros poblacionales y ecosistemas que pudieran verse afectados por un accidente.*	**Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos. **Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:** Planes de diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento, inspección y verificación de las unidades móviles que utilizarán en la perforación de pozos acompañados por lo siguiente: 1. Resumen sobre el diseño de ingeniería: a) Información sobre cargas y resistencias; b) Información sobre manufactura, construcción, y composición de los materiales; c) Disposiciones para la protección de materiales, resistencia al fuego y químicos, y protección contra la corrosión; d) Medidas para preservar la integridad estructural; e) Consideraciones para el cierre operativo y movimiento de equipos, y f) Actividad operacional anticipada. 2. El propósito de las instalaciones: a) Ruta de las instalaciones; b) Equipos e instrumentos de medición y registro de datos operacionales y medioambientales relevantes para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; c) Alojamiento para el personal residente, considerando las entradas y salidas; d) Refugios temporales, puntos de encuentro, y áreas seguras para su uso por parte del personal durante emergencias, como también rutas de escape idóneas; e) Medidas de control técnico, incluyendo Barreras físicas contra peligros; f) Consideraciones para el para el cierre operativo y movimiento de equipos, y g) Disposiciones para revisión y verificación independiente de la estructura.
6	Artículos 128 y 170, fracción VII.	**Aviso de cambio de operaciones. Modalidad b)** Estimulación.	*La creación del presente trámite tiene la finalidad de contar con información precisa relativa a las actividades de estimulación, a efecto de llevar a cabo tareas concernientes a*	**Tipo de acción:** Creación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica. **Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos. **Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:**

2

Cuadro 8. Trámites identificados y justificados por la SEMARNAT.				
No.	Referencia en el anteproyecto	Nombre del trámite	Justificación	Información respecto al apartado 11 del formulario de MIR
			actividades de supervisión, inspección y vigilancia y con ello garantizar la integridad de los centros poblacionales y ecosistemas que pudieran verse afectados por un accidente.	• Intervalos a estimular; • Para el caso de fracturamiento, presentar resultados de la extensión de la fractura con base en la simulación; • Verificar y demostrar que las tuberías resistirán la presión máxima durante las operaciones de fracturamiento; • Listado de materiales y equipos a utilizar en la estimulación; • Verificar y demostrar la integridad mecánica del pozo y áreas seguras, y • Hojas de seguridad donde reporten el tipo de aditivos y materiales, así como el volumen utilizado.
7	Artículos 143 y 170, fracción VI.	**Aviso de cambio de operaciones. Modalidad c)** Prueba de producción.	*La creación del presente trámite tiene la finalidad de contar con información precisa relativa a las pruebas de producción, a efecto de llevar a cabo tareas concernientes a actividades de supervisión, inspección y vigilancia y con ello garantizar la integridad de los centros poblacionales y ecosistemas que pudieran verse afectados por un accidente.*	**Tipo de acción:** Creación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica. **Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos. **Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:** • Escrito libre.
8	Artículos 144, y 170, fracción XI.	**Aviso de cambio de operaciones. Modalidad d)** Cierre operativo.	*La creación del presente trámite tiene la finalidad de contar con información precisa relativa al cierre operativo, a efecto de llevar a cabo tareas concernientes a actividades de supervisión, inspección y vigilancia y con ello garantizar la integridad de los centros poblacionales y ecosistemas que pudieran verse afectados por un accidente.*	**Tipo de acción:** Creación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica. **Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos. **Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:** • Escrito libre.
9	Artículos 148 y 170, fracciones XII, XIII y XIV de las Disposiciones.	**Aviso de cambio de operaciones. Modalidad e)** Taponamiento, desmantelamiento o abandono.	*La creación del presente trámite tiene la finalidad de contar con información precisa relativa al taponamiento, desmantelamiento y abandono de las instalaciones, a efecto de llevar a cabo tareas concernientes a actividades de supervisión, inspección y*	**Tipo de acción:** Creación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica. **Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos. **Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:** • Escrito libre.

Cuadro 8. Trámites identificados y justificados por la SEMARNAT.				
No.	**Referencia en el anteproyecto**	**Nombre del trámite**	**Justificación**	**Información respecto al apartado 11 del formulario de MIR**
			vigilancia y con ello garantizar la integridad de los centros poblacionales y ecosistemas que pudieran verse afectados por un accidente.	
10	Artículos 156 y 170, fracciones XIII y XIV.	**Aviso de cambio de operaciones. Modalidad f)** Desmantelamiento y abandono.	*La creación del presente trámite tiene la finalidad de contar con información precisa relativa al desmantelamiento y abandono de las instalaciones, a efecto de llevar a cabo tareas concernientes a actividades de supervisión, inspección y vigilancia y con ello garantizar la integridad de los centros poblacionales y ecosistemas que pudieran verse afectados por un accidente.*	**Tipo de acción:** Creación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica. **Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos. **Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:** • Escrito libre. • Dictamen de un tercero autorizado sobre el cumplimiento del programa.
11	Artículos 42 y 167.	**Reporte de seguimiento anual.**	*Se modifica el trámite con la finalidad de incorporar este instrumento jurídico a los fundamentos que le dan origen y de esta manera otorgar certeza jurídica a los agentes regulados que deberán entregar esta información a la Agencia.*	**Homoclave:** ASEA-00-027. **Tipo de acción:** Modificación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica. **Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos. **Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:** • Reporte de los registros de avistamientos de mamíferos marinos y especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010.
12	Artículo 181.	**Dictamen Técnico del cumplimiento Modalidad a)** Prueba de producción.	*La creación del presente trámite tiene la finalidad de que los agentes regulados cumplan con el presente anteproyecto en todo momento y le reporten a la ASEA la evidencia al respecto; lo anterior, coadyuvará a garantizar que las obras que se realicen para la extracción de hidrocarburos en tierra y aguas someras en yacimientos convencionales cumplan con las especificaciones de seguridad para evitar cualquier daño a los centros poblacionales y ecosistemas aledaños a los puntos de extracción.*	**Tipo de acción:** Creación. **Tipo de trámite:** Obligación. **Vigencia:** No aplica. **Medio de presentación:** Impreso y/o versión digital a través de dispositivos electrónicos. **Plazo de respuesta:** No aplica. **Requisitos:** • *Dictamen técnico del cumplimiento* de los presentes lineamientos elaborado por un tercero autorizado, referente a las actividades desarrolladas durante el año inmediato anterior.

2

Sobre el particular, se observa que la SEMARNAT integró en sus respuestas a la pregunta 11 de la MIR respecto de la creación y/o modificación de trámites, la información relativa a los artículos 69-M y 60-O de la LFPA, en lo referente a medio de presentación, requisitos, ficta, vigencia y plazos máximos de resolución, los cuales responden cabalmente a lo previsto en el anteproyecto.

Por otra parte, a través del oficio COFEME/16/4560 del 23 de noviembre del presente, esta Comisión realizó diversas recomendaciones sobre los trámites que se crearían y modificarían como resultado de la emisión de la propuesta regulatoria, por lo cual, la SEMARNAT ha eliminado los trámites *Autorización de desmantelamiento y abandono en pozos* y *Autorización de desmantelamiento y abandono en instalaciones de producción*, tal y como se detalla en el apartado *V. Comentarios particulares a los trámites.*

3. Disposiciones y/o obligaciones

En lo concerniente al presente apartado y de acuerdo con lo señalado en el oficio COFEME/16/4560 del pasado 23 de noviembre de 2016, se advirtió que la SEMARNAT identificó y justificó las acciones regulatorias que se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 4	*Se establece la obligación de que los regulados asuman la responsabilidad directa, y objetiva derivada del riesgo creado por las obras o actividades que desarrollen.*	*Dicha disposición tiene la finalidad de que los regulados conozcan las obligaciones a las que se sujetan en términos de responsabilidades económicas y legales al ingresar a las actividades de extracción y exploración de hidrocarburos exceptuando las que se realicen en yacimientos no convencionales y que no sea el Estado el que deba cubrir el resarcimiento de daños con recursos públicos.*
Artículo 6	*Se establece la obligación de los regulados de observar las mejores prácticas de la industria para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, al menos los estándares incluidos en el anexo I.*	*Esta disposición tiene la finalidad de fijar los estándares técnicos mínimos con los que deben cumplir los regulados sin cerrar la posibilidad de que estos vayan más allá e implementen medidas, estándares o prácticas adicionales.*
Artículo 7	*Establece la obligación de los agentes regulados de llevar a cabo sus actividades de exploración y extracción, conforme a los principios generales que el mencionado artículo describe.*	*Dicha disposición tiene la finalidad de que los regulados conozcan las actividades preventivas generales a las que se sujetan al ingresar a las actividades de extracción y exploración de hidrocarburos exceptuando las que se realicen en yacimientos no convencionales, entre ellos, destaca la priorización para la gestión de riesgos en respuesta a emergencias, esto es indicando que ante una emergencia es prioritario realizar las actividades correspondientes para primero preservar la integridad física de las personas; segundo, la Protección al medio ambiente y tercero, protección de las Instalaciones. Ello es concordante con varias disposiciones legales, entre ellas, la Ley General de Protección Civil.*
Artículos 8, 21, 22 y 92	*Establece la obligación de los agentes regulados de tomar en cuenta lo que establece el mencionado artículo sobre integridad de sus equipos e instalaciones. Además, se establece la obligación de los agentes regulados de mantener la integridad mecánica de las instalaciones empleadas y que los agentes*	*Estas obligaciones tienen la finalidad de que los regulados conozcan las condiciones mínimas que deben cubrir sus instalaciones, a efecto de reducir riesgos de fugas, derrames o explosiones y de esta forma preservar la integridad de las personas, de los ecosistemas y salvaguardar la infraestructura asociada.*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
	regulados empleen instalaciones diseñadas para soportar las condiciones operativas que se enuncian en dicho artículo. *También se establece la obligación de los agentes regulados de elegir, diseñar, instalar, utilizar y mantener el equipo de terminación para la plataforma de modo que soporten las condiciones de trabajo que pudieran presentarse durante sus operaciones.* *La integridad de los equipos e instalaciones es indispensable para la reducción de los riesgos asociados a las operaciones.*	
Artículos 9	*Establece la obligación de los agentes regulados de fomentar su cultura de seguridad industrial, operativa y de protección al medio ambiente, a partir de los principios enunciados en el presente artículo.*	*Con esta acción se coadyuva en el cumplimiento del artículo 4 fracción II y artículo 1 fracción XLII de la Ley General de Protección Civil que establece entre otros, que se debe promover una cultura de responsabilidad social dirigida a la protección civil con énfasis en la prevención y autoprotección respecto de los riesgos y peligros; así como a lo establecido en la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable (Artículo 15 fracción XX).*
Artículo 10	*Se establece la obligación de los agentes regulados de realizar un análisis de riesgos conforme a los lineamientos que la ASEA emita.*	*Esta disposición es concordante y se coadyuva en el cumplimiento de lo establecido en la fracción II del Anexo I de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 2016. Esta acción regulatoria tiene el propósito de obligar a las unidades económicas involucradas cuenten con un correcto análisis de riesgos sobre las actividades que realizan en materia de las actividades que establece la regulación propuesta, a efecto de incorporar lo que se describe en este capítulo, a sus Sistemas de Administración, previamente autorizado; lo anterior, tiene la finalidad de que cuenten con una detección precisa de sus riesgos y con ello, puedan generar programas para evitarlos o mitigarlos.*
Artículos 10, 11, 12, 13 y 16	*Establece los requisitos y elementos que la identificación de peligros que realicen los agentes regulados debe contener, como mínimo. Además, se establecen los requisitos que los agentes regulados deberán considerar al evaluar sus riesgos.*	*Estas acciones regulatorias buscan complementar los requisitos del Sistema de Administración y minimizar los riesgos asociados con estas actividades en específico. Ello es consistente y complementario en términos generales con las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 2016, (en adelante, Disposiciones de los Sistemas de Administración).*

2

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículos 14, 15, 28, 68, 72, 77, 81, 83, 103, 104, 105, 107, 117, 122, 163, 176 y 178.	*Se establecen disposiciones de conservación de información durante las diferentes etapas establecidas en los artículos enunciados.*	*Tiene la finalidad de que esta perdure y pueda utilizarse con fines de inspección, supervisión y vigilancia que se encuentran establecidas en la Ley de la ASEA y su Reglamento, con el fin de incrementar la seguridad de los centros poblacionales y ecosistemas aledaños a los puntos de extracción. Además esta información puede contribuir a la estimación de la cuantificación de daños que los nuevos agentes en el sector deberán realizar en caso de que ocurra algún accidente.*
Artículo 19	*Se establece la obligación del agente regulado de conformar procedimientos para seleccionar, evaluar e implementar medidas de reducción de riesgos e impactos, tomando en cuenta la jerarquía que se enuncia en dicho artículo.*	*Esta acción concuerda con numerosos estudios revelan que en las empresas que gozan de bajas tasas de accidentes están presenten las acciones para fomentar la cultura de la prevención, por ello es que la jerarquía que plantea esta acción en primera instancia.*
Artículo 20	*Se establece la obligación de los agentes regulados de adoptar una política de reducción de riesgos e impactos, tomando en cuenta los aspectos que se mencionan en dicho artículo.*	*Esta disposición tiene la finalidad de identificar los riesgos y prevenir la ocurrencia de accidentes. Los elementos que se consideran son congruentes con lo establecido en el documento emitido por la Estrategia Internacional para la reducción de desastres de las Naciones Unidas (UNISDR) relativo a la Terminología sobre reducción de riesgo de desastres.*
Artículo 23	*Se establece la obligación de los agentes regulados de actualizar su calendario de trabajos para evitar condiciones climatológicas severas.*	*Esta acción regulatoria tiene la finalidad de prevenir accidentes que puedan tener su origen en la combinación de eventos climatológicos y la no suspensión de actividades ante la ocurrencia de dichos eventos.*
Artículos 23 y 59	*Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con un mecanismo para el seguimiento y monitoreo de las condiciones. Además, se establece la obligación de los agentes regulados de contar con mecanismos para la mitigación de riesgos.*	*La finalidad de esta acción es que los equipos y las instalaciones que se utilicen para llevar a cabo las actividades de extracción de hidrocarburos en tierra y aguas someras en yacimientos convencionales sean las óptimas para mitigar los riesgos que significan llevar a cabo dichas operaciones. Además esta disposición es concordante y se coadyuva en el cumplimiento de lo establecido en la fracción II del Anexo I de las Disposiciones de los Sistemas de Administración, que establece la obligatoriedad de contar con mecanismos para el monitoreo.*
Artículo 24	*Se establece la obligación de los agentes regulados de considerar lo que se describe en dicho artículo para reducir sus riesgos e impactos relacionados con la perforación y terminación de pozos.* *Se establece que la estrategia que los agentes regulados utilicen para su administración de riesgos e impactos deberá ser consistente con la etapa del proyecto, reflejando la escala y fase del ciclo de vida de la instalación en el que el proceso de administración de riesgo se esté implementando. Además, establece la obligación de los agentes regulados de desarrollar un método enfocado a las especificaciones de los requerimientos funcionales, con mayor atención a la*	*Lo requerido se realiza en apego a las mejores prácticas en el sector y tiene el propósito de tomar las medidas preventivas que minimicen los riesgos en la etapa de perforación y terminación de pozos. Algunos de los elementos solicitados son consistentes con lo que requieren los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (DOF: 13-11-16) y fracción II del Anexo II de las Disposiciones de los Sistemas de Administración.* *Estas obligaciones tienen el propósito de que el regulado aplique mayores esfuerzos en las fases que requieren mayor atención dado el nivel riesgo diferenciado de acuerdo a la etapa del proyecto.*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
	definición y monitoreo de sistemas y procedimientos fundamentes.	
Artículo 25	*Se establece la obligación de los agentes regulados de efectuar una revisión de seguridad de pre arranque de acuerdo a lo que establezca su Sistema de Administración.*	*Las mejores prácticas indican que se debe realizar una revisión de seguridad pre-arranque en cada etapa del proyecto a efecto de minimizar los riesgos asociados a la operación de la instalación. Como referente se tiene una regulación noruega denominada "Las Disposiciones Reglamentarias de Actividades (enmendadas en 2015)", mismas que refieren la realización de regulan la manera en que las condiciones de seguridad pre-arranque.*
Artículos 26, 103, 104, 131 y 136	*Se establecen disposiciones relativas a la existencia de bitácoras para diferentes etapas y procesos establecidos en los artículos enunciados.*	*Ello se solicita debido a que la bitácora es considerada como la más fiel versión escrita que conforma la verdadera historia de un suceso o hecho, por lo que resulta necesario contar con dicho registro ante fugas o derrames en los procesos de extracción y exploración que contempla la regulación propuesta, para explicar las causas de dichos accidentes o incidentes.*
Artículo 29 y 116	*Se establece la obligación de los agentes regulados de instalar sus equipos y/o instalaciones conforme a las especificaciones y recomendaciones del fabricante, tomando también en cuenta las recomendaciones derivadas del análisis de riesgo y lo que establezca su sistema de administración.*	*Estas obligaciones tienen la finalidad de que los regulados conozcan las condiciones mínimas que deben cubrir los equipos utilizados, ya que ello es imprescindible para la reducción de los riesgos asociados a las operaciones.*
Artículo 30	*Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con mecanismos para la administración de sus riesgos e impactos.*	*Esta acción es necesaria debido a que el artículo 11 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, establece que es responsabilidad de la SEMARNAT la prevención y control de la contaminación ambiental originada por ruido, vibraciones y otros elementos, provenientes de fuentes fijas o móviles de jurisdicción federal.*
Artículo 31	*Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con hojas de datos de seguridad de los materiales peligrosos que utilicen, mismas que deben ser legibles y fácilmente identificables en todo momento.*	*Esta obligación constituye un mecanismo preventivo en la medida que al ser revisado y supervisado por personal capacitado se pueden identificar riesgos, y también representa un elemento que puede contribuir a explicar fugas o derrames, u otros accidentes en los procesos de extracción y exploración que contempla la regulación propuesta.*
Artículo 32	*Se establece el espaciamiento mínimo que debe haber entre los vehículos que lleven a cabo las actividades de sísmica terrestre; lo anterior, con la finalidad de salvaguardar la seguridad de las personas y mitigar el impacto ambiental.*	*El espaciamiento mencionado tiene la finalidad de evitar colisión entre vehículos, hecho que dada la peligrosidad de los componentes puede resultar catastrófico en las actividades de exploración sísmica.*
Artículos 33, 34 y 39	*Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con un mecanismo para detectar la presencia de especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, así como considerar sus períodos de migración, reproducción o cría de dichas especies e implementar mecanismos de monitoreo, protección, rescate y reubicación de especies.*	*Estas obligaciones se establecen a efecto de eliminar o mitigar el daño que se pudiera generar las actividades que contemplan los lineamientos materia de la presente MIR a las especies que deben ser protegidas conforme la NOM referida. Esta acción regulatoria es complementaria y coadyuvante con lo establecido en la propia NOM-059-SEMARNAT-2010 y en disposiciones tales como: la Ley General del Equilibrio Ecológico y la*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
	También se establece la obligación del agente regulado de parar cualquier actividad en caso de que el Observador de Especies Protegidas lo requieran por el avistamiento de alguna especie enlistada en la NOM-059-SEMARNAT-2010.	*Protección al Ambiente LGPEEPA (Artículo 1 fracción IV y Artículo 28 fracción XII).*
Artículo 35	*Se restringe la realización de prospecciones sísmicas simultáneas en áreas donde la presencia de especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010 no sea clara.*	*Tiene la finalidad de proteger a las especies altamente sensibles a ondas sonoras.*
Artículo 36	*Se establece la obligación de los agentes regulados de implementar el método acústico pasivo en períodos de oscuridad o baja visibilidad.*	*Con la finalidad de minimizar el impacto que pudiera provenir de una fuente de energía sísmica, en particular para proteger a delfines y ballenas, que de acuerdo a estudios recientes se pueden afectar con las actividades que contempla el instrumento normativo si no se toman las medidas establecidas (uso de Método Acústico Pasivo en periodos de oscuridad o baja visibilidad).*
Artículos 37, 38, 39 y 40	*Se establece la obligación de los agentes regulados de contar en todo momento con un observador de especies protegidas. Además, se establece la obligación del agente regulado, de que su observador de especies protegidas, así como el personal que realice actividades relacionadas con la observación, cuenten con cursos y experiencia en abundancia.*	*Con ello se busca una vigilancia continua por parte de personal capacitado y objetivo que valide que en las actividades que contemplan los lineamientos en comento cumplen con las obligaciones en materia de las especies protegidas.*
Artículo 41	*Establece la obligación del agente regulado de contar con un técnico en el método acústico pasivo que se encuentre reconocido o con experiencia y con conocimientos sobre las características acústicas de las especies del área, localización de dirección y distancia del mamífero marino detectado.*	*Esta disposición tiene la finalidad de contar con personal capacitado y objetivo que ayude al regulado a la localización de dirección y distancia del mamífero marino que impida sea dañado por las actividades que contempla la regulación propuesta.*
Artículos 43, 44 y 46	*Se establece la obligación de los agentes regulados de establecer un área de amortiguamiento alrededor de las Áreas Naturales Protegidas, en los casos en que sus actividades se realicen en zonas adyacentes a dichas áreas. También se establece la obligación del agente regulado de definir una zona de exclusión antes de la activación de las fuentes de energía sísmica y las restricciones bajo las cuales se deberá establecer dicho radio.* *Igualmente, se establece la obligación de los agentes regulados de desactivar la fuente sonora en caso de observar dentro de la zona de exclusión alguna de las especies enlistas en la NOM-059-SEMARNAT-2010 y podrá ser activada de nuevo una vez que dichas especies abandonen la zona.*	*Estas disposiciones se fijan con el propósito de coadyuvar con lo establecido en la propia NOM-059-SEMARNAT-2010 y en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la LGPEEPA (Artículo 1 fracción IV y Artículo 28 fracción XII).*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 45	*Establece la obligación de que los agentes regulados que no definan las zonas de exclusión mediante modelización acústica, ésta deberá definirla a una distancia radial de dos mil metros como mínimo.*	*Esta disposición pretende evitar los daños a las especies en riesgo. Uno de los referentes de la distancia establecida es una regulación española llamada "DECRETO 213/2012, de 16 de octubre, de contaminación acústica de la Comunidad Autónoma del País Vasco".*
Artículos 47 y 48	*Establece la obligación de los agentes regulados de aprovechar los caminos y brechas pre existentes, así como adecuarlos; lo anterior, con la finalidad de que no se construyan nuevas que pudieran ocasionar mayor afectación al medio ambiente.*	*Con el objetivo de evitar o mitigar nuevos impactos negativos al medio ambiente y aprovechar la infraestructura pre-existente. Estas disposiciones coadyuvan con lo establecido en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente – LGPEEPA- (Artículo 28, primer párrafo y fracción II).*
Artículo 49	*Se restringe la eliminación de vegetación para el aclareo de brechas, estableciendo que ello solo debe realizarse por medios mecánicos o manuales.* *Además, se prohíbe el uso de agroquímicos y quema para realizar la eliminación de vegetación en las actividades de reconocimiento y exploración superficial terrestre.*	*Esta acción tiene el propósito de reducir las afectaciones a la salud vegetal, lo cual es consistente con lo establecido en la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable (Artículo 154 fracción III) que, entre otros, establece que las autoridades competentes vigilarán que la construcción de caminos en terrenos forestales causen el menor daño a los ecosistemas forestales, respetando la densidad de la red de caminos y brechas forestales.* *En cuanto a la segunda disposición, esta tiene la finalidad de reducir al mínimo posible las afectaciones a la vida vegetal con ello se atiende lo establecido en la Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable (Artículo 2 fracción XI).*
Artículo 50	*Se establece la obligación de los regulados de privilegiar la conservación de organismos vegetales que posean un diámetro correspondiente a la edad adulta de la especie, así como privilegiar métodos como el amarre de vegetación para lograr la apertura requerida.* *Adicionalmente, se establecen los requisitos que deberán tomar en cuenta los agentes regulados para la modificación de la cobertura vegetal: i) se prohíbe el corte de la vegetación terrestre asociada a ríos y a la protección de cauces, y ii) mantener un registro fotográfico durante el ciclo de vida del proyecto.*	*Resulta forzoso que las unidades económicas involucradas al realizar sus actividades de exploración y extracción tengan un mayor cuidado en no afectar la vegetación más adulta, ya que su dañarla significará un mayor tiempo de recuperación al ecosistema. Además, estas disposiciones tienen como finalidad de garantizar la presencia de vegetación terrestre para lograr la estabilización del sedimento asociado a la orilla de los cauces y documentar el cambio de la cobertura vegetal con el registro fotográfico, para evitar un cambio drástico en ella.*
Artículo 51	*Se establece la obligación de los agentes regulados de triturar e incorporar al suelo los residuos orgánicos resultantes de las actividades de preparación del sitio. Además, se prohíbe la quema de residuos orgánicos.*	*En la literatura sobre el tema se encuentra que la trituración e incorporación al suelo los residuos orgánicos resultan benéficos ya que funciona como alimento homogéneo y altamente asimilable para la tierra.* *En estudios sobre la materia se ha encontrado que dicha quema genera dioxinas, las cuales son compuestos químicos orgánicos altamente tóxicos, por ello es importante que se mantenga esta prohibición en los lineamientos propuestos.*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículos 52 y 119	*Establece la obligación de establecer un radio de protección a cuerpos de agua presentes en tierra firme en general y en particular para el caso de acondicionamiento de líneas sísmicas.*	*Esta acción tiene el propósito de prevenir y controlar la contaminación del agua, lo cual es consistente con lo establecido en la LGEEPA (Artículo 1 fracción IV) que, entre otros, establece que el Estado debe propiciar el desarrollo sustentable y establecer las bases para la prevención y el control de la contaminación del agua.*
Artículo 53	*Establece la obligación de los agentes regulados de implementar mecanismos para la incorporación de las mejores prácticas de la industria en el uso de materiales explosivos empleados en sus operaciones.*	*Esta acción tiene la finalidad de minimizar los efectos adversos a la seguridad de las personas y del medio ambiente, ya que el uso de explosivos para Reconocimiento y Exploración Superficial terrestre es altamente riesgoso.*
Artículo 54	*Establece la obligación de los agentes regulados de restaurar el área del proyecto al término de sus actividades.*	*Dicha disposición tiene la finalidad de que los regulados conozcan las obligaciones a las que se sujetan en términos de responsabilidades económicas y legales al ingresar a las actividades de extracción y exploración de hidrocarburos exceptuando las que se realicen en yacimientos no convencionales y que no sea el Estado el que deba cubrir la restauración con recursos públicos.*
Artículo 56	*Se establece que el Tercero Autorizado que dictamine la ingeniería de detalle de un proyecto nuevo o modificado de exploración o extracción debe ser una persona moral con reconocimiento nacional o internacional y que cumpla con la normatividad en la materia de terceros que para tal efecto emita la Agencia.*	*Tiene la finalidad de garantizar que el mencionado tercero autorizado tenga los conocimientos necesarios para asegurar que las normas que serán utilizadas por los agentes regulados cumplen con los requerimientos mínimos necesarios para garantizar la seguridad de las personas, las instalaciones y el medio ambiente.*
Artículo 57	*Establece la obligación de los agentes regulados de seleccionar el sitio para llevar a cabo sus actividades de conformidad con los estudios del análisis de riesgos incluido en su Sistema de Administración.*	*Esta disposición es concordante y se coadyuva en el cumplimiento de lo establecido en las Disposiciones de los Sistemas de Administración.*
Artículo 58	*Establece la obligación de los agentes regulados de considerar las áreas ambientalmente sensibles que pudieran ser afectadas para la selección del sitio de perforación.*	*Esta acción tiene el propósito de prevenir y controlar la contaminación de áreas ambientalmente sensibles tales como áreas naturales protegidas que requieren ser preservadas y restauradas, lo cual es consistente con lo establecido en la LGEEPA (Artículo 5 fracción VIII).*
Artículo 59	*Se establecen los elementos mínimos que deberán contener los mecanismos para la mitigación de riesgos en operaciones de transporte y movimiento de embarcaciones.*	*Ello tiene la finalidad de asegurar el cumplimiento con lo establecido en las Disposiciones de los Sistemas de Administración, ya que se establece que los sistemas de administración deben prever un mecanismo para la mitigación de riesgos y esta disposición se establecen los requisitos mínimos que debe contener este mecanismo.*
Artículo 62	*Se establece la obligación de los agentes regulados de procurar la estabilidad de la plataforma en los diseños de sus Unidades Móviles de Perforación costa afuera.*	*Con el objetivo de evitar volcaduras de las unidades móviles y los consecuentes daños de ocurrir esto.*
Artículo 63	*Se establece la obligación de utilizar diseños para el anclaje, amarre y posicionamiento que permita a sus Unidades Móviles mantengan su posición y permitan el libre movimiento durante las emergencias.*	*Esta disposición busca evitar que las unidades móviles sean un obstáculo para las maniobras de contención y rescate en caso de emergencia.*
Artículo 64	*Establece la obligación del regulado de cumplir con el código de las Unidades Móviles de Perforación cosa afuera, de la Organización Marítima Internacional.*	*La correcta aplicación del código de dichas unidades permite asegurar su adecuado desempeño y disminuir la probabilidad de que un incidente ocurra durante la realización de las actividades.*

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
COORDINACIÓN GENERAL DE MEJORA REGULATORIA SECTORIAL

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 65	*Se establece la obligación de los agentes regulados de ubicar sus instalaciones a una distancia segura de otras instalaciones, estructuras, ayudas de navegación, áreas ambientalmente sensibles y especies vulnerables; así como consultar a los propietarios de otras estructuras vecinas para coordinarse con ellos.*	*Con la finalidad de garantizar el posicionamiento seguro de las instalaciones.*
Artículo 66	*Establece la obligación de los agentes regulados de verificar la integridad mecánica de sus instalaciones en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, cierre operativo, desmantelamiento y abandono.*	*En virtud que la integridad mecánica de las instalaciones es indispensable para la reducción de los riesgos asociados a las operaciones.*
Artículo 67	*Establece la obligación de los agentes regulados de considerar para el diseño y construcción de todas sus instalaciones todas las condiciones y variables operativas, las mejores prácticas de la industria y en apego a lo que se establezca en su Sistema de Administración autorizado.*	*Con el objetivo de que las instalaciones se utilicen de conformidad con los fines para las que fueron diseñadas y de acuerdo con prácticas que han resultado en resultados positivos a nivel global con la finalidad de minimizar los riesgos asociados a las actividades. Además, ello coadyuva al cumplimiento con lo establecido en el Anexo II de las Disposiciones de los Sistemas de Administración.*
Artículo 69	*Se establece la obligación de los agentes regulados de que sus plataformas e instalaciones diseñen las condiciones específicas de la zona, considerando lo que se describe en este artículo, así como los registros históricos de incidentes y accidentes de la plataforma y las condiciones climatológicas.*	*Esta acción regulatoria tiene la finalidad de prevenir accidentes que puedan tener su origen en la combinación de eventos climatológicos con aspectos operativos que pudieren prevenirse en caso de contarse con una preparación adecuada.*
Artículo 70	*Establece la obligación de los agentes regulados de contar con un centro de monitoreo ubicado en tierra para dar seguimiento a sus actividades.*	*El objetivo de establecer un centro de monitoreo en tierra es garantizar su integridad en el supuesto de que llegase a ocurrir un incidente que incapacite los sistemas de monitoreo Costa Afuera.*
Artículo 71	1. *Se establece la obligación de los agentes regulados de implementar y mantener su sistema de monitoreo remoto en tiempo real.* 2. *Se establecen los requisitos mínimos de la información que los centros de monitoreo deberán transferir en tiempo real.* 3. *Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con un sistema secundario para la transferencia de información.*	1. *Se podrá contar con información sobre sus actividades con el objetivo de evitar riesgos predecibles al conocer las actividades que se desarrollen en las instalaciones y al ser en tiempo real permiten la acción inmediata.* 2. *Con la finalidad de asegurar el cumplimiento de la disposición precedente, registrando las operaciones e identificar oportunamente cuando ocurra algún incidente que pudiese poner en riesgo la integridad física de las personas, el medio ambiente o las instalaciones.* 3. *Con la finalidad de no perder comunicación sobre las operaciones que se estén desarrollando en las instalaciones.*
Artículo 72	*Se establece la obligación de los agentes regulados de implementar un mecanismo de documentación en el que las decisiones tomadas en las operaciones se registren por el*	*Busca identificar las acciones que de forma específica mitigaron el riesgo o, en su caso, lo incrementaron con el objetivo de replicar las acciones que disminuyen riesgos y evitar las que pudiesen aumentar los impactos, lo cual contribuye a la recreación de los hechos caso de fugas o*

2

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
	personal responsable en el centro de monitoreo remoto en tierra.	*derrames en los procesos de extracción y exploración que contempla la regulación propuesta, y poder explicar dichos sucesos.*
Artículo 73	*Se establece la obligación de los agentes regulados de incorporar en sus instalaciones de extracción los elementos que se señalan en este artículo, de manera enunciativa más no limitativa.*	*Tiene la finalidad de procurar la seguridad industrial, operativa y de protección al medio ambiente.*
Artículo 74	1. *Se prohíbe la operación de instalaciones de extracción en tanto no se establezcan los límites operativos apropiados y se verifique que las instalaciones son seguras.* 2. *Establece a los agentes regulados a establecer medidas que permitan que las actividades relacionadas con el acondicionamiento y separación de hidrocarburos se realicen de manera continua y segura.*	1. *Esta prohibición tiene la finalidad de que los regulados conozcan las condiciones mínimas en términos operativos, a efecto de reducir riesgos de fugas, derrames o explosiones y de esta forma preservar la integridad de las personas, de los ecosistemas y salvaguardar la infraestructura asociada.* 2. *Con el objetivo de minimizar los riesgos inherentes a este tipo de actividades mediante medidas preventivas, ya que estos procesos (acondicionamiento y separación de hidrocarburos) presentan un nivel de riesgo más alto que otras etapas del proyecto.*
Artículo 75	*Establece a los agentes regulados a establecer mecanismos y procedimientos para mantener la continuidad y confiabilidad operativa de los procesos operativos de los pozos.*	*Ello con la finalidad de minimizar las pérdidas que pudiesen ocurrir de la suspensión de actividades y garantizar que las operaciones se realizan de forma adecuada.*
Artículo 76	*Se establece la obligación de los agentes regulados de cerciorarse que los protocolos para el mantenimiento de la integridad mecánica y funcionamiento adecuado de las instalaciones se encuentran vigentes, incluyendo la realización de valoraciones periódicas de la integridad mecánica.*	*Lo anterior con el objetivo de garantizar la integridad mecánica, en virtud que es indispensable para la reducción de los riesgos asociados a las operaciones. Además, busca que los regulados den prioridad a acciones preventivas respecto de las Instalaciones ya que tienen menor costo y mayor beneficio.*
Artículo 78	1. *Se establece la obligación de certificar o verificar la integridad mecánica y seguridad industrial y operativa de las instalaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga costa afuera, en las fases de diseño, construcción, instalación, operación, mantenimiento, cierre operativo, desmantelamiento y abandono.* 2. *Se establece la obligación de los sistemas y equipos críticos de seguridad de las instalaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga costa afuera, deberán cumplir con los criterios mínimos establecidos por una Sociedad Clasificadora.* 3. *Se establecen los factores mínimos que deberán considerar los agentes regulados para el diseño de las instalaciones*	1. *La participación de un tercero con criterios de imparcialidad para la certificación garantiza la integridad mecánica de las instalaciones en todas las fases de las operaciones con el objetivo de minimizar los riesgos asociados a las actividades.* 2. *En virtud que derivado del grado de especialidad de las FPSO se busca que un tercero especialista establezca los criterios mínimos para el diseño de las FPSO.* 3. *Los distintos factores buscan mitigar o eliminar los riesgos más comunes asociados a este tipo de instalaciones mediante la consideración de medidas que pudiesen mitigarlos.*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
	flotantes de producción, almacenamiento y descarga costa afuera.	
Artículo 79	*Se establece la obligación del agente regulado de implementar mecanismos y contar con sistemas instrumentados de control y equipos de seguridad necesarios para la detección, preparación de equipos y respuesta oportuna.*	*Con el objetivo de minimizar el impacto en la integridad física de las personas que gases dañinos pudiesen ocasionar a través de medidas de prevención.*
Artículo 80	*Se establece la obligación de los agentes regulados de tomar todas las medidas necesarias para aislar zonas potenciales de flujo durante la construcción de pozos.*	*Tiene la finalidad de prevenir: i) el flujo descontrolado de gas natural al medio ambiente; ii) el flujo cruzado entre formaciones adyacentes, y iii) la contaminación de aguas subterráneas durante las operaciones de perforación y cimentación.*
Artículo 81	*Establece la obligación de los agentes regulados de seleccionar y diseñar el arreglo de sus equipos para el control de pozos considerando el cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales correspondientes.*	*Busca minimizar los riesgos de derrame mediante la implementación de medidas de prevención que han resultado exitosas a nivel internacional.*
Artículo 82	1. *Establece las pruebas mínimas que deben ser realizadas por los agentes regulados a sus equipos críticos.* 2. *Establece la obligación de los agentes regulados de realizar las pruebas hasta que el resultado sea satisfactorio, si en alguna prueba de los equipos críticos se indica que éstos no están en estricto apego con lo dispuesto en su Sistema de Administración o suspender la perforación, prueba de producción, estimulación o abandono.* 3. *Establece la obligación de investigar la causa de cualquier indicación de una fuga de fluido para repararla y resolver el problema.*	1. *La realización de pruebas es relevante, ya que con ello se garantiza la integridad mecánica de los equipos críticos en virtud que es indispensable para la reducción de los riesgos asociados a las operaciones.* 2. *Se ordena la suspensión de las operaciones con el objetivo de eliminar los riesgos a la integridad física, medio ambiente y a las instalaciones que pudiese derivarse de una falla en alguno de los componentes de las operaciones.* 3. *Con la finalidad de asegurar la hermeticidad de las conexiones.*
Artículo 84	*Se establecen las revisiones e inspecciones mínimas que deben incluir en los procedimientos de verificación de preventores y equipos críticos.*	*Con el objetivo de asegurar con una variedad de medidas que los Equipos Críticos se mantengan en condiciones que minimicen los Riesgos asociados.*
Artículo 85	*Se establece la obligación de los agentes regulados de diseñar, instalar, mantener y probar sus preventores y componentes de los sistemas de prevención de acuerdo a su programa establecido; lo anterior, con la finalidad de asegurar su correcto funcionamiento y el control de pozo en las condiciones esperadas.*	*Esta acción regulatoria establecida busca complementar los requisitos del Sistema de Administración y minimizar los riesgos asociados con estas actividades en específico. Ello es consistente y complementario en términos generales con las Disposiciones de los Sistemas de Administración.*
Artículo 86	*Se establece la obligación de los agentes regulados de elegir y utilizar la mejor y más segura tecnología disponible para los preventores.*	*Considerando que los preventores son mecanismos diseñados para cerrar los pozos cuando las presiones se salen de control, con esta acción se busca evitar los derrames asociados a las fallas de estos equipos críticos.*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 86, fracciones I, II, III, IV, V, VII y XIV.	*Establece los diferentes requisitos con los que deberán cumplir los sistemas de preventores de los agentes regulados.*	*Con la finalidad de implementar las medidas que han tenido buenos resultados para prevenir derrames a nivel internacional y que han sido concentradas en el Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells (API Standard 53).*
Artículo 86, fracción VI	*Establece los requisitos que deben incluir los agentes regulados en sus equipos de perforación posicionados dinámicamente en sus sistemas de preventores.*	
Artículo 86, fracción VIII	*Establece la obligación del agente regulado de inspeccionar, por lo menos una vez al día, el cabezal submarino del pozo, el preventor, el fondo del montante marino, la junta flexible, los controles y los indicadores de inclinación en los sistemas submarinos.*	
Artículo 86, fracción IX	*Establece la obligación del agente regulado de realizar inspecciones rutinarias de los preventores de conformidad con el manual de instrucciones y boletines de ingeniería del fabricante, así como con las directrices de la industria y sus Sistemas de Administración.*	
Artículo 86, fracción X	*Se establece la obligación del agente regulado de inspeccionar el sistema de preventores entre los pozos de conformidad con el plan de trabajo.*	
Artículo 86, fracción XI	*Establece la obligación del agente regulado de llevar a cabo una prueba completa de uso del sistema y una prueba de presión cuando la reparación o reemplazo del preventor y de los equipos asociados impliquen la ruptura potencial de una conexión presurizada del pozo.*	
Artículo 86, fracción XII	*Se establecen los requisitos que deberán evaluarse en la inspección anual de todos los preventores.*	
Artículo 86, fracción XIII	*Establece la obligación de los agentes regulados de probar conforme al manual del fabricante los dispositivos de alivio de presión.*	
Artículo 86, fracción XV	*Establece los requisitos que se deben cumplir al realizar las pruebas funcionales de los preventores.*	
Artículo 86, fracción XVI	*Establece los requisitos que se deben cumplir para realizar las pruebas de presión de los preventores.*	
Artículo 87	*Se establece la obligación de los agentes regulados de adoptar el estándar API STD-53, el cual establece los requerimientos operativos y priorizar el mantenimiento preventivo, inspecciones y pruebas.*	*De esta forma se minimizan el riesgo de que ocurra un derrame.*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 88	*Se establece la obligación de los agentes regulados de mantener en sus instalaciones de producción en plataforma, un sistema de seguridad básico y auxiliar diseñado, analizado, instalado, probado y mantenido en condiciones operativas de conformidad con el estándar API- RP 14C.* *Dicho estándar establece los requerimientos operativos y priorizar el mantenimiento preventivo, inspecciones y pruebas.*	
Artículo 89	*Se establece la obligación de los agentes regulados de realizar sus operaciones de terminación de pozos evitando los daños a las personas, al medio ambiente y las instalaciones.*	*Dicha disposición tiene la finalidad de minimizar los riesgos asociados a las actividades Reguladas y que los regulados conozcan las obligaciones a las que se sujetan.*
Artículo 90	1. *Establece la obligación de los agentes regulados de apegarse a las mejores prácticas y estándares nacionales e internacionales para la exploración y extracción de hidrocarburos costa afuera, en materia de traslado o movimiento de plataformas de terminación de pozos y equipo relacionado, incluyendo el armado y desarmado de equipo de perforación.* 2. *Se establece el requisito de que los pozos dentro de un conjunto de cabezales que sean capaces de producir hidrocarburos, puedan cerrarse en el lecho marino desde la superficie con el propósito de contar con un mecanismo que permita limitar el flujo de hidrocarburos.* 3. *Se establece la restricción del uso de una válvula de seguridad de subsuelo controlada desde la superficie siempre y cuando el control de superficie se encuentre fuera de operación. Se establece la obligación de los agentes regulados de equipar con una válvula de contrapresión con un aparejo de conexión el pozo de donde se mueva la plataforma de terminación de pozos y su equipo relacionado.* 4. *Se establece la obligación de los agentes regulados de equipar con una válvula de contrapresión con un aparejo de conexión el pozo de donde se mueva la plataforma de terminación de pozos y su equipo relacionado.*	1. *Debido a que en este proceso (traslado o movimiento de plataformas de terminación de pozos) el nivel de riesgo de impactos ambientales se incrementa. Además, las medidas de prevención implican menores costos que otro tipo de medidas.* 2. *Con el objetivo de prevenir derrames y otras consecuencias derivadas de la pérdida de control del pozo.* 3. *Para contar con un mecanismo que permita limitar el flujo del hidrocarburo con el objetivo de minimizar el riesgo de derrames derivadas de la pérdida de control del pozo.* 4. *Considerando que la válvula es un mecanismo que regula flujos, con esta acción se previenen derrames y otras consecuencias derivadas de la pérdida de control del pozo.*
Artículo 91	*Se establece la obligación de los agentes regulados de instalar un sistema de corte de emergencia que sea controlado manualmente desde una estación cercana a la consola del jefe de cuadrilla cuando se lleven a cabo las*	*Esta disposición tiene el objetivo de contar con un mecanismo que permite detener el flujo de hidrocarburos y prevenir o mitigar los efectos de un derrame derivado de la pérdida de control de un pozo.*

2

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 95	*Se establece el requisito de que las instalaciones de tubería cuenten con una válvula de seguridad subsuperficial controlada desde la superficie.*	*En virtud que dichas válvulas son una medida de prevención de derrames óptima pues a un bajo costo permite obtener un gran beneficio mediante la prevención de posibles derrames.*
Artículo 96	*Establece que los dispositivos de seguridad instalados por debajo del lecho marino, podrán ser removidos temporalmente sin autorización por un período que no exceda quince días naturales.*	*Con el objetivo de permitir cierta flexibilidad a los regulados y minimizar costos, pero al mismo tiempo garantizar que las instalaciones no permanezcan por un periodo prolongado sin dispositivos de seguridad.*
Artículo 97	1. *Establece la obligación de los agentes regulados de conformar su sistema de cierre de emergencia con un sistema de control para válvulas de seguridad subsuperficiales.* 2. *Establece la obligación de los regulados de contar con válvulas de seguridad subsuperficiales que cuando se controlen desde la superficie, respondan tanto a señales de cierre de emergencia como a los dispositivos de detección de incendios.*	1. *El establecimiento de este tipo de válvulas reconoce la complejidad de las operaciones y establece una segunda barrera de prevención de derrames.* 2. *En congruencia con la acción regulatoria precedente, se busca que el sistema de prevención de derrames se active de la forma más sencilla posible con el objetivo de actuar con rapidez y mitigar así los riesgos relacionados a este tipo de incidentes.*
Artículo 98	*Establece la obligación de los agentes regulados de instalar sus válvulas de seguridad subsupericial a una profundidad de al menos treinta metros debajo de la línea de retorno de lodos.*	*Lo anterior en virtud que se considera que dichas especificaciones permiten la que las válvulas realicen de la forma más apropiada las funciones para las que fueron diseñadas, por lo que dicha medida reduce la posibilidad de ocurrencia de un derrame.*
Artículo 100	*Se establece la obligación de los agentes regulados de verificar la integridad mecánica del pozo previo al inicio de las operaciones de estimulación o fracturamiento.*	*Tiene la finalidad de corroborar su hermeticidad y asegurarse de prevenir una fuga o derrame de hidrocarburos.*
Artículo 101	*Establece la obligación de los agentes regulados de manejar y almacenar sus aditivos y sustentantes en apego a lo establecido en la normatividad aplicable y su Sistema de Administración.*	*Esta disposición coadyuva en el cumplimiento de lo establecido en las Disposiciones de los Sistemas de Administración.*
Artículo 102	*Establece la obligación del agente regulado de implementar mecanismos para la incorporación de las mejores prácticas de la industria en el uso de aditivos.*	*Lo anterior en virtud que dichos materiales se consideran peligrosos, por lo que es necesario se manejen con las precauciones necesarias para la disminución de los riesgos asociados a su uso.*
Artículo 105	1. *Establece la obligación de los agentes regulados de conducir las pruebas de funcionamiento del sistema de manejo de los fluidos de perforación cada vez que se requiera.* 2. *Establece la obligación del agente regulado de ejercer cualquier acción correctiva identificada durante las pruebas de funcionamiento del sistema de manejo de los fluidos de perforación antes de continuar la perforación.*	1. *Lo anterior, con el objetivo de garantizar que el equipo se encuentra operando correctamente y que en caso de que se encuentre alguna falla sea posible su corrección y se evite así la ocurrencia de algún accidente o incidente.* 2. *La realización de las acciones correctivas necesarias tiene el fin de eliminar las causas que originan o pueden originar fallas. La implementación eficaz de una acción correctiva se basa en un pormenorizado análisis que permita encontrar la causa raíz del problema. Con ello se reducirá el riesgo que pudiere derivarse del mal funcionamiento del equipo que se sometió a la prueba de funcionamiento.*

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN
05 DIC 2016
RECIBIDO
RUBRICA: 12:07

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
COORDINACIÓN GENERAL DE MEJORA REGULATORIA SECTORIAL

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
	operaciones de terminación de pozos en la plataforma donde se encuentren otros pozos productores de hidrocarburos u otros flujos.	
Artículo 92	1. *Se establece la obligación de los agentes regulados de determinar si la capacidad estructural de su plataforma es capaz de soportar las operaciones propuestas de forma segura, antes de instalar el equipo de terminación de pozo en la plataforma.* 2. *Se establece la obligación de los agentes regulados de tomar en consideración el historial de la plataforma en relación a corrosión, antigüedad y deterioro de la misma antes de instalar el equipo de terminación de pozo.*	1. *Lo anterior con el objetivo de garantizar que la plataforma se encuentra en condiciones para que el desarrollo de las actividades se dé de forma segura.* 2. *Con la finalidad de conocer la situación de la plataforma y corregir antes de la instalación del equipo de terminación del pozo, cualquier falla en la estructura que pudiere derivar en un percance en la misma.*
Artículo 93	1. *Establece los diferentes tipos de válvulas que los agentes regulados deberán instalar en sus equipos de seguridad y prevención de contaminación en las áreas costa afuera.* 2. *Establece la obligación de los agentes regulados de diseñar cada equipo de seguridad por debajo del lecho marino para funcionar y cerrar en las condiciones más extremas de temperatura, presión, caudales y condiciones ambientales.* 3. *Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con válvulas de seguridad, superficiales, submarinas y de cierre en embarcación que cumplan con las especificaciones contenidas en las recomendaciones ANSI/API 6A y API 6AV1 o equivalente.* 4. *Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con dispositivos de seguridad que cubran las especificaciones contenidas en las recomendaciones ANSI/API 12A y ANSI/API 14B o equivalente.*	1. *Considerando que la válvula es un mecanismo que regula flujos, el objetivo de instalar estas válvulas es la prevención de derrames en aguas marinas y evitar así los consecuentes daños al medio ambiente que pudiesen derivarse de esto.* 2. *Con el objetivo de estar en posibilidades de detener la fuga de hidrocarburos en las peores condiciones posibles y evitar o mitigar el daño ambiental que pudiese derivarse de un derrame de este tipo.* 3. *Esta acción regulatoria tiene la finalidad de establecer un mínimo de elementos usados en esta materia el ámbito internacional, en virtud que dichos estándares son comúnmente aplicados por la industria a nivel internacional y han probado su eficacia en la mitigación de riesgos asociados a este tipo de actividades.* 4. *Dichos estándares contienen medidas y requisitos tendientes a la reducción de los Riesgos al medio ambiente asociados a este tipo de Instalaciones. Además, son de uso común en esta industria a nivel internacional.*
Artículo 94	*Se establece la obligación de los agentes regulados de instalar dispositivos de seguridad por debajo del lecho marino que corten el flujo del Pozo en caso de una emergencia.* *Además, se establece la obligación de los agentes regulados de instalar acoplamientos de flujo o niples de asiento, encima y debajo de los dispositivos de seguridad instalados por debajo del lecho marino.*	*Ello tiene el objetivo cortar el flujo de hidrocarburos y prevenir impactos ambientales derivados de flujos no controlados.*

RECIBIDO

SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 106	1. *Establece la obligación de los agentes regulados de clasificar las áreas de manejo de los fluidos de perforación de conformidad con las mejores prácticas y estándares nacionales e internacionales, como el IEC 60079.* 2. *Establece los equipos con los que las áreas de manejo de fluidos de perforación deberán estar integradas.*	1. *El estándar mencionado establece medidas de seguridad asociadas a cierto tipo de Instalaciones, por lo que su aplicación busca mitigar los riesgos asociados con su operación.* 2. *Se considera que los fluidos de perforación son materiales altamente tóxicos, por lo que se deben manejar con equipos específicos que garanticen que las operaciones en que se utilicen se realicen en condiciones seguras.*
Artículo 107	*Se establece la obligación del agente regulado de cumplir con lo establecido en el Plan Nacional de Contingencia para Combatir y Controlar derrames de Hidrocarburos y otras sustancias nocivas en el mar de la Secretaría de Marina en casos de emergencias costa afuera que impliquen derrames de hidrocarburos Potencialmente Peligrosas en Zonas Marinas Mexicanas.*	*Lo anterior con el objetivo de atender de forma rápida y efectiva cualquier incidente o accidente que pudiese ocurrir costa afuera y así minimizar los impactos a la seguridad de las personas, el medio ambiente y las instalaciones. Además, con esta acción se atiende a lo establecido en la Versión abreviada del Plan Nacional de Contingencia para Combatir y Controlar Derrames de Hidrocarburos y otras Substancias Nocivas en el Mar, publicada en el DOF el 8 de febrero de 1999.*
Artículo 108	*Se establece la obligación de los agentes regulados de documentar el uso y condiciones bajo las cuales fueron utilizados dispersantes químicos en caso de emergencias costa afuera, así como tomar en consideración las mejores prácticas de la industria para el uso, selección y aplicación de dispersantes, en caso de que éstos sean empleados.*	*Considerando que el principal propósito de la aplicación de dispersantes es disgregar una mancha de hidrocarburos en numerosas gotas pequeñas que puedan diluirse rápidamente en la columna de agua y degradarse posteriormente por el efecto natural de microorganismos, el objetivo de esta acción regulatoria permite dar una respuesta eficaz a un derrame de hidrocarburos y puede minimizar o evitar daños en recursos sensibles importantes sobre el medio acuático.*
Artículo 111	*Establece la obligación de los agentes regulados de realizar la perforación de pozos, localizaciones y vías de acceso con la menor afectación de área superficial, de preferencia aprovechando la localización de pozos existentes.*	*Lo anterior, con el objetivo de evitar o mitigar nuevos impactos negativos al medio ambiente y aprovechar la infraestructura pre-existente. Estas disposiciones coadyuvan con lo establecido en la LGPEEPA (artículo 28, primer párrafo y fracción II).*
Artículo 112	*Establece la obligación de los agentes regulados de considerar las áreas ambientalmente sensibles y los núcleos de población cercanos que pudieran ser afectados en la selección de sus sitios de perforación.*	*Lo anterior con el objetivo de establecer la localización de los pozos en zonas donde los impactos sociales y ambientales sean menores, lo cual es consistente con lo establecido en la LGEEPA (artículo 5 fracción VIII) y con varias disposiciones de la Ley General de Protección Civil.*
Artículo 113	1. *Se prohíbe la construcción o habilitación de presas de terracería para el almacenamiento, tratamiento o disposición de fluidos o recortes de perforación.* 2. *Se establece la obligación del agente regulado de utilizar en el almacenamiento, tratamiento o disposiciones de fluidos o recortes de perforación contenedores portátiles cerrados que garanticen la contención de fluidos o residuos.* 3. *Se establece la obligación de los agentes regulados instalar barreras físicas en los*	1. *Se establece esta prohibición con el objetivo de que dichos materiales no sean colocados de forma directa en el suelo y, por lo tanto, evitar la contaminación que podría generarse derivado de esta acción.* 2. *Lo anterior en virtud que dichos materiales son altamente contaminantes y por lo tanto, se genera la necesidad de evitar que entren en contacto con el medio ambiente para evitar su contaminación.* 3. *Con la finalidad de contener posibles fugas o derrames, impidiendo la contaminación del suelo, de la zona no saturada, de cuerpos de agua superficiales y acuíferos.*

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
COORDINACIÓN GENERAL DE MEJORA REGULATORIA SECTORIAL

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
	sitios donde lleve a cabo el almacenamiento, tratamiento o disposiciones de fluidos o recortes de perforación.	
Artículo 114	*Se establece la obligación de los agentes regulados de cumplir con su sistema de administración para la movilización e instalación de equipos, considerando que: i) exista un análisis de ruta; ii) se deben obtener los permisos necesarios; iii) se deben evitar los traslados bajo condiciones climatológicas adversas, y iv) se administre el movimiento de unidades en las áreas donde se desarrollarán sus actividades reduciendo a un límite técnico los impactos ambientales.*	*Esta disposición es concordante y complementario con lo establecido en las Disposiciones de los Sistemas de Administración.*
Artículo 115	*Se establece la obligación de los agentes regulados de verificar la integridad mecánica de sus instalaciones en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, cierre operativo, desmantelamiento y abandono.*	*Esta obligación tiene la finalidad de que los regulados conozcan las condiciones mínimas que deben cubrir sus instalaciones, en cada etapa de las actividades reguladas a efecto de reducir riesgos de fugas, derrames o explosiones, o los efectos adversos por desmantelamiento y abandono de instalaciones inadecuados y de esta forma preservar la integridad de las personas, de los ecosistemas y salvaguardar la infraestructura asociada.*
Artículo 116	*Establece la obligación de los agentes regulados de considerar las mejores prácticas de la industria y su Sistema de Administración para llevar a cabo el diseño y construcción de sus instalaciones.*	*Esta disposición es concordante y se coadyuva en el cumplimiento de lo establecido en las Disposiciones de los Sistemas de Administración.*
Artículo 118	1. *Establece la obligación de los agentes regulados de implementar y mantener un sistema que les permita contar con la información sobre las etapas de perforación, prueba de producción, terminación, mantenimiento, taponamiento y abandono de pozos.* 2. *Establece la obligación del agente regulado de asegurarse de que su sistema el monitoreo de información sobre: i) los parámetros de operación; ii) las alertas y alarmas de parámetros fuera de rango y estados de emergencias y iii) el registro histórico de las condiciones operativas y alarmas registradas.*	1. *Lo anterior en virtud que contar con dicha información que permitirá monitorear y minimizar los Riesgos asociados a estas actividades.* 2. *El objetivo de establecer un centro de monitoreo es permitir la oportuna detección de un incidente o accidente y estar en posibilidades de activar de inmediato la respuesta a la emergencia y así evitar o mitigar los riesgos a la integridad física de las personas, medio ambiente e instalaciones asociadas.*
Artículo 119	1. *Se establece la obligación de los agentes regulados de diseñar y construir pozos con al menos dos barreras probadas independientes.* 2. *Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con conexiones superficiales de control para las actividades específicas de perforación, pruebas de producción, terminación, mantenimiento, taponamiento y*	1. *Lo anterior en virtud que el establecimiento de dos barreros ha probado en la práctica internacional ser más efectivo en minimizar los riesgos asociados a un derrame que la barrera simple.* 2. *Con el objetivo de que resistan las peores condiciones posibles y así eliminar o mitigar los riesgos asociados a sus operaciones.* 3. *Con el objetivo de contar con un sistema que permita detener el flujo de hidrocarburo en caso de perderse*

cofemer@cofemer.gob.mx

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
	abandono de pozos, conforme a las máximas condiciones de presión y temperatura de operación. *3. Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con sistemas de control manual y automático en el equipo y conexiones superficiales de control.* *4. Se establece la obligación de los agentes regulados de utilizar fluidos de perforación base agua en las primeras etapas de perforación.* *5. Se establece la obligación de los agentes regulados de prever el monitoreo de acuíferos someros.* *6. Se establece la obligación de los agentes regulados de asegurar que las tuberías de revestimiento cubran todos los acuíferos que puedan emplearse para cualquier uso contemplado en la normatividad vigente en materia de aguas nacionales.* *7. Se establece la obligación de los agentes regulados de implementar procedimientos para mitigar el riesgo en la preparación, acondicionamiento, uso y manejo de los fluidos y materiales utilizados durante la perforación, pruebas de producción, terminación, mantenimiento, taponamiento y abandono de pozos.* *8. Se establece la obligación de los agentes regulados de demostrar la hermeticidad del segmento revestido y la adecuada cementación a través de pruebas de hermeticidad y registros de cementación, una vez cementadas las tuberías de revestimiento en cada una de las etapas planeadas o de contingencia.*	*el control del pozo y así mitigar los riesgos derivados de un posible derrame.* *4. Debido a que los de base agua se facilita la separación en superficie del aceite y el gas producido durante la perforación y no son muy costosos.* *5. Con la finalidad de que no se contaminen.* *6. Con el objetivo de evitar la contaminación de los acuíferos.* *7. En virtud que las medidas preventivas de riesgo son, en la relación costo-beneficio, las menos costosas para la mitigación de riesgos asociados a este tipo de actividades.* *8. El adecuado revestimiento busca evitar los posibles daños al medio ambiente derivados de las actividades reguladas.*
Artículo 120	*1. Establece la obligación de los agentes regulados de tomar todas las medidas necesarias para aislar zonas potenciales de flujo durante la perforación de pozos, de conformidad con el estándar API 64-Parte 2, o un estándar equivalente.* *2. Se establece la obligación de los agentes regulados de establecer barreras claramente definidas para aislar zonas potenciales de flujo durante la construcción de pozos.*	*1. Esta medida busca minimizar los riesgos e impactos derivados de la pérdida de control de flujo de Hidrocarburos mediante el aislamiento de zonas que pudieren verse afectadas de ocurrir esta situación.* *2. Con la finalidad de prevenir el flujo descontrolado de gas natural, el flujo cruzado entre formaciones adyacentes y la contaminación de aguas subterráneas durante la operación de perforación y cementación.*

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
COORDINACIÓN GENERAL DE MEJORA REGULATORIA SECTORIAL

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 121	*Establece la obligación de los agentes regulados de implementar procedimientos y contar con sistemas y equipos de seguridad, como sensores; lo anterior con la finalidad de detectar y responder eficazmente a la presencia de gases combustibles y tóxicos.*	*En virtud que la detección temprana de este tipo de materiales es la mejor manera de evitar que ocasionen daños a la integridad física de las personas y se mitiguen los posibles daños al medio ambiente y a las instalaciones asociadas.*
Artículo 122	*Establece la obligación de los agentes regulados de seleccionar y diseñar el arreglo de sus preventores y equipos a utilizar para el control de pozos de conformidad con el cumplimiento de los estándares aplicables nacionales e internacionales.*	*Considerando que los preventores son mecanismos diseñados para cerrar los pozos cuando las presiones se salen de control, con esta acción se busca evitar los derrames asociados a las fallas de estos equipos críticos. Además, al establecer lo conducente a equipos adecuados se busca mitigar los riesgos derivados de la pérdida de control de pozos.*
Artículo 123	*Se establece la obligación del agente regulado de mantener vigentes las certificaciones de preventores y equipos críticos atendiendo las mejores prácticas internacionales.*	*La participación de un tercero con criterios de imparcialidad para la certificación garantiza la integridad de los preventores y equipos críticos, permitiendo su buen funcionamiento y, por lo tanto, prevenir un posible derrame de hidrocarburos.*
Artículo 124	*Se establece la información mínima que deben incluir los agentes regulados en los procedimientos de inspección y verificación de preventores y equipos críticos.*	*Lo anterior, con el objetivo de cumplir de forma eficaz con la acción regulatoria establecida en el artículo 123 de la regulación propuesta y por lo tanto, prevenir posibles derrames de hidrocarburos.*
Artículo 125	*Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con mecanismos para administrar los riesgos en las operaciones que utilicen herramientas de registros de pozo, bombeo de alta presión, maniobras de equipos, materiales radioactivos, molienda de tapones, apertura de pozo y para la realización de disparos.*	*La temprana identificación de los riesgos permite establecer mecanismos adecuados para su mitigación, por lo que este artículo busca mediante lo mencionado, mitigar los riesgos asociados a las operaciones.*
Artículo 126	1. *Establece la obligación de los agentes regulados de contar con conexiones superficiales de control, conforme a las máximas condiciones de presión y temperatura de operación esperadas.* 2. *Establece la obligación de los agentes regulados de contar con sistemas de control manual y remoto del equipo y conexiones superficiales de control.* 3. *Establece la obligación de los agentes regulados de contar con personal con capacitación actualizada en actividades de control de pozo.* 4. *Establece la obligación de los agentes regulados de implementar los procedimientos para mitigar el riesgo en la preparación, acondicionamiento, uso y manejo de los fluidos y materiales utilizados durante la terminación de pozos.* 5. *Establece la obligación de los agentes regulados de demostrar la hermeticidad*	1. *Tiene el objetivo de que las conexiones resistan las peores condiciones posibles y disminuir el riesgo asociado a los procesos de terminación, evitando incidentes o accidentes que pudieran afectar a los centros poblacionales o medio ambiente adyacente al sitio.* 2. *Con la finalidad de contar con dos formas distintas de controlar el equipo y en caso de contingencia se pueda garantizar que en todo momento se cuenta con un mecanismo que permita realizar las acciones necesarias para prevenir accidentes o incidentes.* 3. *Tiene la finalidad de mitigar los riesgos inherentes al error humano, que de conformidad con la experiencia internacional resulta ser una de las principales causas de accidentes en las actividades que lleve a cabo el agente regulado.* 4. *Con la finalidad de evitar accidentes e incidentes derivados de un mal manejo de sustancias que se consideran altamente tóxicas y contaminantes, cuyo derrame o fuga pudiera ocasionar accidentes fatales para las personas que trabajen con ella y el medio ambiente cercano.*

2

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
	del segmento revestido y la adecuada cementación a través de pruebas de hermeticidad y registros de cimentación.	*5. Con la finalidad de garantizar que no exista contacto entre los materiales contaminantes y el medio ambiente y con ello evitar el deterioro de suelos, subsuelos, mantos acuíferos y aquellos ecosistemas con los que pudiera tener contacto.*
Artículo 127	*Establece los requisitos que los agentes regulados deben tomar en consideración durante la terminación de pozos: i) diseñar y construir pozos con al menos dos barreras; ii) aislar y proteger acuíferos y cuerpos de agua superficiales, y iii) monitorear los sistemas de presión durante las actividades de terminación.*	*Dichos requisitos tienen el objetivo de evitar derrames ya que la experiencia internacional ha demostrado que son alternativas altamente efectivas para evitar o en su defecto contener derrames y el monitoreo de los sistemas de presión resulta altamente útil para detectar tempranamente si pudiera ocurrir un accidente o incidente y con ello se pueda intervenir oportunamente en caso de que se detecte una posible situación de emergencia.*
Artículo 129	*De conformidad con lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 13 de mayo de 2016, se establece la obligación del agente regulado de manejar y almacenar sus aditivos y materiales para la formulación de fluidos para estimular yacimientos.*	*En apego a lo establecido en la normatividad aplicable y la reconocida en su Sistema de Administración.*
Artículo 130	*Establece la obligación del agente regulado de implementar mecanismos para la incorporación de las mejores prácticas de la industria en el uso de aditivos y materiales en los fluidos empleados en la estimulación de yacimientos.*	*Tiene la finalidad de minimizar efectos adversos a la integridad física de las personas y el medio ambiente.*
Artículos 131 y 136	*Se establecen requisitos relativos a diferentes bitácoras, lo cual da certeza y veracidad a las mismas.*	*Al contar con dicho registro ante fugas o derrames y que este contenga un alto grado de detalle, se podrá explicar de forma más certera las causas de dichos accidentes o incidentes y con ello implementar las medidas precautorias posteriores correspondientes.*
Artículo 132	*Se establece la obligación del agente regulado de considerar la terminación de pozos y los fluidos que circularán por los mismos en el diseño de sus líneas de descarga.*	*Tiene la finalidad de evitar una pérdida de contención que pueda generar daños al medio ambiente.*
Artículo 133	*Establece la obligación del agente regulado de asegurarse de que las líneas de descarga metálicas cuenten con al menos dos sistemas de protección anticorrosión, de conformidad con el medio al que estarán expuestas.*	*Tiene la finalidad de apegarse a las mejores prácticas internacionales que han demostrado que el uso de dos sistemas anticorrosión coadyuva a la prevención de derrames.*
Artículo 134	*Se establece la obligación de los agentes regulados de cumplir con la normatividad aplicable y su Sistema de Administración en sus actividades de recolección y desplazamiento de hidrocarburos mediante vehículos terrestres o embarcaciones marinas.*	*De conformidad con lo establecido en las Disposiciones de los Sistemas de Administración.*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 135	1. *Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con mecanismos para la mitigación de riesgos en sus procesos de recolección y desplazamiento de hidrocarburos.* 2. *Se establecen la información mínima que debe estar contenida en los mecanismos para la mitigación de riesgos en los procesos de recolección y desplazamiento de hidrocarburos.*	1. *Tiene la finalidad de atender las conclusiones de los diferentes estudios internacionales de incidentes y accidentes en los que señalan que una de los principales actividades donde corre mayor riesgo la integridad física de las personas, el medio ambiente y las instalaciones es durante la trasportación de hidrocarburos, por lo que se considera necesario que los agentes regulados establezcan mecanismos puntuales para llevar a cabo la mitigación de riesgos durante esta actividad.* 2. *Esta disposición tiene la finalidad tiene la finalidad de otorgar certeza a los agentes regulados sobre la información mínima que deberá estar contenida en sus mecanismos y con ello garantizar que los mismos resultarán.*
Artículo 137	1. *Se establece la obligación de los agentes regulados de eliminar cualquier fuga mediante una reparación permanente en caso de pérdida de contención en la línea de descarga.* 2. *Se establece la obligación de los agentes regulados de sustituir una reparación provisional por una permanente en un plazo no mayor a 45 días naturales.*	1. *Tiene la finalidad de evitar que una reparación temporal pueda provocar daños catastróficos a la integridad de las personas, al medio ambiente y a las instalaciones asociadas.* 2. *Ello tiene la finalidad de evitar que una reparación temporal permanezca así por mucho tiempo y con ello se provoquen daños catastróficos a la integridad de las personas, al medio ambiente y a las instalaciones asociadas, en razón de una reparación provisional.*
Artículo 138	*Se establece la obligación de los agentes regulados de implementar barreras de acuerdo a su análisis de riesgos y su Sistema de Administración en los equipos empleados para el acondicionamiento y separación de hidrocarburos y que el agente regulado esté en posibilidad de mitigar los riesgos asociados a posibles fugas o derrames.*	*De conformidad con lo establecido en las Disposiciones de los Sistemas de Administración.*
Artículo 139	*Se establecen los requisitos mínimos que deben estar contenidos en los mecanismos para la prevención y mitigación de riesgos en los procesos de acondicionamiento y separación de hidrocarburos que desarrollen los agentes regulados.*	*Esta disposición tiene la finalidad de garantizar que los mencionados mecanismos cuenten con lo mínimo para evitar fugas, incendios y derrames y se establezcan de conformidad con las mejores prácticas internacionales.*
Artículo 140	*Se establece la obligación de los agentes regulados de seguir los procesos y protocolos en materia de seguridad industrial y operativa y de protección al medio ambiente, durante las pruebas de producción.*	*Con la finalidad de evitar cualquier derrame de hidrocarburos.*
Artículo 141	*Se establece la obligación de los agentes regulados de realizar una verificación sobre la integridad de su instalación antes de llevar a cabo la prueba de producción, considerando pruebas de presión.*	*Esta acción regulatoria tiene la finalidad de que se garantice la correcta operación de los equipos para reducir el riesgo de fugas, derrames o explosiones y se preserve la integridad de las personas, de los ecosistemas y salvaguardar la infraestructura asociada.*
Artículo 142	*Se establecen los requisitos que los agentes regulados deberán tomar en cuenta cuando se realice la prueba de producción.*	*Tiene la finalidad de establecer las variables mínimas a verificar y asegurar que los equipos cuentan con integridad mecánica.*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 149	*Se establece la obligación de los agentes regulados de abandonar todos los pozos en forma definitiva dentro del primer año a partir de que éste sea declarado como seco, no exitoso, invadido por agua o productor no comercial.*	*Tiene la finalidad de evitar la prolongación innecesaria de operaciones que resulten improductivas y mitigar los riesgos asociados a su operación.*
Artículo 150	*Se establece la obligación de los agentes regulados de utilizar siempre dos barreras si el pozo va a ser abandonado de manera temporal o permanente.*	*Tiene la finalidad de retomar las conclusiones de estudios internacionales en los que se determina que la doble barrera ha probado ser una medida altamente efectiva para evitar derrames que pudiesen dañar el medio ambiente.*
Artículo 151	*Se establece la obligación del agente regulado de contar con procedimientos y medidas de mitigación para minimizar impactos durante las operaciones de trascabo y taponamiento.*	*Esta acción regulatoria tiene el objetivo de eliminar o reducir los posibles daños a la integridad física de las personas, del medio ambiente y de las instalaciones asociadas.*
Artículo 152	*Se establece la obligación de los agentes regulados de cerciorarse que los tapones del pozo: i) aíslen las formaciones productoras de hidrocarburos, y ii) eviten la mitigación de fluidos de formación dentro del pozo.*	*Tiene la finalidad de prevenir fugas y derrames de fluidos y con ello minimizar el riesgo de generar daños al medio que se encuentre en contacto con aquellas sustancias que pudieran fugarse.*
Artículo 153	*Se establece la obligación de los agentes regulados de realizar el taponamiento definitivo de pozos exploratorios considerados fuera de vida útil de conformidad con la normatividad reconocida en su Sistema de Administración.*	*De conformidad con las Disposiciones de los Sistemas de Administración.*
Artículo 157	*Se establece la obligación de los agentes regulados de para el caso en que los Regulados procedan a la devolución del Área Contractual o de Asignación, ya sea parcial o total, deberán cumplir con lo establecido en estos lineamientos, la normatividad aplicable y en las disposiciones que para tal efecto emita la Agencia.*	*De conformidad con lo establecido en las Disposiciones de los Sistemas de Administración.*
Artículo 158	1. *Se establece la obligación de los agentes regulados de realizar el venteo de gas natural únicamente en situaciones de emergencia y cuando el gas natural contenga como máximo 10 mol/kmol de ácido sulfhídrico y sea posible su destrucción controlada.* 2. *Se establece que en caso de que se lleven a cabo las actividades de venteo de gas natural, los agentes regulados deberán aplicar las medidas identificadas en su plan de respuesta a emergencias.* 3. *Establece la obligación del agente regulado de proceder a la destrucción controlada o detener la operación de venteo de gas natural si su concentración de ácido sulfhídrico es mayor a 10 mol/kmol.*	1. *Esta disposición tiene la finalidad de evitar que grandes cantidades de ácido sulfhídrico sea liberado al medio ocasionando efectos negativos mayores a los que se busca mitigar con su utilización.* 2. *De conformidad con lo establecido en las Disposiciones administrativas de los Sistemas de Administración.* 3. *Esta acción regulatoria tiene la finalidad de evitar que grandes cantidades de ácido sulfhídrico sea liberado al medio ocasionando efectos negativos mayores a los que se busca mitigar con su utilización.*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 159	*Define los casos en los que los agentes regulados podrán realizar la destrucción controlada de gas natural que resulte de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.*	*Tiene la finalidad de establecer los únicos casos en que la actividad de destrucción controlada de gas se estima que tendrá menores impactos que aquellos que pudiesen derivar de la situación que origina su uso.*
Artículo 161	*Se establece la obligación de los agentes regulados de realizar la destrucción controlada y venteo de gas natural adoptando las medidas necesarias para procurar la protección contra incendios y otros incidentes de acuerdo con la normatividad aplicable y su Sistema de Administración.*	*Esta acción regulatoria con la finalidad de preservar la seguridad operativa.*
Artículo 162	*Se establece la obligación de los agentes regulados de considerar zonas de seguridad en las instalaciones dedicadas a la destrucción controlada de gas natural.*	*Con la finalidad de procurar la integridad física de las personas, las instalaciones y la protección al medio ambiente, ya que dichas zonas se encontrarán fuera de la posible área de afectación.*
Artículo 163	*Establece los requisitos que los agentes regulados deberán observar para llevar a cabo el diseño y selección de los equipos de destrucción controlada de gas natural.*	*Esta acción regulatoria con el objetivo de que la destrucción controlada de gas natural se realice conforme a las mejores prácticas.*
Artículo 166	*Se establece la obligación de los agentes regulados de catalogar las situaciones de destrucción controlada y venteo de gas natural por caso fortuito o fuerza mayor, como Evento Tipo 1.*	*Tiene el objetivo de destacar la importancia y alto riesgo de este tipo de situaciones, lo que coadyuvará en una respuesta pertinente para atender las emergencias correspondientes.*
Artículo 168	1. *Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con un directorio actualizado. Esta disposición es relevante en la medida de que permite el establecimiento de comunicación con el personal interno y las autoridades.* 2. *Se establece la obligación de los agentes regulados de implementar un mecanismo para la consulta del directorio por parte de la Agencia en cualquier momento.*	1. *Tiene como finalidad principal que, en caso de una emergencia, la autoridad tenga conocimiento de la ubicación precisa de los sitios donde se llevan a cabo las actividades de extracción y puedan auxiliar a los particulares, o realizar las actividades pertinentes para contener los riesgos.* 2. *Esta acción regulatoria es importante para la efectividad de la acción regulatoria precedente, pues ante una emergencia o circunstancias que exigen la acción inmediata, se podrá facilitar la comunicación con autoridades competentes o el personal indicado.*
Artículo 170	*Se establece la obligación de los agentes regulados de cumplir con la totalidad de los requerimientos que establece el anteproyecto antes de iniciar con la siguiente actividad.*	*Con la finalidad de asegurar que realizan las actividades necesarias mínimas para minimizar los riesgos inherentes a su actividad.*
Artículo 171	1. *Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con los certificados de las instalaciones que utilicen para exploración y extracción de hidrocarburos, de conformidad con los planes aplicados durante el diseño, fabricación y construcción.* 2. *Se establecen los planes de verificación con los que debe contar el agente regulado sobre sus instalaciones.*	1. *Tiene la finalidad de asegurar que sus instalaciones cuenten con los elementos necesarios para minimizar los riesgos de un accidente que pudiera afectar severamente la integridad de la población y medio ambiente adyacente a dichas instalaciones.* 2. *Establece bases similares para que los agentes regulados lleven a cabo la verificación de sus instalaciones, generando condiciones asimétricas.* 3. *Se garantiza que los terceros autorizados cumplan con los requisitos y experiencia necesarios para llevar a cabo sus acciones de verificación, brindando*

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
COORDINACIÓN GENERAL DE MEJORA REGULATORIA SECTORIAL

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
	3. *Se establece que el tercero acreditado que actúe como agente de verificación debe ser aprobado por la Agencia, además de ser independiente y acreditados.* 4. *Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con una certificación expedida por una Sociedad Clasificadora de conformidad con sus reglas para el caso de la construcción, mantenimiento o cualquier modificación a una instalación.*	*además condiciones simétricas entre los agentes regulados para su contratación de los terceros autorizados.* 4. *Tiene la finalidad de asegurar que dichas instalaciones cuenten con los elementos necesarios para ser seguros y se eviten accidentes e incidentes que pudieran provocar severos daños a los centros poblacionales y el medio ambiente adyacente a dichas instalaciones.*
Artículo 172	*Establece los elementos que los agentes regulados deben tomar en cuenta dentro de sus mecanismos para ejecutar inspecciones y pruebas de instalaciones.*	*Tiene la finalidad de establecer condiciones simétricas en las que los particulares lleven a cabo sus inspecciones y pruebas.*
Artículo 173	1. *Con la finalidad de cumplir con lo establecido en la fracción XIII, del artículo 5° de la Ley de la ASEA, se establece la obligación de los agentes regulados de investigar y reportar accidentes e incidentes que ocurran durante la realización de sus actividades.* 2. *Se establece la obligación de los agentes regulados de contar con procedimientos en su Sistema de Administración para el reporte e investigación de accidentes e incidentes.* 3. *Se establece la obligación de los agentes regulados de conformar procedimientos para la investigación de todos los incidentes con consecuencias significativas en seguridad industrial, operativa y de protección al medio ambiente.* 4. *Se establece la obligación de los agentes regulados de verificar que sus investigadores sean personas calificadas, expertos y sean aprobados por la Agencia.* 5. *Se establece la obligación de los agentes regulados de utilizar la información sobre los hallazgos de sus investigaciones de accidentes o incidentes en la siguiente actualización de análisis de peligros y en sus auditorías.*	1. *Tiene la finalidad de que la Agencia cuente con la información necesaria para llevar a cabo acciones de verificación, vigilancia o sanciones y con ello salvaguardar la integridad física de las personas y el medio ambiente que se encuentren adyacentes a los lugares donde puedan llevarse a cabo dichos accidentes o incidentes.* 2. *Retomando la obligación establecida en el numeral 1 de la fracción XVI del Anexo II de las Disposiciones Administrativas de los Sistemas de Administración.* 3. *Retomando la obligación establecida en el numeral 1 de la fracción XVI del Anexo II de las Disposiciones Administrativas de los Sistemas de Administración.* 4. *Retomando la obligación establecida en el numeral 2, de la fracción XXXIV, del Anexo III de las Disposiciones administrativas de los Sistemas de Administración.* 5. *Tiene la finalidad de propiciar la mejora continua entre las actividades de los agentes regulados, lo que coadyuvará a la reducción de accidentes que pueden afectar a la población y medio ambiente adyacente a los centros donde se lleven a cabo actividades de exploración y extracción.*
Artículo 174	*Se establece la obligación del agente regulado de permitir el acceso a los inspectores y verificadores de la Agencia, así como facilitar los medios para la realización de las actividades de supervisión de cumplimiento.*	*Tiene la finalidad de garantizar que la ASEA realice las actividades de inspección y vigilancia necesarias para poder salvaguardar la integridad física de las personas y el medio ambiente, que pudiera verse afectado por prácticas inseguras en materia de industrial, operativa y de protección al medio ambiente.*

Cuadro 9. Identificación y justificación de las acciones regulatorias por la SEMARNAT		
Referencia en el anteproyecto	Descripción de la acción regulatoria	Justificación otorgada
Artículo 177	*Establece la obligación de los agentes regulados de implementar los mecanismos necesarios para registrar, conservar y legibilidad de la información que conserven.*	*Lo anterior tiene la finalidad de que la información que estos generen perdure y pueda utilizarse más adelante para análisis que mejoren las actividades que desarrollan, generando beneficios para ellos y para el medio donde se encuentren sus instalaciones.*
Artículo 178	*Establece la obligación de los agentes regulados de entregar la información documental cuando sea requerida por la Agencia por medios impresos o digitales.*	*Tiene la finalidad de que la ASEA pueda salvaguardar el medio ambiente y las vidas de los centros poblacionales al contar con información sobre las actividades que los agentes regulados realizan y también, de este modo, cumplir con sus actividades de verificación y vigilancia.*
Anexo I	*Se enlistan las prácticas operativas o estándares que deben observar los agentes regulados.*	*Con la finalidad de garantizar que se sigan las mejores prácticas de la industria para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.*
Anexo II	*Establece el listado de identificación de peligros que los agentes regulados deberán considerar.*	*Tiene la finalidad de que éste pueda verificarlos y generar certeza en el tema de seguridad industrial y operativa y de protección al medio ambiente en instalaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga costa afuera.*

En virtud de lo expuesto con antelación, mediante el Dictamen Total no final, la COFEMER consideró que esa Secretaría identificó y justificó las acciones regulatorias que se desprenderán tras la implementación de la propuesta regulatoria. Aunado a lo anterior, esta Comisión advierte que derivado de las modificaciones realizadas al anteproyecto, esa SEMARNAT incluyó en su respuesta a dicho Dictamen las adecuaciones pertinentes a las disposiciones.

En este sentido, este órgano desconcentrado estima que las disposiciones, así como la justificación brindada por dicha Dependencia, atienden de manera adecuada los objetivos del anteproyecto.

4. Costos

Conforme al Dictamen Total no Final precedente, este órgano desconcentrado destacó que esa Secretaría identificó los artículos que derivarían en un costo para los sujetos regulados, determinando conveniente clasificar dichas erogaciones en 16 categorías siguiendo un enfoque de proceso o tipo obligación:

Cuadro 10. Costos generados por las disposiciones		
No	**Categoría de costo**	**Referencia en el anteproyecto**
1	Autorización de desmantelamiento y abandono.	Artículos 145, 146, 147, 168, 172.
2	Documentación y Registros.	Artículos 28, 31, 42, 68, 72, 77, 81, 83, 103, 104, 105, 108, 117, 122, 123, 131, 136, 163, 164, 166, 176, 177, 178 y 179.
3	Equipo de Seguridad de producción y perforación.	Artículos 86, 87, 88, 91, 93, 94, 95, 97, 98, 122, 133, 162.
4	Monitoreo, investigación y reporte de incidentes.	Artículos 26, 182.
5	Minimización el impacto de superficie.	Artículos 47, 48, 49, 50, 51, 54, 111.
6	Centros de monitoreo.	Artículos 70, 71, 118.
7	Aviso de cambio de Operaciones.	Artículos 60, 128, 143, 144, 148, 156, 177.
8	Aviso de inicio de Actividades.	Artículos 17, 27 55, 61, 99, 109, 164, 167, 169.

Cuadro 10. Costos generados por las disposiciones		
No	**Categoría de costo**	**Referencia en el anteproyecto**
9	Monitoreo de estudios sísmicos costa afuera.	Artículos 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40.
10	Revisión de seguridad pre-arranque.	Artículo 25.
11	Análisis de Riesgos.	Artículos 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16.
12	Gestión de riesgos.	Artículos 7, 8, 19, 20, 21, 22, 24, 29,30,32, 43, 44, 45, 46, 52, 53, 57, 58, 59, 62, 63, 64, 65, 67, 69, 73, 74, 75, 76, 79, 80, 89, 90, 92, 101, 102, 106, 111, 112, 114, 116, 119, 120, 121, 125, 126, 127, 129, 130, 132, 134, 135, 138, 139, 140, 151, 152, 153, 160, 161.
13	Dispositivo de vigilancia meteorológica.	Artículo 23.
14	Pruebas de producción y equipo.	Artículos 82, 85, 105, 142.
15	Capacitación.	Artículo 41.
16	Verificaciones.	Artículos 55, 56, 61, 66, 78, 84, 100, 109, 115, 124, 141, 156, 171, 172 y 173.

En este sentido, de conformidad con tal clasificación, tal como se señaló en el oficio del 23 de noviembre de 2016, esa SEMARNAT consideró oportuno describir de manera detallada los costos asociados a cada una de las categorías arriba mencionadas, incluyendo la justificación de cada monto que determinó pudiera ser cuantificable, (ver Anexo 1). Derivado de ese análisis efectuado por dicha Dependencia, se procedió a determinar la metodología, supuestos, frecuencias y premisas necesarias para realizar el cálculo de las proyecciones de los costos identificados y justificados previamente, (ver anexo 2).

A la luz de tales consideraciones, de acuerdo con lo señalado en oficio COFEME/16/4560, se observó que esa Secretaría concentró su investigación y procesamiento de los datos conforme al siguiente cuadro, el cual dispone que **el valor presente[21] de los costos ocasionados por la implementación de la propuesta regulatoria pudieran ser del orden de los $ 10,811,451,923 de pesos, el cual fue estimado conforme a las proyecciones realizadas hasta el año 2027.**

Cuadro 11. Costos totales	
Concepto	**Valor presente total (pesos)**
Análisis de Riesgos.	$313,413,227
Aviso de inicio de Actividades.	$22,325,011
Verificaciones.	$2,669,036,121
Documentación y Registros.	$561,629,311
Aviso de cambio de Operaciones.	$124,433,545
Gestión de riesgos.	$101,135,488
Monitoreo de estudios sísmicos costa afuera.	$20,190,140
Minimización el impacto de superficie.	$116,136,353

[21] El valor presente de una cantidad de recursos monetarios estimados a una fecha futura (VP), es aquel capital que a una tasa dada alcanzará en el período de tiempo "n" (contado hasta la fecha de su recepción) un monto igual a la suma a recibirse en la fecha convenida, expresado con la siguiente fórmula:
VP=C/[(1+i)^n]

Cuadro 11. Costos totales	
Concepto	**Valor presente total (pesos)**
Centros de monitoreo.	$438,768,598
Pruebas.	$45,991,582
Equipo de Seguridad de producción y perforación.	$5,382,564,514
Autorización de desmantelamiento y abandono.	$51,110,698
Monitoreo, investigación y reporte de incidentes.	$952,877,711
Dispositivo de vigilancia meteorológica - Reconocimiento y exploración superficial.	$5,592,817
Revisión de seguridad pre-arranque.	$6,025,897
Capacitación.	$220,911
Valor presente costo total	**$ 10,811,451,923**

No obstante lo anterior, derivado del proceso de mejora regulatoria, esa SEMARNAT consideró oportuno eliminar de la primera versión del anteproyecto de referencia, aquellos trámites que representaban una duplicidad en las cargas administrativas para los sujetos regulados, particularmente las *"Autorizaciones de Desmantelamiento y Abandono de pozos* y *Autorizaciones de Desmantelamiento y Abandono de instalaciones de producción"*, por lo que, los costos que se pudieran desprender de la emisión de la propuesta regulatoria podrían ser incluso menores a los estimados en el cuadro 11.

4. *Beneficios*

En contraparte, de acuerdo con lo indicado en el oficio COFEME/16/4560, esa Dependencia estimó que, una vez formalizada la propuesta regulatoria, se podrían derivar beneficios por diversos conceptos. Al respecto, se señaló que en general, tales beneficios podrían estar enfocados en la reducción del riego de sufrir daños, por lo que consideró oportuno analizarlos en tres dimensiones, como se observa a continuación:

1. *Beneficio por la reducción de fatalidades, lesiones y la extracción o reubicación del personal y población local.*

2. *Beneficios ambientales.*

3. *Beneficios a la propiedad y actividades económicas (remplazo de plataforma, pérdida de producción, gastos en la contención de pozo, pérdidas por la reducción de actividades sector pesquero y turismo).*

Tras el análisis efectuado por esta Comisión, se consideró oportuno examinar los beneficios esperados, de manera que: primero, detallar la metodología empleada para las estimaciones que la SEMARNAT consideró aplicables para las dimensiones identificadas; segundo, describirlas de manera puntual, especificando los beneficios particulares, así como los ejemplos que sirvieron para lograr estimar cada una de ellas y, por último, una vez tomando en cuenta dichos puntos se procedió a estimar cuantitativamente los beneficios específicos que se desprenden de la propuesta regulatoria.

Al respecto, para realizar la cuantificación de los beneficios generados por la regulación, la SEMARNAT utilizó información de *IHS Energy*, la cual tomo como base reportes del *Servicio de*

Manejo de Minerales de los Estados Unidos de Norteamérica (U.S MMS , por sus siglas en inglés) sobre control de incidentes en pozos costa afuera que resultaron en lesiones o fatalidades. En relación a tal información, los datos sobre fatalidades para costa afuera se obtuvieron entre 1992 y 2006 y se compararon con los pozos que fueron perforados en ese periodo de tiempo. Asimismo, para determinar las probabilidades de tener un percance o accidente por cada pozo perforado, para lo cual, todos los incidentes durante ese periodo fueron considerados como no mayores.

En este sentido, el incidente en el pozo petrolero Macondo fue agregado a los datos para aproximar la probabilidad de un incidente mayor o catastrófico por pozo perforado, el cual, de acuerdo con información de *IHS Energy* fue evaluado con una probabilidad de 0.0065% por cada pozo perforado costa afuera; mientras que incidentes típicos fueron evaluados en 0.2519% por pozo perforado costa afuera.

Por otro lado, de acuerdo con el Dictamen Total no Final, para estadísticas sobre incidentes de pozos en tierra, esa SEMARNAT señaló que de acuerdo con información de la *Comisión de Ferrocarriles de Texas*, los incidentes podrían dividirse por mayores y no mayores, tal y como se describe a continuación:

- Los incidentes mayores ocasionaron por lo menos 3 lesiones o dos fatalidades, todos los eventos en tierra son catalogados como no mayores., para lo cual, la información que se utilizó para determinar las probabilidades de un incidente de perforación de pozo en tierra fueron ajustados para incluir aquellos que se relación con el desarrollo de reservas convencionales.

- Los incidentes de pozos mayores en tierra fueron evaluados en 0.0085% por pozo perforado en tierra, e incidentes no mayores se evaluaron en 0.1187% por pozo perforado.

Tomando en cuenta lo anterior, para calcular el valor esperado por año de evitar un incidente en un pozo controlado se consideró el daño por incidente aplicado a la probabilidad de que este ocurra. En consecuencia, la probabilidad anual de que ocurra un incidente se determinó por las probabilidades de un percance por pozo (el cual se aplica al número de pozos perforados para determinar la probabilidad anual de que ocurran accidentes mayores y no mayores); ello, significa que entre mayor sea el número de pozos perforados, la probabilidad de un incidente en un pozo contralado incrementa, generando por esta razón un mayor beneficio al modelo, por lo que la reducción del riesgo asume ser del 100%.

En este sentido, siguiendo el análisis plasmado en el oficio COFEME/16/4560, dichas dimensiones pudieran ser analizadas conforme a lo siguiente:

1. **Beneficio por la reducción de fatalidades, lesiones y la extracción o reubicación del personal y población local**

En lo que respecta a esta dimensión, de acuerdo al análisis efectuado por esa Secretaría se observa que, tal y como se detalló mediante Dictamen Total no Final del pasado 23 de noviembre del año en curso, uno de los objetivos principales del anteproyecto en trato es garantizar la seguridad operativa e industrial en el desarrollo de las actividades de exploración y extracción superficial, exploración y extracción de hidrocarburos. En este sentido, esta COFEMER observó que la autoridad utilizó la metodología de *Capital Humano* o de *salarios perdidos*, la cual busca estimar el valor de la vida humana (entendido como costo de oportunidad), misma que en términos generales es ocupada para

calcular el valor presente de los salarios perdidos que dejaría de recibir una persona a lo largo de su vida como consecuencia de un daño, o bien, por la pérdida de la vida.

En el contexto del anteproyecto en cuestión, dichas consecuencias estarían derivadas de los incidentes o fatalidades causadas en la realización de las actividades referidas en el párrafo anterior. Al respecto, esa Dependencia señaló que utilizó datos de los pozos controlados para determinar el número de fatalidades esperadas por año, conforme a lo siguiente:

- Para fatalidades y lesiones derivadas de incidentes mayores costa afuera se tienen estadísticas de 11 y 17 fatalidades por incidente.
- Para incidentes en tierra mayores, fueron de 0.0476 y 0.7143 para fatalidades y lesiones respectivamente.
- Para eventos no mayores en costa afuera generaron 0.256 fatalidades y 0.0513 lesiones por accidente.
- Para aquellos incidentes en tierra catalogados como no mayores, se generaron 0.0068 fatalidades y 0.0546 lesiones por evento.
- Para la reubicación de población local y la extracción de personal tiende a ser 1.25 veces más que el número de lesiones costa afuera, y 2.5 veces el número de lesiones en tierra.

Con base en lo anterior, se estimó que el valor esperado por cada vida salvada por la ocurrencia de algún incidente se basa en el flujo de efectivo descontado, en la tasa de retención de seguridad social en México y la expectativa de ingreso total a lo largo de la vida de un trabajador en el sector petrolero en México, por lo que se tomaron como base los salarios de PEMEX, los cuales fueron estimados en $12,557,203 pesos por vida *salvada*[22]. Bajo el mismo concento, esa Secretaría señaló que el valor estimado de acuerdo a *IHS Energy* por cada lesión evitada[23] es de $1,317,170 pesos y el valor por reubicación[24] se estima en $27,598 pesos.

2. Beneficio Ambiental

Respecto a la segunda dimensión, tal como se advirtió el 23 de noviembre del presente año con base en la información de *IHS Energy*, se identificaron que existen beneficios en la industria por reducir incidentes de pozos controlados; por ejemplo, lo acontecido en el pozo petrolero Macondo en 2010.

En este tenor, esa Secretaría señaló que los beneficios particulares que pudieran encontrarse en este rubro podrían estar relaciones con el daño evitado, el cual equivale a los beneficios identificados que incluyen daños al medio ambiente y la limpieza, daño o pérdida de la unidad de perforación, pérdida de producción tras el derrame, procedimientos de contención de alto precio, valor de la pérdida de capital humano, daños económicos y daños a la industria pesquera y el turismo.

---

[22] De acuerdo al análisis elaborado por la SEMARNAT, se entiende que el concepto *salvada* corresponde al mejor escenario posible, esto se daría cuando derivado de la garantía de contar con la seguridad necesaria y suficiente para llevar a cabo las actividades del empleado, este no sufre daños que atenten contra su salud o vida.

[23] El número de lesionados fue calculado como la razón entre lesionados y fatalidades usando los valores estadísticos del método de vida (US Department of Transportation's values of statistical life method)..

[24] El costo de cada persona evacuada fue tomado del Departamento de Transporte de Estados Unidos y actualizado a valores de 2016.

Al respecto, para tal análisis se incluyeron los costos derivados de la limpieza ambiental de un incidente mayor para aguas profundas basado en los reportes publicados por Estados Unidos sobre Macondo y fueron ajustados al 2016 utilizando el *Índice de Precios del Consumidor de Estados Unidos*, mientras que, para daños ambientales en aguas someras y en tierra ocasionados por incidentes mayores, se evaluaron por debajo de los factores de daños ocasionados en Macondo y por las diferencias relativas en productividad de pozo para México y son comparadas con las pruebas realizadas en Macondo.

Asimismo, la autoridad consideró oportuno adicionar información con respecto a los incidentes no mayores de derrames y daños basados en los reportes de la duración de derrames con la que se realizó un ejercicio de extrapolación de datos del incidente en Macondo, manteniéndose la proporción de daños por barril derramado se mantiene constante para cualquier tipo de incidente, pero las cantidades pueden variar dependiendo entre aguas profundas, someras o en tierra.

3. Beneficios a la propiedad y actividades económicas

En lo que concierne a la última dimensión, se categorizaron los beneficios que conlleva la emisión de la regulación, tal y como se describe a continuación:

- Remplazo de plataforma

En caso de un incidente mayor en un pozo controlado hay una posibilidad de dañar u obtener una pérdida total de la plataforma. El costo de remplazo de plataforma se determinó con la base de datos de *IHS Petrodata* para la costa afuera de México, y el costo estimado de IHS para plataformas en tierra en México, basado en experiencia interna – misma que se ha verificado en foros de discusión de la industria[25].

- Pérdida de Producción

Durante un incidente de pozo controlado pueden generarse derrames de petróleo o expulsión de gas. Los volúmenes de derrame se evaluaron de la misma forma en la que se hicieron para los daños al medio ambiente, reduciendo los factores de los valores ocasionados por el incidente en Macondo, considerando los rangos de los diferenciales y diferencias de las pruebas de pozos entre el volumen reportado por la MMS para incidentes mayores y no mayores[26].

- Contención de Pozo

Si un incidente mayor de pozo ocurre, todo lo que se libere o los derrames deben ser contenidos y el pozo se debe poner bajo control; lo anterior, es parecido a cuando *British Petroleum* intentó tapar Macondo y perforar pozos para aliviar la presión. El incidente de Macondo se utilizó como base para esta estimación y se ajustó a los términos reales de 2016 utilizando el Índice de Costo de Capital para Upstream de IHS. Solo se considera 1 pozo de alivio ya que, en el caso de Macondo, el segundo pozo

[25] El costo de remplazo es aplicado a la probabilidad de que ocurra un incidente catastrófico cada año. Un remplazo completo se asumió con un 50% de probabilidad de ocurrir en caso de un incidente mayor. En caso de que después de un incidente la plataforma no sea destruida, un 50% de posibilidad por incidente catastrófico, se asume que la reparación tendría un costo del 25% del precio de una plataforma nueva. El remplazo de plataforma y daños severos de reparación no se esperan durante una explosión mayor.

[26] Un GOR es aplicado al derrame de petróleo asumido en volúmenes a una tasa de ~7Mcf/bbl (Mcf=MMbtu) basado en la información de IHS EDIN de acuerdo a la producción actual en México. La probabilidad de un incidente en pozo es aplicado al número de barriles y los Mcf's que se asumen derramados durante el incidente, después son multiplicados por el volumen restante por el precio de petróleo y gas según corresponda.

de alivio no se requirió técnicamente. Al respecto, los casos en aguas someras y en tierra suponen actividades similares, pero cuestan mucho menos debido a los escenarios más sencillos para contener, o debido a la disponibilidad de técnicas alternativas más baratas. Costos para aliviar los pozos se evaluaron con estimados de IHS.

En tierra, se asumen costos para contener pozos ya que es más simple controlarlos en tierra que costa afuera. Una vez que se determina el costo total de la contención (taponear, y si es aplicable, alivio de pozos), se multiplica por la probabilidad de que se produzca un incidente mayor de un pozo controlado.

- Pérdidas por reducción de actividad sector pesquero y turismo

Para calcular el monto de los beneficios para los sectores pesquero y turístico, retomando lo expresado en el Dictamen Total no Final, esa Secretaría señaló que "*tomó un porcentaje del valor del producto interno bruto anual que se perdería en caso de un derrame de gran magnitud para cada uno de estos sectores. Para el caso del turismo se fijó en 50% del valor del PIB de dicho sector en las entidades federativas limitantes con el Golfo de México (Tamaulipas, Veracruz, Campeche y Tabasco) por un año. Mientras que para el sector pesquero se consideró un 25% del valor del PIB de tal sector en las mismas entidades por un año. Estos porcentajes se determinaron con base en la afectación que tuvo el incidente Macondo sobre estos sectores en los estados de la Unión Americana que tienen costas en el Golfo de México. Por ejemplo, el sector pesquero de Estados Unidos en el Golfo de México no pudo operar por tres meses a raíz del incidente de Macondo*". Asimismo, entre los insumos utilizados para el cálculo de dicho rubro, es SEMARNAT indicó que los valores de PIB sectoriales se tomaron de *Anuarios Estadísticos y Geográficos 2015* (INEGI), mientras los datos referente al impacto del incidente Macondo se derivaron del reporte preparado por el Departamento de Justicia de EEUU "*Fact Sheet: Deep Water Horizon Damage Assessmen*".

Finalmente, de acuerdo con la clasificación de los beneficios que se desprenderán de la propuesta regulatoria, las características de cada uno de estos, las metodologías empleadas aplicables, los ejemplos para cada caso, así como la demás información que la SEMARNAT consideró oportuna para las estimaciones conducentes, el análisis de dichos beneficios se categorizaron en siete rubros, los cuales se describen a continuación:

Cuadro 12. Beneficios totales

Componentes del Beneficio	Valor presente total (pesos)
Beneficio Ambiental.	$32,130,225,250
Beneficio de Reemplazo de Plataforma.	$157,778,432
Beneficio de Producción Perdida.	$318,143,691
Beneficio de Contención de Pozo.	$132,670,471
Beneficio por reducción de pérdidas Humanas.	$727,630,583
Beneficios por afectaciones al sector pesquero en la Zona Golfo.	$12,747,354
Beneficios por afectaciones al sector Turístico en la Zona Golfo	$744,960,871
Valor Presente Beneficio total	**$ 34,224,156,652**

En este sentido, de conformidad con lo indicado en el oficio COFEME/16/4560, el valor presente de los beneficios ocasionados por la implementación de la regulación pudieran ser del orden de los **$34,224,156,652,** mismos que fueron estimados conforme a las proyecciones realizadas hasta el año 2027.

A la luz de lo expuesto con antelación, este órgano desconcentrado observó que, ***toda vez que los costos derivados del anteproyecto pudieran ser de aproximadamente $ 10,811,451,923 pesos,* mientras que los beneficios totales podrían ascender a $ 34,224,156,652 *pesos***, resultando estos últimos al **3.16 veces mayores a los costos**[27]. Por tales motivos, y conforme a la información presentada por esa Secretaría, se apreció que los beneficios aportados por la regulación cumplen con los objetivos de mejora regulatoria, en términos de transparencia en la elaboración y aplicación de las regulaciones y de que estas generen mayores beneficios que costos de cumplimiento para los particulares.

En consecuencia, en opinión de este órgano desconcentrado, el proyecto regulatorio cumple con los objetivos en materia de mejora regulatoria plasmados en el Título Tercero A de la LFPA.

6. *Análisis de impacto en la competencia*

Por lo respectivo al presente apartado, se advierte que el presente fue notificado a la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), a efecto de que esa Comisión brindara su opinión respecto de sus posibles efectos en la competencia, en el ámbito de sus atribuciones; lo anterior, con fundamento en el artículo 9 del *Acuerdo por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio*[28].

Al respecto, y en apego al *"Convenio Modificatorio al Convenio de colaboración celebrado el 23 de septiembre de 2013 entre la Comisión Federal de Mejora regulatoria y la Comisión Federal de Competencia Económica"*[29] esta Comisión informa que al día de hoy no ha recibido pronunciamiento alguno, en un sentido u otro, sobre el anteproyecto de mérito por parte de la COFECE; lo anterior, conforme a la Cláusula Tercera en su inciso a), que entre otras cosas, establece que *"concluidos los plazos señalados en los párrafos anteriores sin que la "COFECE" haya emitido consideraciones en materia de libre concurrencia y competencia a través de oficio o vía electrónica, se entenderá que ésta no emite pronunciamiento alguno, en un sentido u otro, sobre el anteproyecto de mérito"*. No obstante, si esta COFEMER recibe dicha opinión en lo subsecuente, esta será integrada al expediente del anteproyecto y se le hará llegar para los fines a que haya lugar.

Sin embargo, no omitiendo la atribución de la COFECE de garantizar la libre concurrencia y competencia económica, la SEMARNAT indicó en su respuesta al numeral 6 del formulario de la MIR, en donde se le pide a esa Dependencia justificar las acciones reguladoras que restringen o promueven

---

[27] Dicha razón pudiera ser mayor derivado del decremento de las cargas administrativas propuestas en el anteproyecto regulatorio.

[28] Artículo 9.- *La COFEMER deberá hacer de conocimiento, en el mismo día en que los reciba, y mediante correo electrónico, a la las Manifestaciones de Impacto Regulatorio con análisis de competencia, a fin de que ésta emita su opinión y análisis. Esta opinión y análisis deberá ser integrada por COFEMER, a las resoluciones a las que se refiere el artículo 69-I y 69-J de la LFPA*. Disponible en: http://www.cofemer.gob.mx/documentos/marcojuridico/rev2016/AMIRC.pdf

[29] El convenio referido fue firmado entre el Director General de la COFEMER, Mtro. Mario Emilio Gutiérrez Caballero y la Comisionada Presidenta de la COFECE, Lic. Alejandra Palacios Prieto, a los treinta días del mes de mayo de 2016 y surte efectos ese mismo día.

la competencia o eficiencia del mercado, que la emisión del presente anteproyecto *"las acciones o mecanismos que contiene la regulación propuesta y que pudiera considerarse que en determinado momento pudieran restringir o promover la competencia en los mercados se relacionan directamente con el establecimiento de la obligación hacia los regulados para que estos adopten determinados estándares y requisitos técnicos al momento de realizar ciertas actividades o verificar sus equipos e instalaciones"*.

V. *Consideraciones sobre los trámites del anteproyecto*

Conforme lo señalado en el apartado *IV. Impacto de la regulación*, sección *2. Creación, modificación o eliminación de trámites*, del presente escrito, se advierte que derivado del análisis realizado a las disposiciones de la primera versión del anteproyecto, este implicaba la creación de 13 trámites y la modificación de 1 existente.

No obstante, tras el análisis realizado por esta COFEMER se sugirió a esa SEMARNAT validar si dichos trámites no representaban una posible sobrerregulación o duplicidad en las cargas administrativas ya adquiridas por los sujetos regulados.

En consecuencia, a través de la Respuesta a Dictamen recibida el 30 de noviembre de 2016, esa Secretaría señaló que *"los trámites referentes a las Autorizaciones de Desmantelamiento y Abandono en la modalidad de Pozos e Instalaciones de producción presentan duplicidades con los trámites generados en: i) el artículo 25 del Lineamiento de Perforación de Pozos, publicado en el DOF el 14 de octubre de 2016, y ii) el artículo 15 de las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del sector hidrocarburos"*.

Del análisis efectuado por esa SEMARNAT a los trámites referidos en el párrafo anterior, la autoridad determinó conveniente eliminar aquellos numerales de la primera versión del anteproyecto que estuvieran relacionados con dichos trámites. Al respecto, tal modificación tiene un impacto en el análisis costo beneficio mismo que fue detallado en el apartado correspondiente en el presente escrito, por lo cual, esta COFEMER considera atendido dicho comentario.

Asimismo, conforme lo dispuesto por el artículo 69-N de la LFPA, se comunica a esa Comisión que deberá proporcionar a la COFEMER la información prevista en el artículo 69-M de ese ordenamiento legal, respecto de los trámites antes señalados, dentro de los 10 días hábiles siguientes a que entre en vigor el anteproyecto en comento, a fin de que se realicen las adecuaciones correspondientes a la información inscrita en el RFTS, a cargo de esta Comisión.

VI. *Comentarios particulares sobre el anteproyecto*

Al respecto del presente apartado, de conformidad con lo establecido en el artículo 69-E de la LFPA, a fin de coadyuvar con esa Dependencia en la formulación de regulaciones eficientes que generen el máximo beneficio para la sociedad y el mínimo costo de implementación para los particulares, mediante COFEME/16/4560 esta COFEMER realizó los siguientes comentarios a disposiciones contenidas en el anteproyecto de mérito:

1. En lo que concierne al capítulo II del anteproyecto de mérito, en donde se detallan los principios que deberán considerar los regulados en lo que respecta a las actividades de

1. En lo que concierne al capítulo II del anteproyecto de mérito, en donde se detallan los principios que deberán considerar los regulados en lo que respecta a las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos, integridad de los equipos e instalaciones, cultura de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, esta COFEMER recomendó a esa SEMARNAT adicionar en aquellos artículos que considere conveniente, o bien mediante un artículo Transitorio la referencia a la publicación futura de un instrumento regulatorio que contenga los principios que en tal capítulo se establecen; lo anterior, a fin de dar claridad sobre las obligaciones con las que deberán operar los permisionarios, asignatarios, contratistas y demás sujetos obligados.

   Por lo anterior, esa SEMARNAT manifestó mediante su Respuesta a Dictamen que "*el establecimiento de los Principios Generales de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente es necesario para el desarrollo de una cultura de la seguridad en el sector de hidrocarburos*"; sin embargo, derivado de la recomendación expuesta en este punto, esa Secretaría incorporó a la propuesta regulatoria el artículo Transitorio Quinto, por medio del cual se indica, a la letra "*la interpretación de estos lineamientos y lo no previsto por ellos, será resuelto por la Agencia mediante criterios que los complementen y se difundan en el portal oficial de la Agencia: http://www.gob.mx/asea*".

   Sin menoscabo de lo anterior, esta Comisión observa que de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de la LFPA, "*los actos administrativos de carácter general, tales como reglamentos, decretos, acuerdos, normas oficiales mexicanas, circulares y formatos, así como los lineamientos, criterios, metodologías, instructivos, directivas, reglas, manuales, disposiciones que tengan por objeto establecer obligaciones específicas cuando no existan condiciones de competencia y cualesquiera de naturaleza análoga a los actos anteriores, que expidan las dependencias y organismos descentralizados de la administración pública federal, deberán publicarse en el Diario Oficial de la Federación para que produzcan efectos jurídicos*".

   En este sentido, este órgano desconcentrado considera que a fin de brindar certeza jurídica sobre los principios que deberán considerar los regulados en lo que respecta a las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos a los que se hace alusión en el artículo Transitorio Quinto de la propuesta regulatoria a efecto de que se establezca que independientemente de su publicación en la página electrónica de la ASEA, estos deberán publicarse en el DOF para que produzcan efectos jurídicos en concordancia a lo señalado en el párrafo anterior.

2. En lo que respecta a los artículos 10, 11, 12, 13 y 16 de la propuesta regulatoria, esta COFEMER observó que dada la importancia de la identificación de peligros y análisis de riesgos que realizarán los regulados, recomendó evaluar la conveniencia de sugerir en el mismo anteproyecto o en una regulación adicional el mecanismo mediante el cual se establecerán las metodologías, criterios, parámetros y especificaciones necesarias para solventar de manera adecuada y óptima la evaluación de los riesgos aludidos.

   En consecuencia, esa Dependencia indicó que "*el mecanismo mediante el cual se establecen las metodologías, criterios, parámetros y especificaciones necesarias para solventar de*

Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del sector hidrocarburos, específicamente en la sección II. Identificación de peligros y análisis de riesgos, numeral 2. Evaluación de riesgos".

Por lo anterior, esa SEMARNAT señaló que derivado de que los agentes regulados presentan un Sistema de Administración ante la Agencia y esta a su vez lo registra y autoriza a efecto de que los regulados puedan realizar sus operaciones de acuerdo al mismo, se concluyó poco factible incluir en los artículos señalados en este punto alguna restricción adicional.

3. En lo que referente a la sección *VI. De la estimulación de yacimientos* del *capítulo VI De las actividades de extracción y exploración de hidrocarburos costa fuera* y a la sección *VI. De la estimulación de yacimientos* del *capítulo VII. De las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres*, esta COFEMER recomendó incluir la definición detallada de dicho procedimiento, con el objetivo de dotar de claridad y mayor certeza jurídica sobre las actividades relacionadas al mismo.

   En este sentido, la autoridad destacó que a fin de atender la observación señalada en el párrafo anterior, "*se adicionó dentro del artículo de definiciones (artículo 2, fracción XII) la definición de fracturamiento, quedando esta de la siguiente manera:*

   Artículo 2...

   XXII.- Fracturamiento: operación enfocada al incremento de la productividad o inyectividad de los pozos a través de la generación de una fractura en la roca que facilita el flujo de fluidos de la formación productora al pozo o viceversa".

   Sin menoscabo de lo anterior, esta COFEMER observa que dicha definición, así como los artículos relacionados con esa actividad, pudieran resultar descritos de manera general en el anteproyecto de referencia, por lo que esta Comisión considera que a fin de brindar mayor certidumbre sobre los criterios, lineamientos y procesos que se lleven a cabo en la realización de esa actividad, se robustezca el marco jurídico aplicable, complementándose con la emisión de otro instrumento regulatorio que se considere adecuado para regular dicha operación.

4. En lo concerniente al artículo 72 de la propuesta regulatoria, el cual establece que los sujetos obligados deberán conservar un registro histórico de las decisiones tomadas en las operaciones no programadas para cuando le sea requerido por la ASEA, no se indica de manera específica la forma en la que el particular deberá llevar a cabo tal registro, por lo cual con el objeto de dar claridad de los procesos que deberán seguir los sujetos regulados, se pidió a la SEMARNAT evaluar la conveniencia de especificar el mecanismo por el cual se podrá desahogar dicha obligación.

   Como consecuencia de la solicitud descrita en el párrafo anterior, esa Secretaría consideró oportuno atender los comentarios realizados por esta COFEMER, modificando el artículo 72 de la propuesta regulatoria a fin de brindar mayor claridad sobre la obligación de contar con un mecanismo de registro de operaciones no programadas.

5. En lo relativo al artículo 134, en donde se señala la manera en la que se realizarán las operaciones de recolección y desplazamiento de hidrocarburos, esta COFEMER recomendó a esa Secretaría valorar la posibilidad de incluir en el anteproyecto de referencia las definiciones explicitas de recolección y desplazamiento; lo anterior, a efecto de verificar que

dichas actividades estén comprendidas en las actividades referentes al anteproyecto en comento, brindando claridad sobre las disposiciones contenidas en la propuesta regulatoria.

Para tal punto, esa SEMARNAT indicó que la definición proviene del artículo 4 de la *Ley de Hidrocarburos;* ello, con la finalidad de brindar certeza jurídica a los particulares sobre las actividades sujetas a la regulación.

Por lo anterior, esta Comisión considera atendidos los comentarios realizados.

VII. Comentarios generales sobre el anteproyecto

En lo que respecta al presente apartado, mediante COFEME/16/4560, este órgano desconcentrado realizó los siguientes comentarios generales el anteproyecto de mérito:

1. Tras la lectura del anteproyecto de mérito, así como de la MIR correspondiente y sus anexos, esta COFEMER observó que existen disposiciones de carácter técnico y/o científico que establecen criterios, parámetros, técnicas y estándares que si bien responden a los retos del sector en el ámbito de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, extracción y exploración de hidrocarburos, la naturaleza de las disposiciones del anteproyecto regulatorio podrían resultar insuficientes para describir las medidas necesarias para que los particulares cumplan en tiempo y forma con sus obligaciones.

   Respecto a lo anterior, la autoridad destacó que "*la regulación propuesta se complementa con las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de administración de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente aplicables a las actividades del sector hidrocarburos que se indican. Lo anterior, considerando que el Sistema de administración permite a los agentes regulados la interacción con otros instrumentos regulatorios en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente, lo cual coadyuva a que los particulares cumplan en tiempo y forma con sus obligaciones*".

2. A lo largo del anteproyecto, se hace referencia al seguimiento de las mejores prácticas internaciones en el ámbito que corresponda; no obstante, en la propuesta regulatoria no se precisa la forma en la que los particulares sujetos a la regulación podrán desahogar tales obligaciones, por lo cual, este órgano desconcentrado sugirió valorar la pertinencia de incluir en la manera en que esa SEMARNAT considere adecuado, las referencias a los estándares aludidos.

3. De igual forma, como se menciona en el numeral anterior, esta Comisión observó que también se insta a los regulados a considerar las mejores prácticas de la industria; sin embargo, no se advierte en ninguna disposición o apartado del anteproyecto las referencias que podrán ser consultadas para tal efecto, asimismo se sugiere a esa Secretaría incluir mediante un anexo en la propuesta regulatoria o bien un artículo Transitorio donde se haga referencia a las disposiciones que establecerán tales estándares que la propia autoridad difundirá y actualizará. Lo anterior, con la finalidad de contar con un marco regulatorio robusto y actualizado que prevea los lineamientos, metodologías, estándares, criterios y procesos óptimos para el sector de hidrocarburos.

Como consecuencia de la opinión realizada en los puntos 2 y 3 anteriores, esa Secretaría señaló que "*las mejores prácticas internaciones que se aluden en la MIR y que forman parte de las regulaciones aplicables en países como Estados Unidos y Noruega, se citan en el Anexo I de las Disposiciones administrativas de mérito*". Asimismo, esa SEMARNAT indicó que "*los regulados podrán utilizar prácticas operativas o estándares equivalentes o superiores a los mencionados en el Anexo I, siempre y cuando se incluya, en el Dictamen Técnico emitido por Tercero Autorizado sobre la ingeniería de detalle de un Proyecto nuevo o modificado de exploración o extracción, una evaluación técnica comparativa que demuestre que las prácticas operativas y estándares propuestos son equivalentes o superiores a los obligatorios*".

Derivado de lo anterior, la autoridad concluyó que las referencias necesarias para dar cumplimiento a los lineamientos propuestos por el anteproyecto en comento están incluidas en el mismo.

Por todo lo expresado con antelación, esta COFEMER considera atendidos dichos comentarios.

VIII. Consulta pública

En cumplimiento con lo establecido en el artículo 69-K de la LFPA, este órgano desconcentrado hizo público el anteproyecto de mérito a través de su portal electrónico desde el primer día que lo recibió. Al respecto, esta Comisión manifestó que hasta la fecha de la emisión del Dictamen Total no Final del pasado 23 de noviembre de 2016 se recibieron 7 comentarios de interesados en el anteproyecto, conforme lo siguiente:

Identificador	Remitente	Fecha
B000163295	Raymundo Piñones de la Cabada/AMEXHI	28/10/2016
B000163489	Karim Lassel/CGG México, S. A de C.V	15/11/2016
B000163490	Dustin Van Liew/International Association of Geophysical Contractors	15/11/2016
B000163494	Jorge Guillermo Morlet Anaya/PEMEX	15/11/2016
B000163515	M. Sc. Ing. Conrado F. Valhuerdi Debesa/ CRIESA S.A de C.V	16/11/2016
B000163545	Miguel A. Vargas/EENERGY	18/11/2016
B000163592	Jorge Jiménez/ Dentons López Velarde	23/11/2016

Aunado a lo anterior, el día 25 de noviembre del presente año, se recibió un comentario por parte de Raymundo Piñones de la Cabada, de la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos AMEXHI, A. C con identificador B000163647.

Tales comentarios se encuentran disponibles para su consulta en la siguiente liga electrónica:

http://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/10385

Lo anterior, a fin de que esa Dependencia efectuará las adecuaciones que estimara convenientes al anteproyecto o, de lo contrario, brindará una justificación puntual de las razones por las que no consideró pertinente su incorporación.

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Al respecto, se observa que esa Secretaría respondió dichos comentarios mediante el documento anexo *20161130162554_41620_Anexo I Matriz de respuestas a comentarios_30112016.docx*, en el cual, señaló la factibilidad de la procedencia, o en su caso, improcedencia de cada comentario, detallando la justificación correspondiente para cada cuestión.

Derivado de lo anterior, esta COFEMER observa que esa Dependencia proporcionó respuesta, modificando en consecuencia la propuesta regulatoria o, en su defecto, precisando las razones por las cuales no estimó conveniente su incorporación.

Por todo lo expresado con antelación, esta COFEMER resuelve emitir el presente **Dictamen Final**, por lo que la SEMARNAT puede proceder con las formalidades necesarias para la publicación del anteproyecto de mérito en el DOF, en términos del artículo 69-L, segundo párrafo, de la LFPA.

Lo anterior, se notifica con fundamento en los preceptos jurídicos mencionados, así como en los artículos 7, fracción I, 9, fracción XI XXV y XXXVIII y penúltimo párrafo, y 10, fracción VI y XXI, del *Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria*[30], así como en el artículo Primero, fracción I, del *Acuerdo por el que se delegan facultades del Titular de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria a los funcionarios que se indican*[31].

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente
El Coordinador General

JULIO CÉSAR ROCHA LÓPEZ

FIAR/PGB/KRR

[30] Publicado en el DOF el 28 de enero de 2004, con su última modificación publicada el 9 de octubre de 2015.
[31] Publicado en el DOF el 26 de julio de 2010.

SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Anexo 1. Descripción de las categorías de costo

1. *Autorización de desmantelamiento y abandono*

Respecto a esta categoría relativa al desmantelamiento y el abandono de instalaciones, esa Secretaría señaló que las obligaciones establecidas en los artículos 146 y 147 establecen que los sujetos regulados deberán contar con las autorizaciones respectivas para realizar dicha actividad; los artículos 145, 168 y 172 establecen específicamente la presentación de la solicitud para la aprobación del abandono en la modalidad de pozos e instalaciones respectivamente. En consecuencia, la evaluación del número de horas destinadas a realizar dichos trámites está basada en la evaluación de la *Oficina de Seguridad y Cumplimiento Ambiental del Departamento del Interior de Estados Unidos (BSEE, por sus siglas en inglés)* en cuanto a la estimación del tiempo que necesita la industria del petróleo y el gas para preparar una solicitud de permiso de modificación, la cual es técnicamente comparable para el caso de México, así como en toda la industria del sector.

Por lo anterior, esa Dependencia estima que el tiempo para preparar dichas solicitudes podría varíar entre 10 minutos a 1.5 horas para un ingeniero de la industria de rango medio, en lo que respecta a pozos abandonados en alta mar. Además, es necesario incluir un cierto margen de tiempo para que la industria se familiarice con los trámites de México, lo cual puede calcularse un período de 2 horas en alta mar y 1 hora en tierra por pozo abandonado.

En caso de abandono de las instalaciones, el número de horas por ingeniero industrial de rango medio fue calculado en 2 horas por pozo abandonado en instalaciones terrestres y 10 horas por pozo abandonado en instalaciones en alta mar. Esta evaluación se basa en la estimación de *IHS Energy* de la proporción relativa del esfuerzo por pozo abandonado a los planes de preparación para el abandono de instalaciones terrestres y marítimas.

En este sentido, esa Secretaría desgloso los costos derivados para la autorización del desmantelamiento y abandono, tal y como se describe en el siguiente cuadro:

Cuadro A. Autorización de desmantelamiento y abandono						
Articulo	***Autorización de Desmantelamiento y Abandono***	***Horas requeridas por pozo abandonado[1]***		***Costo de Hora de Trabajo***	***Costo Unitario (pesos)***	
		Tierra	*Costa Afuera*		*Tierra*	*Costa Afuera*
145	*Los regulados deberán solicitar la **autorización de desmantelamiento y abandono** a la Agencia para las **instalaciones de exploración o extracción** de hidrocarburos, antes de iniciar estas actividades.*	*2 horas*	*10*	*$1,598.35*	*$3,196.70*	*$ 15,983.52*
146	*Los regulados deberán contar con la **autorización de desmantelamiento y abandono** en*	*Costo calculado bajo el Artículo 168.*				

[1] El tiempo requerido para preparar una solicitud para aprobar el desmantelamiento y abandono en la modalidad del pozo se ha derivado del formulario de BSEE BSEE-0124, Solicitud de permiso para modificar. El tiempo calculado para preparar una solicitud para un permiso de desmantelamiento y abandono de instalaciones se basa en la evaluación de IHS de la correlación del esfuerzo para preparar la solicitud de abandono del pozo y las instalaciones terrestres y costa afuera.

Cuadro A. Autorización de desmantelamiento y abandono						
Articulo	**Autorización de Desmantelamiento y Abandono**	**Horas requeridas por pozo abandonado[1]**		**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario (pesos)**	
		Tierra	*Costa Afuera*		*Tierra*	*Costa Afuera*
	la modalidad de pozos emitida por la agencia, para cada pozo, antes de iniciar su desmantelamiento o abandono.					
168	*Los regulados deberán **presentar la solicitud** de autorización de desmantelamiento y abandono **en la modalidad de pozos**, para su evaluación por parte de la agencia, utilizando el formato que para tal efecto publique la Agencia.*	*1*	*2*	*$1,598.35*	*$1,598.35*	*$3,196.70*
147	*Los regulados deberán contar con una **autorización de desmantelamiento y abandono** en la modalidad **de instalaciones de producción** emitida por la agencia, antes de iniciar el desmantelamiento o abandono de instalaciones empleadas para la extracción de hidrocarburos, excluyendo las actividades de abandono de pozos para los cuales se tendrá que presentar una solicitud por cada pozo de acuerdo a lo establecido en los presentes lineamientos.*	*Costo calculado bajo el Artículo 170.*				
170	*Los regulados deberán presentar la solicitud de **autorización de desmantelamiento y abandono en la modalidad de instalaciones de producción**, para su evaluación por parte de la agencia, utilizando el formato que para tal efecto publique la Agencia.*	*2*	*10*	*$1,598.35*	*$1,598.35*	*$15,983.52*

Nota: Los costos fueron calculados de conformidad con lo dispuesto en el informe BSEE *"Operaciones de petróleo y gas y sulfuro en el zócalo continental exterior – Sistemas de prevención de explosiones y control de pozos, análisis de impacto regulador inicial", del Departamento del Interior de Estados Unidos de Norteamérica.*

2. *Documentación y registros*

Sobre tal categoría, de acuerdo a las disposiciones establecidas en el anteproyecto en trato que indican la preparación de reportes y documentos sobre información de las actividades sujetas a la regulación, esa SEMARNAT destacó que "*en varios de estos requerimientos tan solo se trata de mantener una copia de documentos que se preparan en otros procesos, en otras ocasiones se trata de buscar información que se genera en otros procesos y preparar documentos con ella, y finalmente todos deben conservase de una manera tal que estén disponibles cuando se requieran, lo que implica un sistema para su almacenamiento. Dado que todos compartirán el costo del sistema de almacenamiento, se decidió costearlo todos bajo un mismo esquema*".

En este sentido, derivado del análisis efectuado por esa Secretaría en el documento anexo a la MIR denominado *20161007083839_41287_Anexo V. Nota Costo- Beneficio.docx*, se tiene el siguiente cuadro que indica las horas y erogaciones correspondientes dependiendo la actividad a la que se hace referencia en cada artículo vinculante a esta categoría:

Cuadro B. Costos asociados a la Documentación y registros (pesos).							
Artículo	***Documentación y Registros***	***Horas requeridas[2]***		***Costo de Hora de Trabajo***	***Costo Unitario***		***Por Unidad aplicable e***
		Tierra	***Costa Afuera***		***Tierra***	***Costa Afuera***	
28	*Los regulados deberán establecer un procedimiento documentado de las actividades de Reconocimiento y exploración superficial que realicen, y presentarlo cuando le sea requerido por la Agencia.*	*3*	*3*	*$539.29*	*$1,617.87*	*$1,617.87*	*Bloque*
31	*Los regulados deberán contar con las hojas de datos de seguridad de los materiales peligrosos utilizados en las actividades de reconocimiento y exploración superficial, las cuales deberán ser legibles y fácilmente identificables en todo momento para efectos de la operación y supervisión.*	*0.25*	*0.25*	*$539.29*	*$134.82*	*$134.82*	*Pozo*
42	*Los regulados deberán presentar a la Agencia, como parte del Reporte de Seguimiento anual establecido en las Disposiciones de los Sistemas de Administración de o las que las modifiquen o sustituyan el reporte de los registros de avistamientos de mamíferos marinos y especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010.*		*1*	*$539.29*		*$539.29*	*Bloque*
68	*Los regulados deberán conservar la información documental del diseño y la tecnología de proceso de las Instalaciones, y presentarla cuando sea requerida por la Agencia.*		*1*	*$539.29*		*$539.29*	*Pozo*
72	*Los regulados deberán implementar un mecanismo de documentación en el cual las decisiones tomadas en las operaciones no programadas se registren por el personal responsable, en el centro de monitoreo remoto en tierra.*					*$54,255*	*Bloque*

[2] Estimates adjusted from Burden Table for Reporting and Recordkeeping Requirement 4310-VH-P BSEE's Oil and Gas and Sulfur Operations on the Outer Continental Shelf —Oil and Gas Production Safety Systems, p. 289.

Cuadro B. Costos asociados a la Documentación y registros (pesos).							
Artículo	**Documentación y Registros**	**Horas requeridas[2]**		**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario**		**Por Unidad aplicable e**
		Tierra	**Costa Afuera**		**Tierra**	**Costa Afuera**	
77	*Los regulados deberán conservar la información de los diseños de conexiones de Líneas de Descarga submarinas para el caso de que sea requerida por la Agencia.*		*3*	*$539.29*		*$1,617.87*	*Pozo*
81	*Los regulados deberán conservar la información documental del cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales de la selección y el diseño de los Preventores y equipos a utilizar para el control de pozos, y presentarlos cuando sean requeridos por la Agencia*		*0.25*	*$539.29*		*$134.82*	*Pozo*
83	*Los regulados deberán mantener vigentes y disponibles, en caso de que la Agencia lo requiera, las certificaciones de preventores y equipos críticos, de acuerdo a lo establecido en las Disposiciones de los Sistemas de Administración emitidas por la Agencia, o las que las modifiquen o sustituyan, o en lo referente a integridad mecánica y aseguramiento de la calidad.*		*3*	*$539.29*		*$1,617.87*	*Bloque*
103	*Los regulados deberán contar con una bitácora foliada de la operación de estimulación o fracturamiento donde deberá registrar, por cada etapa, el volumen de fluido empleado y sus componentes, así como la presión y otros parámetros de bombeo.*		*1*	*$539.29*		*$539.29*	*Pozo*
104	*Los regulados deberán identificar y conservar información sobre la composición y propiedades de los fluidos de Perforación y sobre el sistema de manejo de fluidos empleado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y presentarlo a la Agencia cuando ésta así lo requiera.*		*1*	*$539.29*		*$539.29*	*Pozo*

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Cuadro B. Costos asociados a la Documentación y registros (pesos).

Artículo	Documentación y Registros	Horas requeridas[2]		Costo de Hora de Trabajo	Costo Unitario		Por Unidad aplicable
		Tierra	Costa Afuera		Tierra	Costa Afuera	
105	Los regulados deberán conducir pruebas de funcionamiento del sistema de manejo de los fluidos de perforación cada vez que la operación lo requiera, y conservar el registro de los resultados para ser presentados a la Agencia cuando ésta los solicite. Cualquier acción correctiva identificada durante las pruebas deberá implementarse antes de continuar la perforación.		1	$539.29		$539.29	Pozo
108	Cuando los regulados utilicen dispersantes químicos, deberán documentar el uso y las condiciones bajo las que fueron empleados y presentar a la Agencia cuando esta la requiera. En caso de emplear dispersantes en el control de derrames de hidrocarburos en el medio marino, los Regulados deberán tomar en consideración las mejores prácticas de la industria para su uso, selección y aplicación.		1	$539.29		$539.29	Pozo
117	Los regulados deberán conservar la información documental del diseño y la tecnología de proceso de las Instalaciones, y presentarla cuando sea requerida por la Agencia.	1		$539.29	$539.29		Bloque
122	Los regulados deberán conservar la información documental del cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales de la selección y el diseño de los Preventores y equipos a utilizar para el control de pozos, y presentarlos cuando sean requeridos por la Agencia.	1		$539.29	$539.29		Pozo
123	Los regulados deberán mantener vigentes las certificaciones de preventores y equipos críticos atendiendo a las mejores prácticas internacionales.	3		$539.29	$1,617.87		Pozo

2

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
COORDINACIÓN GENERAL DE MEJORA REGULATORIA SECTORIAL

Cuadro B. Costos asociados a la Documentación y registros (pesos).

Artículo	Documentación y Registros	Horas requeridas[2]		Costo de Hora de Trabajo	Costo Unitario		Por Unidad aplicable
		Tierra	Costa Afuera		Tierra	Costa Afuera	
131	Los regulados deberán contar con una bitácora foliada y actualizada de la operación de estimulación donde deberán registrar por cada etapa, el volumen de fluido empleado y sus componentes, así como la presión de inyección de bombeo	3		$539.29	$1,617.87		Pozo
136	Los regulados deberán contar con una bitácora donde registren el tipo y características de los hidrocarburos producidos, así como el origen, el destino y los volúmenes desplazados mediante vehículos terrestres o embarcaciones marinas, la cual deberá estar disponible en sitio para presentarla a la Agencia cuando ésta lo solicite.	3	3	$539.29	$1,617.87	$1,617.87	Pozo
163	Los regulados deberán conservar la información documental sobre las condiciones de operación de los equipos utilizados para la destrucción controlada de gas natural y presentarla cuando sea requerida por la Agencia.	3	3	$539.29	$1,617.87	$1,617.87	Bloque
164	En el caso de gas natural asociado, los regulados deberán presentar en el aviso de inicio de actividades, el análisis técnico-económico y el programa de aprovechamiento de gas natural asociado aprobado por la Comisión.	0.25	0.25	$539.29	$134.82	$134.82	Pozo
166	Los regulados deberán presentar a la Agencia, como parte del Reporte de Seguimiento anual establecido en las Disposiciones los Sistemas de Administración, o las que las modifiquen o sustituyan, un reporte anual de destrucción controlada y venteo de gas natural.	3	3	$539.29	$1,617.87	$1,617.87	Bloque
176	Los regulados deberán conservar y tener disponible para su supervisión por parte de la Agencia, la información documental del cumplimiento de los presentes lineamientos, durante la vigencia del	3	3	$539.29	$1,617.87	$1,617.87	Bloque

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
COORDINACIÓN GENERAL DE MEJORA REGULATORIA SECTORIAL

Cuadro B. Costos asociados a la Documentación y registros (pesos).

Artículo	Documentación y Registros	Horas requeridas[2]		Costo de Hora de Trabajo	Costo Unitario		Por Unidad aplicable
		Tierra	Costa Afuera		Tierra	Costa Afuera	
	Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos o asignación del que se desprendan sus actividades, incluyendo sus prórrogas o periodos adicionales, y durante los cinco años posteriores siguientes a la terminación definitiva del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos o asignación.						
177	*La información documental relevante podrá ser conservada en medios sonoros, visuales, electrónicos, informáticos o impresos, para lo cual los regulados deberán implementar los mecanismos para el registro, conservación y legibilidad de la misma*	*0.25*	*0.25*	*$539.29*	*$134.82*	*$134.82*	*Bloque*
178	*La Agencia podrá solicitar a los regulados cualquier información documental que considere necesaria para determinar el cumplimiento de los presentes lineamientos. Los regulados deberán conservar una copia de la información documental en el sitio de las actividades para presentarla durante el proceso de supervisión, así como facilitar a los representantes de la Agencia los mecanismos para su lectura.*	*1*	*1*	*$539.29*	*$539.29*	*$539.29*	*Bloque*
179	*Los regulados deberán hacer la entrega de la información documental de los presentes lineamientos cuando le sea requerida por la Agencia, por medios impresos o digitales.*	*1*	*1*	*$539.29*	*$539.29*	*$539.29*	*Bloque*
180	*Los regulados deberán presentar a la Agencia en el primer trimestre de cada año calendario, el Dictamen Técnico del Cumplimiento de los presentes lineamientos elaborado por un Tercero Autorizado, referente a las actividades desarrolladas durante el año inmediato anterior.*	*1*	*1*	*$539.29*	*$539.29*	*$539.29*	*Bloque*

2

Cuadro B. Costos asociados a la Documentación y registros (pesos).							
Artículo	Documentación y Registros	Horas requeridas[2]		Costo de Hora de Trabajo	Costo Unitario		Por Unidad aplicable
		Tierra	Costa Afuera		Tierra	Costa Afuera	
3ro Transitorio	En un plazo máximo de doce meses a partir de la publicación de las presentes Disposiciones Administrativas de carácter general, la Agencia deberá expedir los formatos que sean necesarios para la correcta aplicación de las disposiciones aquí contenidas. En tanto no se publiquen los mismos los Regulados deberán presentar, en el domicilio de la Agencia, la información establecida en las presentes Disposiciones en escrito libre, cumpliendo con todos los requisitos previstos en las mismas.	0.25	0.25	$539.29	$134.82	$134.82	Bloque

Nota: Los costos fueron calculados de conformidad con lo dispuesto en el informe BSEE *"Operaciones de petróleo y gas y sulfuro en el zócalo continental exterior – Sistemas de prevención de explosiones y control de pozos, análisis de impacto regulador inicial", del Departamento del Interior de Estados Unidos de Norteamérica.*

3. *Equipo de seguridad de producción y perforación*

En referencia a esta categoría, esa SEMARNAT hizo alusión a los costos derivados de las actividades para mejorar la seguridad durante la perforación de pozos y los equipos que se deberán usar para asegurar la integridad de los pozos y la contención de fugas de hidrocarburos, los cuales, son considerados como parte de un mismo sistema de seguridad de perforación y producción.

En esta tesitura, para evaluar los costos asociados a los sistemas de seguridad de perforación y producción, esa Secretaría señaló que se utilizó una tarifa por hora industrial de $1,598.35 ($88.38 dólares) para un ingeniero de la industria de nivel medio y $1,022.02 ($ 56.80 dólares) para personal de equipo de perforación.

Al respecto, en el cuadro C esa Secretaría tuvo a bien desglosar los costos por disposición aplicables especificando el área geográfica de aplicación, tal y como se describe a continuación:

Cuadro C. Costos por equipo de seguridad de producción y perforación (pesos)				
Articulo	Equipo de seguridad de producción y perforación	Aguas Profundas	Aguas Someras	Terrestre
86	Los regulados deberán elegir y utilizar la mejor y más segura	$677,789 por pozo nuevo	$169,447 por pozo nuevo	

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
COORDINACIÓN GENERAL DE MEJORA REGULATORIA SECTORIAL

Cuadro C. Costos por equipo de seguridad de producción y perforación (pesos)				
Articulo	**Equipo de seguridad de producción y perforación**	**Aguas Profundas**	**Aguas Someras**	**Terrestre**
	tecnología disponible para los Preventores. *El sistema de preventores debe ser reconstruido y recertificado siguiendo las especificaciones del fabricante;* *Antes de bajar el preventor se realizará una prueba de función completa combinada con una prueba de presión en la plataforma de perforación, antes de la perforación del pozo;* *Cuando el preventor haya sido instalado en el pozo y la conexión entre el preventor y el cabezal del pozo haya sido probada, se conducirá una prueba completa de función del sistema primario. La prueba se completará antes del inicio de toda operación del pozo, y* *Una vez que el preventor sea instalado en el pozo, al menos una vez cada siete días naturales se realizará una prueba de funcionalidad sobre los componentes de control del pozo (excluyendo los conectores hidráulicos y los pistones). El funcionamiento de los pistones deberá probarse como mínimo cada veintiún días naturales.* *Las pruebas de presión de los preventores requerimientos:* *Antes de bajar un preventor submarino y siguiendo la instalación de todos los elementos de sellamiento, serán sometidos a una prueba de presión;* *Cuando el preventor esté en uso, el cuerpo del mismo y todos los elementos de sellamiento deberán ser sometidos a pruebas de presión al menos cada veintiún días naturales, y*	*$20,544 por pozo nuevo* *0.83 días de tiempo de taladro utilizando una previsión dinámica de índices de taladro por pozo nuevo* *$35,708 por pozo nuevo* *$36,170 torre de perforación activa* *$615 por pozo activo-anualmente*	*$20,544 por pozo nuevo* *0.83 días de tiempo de taladro utilizando una previsión dinámica de índice de taladro por pozo nuevo* *$35,708 por pozo nuevo* *$36,170 torre de perforación activa* *$616 por pozo activo-anualmente*	

2

Cuadro C. Costos por equipo de seguridad de producción y perforación (pesos)				
Artículo	**Equipo de seguridad de producción y perforación**	**Aguas Profundas**	**Aguas Someras**	**Terrestre**
	El preventor deberá someterse a pruebas de presión después de realizar las operaciones que puedan averiar los elementos de sellamiento, tales como desconexiones o reparaciones de cualquier sello de contención de presión en el preventor, la línea o tubo de estrangulación, o el cabezal del Pozo, pero limitándose al componente afectado.			
87	*Los regulados deberán adoptar el estándar API STD 53, Sistema de Prevención de Reventón para Perforación de Pozos, o un estándar equivalente.*	*Costo registrado de acuerdo al artículo 86*		
88	*Los regulados deberán conducir pruebas de funcionamiento del sistema de manejo de los fluidos de perforación cada vez que la operación lo requiera, y conservar el registro de los resultados para ser presentados a la Agencia cuando ésta los solicite. Cualquier acción correctiva identificada durante las pruebas deberá implementarse antes de continuar la perforación.*	*$180,850 por pozo nuevo*	*$180,850 por pozo nuevo*	
		$32,129 por pozo activo anualmente	*$32,129 por pozo activo anualmente*	
91	*Cuando se lleven a cabo las operaciones de terminación de pozos en la plataforma donde se encuentren otros pozos productores de hidrocarburos u otros flujos de hidrocarburos, se deberá instalar un sistema de corte de emergencia (ESD, por sus siglas en inglés, Emergency Shut Down) que sea controlado manualmente desde una estación cercana a la consola del jefe de cuadrilla.*	*Forma parte de las operaciones normales*		
93	*Los regulados deberán instalar los siguientes equipos de seguridad y prevención de contaminación en las áreas costa afuera:*	*Costo registrado de acuerdo al artículo 86*		
94	*Los regulados deberán instalar dispositivos de seguridad por debajo del lecho marino que corten el flujo del Pozo en caso de una Emergencia. De igual forma, deberán instalar acoplamientos de flujo o niples de asiento, encima y debajo de los dispositivos de seguridad instalados por debajo del lecho marino.*	*Costo registrado de acuerdo al artículo 86*		

Cuadro C. Costos por equipo de seguridad de producción y perforación (pesos)				
Artículo	**Equipo de seguridad de producción y perforación**	**Aguas Profundas**	**Aguas Someras**	**Terrestre**
95	Todas las Instalaciones de tubería deberán contar con una válvula de seguridad subsuperficial controlada desde la superficie, excepto bajo las siguientes circunstancias: • Cuando una válvula de seguridad subsuperficial sea inoperable y no pueda ser reparada sin removerla del aparejo, se deberá utilizar la válvula subsuperficial de respaldo, y • Terminaciones de Pozos de inyección que no tienen aporte de fluidos a superficie.	Costo registrado de acuerdo al artículo 86		
97	El sistema de control para las válvulas de seguridad subsuperficiales deberá ser una parte integral del sistema de cierre de Emergencia, que podrá ser activado manualmente en la plataforma o vía remota. Las válvulas de seguridad subsuperficiales controladas desde la superficie deberán responder tanto a las señales de cierre del sistema de cierre de emergencia como a los dispositivos de detección de incendios.	Costo registrado de acuerdo al artículo 86		
98	Las válvulas de seguridad subsuperficial deberán ser instaladas a una profundidad de al menos treinta metros debajo de la línea de retorno de lodos, excepto cuando haya condiciones inestables en el fondo, problemas de incrustación de parafinas o formaciones de hidratos de metano.	Costo registrado de acuerdo al artículo 86		
122	Los regulados deberán seleccionar y diseñar el arreglo de los preventores y equipos a utilizar para el control de pozos en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, considerando el cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales.	Regulación general, no es una carga específica generada.		
133	Las líneas de descarga metálicas deberán contar con al menos dos sistemas de protección anticorrosión de acuerdo al medio al que estarán expuestas.	$5,608,766 por pozo nuevo	$2,243,506 por pozo nuevo	9,924 por pozo nuevo
162	Los regulados deberán, para el diseño y selección de los equipos de	Parte de sistemas de emergencia del artículo 88, sistemas de quemadores de alta eficiencia son estándar en los nuevos pedidos.		

2

Cuadro C. Costos por equipo de seguridad de producción y perforación (pesos)				
Artículo	**Equipo de seguridad de producción y perforación**	**Aguas Profundas**	**Aguas Someras**	**Terrestre**
	destrucción controlada de gas natural, observar: • *Tener un sistema de ignición continua;* • *Tener eficiencia de combustión de al menos 90%;* • *Contar con sistemas de encendido y apagado automático;* • *Considerar el volumen y características del Gas Natural que será destruido, y* • *Contar con sistemas para la separación y recuperación de líquidos.*			

Nota: Los costos fueron calculados de conformidad con lo dispuesto en el informe BSEE *"Operaciones de petróleo y gas y sulfuro en el zócalo continental exterior – Sistemas de prevención de explosiones y control de pozos, análisis de impacto regulador inicial", del Departamento del Interior de Estados Unidos de Norteamérica.*

4. Monitoreo, investigación y reporte de incidentes

En lo que respecta a la presente categoría, esa SEMARNAT señaló que los costos derivados de los artículos 26 y 182 de la propuesta regulatoria, resultan del requerimiento de mantenimiento de los registros y el monitoreo tanto para posibles incidentes de incumplimiento, como para incidentes esa Dependencia indicó que pudieran resultar en una afectación a la población en general, los empleados, el medio ambiente o la instalación.

En este sentido, el costo anual asociado al informe de dichos incidentes y la conservación de dicha información podría resultar en la creación y actualización contante de una base de datos electrónica, la cual, pudiera resultar en una erogación aproximada de $54.255 pesos ($3.000 dólares), considerando que un empleado cualificado necesitaría 1 hora para monitorear y registrar correctamente en la base de datos un incidente sin impacto a las personas, el medio ambiente o las instalaciones bajo el artículo 26 del lineamiento, una sola vez por bloque. Al respecto, esa Dependencia destacó que *"en ocurrencias con efectos nocivos, la investigación de incidentes puntuales requiere aproximadamente 100 horas. Las 100 horas de investigación incluyen aproximadamente 2 semanas de horas-hombre y 20 horas de trabajo administrativo. Se asume un índice de ocurrencia de 3% para incidentes que afectan a la población, los empleados, el medio ambiente o la instalación. Por tanto, la carga anual asumida para el artículo 182 es de 3 horas"*.

Cuadro D. Costos por monitoreo y mantenimiento de registros (pesos).							
Artículo	Monitoreo de incidentes, investigación e informes	Horas requeridas[3] Tierra	Horas requeridas[3] Costa Afuera	Costo de Hora de Trabajo	Costo Fijo[4]	Costo Unitario Tierra	Costo Unitario Costa Afuera
26	Los regulados deberán monitorear y registrar en una bitácora los incidentes que no hayan causado afectaciones a la población, a los trabajadores, al medio ambiente o las instalaciones, cometidos por su personal y sus contratistas.	1	1	$1,598.35	$54,255	$55,853.35	$55,853.35
173	Los regulados deben investigar y reportar los accidentes e incidentes que ocurran durante la realización de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos. El reporte incluye: • El reporte y la investigación de la totalidad de Accidentes e Incidentes. • La investigación de todos los Incidentes • Un plan de acciones correctivas para cada hallazgo de la investigación y cerciorarse que se completen las acciones acordadas.	3	3	$1,598.35		$4,795.05	$4,795.05

5. Minimización de impacto en la superficie

En lo que respecta a este apartado, esa SEMARNAT indicó que la propuesta regulatoria impone obligaciones para minimizar el impacto en la superficie y restaurar los caminos y pozos al término de las operaciones, de la misma forma para las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas que se están llevando a cabo en las áreas donde ya no es necesario; las cuales, pueden ser restauradas lo más cercano a su condición original.

En este sentido, los artículos 47, 48, 49, 50, 54 y 111 de la regulación propuesta fueron agrupados ya que forman parte del mismo proceso que requiere que las entidades reguladoras minimicen el impacto de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en la superficie. Particularmente, esa Dependencia incluyo costos para los artículos 49, 50, y 51, los cuales, conciernen a la limpieza de la vegetación para operaciones de exploración y extracción de hidrocarburos para nuevos pozos en tierra a través de medios mecánicos o manuales, la preservación de organismos vegetales de edad adulta, así como la incorporación de los residuos orgánicos que se derivan de la

[3] Basado en la evaluación de IHS.
[4] Basado en la evaluación de IHS de sistemas actuales disponibles

preparación del suelo en el sitio de operaciones. Por lo cual, el costo de la limpieza del sitio varía ampliamente dependiente del tipo de terreno, estimándose en promedio $904,250 pesos.

6. Centros de monitoreo

En lo que respecta a los costos por centros de monitoreo, la propuesta regulatoria solicita a los sujetos regulados dar seguimiento a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, durante todas sus etapas, a través de un sistema de monitoreo que les permita obtener información en tiempo real del estado de las operaciones.

En este sentido, esa Secretaría cuantificó los costos tomando en consideración el tipo de áreas geográficas donde se realicen las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, como a continuación se describe:

a) *Aguas profundas:* Se tomó como base el costo reportado para el monitoreo de plataformas en aguas profundas, el cual asciende **$90,425 pesos por día**[5], especificando que una plataforma solo opera 270 días por año y que únicamente el 28% de éstas requiere de un monitoreo[6], por lo cual, el costo anual por monitoreo asciende **$6,836,130 millones de pesos.**

b) *Aguas someras:* Para este caso, se hizo una estimación propia sobre el número de plataformas que requerirían monitoreo, el cual fue de 10%. Así que el costo anual por monitoreo asciende a **$2,441,475 millones de pesos**[7].

   Derivado de lo anterior, se tendría un costo unitario por plataforma activa y/o bloque contractual nuevo por **$9,277,605 millones de pesos.**

c) **Operaciones en tierra:** De conformidad con establecido en la propuesta regulatoria, para las actividades realizadas en tierra, los sujetos regulados deberán utilizar un software específico, el cual tiene un costo de **$1,800 pesos**.

7. Aviso de cambio de operaciones

Relativo a la presente categoría, la Dependencia destacó que el anteproyecto de referencia dispone la obligación de presentar un aviso de cambio de operaciones para las diferentes actividades que constan en los artículos 60, 128, 143, 144, 148, 156 y 177. En consecuencia, tomando como referencia la información de las tarifas utilizadas en el análisis de costos hasta este momento, esa Secretaría advirtió la conveniencia de incorporar el siguiente detalle de la proyección cuantitativa estimada para el Aviso de cambio de operaciones:

---

[5] Bureau of Safety and Environmental Enforcement
[6] Oil and Gas and Sulphur Operations in the Outer Continental Shelf – Blowout Preventer Systems and Well Control, April 2016.
Costo total anual en aguas profundas= (90,425 pesos X 270 X 0.28)
[7] Costo total anual en aguas someras= (S 90,425 pesos X 270 X 0.1)

SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Cuadro E. Costos por el Aviso de cambio de operaciones (pesos).						
Artículo	**Aviso de cambio de operaciones**	**Horas requeridas[8]**		**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario**	
		Tierra	**Costa Afuera**		**Tierra**	**Costa Afuera**
60	*Los regulados deberán notificar a la Agencia, mediante el* ***Aviso de Cambio de Operaciones****, al menos 48 horas antes de iniciar cualquier movimiento o cambio de coordenadas de los equipos de perforación, incluyendo unidades móviles de perforación costa afuera*		1	$1,598.35		$1,598.35
128	*Previo a la realización de las actividades de Estimulación del Yacimiento, los Regulados deberán dar aviso a la Agencia mediante el* ***Aviso de Cambio de Operaciones****.*	1		$1,598.35	$1,598.35	
143	*Los regulados deberán notificar a la Agencia mediante el* ***Aviso de Cambio de Operaciones****, utilizando el formato que para tal efecto publique ésta, cuarenta y ocho horas antes de realizar una Prueba de Producción.*	1	1	$1,598.35	$1,598.35	$1,598.35
144	*Previo al inicio del cierre operativo de cualquier instalación, los regulados deberán presentar a la Agencia el* ***Aviso de Cambio de Operaciones****. Este Aviso deberá presentarse también en el caso en que los regulados procedan a la devolución del área contractual o de Asignación.*	1	1	$1,598.35	$1,598.35	$1,598.35
148	*Previo al inicio de las actividades de taponamiento, desmantelamiento o abandono, los Regulados deberán presentar a la Agencia el* ***Aviso de Cambio de Operaciones****.*	1	1	$1,598.35	$1,598.35	$1,598.35
156	*Dentro de los treinta días naturales posteriores a la conclusión de las actividades establecidas en el programa de desmantelamiento y abandono autorizado por la Agencia en cualquiera de sus dos modalidades, los regulados deberán presentar el Dictamen de un Tercero Autorizado sobre el cumplimiento del programa autorizado mediante el* ***Aviso de Cambio de Operaciones.***	2	1	$1,598.35	$3,196.7	$1,598.35
170	*Los regulados deberán presentar a la Agencia el* ***Aviso de Cambio de Operaciones****, utilizando el formato que la Agencia establezca para estos efectos, previo al inicio de cualquiera de las siguientes etapas:*	1	1	$1,598.35	$1,598.35	$1,598.35

[8] El tiempo requerido para preparar un Aviso de cambio de operaciones se deriva del formulario BSEE Solicitud de permiso para modificar (BSEE-0124), Control Nº 1014-0026 de OMB.

Cuadro E. Costos por el Aviso de cambio de operaciones (pesos).						
Artículo	**Aviso de cambio de operaciones**	**Horas requeridas[8]**		**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario**	
		Tierra	*Costa Afuera*		*Tierra*	*Costa Afuera*
	I. Movimiento y/o cambio de coordenadas de los equipos de perforación; *II. Perforación de Pozo;* *III. Desviación/Ventana;* *IV. Pozo de Alivio;* *V. Terminación de Pozo;* *VI. Prueba de Producción;* *VII. Estimulación;* *VIII. Inicio de Producción;* *IX. Profundización;* *X. Reentrada;* *XI. Cierre Operativo;* *XII. Taponamiento de Pozo;* *XIII. Desmantelamiento;* *XIV. Abandono, y* *XV. Verificación de Abandono.*					

8. *Aviso de inicio de actividades*

Para tal categoría, el anteproyecto en trato prevé la presentación de una notificación previa al inicio de actividades de las diferentes fases del ciclo de vida de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, así como al comienzo de las actividades de reconocimiento y exploración superficial. Al respecto, esa Secretaría describió que "*a través de los artículos 17, 27, 55, 61, 99, 109, 164, el lineamiento prescribe los requerimientos asociados con los avisos de inicio de actividades, y el artículo 176 que provee un resumen de la documentación a anexar que ha sido referencia en los artículos previamente mencionados. En resumen, todos estos artículos se refieren a un mismo proceso: la presentación de la notificación previa al inicio de actividades*".

Al respecto, considerando el análisis efectuado por la Dependencia para el cálculo de los costos que aquí respecta, esa SEMARNAT incluyó lo siguiente:

Cuadro F. Costos por el Aviso de inicio de actividades (pesos).						
Artículo	**Aviso de Inicio de Actividades**	**Horas requeridas**		**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario**	
		Tierra	*Costa Afuera*		*Tierra*	*Costa Afuera*
17	*Los regulados deberán acreditar ante la Agencia, cuarenta y cinco días hábiles previo al inicio de cualquier actividad, que el análisis de riesgo de la etapa de ingeniería de detalle incluye aquellos propios del proyecto y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado, mediante un dictamen emitido por un Tercero Autorizado.* *El dictamen deberá presentarse como parte del* ***Aviso de Inicio de Actividades***	*1*	*1*	*$1,598.35*	*$1,598.35*	*$1,598.35*

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Cuadro F. Costos por el Aviso de inicio de actividades (pesos).						
Artículo	**Aviso de Inicio de Actividades**	**Horas requeridas**		**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario**	
		Tierra	*Costa Afuera*		*Tierra*	*Costa Afuera*
27	*Previo al inicio de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, los regulados deberán presentar el* ***Aviso de Inicio de Actividades*** *a la Agencia, en el cual deberán incluir la autorización expedida por la Comisión, incluyendo el plan de trabajo autorizado de las actividades específicas.*	*0.5*	*0.5*	*$1,598.35*	*$799.18*	*$799.18*
55	*Los regulados deberán acreditar ante la Agencia, cuarenta y cinco días hábiles previos al inicio de cualquier actividad, que la ingeniería de detalle de un proyecto nuevo o modificado de exploración o extracción, es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas y estándares nacionales e internacionales, mediante un dictamen emitido por un Tercero Autorizado. El dictamen deberá presentarse como parte del* ***Aviso de Inicio de Actividades****.*		*2*	*$1,598.35*		*$ 3,196.70*
61	*Los regulados deberán presentar a la Agencia en el* ***Aviso de Inicio de Actividades****, los planes de diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento, inspección y verificación de las MODU que utilizarán en la perforación de pozos. Dichos planes deberán ser realizados de conformidad con lo establecido en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia, y deberán estar acompañados por lo siguiente:* I. *Resumen sobre el diseño de ingeniería:* II. *El propósito de las Instalaciones:*		*8*	*$1,598.35*		*12,786.82*
99	*Los regulados deberán documentar y presentar a la Agencia, en el* ***Aviso de Inicio de Actividades****, la documentación sobre el diseño de los equipos de seguridad y prevención de contaminación.*		*1*	*$1,598.35*		*$1,598.35*
109	*Los regulados deberán acreditar ante la Agencia, que la ingeniería básica extendida o de detalle de un proyecto nuevo o modificado de exploración o extracción, es en acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas y estándares nacionales e internacionales, mediante un dictamen emitido por un Tercero Autorizado. El dictamen deberá presentarse como parte del* ***Aviso de Inicio de Actividades****.*	*1*		*$1,598.35*	*$1,598.35*	

Cuadro F. Costos por el Aviso de inicio de actividades (pesos).						
Artículo	**Aviso de Inicio de Actividades**	**Horas requeridas**		**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario**	
		Tierra	*Costa Afuera*		*Tierra*	*Costa Afuera*
164	*En el caso de gas natural asociado, los Regulados deberán presentar en* ***el Aviso de Inicio de Actividades****, el análisis técnico-económico y el programa de aprovechamiento de Gas Natural Asociado aprobado por la Comisión.*	*0.2*	*0.2*	*$1,598.35*	*$319.67*	*$319.67*
167	*Los regulados deberán contar con un directorio actualizado, y presentarlo a la Agencia en el* ***Aviso de Inicio de Actividades*** *de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos, con los siguientes elementos:* *I. Domicilio para oír y recibir notificaciones ubicado en territorio nacional;* *II. Ubicación del sitio en donde se administra el área contractual o de asignación y el campo, y* *III. Ubicación de las Instalaciones y centros de trabajo empleados para administrar y operar el área contractual o de asignación y el campo.* *Los regulados deberán implementar un mecanismo para la consulta del directorio actualizado, que permita a la Agencia el acceso a la información del directorio en cualquier momento.*	*0.2*		*$1,598.35*	*$319.67*	
169	*Previo al inicio de las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración, o extracción los regulados deberán presentar el* ***Aviso de inicio de actividades*** *a la Agencia, para lo cual deberán presentar el formato que la Agencia establezca para estos efectos, adjuntando los documentos que resulten aplicables a las modalidades siguientes:* *Modalidad 1. Para actividades de reconocimiento y exploración superficial:* *I. Copia del documento que contenga la autorización de actividades de reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos emitido por a la Comisión;* *II. Plan de Trabajo que contenga la descripción detallada de los trabajos a realizar como parte de sus actividades, y* *III. Mecanismo para la consulta del directorio actualizado.*	*2*	*4*	*$1,598.35*	*$3,196.70*	*$6,393.41*

Cuadro F. Costos por el Aviso de inicio de actividades (pesos).						
Artículo	**Aviso de Inicio de Actividades**	**Horas requeridas**		**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario**	
		Tierra	*Costa Afuera*		*Tierra*	*Costa Afuera*
	Modalidad 2. Para actividades de exploración o extracción: *I. Documento que contenga la descripción de los trabajos a realizar como parte de sus actividades de exploración y extracción;* *II. Dictamen emitido por un Tercero Autorizado que acredite que la ingeniería de detalle de un proyecto nuevo o modificado de exploración o extracción, es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas y estándares nacionales e internacionales;* *III. En su caso, la evaluación técnica comparativa de las prácticas operativas y estándares propuestos contra los obligatorios, y la documentación soporte correspondiente que demuestre su equivalencia o superioridad;* *IV. Para el caso de Pozos, documento integrado del diseño del pozo, propuesta del programa de perforación final y copia simple de la resolución de autorización de perforación de pozo así como sus anexos, emitida por la Comisión;* *V. Planes de diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento, inspección y verificación de las MODU que utilizarán en la perforación de pozos, en caso de actividades costa afuera, incluyendo:* *a. Resumen sobre el diseño de ingeniería, y* *b. Propósito de las Instalaciones.* *VI. Documentación sobre el diseño de los equipos de seguridad y prevención de contaminación;* *VII. Programa de Aprovechamiento de gas natural asociado aprobado por la comisión y el análisis técnico-económico utilizado para su elaboración, cuando aplique, y* *VIII. Mecanismo para la consulta del directorio actualizado.*					

Nota: Los costos fueron calculados de conformidad con lo dispuesto en el informe BSEE *"Operaciones de petróleo y gas y sulfuro en el zócalo continental exterior – Sistemas de prevención de explosiones y control de pozos, análisis de impacto regulador inicial", del Departamento del Interior de Estados Unidos de Norteamérica.*

9. *Monitoreo de estudios sísmicos costa afuera*

Sobre tal clasificación, esa SEMARNAT expresó que el anteproyecto de mérito "*impone obligaciones de costos incrementales para la prospección y el reconocimiento superficial. Los artículos 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39 y 40 se agrupan porque constituyen partes del mismo proceso relacionado con la exploración costa afuera. Cada artículo de este grupo cubre las obligaciones que la parte regulada debe llevar a cabo para garantizar la protección de los mamíferos marinos*".

De igual forma, considerando la información de las tarifas calculadas para la presente sección, esa SEMARNAT destacó lo siguiente:

Cuadro G. Costos por monitoreo de estudios sísmicos costa afuera (pesos).				
Artículo	***Monitoreo en costa afuera para la actividad sísmica***	***Horas requeridas***	***Costo de Hora de Trabajo***	***Costo Unitario***
33	*Los regulados deberán contar con un mecanismo para detectar la presencia de especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya, así como las de fauna silvestre, e implementar mecanismos de monitoreo, protección, rescate y reubicación de las especies de acuerdo a la normatividad vigente.*	*100*	*$ 1,598.35*	*$ 159,835*
34	*Los regulados deberán considerar los periodos de migración, reproducción o cría de las especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya, así como las de fauna silvestre que se encuentren en el área de estudio y las medidas de mitigación a realizar durante las actividades de reconocimiento y exploración superficial, a efecto de eliminar o mitigar el daño a la flora y fauna que se pueda generar con motivo de la realización de estas actividades.*	*Costo registrado de acuerdo al Artículo 33*		
35	*Los Regulados no podrán realizar prospecciones sísmicas simultáneas, limitando la operación de la fuente de energía sísmica a una sola embarcación, en las áreas donde la presencia de especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010 no sea clara para permitir el establecimiento de restricciones espaciales.*	*Costo no cuantificable*		

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
COORDINACIÓN GENERAL DE MEJORA REGULATORIA SECTORIAL

Cuadro G. Costos por monitoreo de estudios sísmicos costa afuera (pesos).				
Artículo	**Monitoreo en costa afuera para la actividad sísmica**	**Horas requeridas**	**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario**
36	*Los regulados deberán implementar el Método Acústico Pasivo en periodos de oscuridad, baja visibilidad (como lluvia, o niebla), o durante periodos en los que el estado del mar no sea propicio para la observación visual, esto con la finalidad de minimizar el impacto proveniente de la Fuente de Energía Sísmica.*	*168*	*$ 1,027.23*	*$ 172,574.30*
37	*Los regulados deberán contar en todo momento con un equipo de PSO, de tal manera que las actividades de observación se realicen durante las veinticuatro horas del día.*	*Costo registrado de acuerdo al Artículo 36*		
38	*Los PSO deberán contar con un curso oficial, reconocido nacional o internacionalmente, o con experiencia como PSO (o en su caso, con experiencia en estudios de abundancia mediante técnicas de transecto lineal, de acuerdo a lo establecido en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia y que será implementado en el Proyecto, respecto a la determinación de la competencia, capacitación y entrenamiento del personal), o en su caso, con experiencia en estudios de abundancia mediante técnicas de transecto lineal.*	*Costo registrado de acuerdo al Artículo 36*		
39	*Todo el personal que realice las actividades propias a las de un PSO, deberá contar con el entrenamiento y capacitación en observación e identificación de especies, medición de distancias y conocimiento de los procesos aplicables al área en la que se pretenda llevar a cabo las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial marina.*	*Costo registrado de acuerdo al Artículo 36*		
40	*Los PSO requerirán la interrupción de las actividades al mando operativo, y éste a su vez a la tripulación y al equipo técnico encargado del desarrollo de las actividades de reconocimiento y exploración superficial marina, en caso de observar alguna especie enlistada en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya, dentro de la Zona de Exclusión*	*Costo no cuantificable*		

Nota: Los costos fueron calculados de conformidad con lo dispuesto en el informe BSEE *"Operaciones de petróleo y gas y sulfuro en el zócalo continental exterior – Sistemas de prevención de explosiones y control de pozos, análisis de impacto regulador inicial", del Departamento del Interior de Estados Unidos de Norteamérica.*

10. Revisión de seguridad pre-arranque

En lo que corresponde a dicha categoría, esa Secretaría señaló que previo a la puesta en marcha de una instalación utilizada para actividades de reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos, los regulados deberán llevar a cabo una revisión de seguridad previa a la puesta en marcha, para lo cual, se calcula un total de 20 horas de trabajo de ingeniería industrial de nivel medio para realizar la revisión previa a la puesta en marcha de las instalaciones para cada bloque. Éste es un costo único que aplica a cada instalación nueva. Al respecto, el siguiente cuadro contiene el costo unitario para dicha obligación:

Cuadro H. Costos por revisión de seguridad de arranque (pesos)						
Artículo	***Revisión previa a la puesta en marcha***	***Horas requeridas[9]***		***Costo de Hora de Trabajo***	***Costo Unitario***	
		Tierra	***Costa Afuera***		***Tierra***	***Costa Afuera***
25	*Previo al inicio de operación de cualquiera de las instalaciones los regulados deberán efectuar la revisión de seguridad de pre-arranque,*	*20*	*20*	*$1,598.35*	*$31,967*	*$31,967*

11. Análisis de riesgos - exploración y extracción de hidrocarburos costa afuera y en tierra, y reconocimiento y exploración superficial

En esta categoría, el anteproyecto en comento dispone requerimientos como la realización de un análisis de riesgos de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como de las actividades de reconocimiento y exploración superficial. Al respecto, la autoridad indicó que dicho análisis se comprende de dos etapas:

1. *Identificación de los peligros que tienen el potencial de causar un accidente mayor.*
2. *Evaluación detallada y sistemática del riesgo asociado a cada uno de los peligros, incluyendo su probabilidad de ocurrencia y las consecuencias de los accidentes mayores que pudiera generar.*

En este sentido, esa Secretaría incorporó el siguiente cuadro a efecto de identificar de manera específica la obligación que se establece en el artículo con la actividad:

Cuadro I. Obligaciones relacionadas con el análisis de riesgos			
Artículo	***Obligación***	***Tipo***	***Actividad***
10	*Además de pedir al regulado la realización del análisis de riesgos de manera integral, indica que se debe usar una metodología aceptada y reconocida para la identificación de peligros, y las etapas y situaciones que mínimamente se deberán considerar para su realización.*	*General – basado en desempeño.*	*Todas*
11	*Indica los elementos que se deberán considerar para la identificación de peligros de manera particular para las actividades de reconocimiento y exploración superficial.*	*General – basado en desempeño*	*Reconocimiento y exploración superficial*

[9] Basado en la evaluación de IHS de horas necesarias para realizar esta tarea.

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Cuadro I. Obligaciones relacionadas con el análisis de riesgos			
Artículo	**Obligación**	**Tipo**	**Actividad**
12	*Indica los elementos que se deberán considerar para la identificación de peligros de manera particular para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.*	*General – basado en desempeño*	*Exploración y extracción de hidrocarburos*
13	*Indica que la etapa de evaluación de los riesgos se debe realizar tomando en cuenta la probabilidad de ocurrencia y la severidad del impacto del evento de riesgo, y lista los criterios a tomar en cuenta en el proceso, así como el tipo de métodos que podrá usarse para realizar la evaluación de los riesgos*	*General – basado en desempeño*	*Todas*
14	*Aparte de solicitar la conservación de información particular, este artículo indica a los regulados que situaciones en particular deben considerar para la determinación de riesgos e impactos en la realización de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos*	*General – basado en desempeño*	*Exploración y extracción de hidrocarburos*
15	*Aparte de solicitar la conservación de información particular, este artículo indica a los regulados que tipo de estudios deben tomarse en cuenta para el análisis de riesgos.*	*General – basado en desempeño*	*Exploración y extracción de hidrocarburos*
16	*Indica que el análisis de riesgos no solo debe considerar las instalaciones propias para exploración y extracción de hidrocarburos, sino también los medios para transporte y movilización de los mismos.*	*General – basado en desempeño*	*Exploración y extracción de hidrocarburos*

De conformidad con el análisis previo, esa Secretaría señaló que los costos derivados del análisis de riesgos se realizarán por única ocasión y pudieran ser calculados de acuerdo a lo siguiente:

Cuadro J. Costo del análisis de riesgo	
Actividad	**Costo unitario**
Reconocimiento y Exploración Superficial (Artículos 10, 11 y 13)	*$904,250*
Exploración y Extracción de Hidrocarburos Costa Afuera (Artículos 10, 12, 13, 14, 15 y 16)	*$361,700*
Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Tierra (Artículos 10, 12, 13, 14, 15 y 16)	*$180,850*

Fuente: SEMARNAT, basada en información propietaria de IHS.

12. Gestión de riesgos.

Sobre esta sección de costos, el regulador indicó que derivado de la propuesta regulatoria se imponen obligaciones relacionadas con la mitigación de riesgos e impactos en los diversos capítulos y artículos que versan sobre la gestión de riesgos mediante la combinación de disposiciones basadas en el rendimiento general, y disposiciones híbridas que unen el método de fijación de objetivos con el método prescriptivo. En este tenor, esa Dependencia adicionó que "*las obligaciones derivadas de los artículos 7, 8, 19, 20, 21, 22, 24, 29, 30, 32, 43, 44, 45, 46, 52, 53, 57, 58, 59, 62, 63, 65, 67, 69, 73, 74, 75, 76, 79, 80, 89, 90, 92, 101, 102, 106, 111, 112, 114, 116, 119, 120, 121, 125, 126, 127, 129, 130, 132, 134, 135, 138, 139, 140, 151, 152, 153, 160, 161 son parte del mismo proceso de gestión de riesgos e impactos*", por lo que "*las obligaciones anteriores mencionan 59 artículos basados en el desempeño. Estos se refieren a la cadena de valor de la exploración y explotación de hidrocarburos*", por lo que "*las obligaciones de estas disposiciones son difíciles de cuantificar individualmente; sin embargo si*

2

se combinan forman parte del proceso de gestión de riesgos que realizan las entidades reguladas durante las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de instalaciones. Como tales, han sido agrupadas y la carga de los costos ha sido considerada en su totalidad. Este método también refleja la forma que siguen las entidades reguladas en la gestión de riesgos y sus impactos. Los riesgos asociados con la exploración y extracción de hidrocarburos se administran a través de un método integral que considere la probabilidad de eventos peligrosos y las consecuencias de los fallos".

Aunado a lo expuesto en el párrafo anterior, derivado de la MIR correspondiente, esta COFEMER observa que esa Secretaría analizó los artículos relacionados a esta categoría clasificando el tipo de obligación que implicaba cada disposición a fin de brindar el costo aproximado a cada una. En consecuencia, esa Dependencia concluyó con el siguiente cuadro:

Cuadro K. Costos asociados a la gestión de riesgos	
Gestión de riesgos	***Costo por proyecto[10] (pesos)***
Costa Afuera E&E	*$ 904,250.00*
Terrestre E&E	*$ 361,700.00*
Exploración superficial terrestre y costa afuera	*$ 180,850.00*

Asimismo, esa SEMARNAT señaló que las tarifas anteriores son aplicables en función al proyecto que se pretende desarrollar, ya que "*el costo asociado con el proceso de gestión de la seguridad varía de acuerdo con la ubicación, el tamaño del proyecto y la complejidad de las instalaciones. Las proyecciones de costos presentadas en este informe se basan en las estimaciones de los promedios de la industria realizadas por IHS en lo que respecta al análisis y gestión de riesgos de las actividades de exploración y extracción terrestre y costa afuera, así como para las actividades de reconocimiento y exploración superficial, tanto terrestre, como costa afuera*".

13. Dispositivo de vigilancia meteorológica

En lo que respecta a esta categoría y de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del anteproyecto regulatorio donde se establece el uso de un mecanismo de monitoreo de las condiciones climatológicas y oceanográficas mientras se llevan a cabo actividades de exploración de superficie en altamar.

En esta tesitura, este requisito implica un costo fijo único por barco de prospección para dicho equipo de aproximadamente $9.042,50 pesos ($500 dólares), Este valor está basado en el costo medio aproximado de las estaciones climatológicas en altamar disponibles actualmente, lo cual se describe en el siguiente cuadro:

[10] IHS estimación del costo promedio del proceso de gestión de riesgos para la industria del petróleo y el gas.

Cuadro L. Costo asociado al dispositivo de vigilancia meteorológica (pesos)		
Artículo	**Exploración en superficie-Dispositivo de monitoreo climático**	**Costo Monetario Fijo[11]**
23	*Los regulados deberán actualizar su calendario de trabajos para evitar condiciones climatológicas severas, tales como huracanes y tormentas tropicales.* *Para este efecto, deberán contar con un mecanismo para el seguimiento y monitoreo de las condiciones climatológicas y oceanográficas, en su caso, del área de estudio.*	$9,042.50

14. Pruebas de Producción y Equipo

En lo que respecta a esta categoría, se hace alusión a la obligación de realizar pruebas de producción y equipo para la perforación en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos dependiendo el área geográfica en la cual operen, así como las medidas que se deberán verificar. En este sentido, en el cuadro # se describen los requisitos necesarios para cada prueba y la información de su costo asociado generados; lo anterior, tomando en cuenta el tiempo que tomará realizarlas, utilizando una tarifa por hora de $1,598.35 pesos para un ingeniero industrial de rango medio[12].

Cuadro M. Costos por pruebas de producción y equipo (pesos).						
Artículo	**Pruebas de Producción y Equipo**	**Horas requeridas[13]**		**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario**	
		Tierra	**Costa Afuera**		**Tierra**	**Costa Afuera**
82	*Los regulados deben realizar pruebas a los equipos críticos identificados en su análisis de riesgos, incluyendo, los preventores, el sistema acústico, el ROV y las conexiones superficiales de control de pozos, así como a las recomendaciones del fabricante*	1	1	$ 1,598.35	$ 1,598.35	$ 1,598.35
85	*El conjunto de los preventores y los componentes del sistema de prevención deberán ser diseñados, instalados, mantenidos y probados de acuerdo a su programa establecido, para asegurar su funcionamiento así como el control del Pozo en las condiciones y máximas presiones esperadas.*					
105	*Los regulados deberán conducir pruebas de funcionamiento del sistema de manejo de los fluidos de perforación cada vez que la operación lo requiera, y conservar el registro de los resultados para ser presentados a la Agencia cuando ésta los*					

[11] Basado en la evaluación de IHS de las estaciones de medida climatológica en altamar disponibles actualmente.

[12] Derivada del **informe BSEE *"Operaciones de petróleo y gas y sulfuro en el zócalo continental exterior – Sistemas de prevención de explosiones y control de pozos, análisis de impacto regulador inicial"*, del Departamento del Interior de Estados Unidos de Norteamérica.** Los costos derivados del análisis realizado por el gobierno de EU. representan salarios internacionales de ingenieros en la industria del petróleo y gas, por lo cual, con la emisión de la Reforma Energética se anticipa que las empresas que operarán en México utilizarán las mismas estructuras salariales.

[13] Estimación de IHS Energy.

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
COORDINACIÓN GENERAL DE MEJORA REGULATORIA SECTORIAL

Cuadro M. Costos por pruebas de producción y equipo (pesos).						
Artículo	**Pruebas de Producción y Equipo**	**Horas requeridas[13]**		**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario**	
		Tierra	**Costa Afuera**		**Tierra**	**Costa Afuera**
	solicite. Cualquier acción correctiva identificada durante las pruebas deberá implementarse antes de continuar la perforación.					
142	*Durante la prueba de producción, los regulados deberán:* *I. Restringir las operaciones de izaje;* *II. Verificar que la presión máxima de prueba de las herramientas y tuberías no exceda los límites establecidos por los fabricantes;* *III. Cerciorarse que el equipo de prueba de producción tenga acceso irrestricto al pozo, y* *IV. Se mantengan todos los dispositivos de seguridad tales como medidores de explosión de gas, detectores de hidrógeno, equipos de respiración autónoma, detectores portátiles de H_2S y radios portátiles en contacto con el cuarto de control.* *V. Manejar los fluidos del Yacimiento producidos en las pruebas de producción conforme a la normatividad aplicable.*	*6*	*6*	*$ 1,598.35*	*$ 9590.10*	*$ 9590.10*

15. Capacitación

Relativo a la presente categoría, la propuesta regulatoria en su artículo 41 establece la obligación para los sujetos regulados de contar con la capacitación de un técnico a cargo del *Monitoreo Acústico Pasivo* durante la exploración de superficie costa afuera. En este sentido, esa Dependencia, cálculo los costos derivados de dicha capacitación considerando que la mayor parte de este tipo de cursos resulta en un tiempo aproximado de 30,73 horas, en el cuadro # se detallan los costos derivados de dicha obligación:

Cuadro N. Costos asociados a la capacitación (pesos).				
Artículo	**Capacitación**	**Horas requeridas[14]**	**Costo de Hora de Trabajo**	**Costo Unitario**
41	*El técnico PAM deberá contar con entrenamiento formal en un curso oficial, reconocido nacional o*	*30.73*	*$1,027.23*	*$31,566.72*

[14] Examen de sectores de océano: Curso de operador de monitoreo acústico pasivo (más hotel y vuelos).

	internacionalmente, o experiencia como técnico PAM.			

16. Verificación

Por lo referente a este rubro, esa Secretaría indicó que la propuesta regulatoria en comento dispone "*obligaciones relacionadas con la verificación de diversos aspectos de las actividades de exploración y producción en tierra y costa afuera, incluyendo el diseño, fabricación y planos de construcción, integridad mecánica, verificación de abandono, principalmente*".

Para las estimaciones conducentes, esa Dependencia señaló que "*debido a la falta de datos históricos relacionados con la verificación e inspección en México para la industria petrolera, en la evaluación de los costos asociados a la verificación e inspecciones realizadas por terceros al regulador o entidad regulada, se basó en parte en estimaciones de costos utilizados por la Oficina de Seguridad y Cumplimiento Ambiental de los Estados Unidos (BSEE por sus siglas en inglés, US Bureau of Safety and Environmental Enforcement)*". En este sentido, "*tales costos reflejan el costo para la industria en los EE.UU. y en todo el mundo y se anticipa que se aplicaran costos similares a la industria del petróleo y gas en México. Los datos de costos del BSEE mostraron el costo promedio ponderado de las auditorías a través de 130 operadores en los EE.UU., realizadas cada 3 años por el operador. El costo promedio ponderado de la auditoría se ha ajustado a la inflación y se divide entre 3 para calcular un promedio anual aplicado por bloque activo. Lo anterior se utilizó como fuente para determinar el costo de permitir el acceso a los inspectores indicado en el artículo 184*".

Del mismo modo, esa Dependencia destacó que "*en relación al costo de verificación de los preventores, en conformidad con el artículo 84, se basó en la estimación de los costos del gobierno de Estados Unidos para el costo de verificación BOP por pozos en aguas profundas, ajustado a la inflación de 2016. Hemos eliminado de este análisis, el costo de la verificación de las válvulas y componentes del sistema. Las válvulas y los componentes de los sistemas (55% del costo BOP) se contabilizan como parte del artículo 86 dentro de la actividad de costos Sistemas de Gestión de la Seguridad y Equipos. IHS Energy estima que el 25% de los pozos se perforan con BOPS submarinos, por lo tanto, el costo de verificación en aguas poco profundas es el 25% del coste de aguas profundas*".

Por otra parte "*el costo de verificación de las barreras mecánicas y la integridad de pozos en aguas profundas del artículo 66 también se deriva de las estimaciones del gobierno de Estados Unidos. Para los pozos en aguas someras, el costo se ajustó para tener en cuenta los costos relativos entre los pozos en aguas profundas y en aguas someras*".

De la misma forma, de acuerdo con lo señalado en la MIR correspondiente la autoridad expresó que "*el costo asociado con la verificación y certificación de FPSO (artículo 78) se basa en estimaciones de IHS en costos similares a la industria. Actualmente sólo hay un FPSO en México. El pronóstico asume la dependencia de otras plataformas en alta mar y sólo 1 FPSO nuevo en 2021. Por lo tanto, el costo incurrido para realizar dicha comprobación es un costo único de una sola vez en el período próximo de 10 años*". En este tenor, tal como se indica en la MIR "*una tarifa por hora en la industria de $ 1,598.35 MXN para un ingeniero industrial de nivel medio, con datos del Departamento del Interior de Estados Unidos, el informe de BSEE " Operaciones de Petróleo, Gas y Azufre en la plataforma continental exterior - Sistemas de prevención de explosiones y Control de Pozos, análisis del impacto reglamentario inicial, 03 de abril de 2015." Los costos derivados del análisis realizado*

por el gobierno de Estados Unidos representan los salarios internacionales de ingeniería para la industria del petróleo y gas. Con la apertura a las inversiones del sector del petróleo y gas en México a empresas internacionales, se anticipa que estas empresas que van a invertir en México utilizarán las mismas estructuras salariales".

Con el objetivo de clarificar lo indicado en el párrafo anterior, la autoridad incluyó un desglose del cálculo para obtener la cifra de costos, conforme lo siguiente:

Cuadro O. Costos asociados a la verificación						
				Costo Unitario		
Articulo	Categoría de Obligación	Horas	Costo Fijo	Aguas Profundas	Aguas Someras	Terrestre
55	Requiere verificación de ingeniera del proyecto por parte de un Tercero. Aplica a actividades costa afuera.		$36,170	$36,170	$36,170	
56	Describe la obligación de presentar un dictamen de un Tercero Autorizado. Aplica a actividades costa afuera.	El costo se representó en el artículo 156				
61	Establece el requerimiento de un plan de verificación	2		$3,196.70	3,196.70	
66	Establece el requerimiento de verificación de integridad mecánica de instalaciones. Aplica a actividades costa afuera.		X	$235,105	$144,680	
78	Establece el requerimiento de verificación de FPSOs. Complementa la obligación del Artículo 61. Aplica a actividades costa afuera.		X	$9,042,500		
84	Establece el requerimiento de verificación de sistema de preventores. Aplica a actividades costa afuera.		X	$310,092	$77,523	
100	Establece la obligación de verificación de integridad mecánica de pozos previa de inicio de operaciones de estimulación. Aplica a actividades costa afuera.			$54,255	$54,255	
109	Requiere verificación de ingeniera del proyecto por parte de un Tercero. Aplica a actividades terrestres. Es igual al		x			$36,170

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Cuadro O. Costos asociados a la verificación

Artículo	Categoría de Obligación	Horas	Costo Fijo	Costo Unitario		
				Aguas Profundas	Aguas Someras	Terrestre
	requerimiento de artículo 55 que aplica a las actividades costa afuera.					
115	*Establece requerimiento similar al Artículo 66. Aplica a actividades terrestres.*		*x*			*$36,170*
124	*Establece el requerimiento de verificación de sistema de preventores. Establece requerimiento similar al Artículo 84. Aplica a actividades terrestres.*		*x*			*$36,170*
141	*Establece el requerimiento de verificación de integridad previa a la prueba de producción.*	*2*		*$3,196.70*	*$3,196.70*	*$3,196.70*
156	*Establece el requerimiento de verificación de cumplimiento con el programa de abandono.*		*x*	*$36,170*	*$36,170*	*$36,170*
170	*Refuerza la misma obligación establecida en el Artículo 156.*	*El costo se representó en el artículo 156*				
172	*Establece la obligación de certificación de planes de diseño, fabricación y construcción de nuevas instalaciones y/o sus modificaciones.*	*El costo se representó en los artículos 55 y 109 para costa afuera y en tierra, respectivamente.*				
181	*Obligación para establecer mecanismos de verificación de las instalaciones.*	*El costo se representó en los artículos 61 y 141 para costa afuera y en tierra, respectivamente.*				

Anexo 2. Metodología empleada para el cálculo de costos

Con base en las categorías identificadas por esa SEMARNAT, y en consecuencia la estimación de los costos derivados para cada una de estas (ver anexo 1), esa Dependencia identificó en la MIR correspondiente, así como en sus documentos anexos, que las proyecciones de los costos totales se basaron de los siguientes supuestos:

- *Pozo Nuevos = Números de pozos perforados cada año.*
- *Pozos Todos (Activos) = Pozos nuevos del año corriente X tasa de éxito (80%) + los pozos activos del año previo (año de inicio 2017 – se refiere a los pozos activos en 2016).*
- *Pozos desmantelamiento = 3% de los pozos activos X pozos activos del año previo + porcentaje de pozos secos X nuevos pozos del año corrientes.*
- *Plataformas de perforación = pozos nuevos perforados / pozos perforados por plataforma.*
- *Contratos de E&E nuevos = Número de bloques licitados X tasa de asignación (35%).*
- *Contratos todos (Activos) = Contratos nuevos del año corriente + Contratos activos del año previo (año de inicio 2017 – se refiere a las asignaciones activas de Pemex en 2016).*

Aunado a lo anterior, esa Dependencia describió en el siguiente cuadro las características conforme se calcularon los costos totales, contar con las características realizadas, a fin de proceder con las proyecciones finales.

Cuadro P. Supuestos					
No	**Cuantificación del costo**	**Tipo de costo (monetario o tiempo)**	**Frecuencia**	**Unidad de aplicación**	**Tipo de unidad de aplicación**
1	Costo monetario anual por Todos Bloques	Monetario	Anual	Bloques	Todos
2	Costo monetario una vez por Todos Bloques	Monetario	Una vez	Bloques	Todos
3	Costo monetario una vez por Nuevos Bloques	Monetario	Una vez	Bloques	Nuevos
4	Costo monetario una vez por Pozos Abandonados	Monetario	Una vez	Pozos	Abandonado
5	Costo monetario una vez por Nuevos Pozos	Monetario	Una vez	Pozos	Nuevos
6	Días plataforma una vez por Pozos Nuevos	Días plataforma	Una vez	Pozos	Nuevos
7	Tiempo (horas) anual por Todos Bloques	Tiempo	Anual	Bloques	Todos
8	Tiempo (horas) anual por Todos Pozos	Tiempo	Anual	Pozos	Todos
9	Tiempo (horas) una vez por Todos Bloques	Tiempo	Una vez	Bloques	Todos
10	Tiempo (horas) una vez por Nuevos Bloques	Tiempo	Una vez	Bloques	Nuevos
11	Tiempo (horas) una vez por Todos Pozos	Tiempo	Una vez	Pozos	Todos
12	Tiempo (horas) una vez por Pozos Abandonados	Tiempo	Una vez	Pozos	Abandonado
13	Tiempo (horas) una vez por Pozos Nuevos	Tiempo	Una vez	Pozos	Nuevos
14	Costo monetario anual por Plataforma Todas	Monetario	Anual	Plataforma	Todos
15	Costo monetario anual por Pozos Todos	Monetario	Anual	Pozos	Todos

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER
Comisión Federal de Mejora Regulatoria

16	Costo monetario una vez por FPSO Nuevo	Monetario	Una vez	FPSO	Nuevos

En consecuencia, derivado de las características descritas anteriormente cada cálculo para determinar los costos fue cuantificado siguiendo la siguiente formula:

Cuadro Q. Fórmulas

No	Cuantificación del costo	Fórmula
1	Costo monetario anual por Todos Bloques	$ monto X número de bloques activos
2	Costo monetario una vez por Todos Bloques	$ monto X número de bloques activos (solo 2017) + $ monto X número de bloques nuevos(2018+)
3	Costo monetario una vez por Nuevos Bloques	$ monto X número de bloques nuevos
4	Costo monetario una vez por Pozos Abandonados	$ monto X número de pozos cerrados
5	Costo monetario una vez por Nuevos Pozos	$ monto X número de pozos nuevos
6	Días plataforma una vez por Pozos Nuevos	Fracción del día X Número de pozos nuevos X tasa de plataforma por día
7	Tiempo (horas) anual por Todos Bloques	Fracción del día X Número de taladros X tasa de plataforma por día
8	Tiempo (horas) anual por Todos Pozos	# horas X salario por hora X número de pozos activos
9	Tiempo (horas) una vez por Todos Bloques	# horas X salario por hora X número de bloques activos (solo 2017) + # horas X salario por hora X número de bloques nuevos(2018+)
10	Tiempo (horas) una vez por Nuevos Bloques	# horas X salario por hora X número de bloques nuevos
11	Tiempo (horas) una vez por Todos Pozos	# horas X salario por hora X número de pozos activos (solo 2017) + # horas X salario por hora X número de pozos nuevos (2018+)
12	Tiempo (horas) una vez por Pozos Abandonados	# horas X salario por hora X número de pozos cerrados
13	Tiempo (horas) una vez por Pozos Nuevos	# horas X salario por hora X número de pozos nuevos
14	Costo monetario anual por Plataforma Todas	$ monto X número de taladros
15	Costo monetario anual por Pozos Todos	$ monto X número de pozos activos
16	Costo monetario una vez por FPSO Nuevo	$ monto X número de FPSOs nuevas

Finalmente, la SEMARNAT indicó que para el cálculo final de los costos utilizó las siguientes premisas:

Cuadro R. Premisas

Premisa	Valor	Descripción
Tasa de descuento	10%	La tasa usada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de México para evaluar los programas y proyectos de inversiones realizados por el gobierno federal
Periodo de evaluación	10 años	Siguiendo la metodología usada por el regulador de EUA, un horizonte de 10 años es el más apropiado para tener certeza razonable de la validez de los estimados de los costos y beneficios

COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA
DIRECCIÓN DE ADMINISTRACIÓN
05 DIC 2016
RECIBIDO
RUBRICA: