



DIRECCIÓN JURIDICA

JRL-LCF-CFP-B000183166

PETRÓLEOS MEXICANOS

Mtro. Mario Emilio Gutierrez Caballero

Director General de la Comisión
Federal de Mejora Regulatoria

Presente:



RODRIGO IGNACIO CHÁVEZ DEL CASTILLO, Apoderado Legal de Petróleos Mexicanos y de sus Empresas Productivas Subsidiarias, personalidad que acredité en el escrito presentado ante esa CONAMER el día 21 de agosto del presente año, señalando como domicilio para oír y recibir todo tipo de notificaciones y documentos el ubicado en avenida Marina Nacional número 329, piso 15 de la Torre Ejecutiva, código postal 11300, delegación Miguel Hidalgo, en esta Ciudad de México, autorizando a los profesionistas en derecho **DOLORES EDITH RODRÍGUEZ ÁLVAREZ, FABIOLA EDITH PÉREZ ALVAREZ Y JORGE ARMANDO ANAYA AYALA**, ante usted con el debido respeto comparezco para exponer:

Que por medio del presente escrito, se complementan los comentarios jurídicos a las *"DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos"* y se presentan los COMENTARIOS TÉCNICOS a las mismas consistentes en:

Análisis técnico de las "Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos"

1. RESUMEN PRINCIPAL DE ARGUMENTOS

- Compromiso excesivo del 80% y beneficio marginal
 - El compromiso Trilateral de 40-45% en la región, no es por país
 - La contribución de México es de tan sólo 16% a nivel regional
 - La emisión de México per cápita (3.1 ton CO₂eq/año) está muy por debajo de la de Canadá (15.1 ton CO₂eq/año) y de USA (16.5 ton CO₂eq/año)
 - Según la CCAC de Naciones Unidas la contribución del sector hidrocarburos es de 29% a nivel mundial contra 50% del ganado y la agricultura
- Se requiere poner en contexto la contribución nacional determinada de México y lo que implicaría la reducción de metano.
- No es gradual la regulación.

- El análisis costo beneficio presentado no es correcto. Los costos serían muy superiores a los beneficios. Los costos planteados son unitarios, como si la industria tuviera un sólo elemento de los equipos que se pretende regular.
- Petróleos Mexicanos debe responder a la generación de valor económico y rentabilidad para el estado mexicano.
- El metano no es un tóxico ambiental
- Es muy restrictiva en como llegar a la meta que se llegue a plantar. La disposición da poca flexibilidad y no reduce los costos para llegar a la meta. La meta no debería ser por instalación.
- Es importante que la regulación considere el decaimiento de los pozos petroleros.
- Los esquemas voluntarios no han sido agotados tales como las NAMAs o la participación del país y Pemex en la Coalición del Clima y Aire Limpio de Naciones Unidas.
- La regulación no considera la trayectoria de la política de mitigación al cambio climático del país. No vincula la disposición a la suma del país a la Coalición del Clima y Aire Limpio ni ha la trayectoria de iniciar un mercado de carbono.
- Es importante dejar abierta la puerta para la participación del sector en los mercados de carbono.
- No considera todas las mejores prácticas internacionales que Naciones Unidas a través de la Coalición del Clima y Aire Limpio ha trazado.
- Duplicidad en el requerimiento del Anexo VI del Registro Nacional de Emisiones.
- Falta un análisis de la información que se pudiera extraer de los requerimientos existentes
- Establecer criterios sobre quiénes estarán sujetos a la meta de reducción que fije la autoridad y quiénes podrán fijar su meta en función de sus medidas de mitigación implementadas.
- Que exista una conexión entre la meta de reducción global aplicable por Instalación y las medidas particulares a las que estamos obligados por las Disposiciones.
- Falta definir el término Instalación.
- Incluir criterios de costo beneficio en la definición de requerimientos de reducción de emisiones.
- Incluir criterios puntuales para poder obtener dispensa para un requerimiento.
- No es clara la distinción entre compuestos orgánicos volátiles y metano, pues en algunos casos no se especifica de cual se habla.

2. ANÁLISIS DEL ANEXO II IMPACTO REGULATORIO TIPIFICADO COMO DE ALTO IMPACTO CON ANÁLISIS DE IMPACTO EN LA COMPETENCIA Y ANÁLISIS DE RIESGOS

En cuanto al **APARTADO I.- DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS GENERALES DE LA REGULACIÓN**

En su numeral **1.- Describa los objetivos generales de la regulación propuesta**

Compromiso excesivo y beneficio marginal (80% vs 40-45% vs 22% vs 14%)

Resaltan dos compromisos internacionales a los que se ha sumado México para combatir el cambio climático y que la Agencia alude que esta regulación abonará a ellos:

- El Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático que tiene como fecha comprometida de cumplimiento el año 2030. A nivel nacional se planteó la meta de reducción de 22% para el año 2030 con respecto al año base 2013. En diferentes foros se ha considerado que el sector gas y petróleo contribuya con una reducción del 14% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto al año base (2013), sin hacer distinción entre emisiones de bióxido de carbono y emisiones de metano. Las DACG buscan una reducción mucho mayor (80% vs 22% nacional o 14% considerado para el sector gas y petróleo) en un tiempo mucho menor (2025 en lugar de 2030).
- En el Compromiso de los Líderes de América del Norte, Estados Unidos, Canadá y México se comprometen a reducir sus emisiones de metano en el sector de petróleo y gas en un rango de entre un 40 y 45% para el año 2025. Esta reducción es la mitad de la establecida en las DACG. El objetivo del Compromiso de los Líderes es coadyubar en el cumplimiento de las Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC).

La Agencia se limita a establecer los objetivos generales, así como la meta de reducción de emisiones de metano del 80%, argumentando compromisos de México en el marco de la “Alianza del clima, energía limpia y medio ambiente” con Estados Unidos y Canadá. Al respecto en el documento fuente que menciona la Agencia **no aparece en ninguna parte el compromiso de México de reducir el 80% de las emisiones de metano**, por lo que ese valor no tiene fundamento legal ni técnico y tampoco se ajusta a las mejores prácticas internacionales.

La Agencia también menciona que esta regulación establece acciones que permitirán identificar las fuentes y tipos de emisión de metano, cuantificar las emisiones de este gas, aplicar mecanismos de control basados en las mejores prácticas internacionales, además de establecer los procedimientos de reporte de las acciones implementadas y resultados obtenidos. Cabe señalar, que ya existen diversos instrumentos normativos para estas acciones, tal como lo señala la propia Agencia, aunque de manera parcial (porque no enlista todos los instrumentos existentes en la materia), los cuales se señalan en el numeral 3 de este APARTADO y que el país y Pemex participan en la Coalición del Clima y Aire Limpio de Naciones Unidas.

Así mismo, en la Declaración de Líderes de América del Norte (México, Canadá y Estados Unidos) que menciona la Agencia en este documento, se establece el compromiso tripartita de una meta entre el 40% a 45% para el 2025. En esta Declaración no se establecen metas específicas para cada país. En los tratados internacionales, incluido el de Kioto, se especifica que los países que más emiten tienen un mayor compromiso que los que emiten menos. En este sentido, México aporta menos del 8% de las emisiones totales de CO₂e de los tres países juntos (y menos del 16% de emisiones de Metano), por lo que su compromiso es de entenderse que debe ser proporcional a esa contribución tal como se indica en el segundo párrafo del tema de Reducción de Contaminantes Climáticos de Vida Corta de dicha Declaración.

De acuerdo a la clasificación de países y cifras de emisiones del Banco Mundial, México tiene una emisión promedio de CO₂ per cápita de 3.1 toneladas, lo cual no es comparable con las emisiones per-cápita de Canadá (15.1 toneladas) y de Estados Unidos (16.5 toneladas). Este es uno de los indicadores a nivel internacional que se consideran para la ponderación de los compromisos de reducción de emisiones, las cuales son mayores en los países desarrollados y menores en los países en vías de desarrollo como México.

Es claro que las metas establecidas a nivel nacional no concuerdan con los porcentajes que propone la Agencia. Además, no existe un análisis técnico que sustente que la implementación de las medidas establecidas en las DACG, son suficientes para lograr la reducción del 80% de las emisiones actuales del sector petróleo y gas.

En su numeral 2.- Describa la problemática o situación que da origen a la intervención gubernamental a través de la regulación propuesta

En este apartado la Agencia sólo transcribe una problemática nacional de los posibles efectos del Metano en diversas áreas geográficas, especialmente las grandes urbes, y zonas agrícolas, entre otros; no obstante, en ningún párrafo describe la existencia de una problemática atribuida al sector hidrocarburos ni su contribución en términos cualitativos o cuantitativos.

Por otro lado, la Agencia reconoce que la contribución de todo el sector de hidrocarburos en cuanto a Metano es del 15%, lo que representa sólo el 3.1% de las emisiones de CO₂e a nivel nacional, por lo que cualquier regulación dirigida sólo a este sector (hidrocarburos) no impactará en las metas de reducción a nivel nacional establecidas por la SEMARNAT, ya que no está considerando la contribución real de los diferentes sectores en cuanto a sus emisiones de Metano con respecto a la problemática de emisiones de CO₂e a nivel nacional.

Aun cuando se lograra la reducción del 100% de las emisiones de metano del sector, la contribución a nivel nacional para mitigar el cambio climático de acuerdo con los números planteados sería de tan sólo un 3%. El beneficio es marginal comparado con el costo y se tendrían importantes afectaciones en la competitividad del sector, en un mundo global.

Es importante poner en contexto la contribución del sector petróleo y gas a las emisiones de metano a nivel mundial y nacional. Según la CCAC, a nivel mundial, los combustibles fósiles contribuyen sólo con un 29% a las emisiones de metano, mientras que el ganado y agricultura con el 50% y el tratamiento de residuos y agua con un 20%. Para el caso de México de acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de 2015 las emisiones de metano del Sector Gas y Petróleo corresponden a 21,135.47 Mt CO₂e (14.9% del metano total), siendo las fuentes principales la "Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra" con 67,156.27 Mt (47.3%) y Residuos con 43,093.22 Mt (30.3%), por lo tanto de cumplirse la reducción unilateral del 80% de metano del sector hidrocarburos, pasaría sus emisiones a 4,227.09 Mt, pero sin un cambio en el resto de los sectores representaría una reducción global marginal.

En su numeral 3.- Indique el tipo de ordenamiento jurídico propuesto. Asimismo, señale si existen disposiciones jurídicas vigentes directamente aplicables a la problemática materia del anteproyecto, enumérelas y explique por qué son insuficientes para atender la problemática identificada:

En este numeral, la Agencia menciona sólo algunos de los instrumentos normativos para las emisiones atmosféricas (incluido el Metano); no obstante, omite otras que incluyen algunos aspectos relacionados con emisiones, como son:

- 1.- DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el

Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono de las Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural (DOF 90/07/2018).

2.- DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del sector hidrocarburos (DOF 04/11/2016).

3.- DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos (DOF 31/03/2017)

4.- 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 de Expendio al Público de Gas Natural, Distribución y Expendio al Público de Gas Licuado de Petróleo y de Petrolíferos (16/06/2017).

5.- NORMA Oficial Mexicana NOM-003-ASEA-2016, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por Ductos (18/08/2017).

6.- Licencia Ambiental Única (LAU): Autorización basada en la regulación para la operación y funcionamiento de las fuentes fijas de jurisdicción federal en materia de atmósfera.

7.- Cédula de Operación Anual (COA): Trámite para reportar las emisiones y transferencias de los establecimientos sujetos a reporte de competencia federal.

8.- ACUERDO que establece los gases o compuestos de efecto invernadero que se agrupan para efectos de reporte de emisiones, así como sus potenciales de calentamiento (DOF 14/08/2015).

9.- ACUERDO que establece las particularidades técnicas y las fórmulas para la aplicación de metodologías para el cálculo de emisiones de gases o compuestos de efecto invernadero (DOF 03/09/2015).

10.- ACUERDO por el que se establece la metodología para la medición directa de emisiones de bióxido de carbono (DOF 08/09/2015).

11.- Actualmente y de acuerdo con lo reportado en la COA, las instalaciones que rebasan las 25,000 ton de CO₂e, generan un reporte de verificación de sus emisiones (incluido el Metano) a través de un tercero acreditado como Unidad de Verificación autorizado por la SEMARNAT (con costo para PEMEX).

Como puede constatarse es abundante la normatividad que regula las emisiones atmosféricas incluida la de metano, así mismo, PEMEX de acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo vigente establece estrategias ambientales para la reducción de sus emisiones, partiendo del comportamiento de los yacimientos, las mejores prácticas internacionales y la viabilidad técnico-económica de los proyectos.

Por otra parte, aunque cita la Ley General de Cambio Climático (LGCC), omite que en ella se establecen los criterios de regulación, algunos ejemplos son: De acuerdo al Art. 31, la política nacional de mitigación de Cambio Climático deberá incluir ... “los planes, programas, acciones, instrumentos económicos, de política y regulatorios para el logro gradual de metas de reducción específicas, por sectores y tomando como referencia los escenarios de línea base” los cuales les corresponden a la SEMARNAT a través del INECC.

Asimismo, el artículo 32 de la LGCC establece que dicha política “se instrumentará con base en un principio de gradualidad” señalando en su fracción I (fomento de capacidades nacionales) inciso d) el “Estudio de las consecuencias económicas y sociales de cada una de dichas herramientas y mecanismos” y en el inciso f) la “Determinación de las metas de reducción de emisiones que deberá alcanzar el sector analizado, considerando su contribución en la generación del total de emisiones del país, y el costo de la reducción o captura de emisiones”. Por otra parte, la sección II relacionada al establecimiento de las metas de reducción señala en su inciso b) “el análisis costo-beneficio de las políticas y acciones establecidas para la reducción de emisiones por sector”. Las DACG que se presentan no son graduales.

De lo anterior se desprende que actualmente existe normatividad específica para regular las emisiones de metano y para su seguimiento y control, y que la propuesta omite dar cumplimiento a los criterios que ya fueron establecidos por la autoridad competente, por lo que una nueva normativa al respecto constituiría una sobrerregulación para PEMEX.

Por otro lado, siendo el sector hidrocarburos una empresa de alto riesgo y de alta especialización, cualquier cambio en la regulación requiere de un análisis profundo por parte tanto de las autoridades normativas como de los especialistas técnicos del sector (los regulados), lo cual se lleva a cabo en mesas de trabajo intensas para establecer propuestas viables técnica y económicamente. Se está tratando de regular una cuestión técnica mediante una medida administrativa que no cuenta con soporte técnico adecuado; en todo caso la alternativa para regular una cuestión técnica como la reducción de metano en este sector sería a través de una Norma Oficial Mexicana.

En cuanto al APARTADO II.- IDENTIFICACIÓN DE LAS POSIBLES ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN

En su numeral 4.- **Señale y compare las alternativas con que se podría resolver la problemática que fueron evaluadas, incluyendo la opción de no emitir la regulación. Asimismo, indique para cada una de las alternativas consideradas una estimación de los costos y beneficios que implicaría su instrumentación:**

En su inciso a) **No emitir regulación alguna.**

La Agencia argumenta la falta de instrumentos normativos para controlar las emisiones en el sector; no obstante, de acuerdo con el numeral anterior existen suficientes instrumentos para ello; esto aunado a que la propia Agencia refiere que la contribución de metano de PEMEX es marginal a nivel nacional.

Sin embargo, como se señaló en el numeral anterior, la Ley de Cambio Climático (LGCC) ya establece los mecanismos para la regulación integral de este aspecto, resaltando la factibilidad técnico-económica y la gradualidad en su implementación. Por lo anterior se considera no necesaria una nueva regulación al respecto, o en su defecto integrar diversos instrumentos normativos ya

existentes para redireccionar las especificaciones técnicas a una Norma Oficial Mexicana, como lo establece el artículo 96 de la LGCC.

En su inciso **b) Esquemas de autorregulación**

En este apartado la Agencia hace argumentaciones que no se verifican con la realidad, ya que el sector hidrocarburos, antes de la existencia de esa nueva Autoridad ha llevado a cabo múltiples proyectos de reducción de emisiones, en este caso uno de los instrumentos a los que da seguimiento es a los Planes Nacionales de Desarrollo vigentes, a través de los cuales PEMEX en un ejercicio de autorregulación establece estrategias ambientales¹ muy ambiciosas para la reducción de sus emisiones, partiendo del comportamiento de los yacimientos, las mejores prácticas internacionales y la viabilidad técnico-económica de los proyectos.

En su inciso **c) Esquemas voluntarios**

La agencia hace un análisis pobre sobre los esquemas voluntarios. Esquemas voluntarios como el Natural Gas STAR Program de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos han sido altamente exitosos como se puede constatar en la liga <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/natural-gas-star-program#historical> y podrían servir de guía a México.

Los Mecanismos voluntarios no han sido agotados. Se presenta un análisis pobre sobre las iniciativas voluntarias.

Por otro lado, el país se sumo a la Coalición del Clima y Aire Limpio del Programa de Naciones Unidas y Pemex se sumó a la iniciativa de petróleo y gas. La ASEA no hace un análisis de los beneficios de la iniciativa ni considera las mejores prácticas internacionales consideradas por esta coalición. Pemex el año pasado inició una capacitación masiva en el sureste con más de 80 participantes y este año para el inicio del mes de septiembre con el apoyo del CCAC y la Iniciativa Global de Metano se tiene planeado otra capacitación para asegurar que todas las instalaciones de Pemex se sumen a la Iniciativa y se realice un levantamiento de las nueve fuentes claves consideradas por la Coalición. Estas 9 fuentes clave incluye las principales fuentes consideradas en la coalición. Incluyendo:

- Controladores y bombas neumáticas a gas
- Compresores centrífugos (sello seco o húmedo)
- Compresores reciprocantes (juntas del vástago/empaques)
- Deshidratadores de glicol
- Tanques de almacenamiento de hidrocarburos no estabilizados
- Otras emisiones fugitivas de equipos y procesos
- Venteo de gas del espacio anular de pozos
- Venteo en pozos durante la descarga de líquidos
- Venteo y quema durante la terminación en pozos de fracturación hidráulica

¹ Como ejemplo la Estrategia Ambiental de Petróleos Mexicanos 2016-2020 que incluye como meta una reducción del 29.6% de los GEI al 2020.

No se da seguimiento ni se plantearon los mecanismos para su potencialización. Las opciones de mitigación propuestas como las mejores prácticas internacionales de las nueve fuentes que se proponen en la CCAC no son consideradas en el análisis de la regulación. Se propone que las DACG sigan el ejemplo propuesto por esta coalición de Naciones Unidas y que la Agencia considere el direccionamiento que ha tomado el país al sumarse al CCAC y potencialice la participación.

El artículo 36 de la LGCC establece que la SEMARNAT promoverá que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía, en el ámbito de sus competencias, el establecimiento de programas para incentivar fiscal y financieramente a los interesados en participar de manera voluntaria en la realización de proyectos de reducción de emisiones.

La Agencia acepta que para este tema se requiere la participación de diversos sectores e instituciones, y considera que por el momento no hay incentivos económicos para quienes implementen estas medidas; pero contrariamente a establecer algún incentivo en la materia, la DACG que propone la Agencia **involucra más costos para PEMEX**, para realizar los cambios propuestos y el requerimiento de que nos verifique un tercero acreditado, sin que se establezca ningún tipo de incentivo.

La disposición no considera los esfuerzos realizados a través de los mecanismos internacionales como las NAMAS.

En su inciso **e) Otro tipo de regulación**

No se hizo un análisis ni se consultó al sector para que las reducciones se logaran a través de un mercado de carbono. El país transita hacia la implementación de un mercado de carbono que ha mostrado a nivel internacional ser muy efectivo en la reducción de emisiones a un costo menor. Dentro de las bondades que puede tener un Mercado de Carbono también está en que la meta es clara pero el cómo le deja al mercado que tome su rumbo y su precio.

Las presentes Disposiciones son restrictivas en el cómo lograr las reducciones.

En su numeral 5.- **Justifique las razones por las que la regulación propuesta es considerada la mejor opción para atenderla problemática señalada: (ROSIO)**

Contrariamente a lo que argumenta la Agencia, las DACG no es la mejor alternativa normativa, ya que no considera los aspectos técnicos de especialidad que sólo los técnicos del sector conocen a detalle, es decir se trata de una normativa que establece metas cuantitativas sin conocer objetivamente la viabilidad de lo propuesto, es un ejercicio unilateral que puede tener implicaciones importantes en cuanto al incremento de costos e ineficiencia de las operaciones productivas en del sector, lo que contraviene lo establecido en el artículo 32 de la LGCC.

Cualquier cambio en la regulación requiere de un análisis profundo por parte tanto de las autoridades normativas como de los especialistas técnicos del sector (los regulados), lo cual se lleva a cabo en mesas de trabajo intensas para establecer propuestas viables técnica y económicamente. Por lo anterior consideramos que se está tratando de regular una cuestión técnica mediante una medida administrativa unilateral que no cuenta con soporte técnico adecuado; en todo caso la

alternativa para regular una cuestión técnica como la reducción de metano en este sector sería a través de una Norma Oficial Mexicana.

En su numeral 6.- Describa la forma en que la problemática se encuentra regulada en otros países y/o las buenas prácticas internacionales en esa materia:

Como se desprende de la descripción que la misma Agencia en este apartado, las autoridades que regulan las cuestiones ambientales, incluidas las regulaciones sobre emisiones de metano son autoridades que tienen competencia y jurisdicción a nivel federal para todos los sectores. Esto es importante para lograr incidir en las estrategias y las metas a las que se comprometen como país; en este sentido la alternativa para lograr incidir efectivamente en las metas nacionales tendría que incluir todos los sectores, especialmente aquellos que contribuyen con los mayores volúmenes de emisión, en este caso sería la propia SEMARNAT la que en forma más efectiva podría incidir en las metas nacionales.

Por otro lado, como la propia Agencia describe, las autoridades tanto en Estados Unidos como en Canadá, se realizan consultas con los regulados para sustentar las regulaciones; no obstante, en México se ha optado por emitir regulaciones unilaterales a través de las DACG, sin considerar el impacto técnico económicos de las mismas.

Más aún, las disposiciones buscan ser más estrictas que las de nuestros vecinos de América del Norte. La AIR toma como ejemplo de regulación en otros países, el Título 40 del Código de Regulación Federal de los Estados Unidos, en su apartado 60 y subapartados OOOO y OOOOa. Sin embargo, el primero de los subapartados es aplicable a la construcción, modificación y reconstrucción entre el 23 de agosto de 2011 y el 18 de septiembre de 2015, mientras que el segundo de los subapartados se aplica a construcción, modificación o reconstrucción de infraestructura realizadas después del 18 de septiembre de 2015. En ninguno de los casos hay requerimiento de modificaciones a infraestructuras construidas, modificadas o reconstruidas antes del 23 de agosto de 2011.

El plantear una regulación mucho más estricta para México que para Estados Unidos deja claro que no se ha desarrollado un análisis profundo de las implicaciones en la competitividad el sector.

En cuanto al APARTADO III.- IMPACTO DE LA REGULACIÓN

En cual al Tema y numeral:

A. Análisis de Riesgo

7. Indique los riesgos que buscan ser mitigados o prevenidos con la aplicación de la regulación, como puede ser en materia de salud humana, animal o vegetal, seguridad, seguridad laboral, seguridad alimentaria, medio ambiente o protección a los consumidores. Asimismo, indique la población o industria potencialmente afectada y su magnitud, el tipo de riesgo, afectación o daño probable, el origen y área geográfica del riesgo, la probabilidad de ocurrencia de este y la categoría en que se ubica (aceptable, bajo, moderado, alto o catastrófico).

La Agencia hace una descripción genérica de los riesgos laborales y ambientales (meramente bibliográficos), no obstante, no considera la ponderación de los volúmenes de Metano que se emiten en realidad en el sector hidrocarburos y su impacto real tanto en el ambiente laboral como en el medio ambiente.

Se presenta una justificación pobre y en aspectos errónea. Por ejemplo, el metano no es un tóxico ambiental, sin embargo, en la justificación de las DACG se habla sobre las afectaciones a la salud originadas por las emisiones de metano. Es cierto que, al desplazar al oxígeno, la presencia de metano en altas concentraciones puede causar los síntomas asociados a la deficiencia de oxígeno, pero esto ocurre principalmente en espacios confinados. En la página web del Centro para la Prevención y Control de Enfermedades de USA (CDC por sus siglas en inglés) se indica que: *"High concentrations in the air cause a deficiency of oxygen with the risk of unconsciousness or death"* (altas concentraciones de metano en el aire causan una deficiencia de oxígeno con el riesgo de pérdida del conocimiento o la muerte). Puede consultarse siguiente dirección electrónica: <https://www.cdc.gov/niosh/ipcsneng/neng0291.html>.

De igual forma la Coalición del Clima y Aire Limpio de Naciones Unidas (CCAC por sus siglas en inglés) afirma que el metano es un contaminante climático de vida corta y es un precursor de ozono, el metano per se no causa daño a la salud o a la producción de cultivos como se puede ver en la siguiente liga: <http://ccacoalition.org/en/slcp/methane>

Así mismo hace una valoración del riesgo como alta para las poblaciones; no obstante, se refiere a la problemática general del compuesto metano por su toxicidad y efectos al ambiente en general, pero no acota el análisis al riesgo inherente a la contribución del sector a la problemática real. En todo caso los mayores riesgos provienen de los sectores que más metano aportan, tales como la ganadería y residuos, que en conjunto aportan el 77% de las emisiones de metano a nivel nacional.

Respecto a la MIR, se indica lo siguiente:

Indica que se tiene riesgo, afectación o daño probable por:

1.-Diseño deficiente e inadecuado del sistema de seguridad de alivio de presión, que provoca venteos constantes y directos a la atmósfera.

Comentario: El diseño del Sistema de Desfogues y quemadores cumple con Normatividad Internacional API-537, API-521, Normas de referencia entre otras, asimismo siempre es llevado a cabo un análisis de riesgo metodología HAZOP, WHAT-IF, FMA. Con la finalidad de contar con una instalación segura.

2.- Venteos a la atmósfera, por falta de válvulas de presión, válvulas de vacío, válvulas de relevo de presión, membranas internas flotantes en tanques verticales de presión atmosférica y recipientes sujetos a presión.

Comentario: Por procedimiento se tiene un censo de válvulas para calibración de estas, asimismo un MIP (Mantenimiento e Inspección Periódica), por lo que falta precisar en qué instalaciones se observó dicho hallazgo.

3.- Diseños deficientes e inadecuados por falta de especificaciones de los equipos inadecuada selección y compatibilidad de los materiales de acuerdo con los fluidos del proceso.

Comentario: Las especificaciones y selección de materiales, así como la compatibilidad de estos de acuerdo con el servicio a manejar, es regulado por las normas, códigos y estándares aplicables para el diseño de estos.

4.- Cálculo inadecuado del rango de operación en sistemas de combustión que derive en una combustión deficiente presentado emisiones a la atmósfera.

Comentario: El cálculo de sistemas de combustión está basado de igual manera en Estándares, Códigos y Normas para ser más precisos tendríamos que contar con el detalle de la instalación a la que se refieren.

5.- Emisiones de metano por un diseño deficiente del sistema de combustión.

Comentario: Aplica recuperación de gases

6.- Uso de gas natural presurizado en vez de aire comprimido como suministro para los dispositivos neumáticos (bombas de inyección química, válvulas, bridas, sellos de compresores, PRV's y sellos de bombas, motores de arranque en los motores del compresor y bucles de control de instrumentos).

Comentario: De acuerdo con el EPO (Entrenamiento y Procedimiento Operativo), no es usual utilizar gas natural para este fin, además de que el aire comprimido es más económico.

7.-Emisiones fugitivas como resultado del desgaste o falta de mantenimiento, los equipos asociados al sistema (válvulas de paso, válvulas de seguridad de presión, y válvulas de bloqueo).

Comentario: Aplica MIP.

No se indica Fuente de costos, Código de diseño, Características, Condiciones de operación de las bombas eléctricas, Potencias de la bomba considerada, por lo que el costo indicado carece de sustento. Asimismo, no reflejan la verdadera inversión que tendría que tener Pemex en todas las instalaciones, dado que solo hace referencia a un ejemplo por rubro de implementación y no al total de equipos y/o instalaciones que se tendrían que implementar en el universo de instalaciones con las que cuenta Pemex.

En cuanto al numeral **8.- Indique las acciones regulatorias, obligaciones, requisitos, especificaciones técnicas, certificaciones, esquemas de supervisión o inspección o cualquier otra medida aplicable a cada uno de los riesgos antes identificados, como consecuencia de la implementación de la regulación, así como algún indicador (estadísticas, estimaciones, etc.) que permita dimensionar la situación actual y medir su evolución en el tiempo. Asimismo, justifique la forma en que considera que estas acciones permitirán reducir, mitigar o atenuar el riesgo correspondiente.**

En este numeral, la Agencia establece metas sin sustento técnico, pero no indica las especificaciones técnicas para lograr dichas metas, ni los mecanismos para lograrlo, lo cual pone a PEMEX en indefensión ya que le correspondería desde la implementación de los cambios, como la verificación de las medidas a través de un tercero acreditado.

Recordemos que por ser PEMEX el operador histórico y el operador de las instalaciones existentes (muchas instalaciones con más de 30 años de operación y sin recursos para mantenimiento integral), sería específicamente PEMEX el más afectado por este tipo de medidas unilaterales, afectando tanto por los costos de implementar estas medidas como por el riesgo de las sanciones la viabilidad económica del sector.

En cuanto al numeral **9.- Señale, de ser el caso, el grupo o sector específico en el que existen riesgos que varían en magnitud de acuerdo con el sujeto, objeto o situación en el que se presentan:**

En este apartado la Agencia no reconoce que estas medidas sólo afectarían al sector hidrocarburos y específicamente a PEMEX imponiéndole condiciones desfavorables para el negocio incrementando sus costos de operación y mantenimiento.

En cuanto al numeral **11.- ¿La regulación propuesta crea, modifica o elimina trámites? Seleccionar:**

La Agencia está creando nuevos trámites para el sector, los cuales no son necesarios y sobre regulan en el tema de control y reducción de emisiones que ya está incluido en el marco regulatorio nacional.

Además, la Agencia en las DACG establece plazos arbitrarios sin contar en primera instancia con un diagnóstico de la problemática real de los temas que pretende regular bajo estas figuras en el sector.

En cuanto al numeral **12. Seleccione las disposiciones, obligaciones y/o acciones distintas a los trámites y a aquellas que restrinjan la competencia o promuevan la eficiencia en el mercado, así como a las que atienden o mitigan una situación de riesgo, que correspondan a la propuesta**

Como puede constatarse en el propio listado de la Agencia se trata de una sobrerregulación que impone al sector un considerable esfuerzo en trámites, gestiones, avisos y reportes, sin que en realidad incida en una mejora ambiental, incrementando los costos de operación y mantenimiento en el sector.

En cuanto al numeral **13. Acciones Regulatorias que restringen o promueven la competencia o eficiencia del mercado:**

En este numeral la Agencia se restringe a enumerar sus atribuciones, pero no indica con claridad que al tratarse de una regulación sólo para el sector hidrocarburos y en especial para PEMEX involucra mayores costos que redundan en una menor eficiencia y competencia en el propio sector.

En cuanto al numeral **14. Proporcione la estimación de los costos y beneficios que supone la regulación para cada particular o grupo de particulares: (ROSIO)**

La Agencia describe algunos costos para la implementación de las medidas que está proponiendo; no obstante, dichos costos no tienen sustento, esta es la razón por la cual este tipo de regulación unilateral a través de DACG no es la más adecuada, ya que dicha autoridad desconoce las implicaciones técnicas y económicas de sus propuestas.

Por ejemplo, tan solo la conversión de 9 compresores con sellos húmedos a secos en un Activo Integral de Producción tendría un costo de \$36,900,000 USD que con tipo de cambio de \$20 pesos/USD serían \$738,000,000 pesos, esto basado en cotizaciones reales (esto es solo el suministro e instalación de los sellos sin considerar costos indirectos). Tan solo este monto supera en órdenes de magnitud lo calculado por la Agencia para todos los rubros que propone.

En otro caso, para la realización del cambio de quemadores a encendido electrónico, tan sólo en una de las instalaciones de manejo de gas de PEP en Bloques de Aguas Someras, implicaría el paro total de la instalación por lo menos una vez al año. Dejando de entregar al menos 550 MMpcd de gas dulce al sistema de distribución de gas para bombeo neumático y dejar de comprimir 440 MMpcd de gas húmedo amargo en promedio, con la consecuente destrucción (quema) de este hidrocarburo. Lo que, en forma contradictoria, incrementaría las emisiones de CO₂e, incluyendo el metano. Lo anterior, además de causar impacto en la producción de crudo, afectaría los índices de aprovechamiento de gas.

Por otra parte, las condiciones actuales de manejo de gas en algunos yacimientos obligan a mantener algunos quemadores en forma permanente, por lo que las altas temperaturas han causado que el encendido electrónico tenga una vida útil de aproximadamente 6 meses.

Para el cambio de sistema de sistema neumático de gas dulce a aire en las plataformas marinas satélites (sin presencia de trabajadores), se requiere todo un proyecto para dotar de suministro de energía y combustible, así como una compleja logística que incluye embarcaciones. Sin embargo, estas instalaciones actualmente están sujetas a vandalismo, por lo que aun implementándose el periodo de vida útil puede ser muy corto.

Con respecto a los Sistemas de Recuperación de Vapores (SRU), su instalación está en función de la cantidad de vapores que se generan en los tanques de segunda etapa ubicados en las baterías de separación. La experiencia en uno de los Activos de Aguas Someras es que los vapores generados fueron insuficientes para mantener operando a las unidades recuperadoras de vapor.

La mayor parte de las propuestas incluidas en la DACG requieren de un estudio de factibilidad técnico-económica, y para su eventual ejecución se requiere el plazo necesario para la conceptualización del proyecto, la ingeniería básica y de detalle, el proceso de licitación y contratación, así como el de procura, construcción y puesta en servicio, mismo que requiere de aproximadamente 2 años con los procesos de contratación vigentes en Pemex-PEP

En todo caso, tendría más viabilidad si la SEMARNAT convocara a todos los sectores para establecer las estrategias y mecanismos para incidir en las metas y compromisos nacionales, aportando información objetiva sobre los costos de la implementación de las medidas propuestas, para evaluar su viabilidad técnica económica.

Es importante tomar en cuenta que el costo marginal de abatimiento aumenta conforme es mayor el porcentaje de reducción.

En cuanto al numeral 15. Proporcione la estimación de los beneficios que supone la regulación para cada particular, grupo de particulares o industria. (ROSIO)

La argumentación de la Agencia sobre el cálculo de los beneficios económicos no tiene ningún sustento científico ni económico real, incluso intenta relacionar los efectos de huracanes, sequías e inundaciones con los beneficios económicos de su regulación respecto del sector, lo cual establece una relación causa efecto que no tiene ningún sustento científico, implícitamente están atribuyéndole a la actividad petrolera, que en el periodo de análisis es sólo PEMEX, de todos los impactos derivados de eventos hidrometeorológicos, donde la participación de México y en

particular de las emisiones de metano en el calentamiento global es muy baja con relación a una problemática global.

En realidad, no sólo no hay beneficios para el sector sino mayores costos para México al intentar proponer metas que no están vinculadas con ningún instrumento normativo nacional o internacional.

En cuanto al numeral **16. Justifique que los beneficios de la regulación son superiores a sus costos:** **ROSIO**

La Agencia no justifica objetivamente los beneficios de la regulación que pretende ya que basa su argumentación en la idea preconcebida (lo cual no debe ser en una Autoridad) de que PEMEX es el causante de los eventos meteorológicos adversos.

Por el contrario, aún con el cumplimiento de estas medidas, los volúmenes estimados de reducción de metano a nivel nacional no tendrían un impacto significativo, dado que se excluye de la regulación a sus principales generadores.

En cuanto al numeral **17. ¿La propuesta de regulación contempla esquemas que impactan de manera diferenciada a sectores, industria o agentes económicos? (Por ejemplo, a las micro, pequeñas y medianas empresas):** **ROSIO**

Contrariamente a lo que argumenta la Agencia en este numeral, esta DACG constituye una regulación diferenciada que sólo aplica para el sector hidrocarburos, no se trata de una estrategia que tenga impacto real en el ámbito nacional, dada la contribución de las emisiones de metano del sector.

Por otro lado, sólo afectaría de manera diferenciada a PEMEX con incremento en costos en relación con otros operadores del sector que contarían con instalaciones nuevas o prediseñadas para el cumplimiento de esas disposiciones, mismas que ya están contempladas en diversos instrumentos en la materia como es la Ley de Cambio Climático.

OTROS COMENTARIOS GENERALES:

1. RESTRICTIVO EN EL CÓMO LOGRAR LAS REDUCCIONES.

La disposición es restrictiva ya que se le da poco margen para que los participantes para definir o innovar en la forma en que pueden obtenerse reducciones en las emisiones. Adicionalmente, dado que el efecto de las emisiones asociadas con el cambio climático es independiente del lugar específico en el que se emiten, parece excesivo pretender que las DACG se apliquen por instalación y no por empresa. Por lo anterior, se solicita que el regulado pueda definir el mejor curso para el alcance de una meta razonable.

2. NO CONSIDERA LAS CONDICIONES DE DECAIMIENTO DE PRODUCCIÓN.

La disposición no considera las condiciones de los campos de hidrocarburos en el país. Gran parte de ellos está en franco decaimiento. En muchas instalaciones se está dejando de operar equipo. El considerar que el regulado considere los equipos y componentes en operación, o fuera de operación o por incorporar implica un costo excesivo sin un beneficio real en la reducción de emisiones.

Por ejemplo, la expectativa de disponibilidad de gas a futuro es crítica, y no asegura el uso de la mayor parte de la turbo-maquinaria instalada, lo que no da certidumbre a la sustitución de sellos húmedos por secos en el largo plazo.

3. GENERACION DE VALOR ECONÓMICO Y RENTABILIDAD PARA EL ESTADO MEXICANO

En el marco de la Reforma Energética que el Gobierno Federal emprendió en México durante el año 2015, se crearon en el mes de octubre las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) conforme al acuerdo publicado el 28 de abril de ese mismo año en el Diario Oficial de la Federación (DOF). En dichos acuerdos, se indica como la finalidad de las EPS el “generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano”, por medio de las diferentes actividades en la cadena de valor de Petróleos Mexicanos.

Asimismo, en los acuerdos de creación de las EPS, se indica que se deben realizar las acciones necesarias para dar continuidad a los sistemas y controles que permitan la operación ininterrumpida de las actividades y funciones, así como los actos y trámites indispensables para cumplir con los compromisos y obligaciones adquiridos en las materias financiera, administrativa, laboral, fiscal, legal y todas las imprescindibles para hacer posible la realización de su objeto.

En este sentido, se sustentan las funciones de cada una de las EPS a través de los Estatutos Orgánicos igualmente publicados a través del DOF, conforme a lo cual, cada EPS ha definido sus propias estrategias que coadyuven a generar el valor económico, cuya rentabilidad sustente su permanencia en el mercado para cumplir con la finalidad del Estado Mexicano ante las circunstancias de competitividad, económicos y políticos.

Conforme a lo anterior, es imprescindible considerar un análisis costo-beneficio real para la aplicación del presente anteproyecto, en cuanto a los recursos humanos, materiales y financieros requeridos no solo en la adquisición, sino también en el análisis de los proyectos y su implementación; que deben estar alineados a los compromisos que en materia de Cambio Climático ha asumido la nación ante la ONU y de manera trilateral, a las mejores prácticas de la Iniciativa Global de Metano, así como a la rentabilidad que espera el Estado Mexicano del cual forma parte la ASEA y PEMEX ante los retos de la Reforma Energética. Conforme a lo cual, se considere la flexibilidad tecnológica y la disponibilidad de fondos para el sector.

4. LA DISPOSICIÓN NO CONSIDERA LAS RESTRICCIONES PRESUPUESTALES A LAS QUE ESTÁ SUJETA LA EMPRESA.

Para estar en condiciones de dar cumplimiento al informe anual solicitado en estas Disposiciones, se tendría que contar con presupuesto “etiquetado” para la compra de equipos de diagnóstico, medición in situ, mantenimiento y calibración; sin dejar de considerar el desarrollo de las competencias del personal para el análisis de la información.

Ante la existencia de otras normas ambientales aplicables a las condiciones de operación, estas Disposiciones podrían representar una sobre-regulación para la industria de los hidrocarburos y una desventaja para Petróleos Mexicanos, ya que sus instalaciones tienen una edad promedio de 50 años, con disponibilidad presupuestal limitada para su mantenimiento y/o modernización.

5. SUSTENTABILIDAD

Las DISPOSICIONES que pretende emitir esa Agencia son contrarias al principio de sustentabilidad, toda vez que, de la justificación económica, no se advierte que haya una verdadera evaluación de la problemática, el daño real al medio ambiente y por supuesto, tampoco se realizó un cálculo real y que correspondiera al costo beneficio de las prácticas actuales y lo propuesto en las DACG's.

Los cambios en los equipos y sus reconfiguraciones no solamente no fueron evaluados con costos reales, sino que además no hay un cálculo en el que se justifique adecuadamente, el costo beneficio de los cambios propuestos por la Agencia, amén de que tampoco considera todos los gastos en conjunto, sino que hace un cálculo por cada rubro, pero sin establecer la relación entre los costos y el beneficio obtenido para el medio ambiente, ya que la propuesta se enfoca a lo que provoca el metano, pero los cambios propuestos por la autoridad, no justifican la forma en que impactará de manera positiva en la salud humana, cuestión que al no estar debidamente valorada, se considera que es contraria al principio de sustentabilidad. Hay que recordar que la protección al medio ambiente no es ajena al desarrollo de industrias, por lo que plantear gastos no justificados, es contrario al multicitado principio.

6. DIAGNOSTICO

El diagnóstico a todas las instalaciones de PEMEX requiere integrar grupos multidisciplinarios y visitas al sitio, lo que se traduce también en costos.

Las Disposiciones en comento hacen mención a un Reporte anual de cumplimiento del Programa para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano del Sector Hidrocarburos que se debe entregar a la ASEA y debe ser verificado por un Tercero Autorizado a través de una Evaluación Técnica. Lo que se traduce también en costos adicionales para PEMEX, no solo por el servicio que deberá ser contratado, sino de manera adicional por los costos administrativos del contrato (contratación y supervisión) así como del personal propio dedicado a la integración de la información que se prevé requiera el verificador.

7. COMPRESORES CENTRIFUGOS

Llevar a cabo la implementación de la sustitución de sellos húmedos por secos, representa una elevada inversión capitalizable, ya que adicional al sistema de sellos, se requiere la rehabilitación y/o modernización de la turbo-maquinaria.

8. COMPRESORES RECIPROCANTES

Los compresores reciprocantes herméticos conectados a un sistema de recuperación de vapores (SRV) implicaría la inversión en el análisis cuantitativo por un tercero e inversión para la Implementación del Sistema de Recuperación de vapores e integración para envío a cabezal de recuperación y su infraestructura asociada. Estándar de Diseño: API STANDARD-618.

9. BOMBAS NEUMÁTICA

Se requiere analizar el costo-beneficio de la inversión en la implementación del sistema de recuperación de vapores para emisiones provenientes de los controles neumáticos de venteo continuo y hermético dadas las características del venteo.

10. PROGRAMA DE DETECCIÓN Y REPARACIÓN DE FUGAS

En este sentido se observa que la aplicación de esta norma conlleva costos elevados como la adquisición de equipo especializado para implementar el programa de Detección y Reparación de Fugas que solicitan estos criterios, aunado a la capacitación del personal, así mismo de acuerdo a la periodicidad y complejidad de las plantas que conforman las diferentes instalaciones se tendría que considerar personal adicional para poder cumplir con los tiempos de cada tres meses haber inspeccionado la totalidad de las mismas.

11. DESHIDRATADORES DE GLYCOL

La instalación de deshidratadores desecantes para controlar las emisiones de COV en un 98%, implica la inversión en paquetes de Deshidratadores, así como su activación y mantenimiento periódico.

12. TANQUES

Dirigir el 100% de las emisiones de tanques de separación, tanques de almacenamiento y sus componentes con una tasa de emisiones de metano igual o mayor a 10 Ton a un SRV; o análisis de flasheo semestral. Implica la inversión en análisis cuantitativo y cualitativo por un tercero Implementación del Sistema de Recuperación de vapores e integración para envío a cabezal de recuperación. En el caso de análisis de flasheo semestral, la inversión de análisis permanente semestral (Por un tercero, de no contar Pemex con infraestructura para llevarlo a cabo).

13. DEFINICIONES

En el cuerpo de documento se mencionan diferentes conceptos que no son definidos en el mismo, como son:

- Instalación (el cual se puede referir a una planta o a un complejo o refinería)
- Responsable Técnico
- Responsable de implementar el programa de Detección y Reparación de Fugas
- Evaluador
- Unidades de implantación

Esta situación es causa de confusión en el caso del personal al no poder definir el personal idóneo al desconocer las habilidades y competencias que debe reunir para el cumplimiento correcto de las actividades a desarrollar, así mismo en el caso de las instalaciones no se define el alcance del

término pues puede interpretarse como una planta o como todo un complejo o refinería. Toda esta indefinición para el regulado no ayuda a poder llevar el cumplimiento de la misma.

A continuación, se hacen comentarios TÉCNICOS puntuales a los artículos de las DISPOSICIONES:

<p>Que, a través de la ratificación del Acuerdo de París, México se comprometió en reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero con el objetivo de mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2°C y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento a 1.5°C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático.</p>	<p>Se requiere poner en contexto la contribución nacional determinada de México y lo que implicaría la reducción de metano.</p>
<p>Que el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero correspondiente al año 2015 establece que las emisiones totales fueron de 682 MtCO₂e, de las cuales las correspondientes al sector petróleo y gas, representan el 5.4% del total (36.6 MtCO₂e) y que las emisiones de metano a nivel nacional equivalen al 20.8% (142 MtCO₂e), del cual el sector petróleo y gas contribuye con el 14.8% (21.3 MtCO₂e).</p>	<p>Por cuestiones de claridad en vez de MtCO₂e se entiende con miles y MMTCO₂e se entiende como millones.</p>
<p>Que el 29 de junio de 2016, en la Cumbre de Líderes de América del Norte en Ottawa, Canadá, los Presidentes de México y Estados Unidos, así como el Primer Ministro de Canadá, suscribieron la Declaración de Líderes de América del Norte sobre la Alianza del clima, energía limpia y medio ambiente, donde se estipula la meta regional de reducir las emisiones de metano del sector de petróleo y gas de 40% a 45% al año 2025, con miras a lograr las metas de sus contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional, y explorar oportunidades adicionales para la reducción de metano.</p>	<p>Es importante subrayar que el objetivo del acuerdo trilateral es ayudar a los países a cumplir el NDC por lo que suena más razonable tener un porcentaje más realista con este.</p> <p>En la declaración de los líderes de América del norte no se establecen metas específicas para cada país. En todos los tratados incluido el de Kyoto, se especifica que los países que más emiten tienen un mayor compromiso que los que emiten menos, en este sentido, México aporta menos del 8% de las emisiones totales de CO₂e de los tres países juntos (y menos del 16% de emisiones de Metano), por lo que su compromiso debe ser proporcional a esa contribución tal como se indica en 2do párrafo del tema de Reducción de Contaminantes Climáticos de Vida Corta.</p> <p>De acuerdo a la clasificación de países y cifras de emisiones del Banco Mundial, México tiene una emisión promedio de CO₂ per cápita de 3.1 toneladas, lo cual no es comparable con las emisiones per-capita de Canadá (15.1 toneladas) y de Estados Unidos (16.5 toneladas). Este es uno de los indicadores a nivel internacional que se consideran para la ponderación de</p>

	<p>compromisos de reducción de emisiones, las cuales deben ser mayores en los países desarrollados y menores en los países en vías de desarrollo como es México.</p> <p>Por otro lado, la meta de reducción de 40 a 45% establecida en el acuerdo trilateral (México-Canadá-Estados Unidos) no es vinculante en sí misma en cuanto a los porcentajes de reducción de cada país, ya que los compromisos se establecen en términos de su contribución a la problemática analizada en esos acuerdos, en este sentido el compromiso de México debe ser proporcional a su contribución en emisiones.</p>
<p>Artículo 1o.- Las presentes Disposiciones tienen por objeto establecer las metas, acciones y mecanismos para la prevención y el control integral de las emisiones de gas metano en el Sector Hidrocarburos.</p>	<p>Si bien se establece que el objeto de las Disposiciones es “establecer metas, acciones y mecanismos para la prevención y el control integral de las emisiones de gas metano en el Sector Hidrocarburos”, la mayor parte de los requerimientos establecidos consideran en general emisiones de Compuestos Orgánicos Volátiles (COV). Existe una diferencia tanto química como física.</p>
<p>Artículo 2o.- Las presentes Disposiciones son de observancia obligatoria en todo el territorio nacional y las zonas sobre las que la Nación ejerce su soberanía y jurisdicción, y resultan aplicables a todas las Instalaciones de los Regulados que realizan las siguientes actividades del Sector Hidrocarburos...</p>	<p>“Instalaciones de los Regulados” aparece con mayúscula como término definido, sin embargo, no se incluye en las definiciones. Es necesario que exista un entendimiento adecuado de a qué se refiere este término, principalmente en infraestructura de exploración y producción.</p>
<p>Artículo 2o.- Las presentes Disposiciones son de observancia obligatoria en todo el territorio nacional y las zonas sobre las que la Nación ejerce su soberanía y jurisdicción, y resultan aplicables a todas las Instalaciones de los Regulados que realizan las siguientes actividades del Sector Hidrocarburos, en las que se generen o presenten emisiones de metano:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. La exploración y extracción de Hidrocarburos; II. El tratamiento, refinación y almacenamiento del Petróleo, y III. El procesamiento, compresión, 	<p>No queda claro si se incluye el almacenamiento y transporte de petrolíferos y petroquímicos.</p>

<p>licuefacción, descom-presión y regasificación, así como el transporte por ducto, almacenamiento y distribución de Gas Natural.</p>	
<p>Artículo 3o.- Para efectos de la aplicación e interpretación de las presentes Disposiciones, se estará a los conceptos y definiciones en singular o plural previstas en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la Ley de Hidrocarburos, su Reglamento, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, sus Reglamentos en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera y de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes, así como en las Disposiciones Administrativas de Carácter General emitidas por la Agencia que sean aplicables, y a las siguientes definiciones:</p>	
<p>I. Análisis de flasheo: Determinación de emisiones de Petróleo crudo, condensados y agua producida utilizando el muestreo y procedimientos de laboratorio para medir el volumen y composición de los gases liberados, incluyendo el peso molecular, peso porcentual y la relación gas-Petróleo o gas-agua;</p>	<p>Falta explicar o definir la técnica en un anexo a estas disposiciones.</p> <p>¿En el muestreo se debería entender que se incluye la medición? De otro modo podría ser conveniente adicionar este concepto, ya que efectivamente puede medirse y ello no se menciona.</p>
<p>II. Año base: Año en que los Regulados realizan por primera vez la cuantificación de las emisiones de metano en las Instalaciones del Sector Hidrocarburos, de conformidad con las presentes Disposiciones y que servirá de referencia para comparar las emisiones de años subsecuentes;</p>	<p>La identificación y cuantificación de emisiones de metano (como parte de los GEI) se estiman de acuerdo al Reglamento de la LGCC en materia de RENE.</p>
<p>V. Destrucción: Quema o incineración del Gas Natural que no puede ser conservado o aprovechado para efectos de las presentes Disposiciones;</p>	<p>En la definición, el término “Destrucción” se refiere sólo al gas natural, sin embargo, a lo largo de las disposiciones se habla de destrucción de COV.</p> <p>Se recomienda complementar la definición para incluir toda la quema de gas natural de desecho y de líquidos de hidrocarburos</p>
<p>VI. Fuga: Liberación repentina o escape accidental por pérdida de contención, de una sustancia en estado líquido o gaseoso;</p>	<p>Se sugiere alinear la definición del IPCC sobre emisiones fugitivas</p>

<p>X. OGI: (<i>Optical Gas Image</i>, por sus siglas en inglés) Imagen Óptica de Gas;</p>	<p>La traducción correcta de “Optical Gas Imaging” se traduce como “Imágenes ópticas de gases”</p>
<p>XIII. Venteo de Hidrocarburos: Emisión deliberada y controlada de gases y vapores a la atmósfera, para mantener la seguridad operativa en las actividades del Sector Hidrocarburos.</p>	<p>No todos los venteos son parte de la seguridad operativa. Hay venteos que son parte del proceso productivo. Se recomienda usar la definición que establece el IPCC, como una descarga tecnológica o intencional de las corrientes de gas de desecho y los productos derivados del proceso a la atmósfera, incluidas las descargas por emergencia. Estas liberaciones pueden producirse de forma continua o intermitente.</p>
<p>Artículo 6o.- Las presentes Disposiciones se emiten y serán aplicadas bajo el principio y el entendido de que, en materia de protección al medio ambiente, a los Regulados que realicen actividades del Sector Hidrocarburos corresponde la responsabilidad directa y objetiva derivada del riesgo creado por las obras o actividades que desarrollen y, en consecuencia, responderán ante la Agencia por las acciones necesarias para evitar y prevenir daños ambientales derivados de esos Riesgos, así como de contenerlos, caracterizarlos y remediarlos con oportunidad bajo sus propios procesos y en cumplimiento de las medidas correctivas que sean aplicables, de acuerdo con la legislación y normatividad vigente en el ámbito administrativo competencia de la Agencia.</p>	<p>Esta descripción no es parte del objetivo de las DACG.</p> <p>La responsabilidad objetiva en el Sistema Jurídico Mexicano no puede atribuirse “ex ante”, ya que se debe acreditar el nexo causal para que opere.</p>
<p>Artículo 8o.- Los Regulados deberán elaborar un diagnóstico de las emisiones de metano en los equipos, Componentes y/u operaciones en pozos involucradas en las Instalaciones en donde se lleven a cabo las actividades objeto de las presentes Disposiciones, el cual deberá contener:</p>	<p>Las emisiones de metano generados por fuentes fijas y fuentes móviles (instalaciones) son reportadas de manera anual a través de la Cédula de Operación Anual, tal como lo establece el Art. 4, 5 y 9 del RENE. Se entiende como una doble obligación.</p> <p>Esta “DACG-Metano” se considera una sobrerregulación ya que actualmente existe normatividad específica para la identificación de las fuentes y tipos de emisión, para la cuantificación de las emisiones y sobre procedimientos de reporte de resultados, los cuales la propia ASEA lista los más importantes en el apartado 2 de estas DACG. Existe normatividad para:</p>

1.- Identificación de las fuentes y tipos de emisión.

2.- Cuantificación de las emisiones

3.- Procedimientos de reporte de resultados

La normatividad que actualmente aplica para estos rubros es:

1.- Reglamento de la LGEEPA en materia de Prevención y Control de la Contaminación a la Atmosfera.

2.- El Reglamento de la LGEEPA en materia de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes.

3.- El Reglamento de la Ley de Cambio Climático en materia de Registro Nacional de Emisiones.

4.- Licencia Ambiental Única: Es una autorización basada en la regulación para la operación y funcionamiento de las fuentes fijas de jurisdicción federal en materia de atmósfera.

5.- Cédula de Operación Anual: El trámite sirve para reportar las emisiones y transferencias de los establecimientos sujetos a reporte de competencia federal: fuentes fijas de jurisdicción federal...y los que generan 25,000 toneladas o más de Bióxido de Carbono Equivalente (tCO₂e) de emisiones de Compuestos y Gases Efecto Invernadero (CyGEI) de los sectores productivos establecidos en el Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en materia de Registro Nacional de Emisiones (RENE).

6.- ACUERDO que establece las particularidades técnicas y las fórmulas para la aplicación de metodologías para el cálculo de emisiones de gases o compuestos de efecto invernadero (DOF 03/09/2015).

7.- ACUERDO que establece los gases o compuestos de efecto invernadero que se agrupan para efectos de reporte de emisiones, así como sus potenciales de calentamiento (DOF 14/08/2015).

8.- ACUERDO por el que se establece la metodología para la medición directa de emisiones de bióxido de carbono (DOF

	<p>08/09/2015).</p> <p>9.- Existen diversos trámites de avisos y verificaciones por terceros de las emisiones reportadas en las COA's.</p> <p>10 Así mismo, existen normas oficiales mexicanas y normas técnicas que establecen límites permisibles y los métodos para evaluar las emisiones respectivamente.</p> <p>Redacción confusa en cuanto a pozos.</p>
<p>Artículo 9o.- Durante las fases de diseño, en el caso de Instalaciones nuevas, y de operación y mantenimiento de las Instalaciones del Sector Hidrocarburos, los Regulados deberán identificar los equipos, Componentes y/u operaciones en pozos en los que se presentan las emisiones de metano, entre los que se encuentran, los siguientes:</p> <p>I. Equipos con Gas Natural.</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Bombas neumáticas; b) Compresores; c) Controles neumáticos; d) Deshidratadores de glicol; e) Ductos; f) Quemadores; g) Tanques, y h) Otros equipos y Componentes diferentes de los aludidos en los incisos a) a g), que contribuyan a conformar el 95% de las emisiones de metano en la Instalación. 	<p>¿A qué se refiere el término “Equipos con Gas Natural”? ¿Se excluyen tanques y Componentes para otros servicios?</p> <ul style="list-style-type: none"> - No se hace una diferencia entre identificación y clasificación. Falta claridad - Poca claridad si solo se refiere a pozos o la redacción del documento es mala. - Es importante considerar las actividades del ciclo de vida de un proyecto. - Parece que se confunden entre tanque y recipiente. Los tanques no son equipos con gas natural. - Es poco común que se tengan tanques de gas, fuera de las esferas de almacenamiento en algunas instalaciones de proceso de gas, petroquímica, refinación y centros de distribución, pero en estos casos se refiere más a GLP, lo cual no genera GEI en general. Parece que se refiere a tanques de almacenamiento de crudo o agua de formación. - Tipo de equipos, donde se adiciona la palabra recipientes ya que son equipos de almacenamiento y están considerados en las Normas Oficiales Mexicanas y Códigos internacionales.
<p>Artículo 9o.- Durante las fases de diseño, en el caso de Instalaciones nuevas, y de operación y mantenimiento de las Instalaciones del Sector</p>	<p>Definir el término “Descarga de líquidos”</p>

Hidrocarburos... II. Operaciones en pozos... f) Descarga de líquidos, y	
III. Fugas ocasionadas por acciones no programadas.	Las fugas son ocasionadas por diferentes causas. Habría que definir criterios de cómo se evaluarían las fugas de metano asociadas a derrames, fugas y actos vandálicos. Aquí podría ejemplificarse, pues no necesariamente quienes implementen tienen el conocimiento de la terminología y sus acepciones.
Artículo 10.- A partir de la identificación de las emisiones de metano en sus Instalaciones, los Regulados deberán clasificarlas conforme a los tipos que se listan a continuación:	Incluir el término de fuentes de emisión de metano. Identificar las fuentes de emisión de metano.
I. Destrucción;	La quema es un evento inducido. Esto no puede ser una clasificación, sino un nombre para el proceso de combustión.
II. Emisiones por Fuga en equipos y Componentes,	Hay que aclarar que las emisiones por fuga son eventos no deseados.
III. Venteo de Hidrocarburos, y	
IV. Otras, que incluye la liberación repentina o escape accidental por pérdida de contención de una sustancia en estado líquido o gaseoso.	
Artículo 11.- Los Regulados deberán considerar los equipos y Componentes que serán integrados a la operación, ya sea porque se encontraban fuera de operación en el momento de la identificación, por el incremento de capacidad durante el año o la instalación de nueva infraestructura.	Se entiende el mensaje, pero es confuso.
Artículo 12.- Los Regulados deberán conservar en su Instalación la información de respaldo que hayan utilizado para identificar los equipos, Componentes y/u operaciones en pozos que generen o presenten emisiones de metano, tales como planos, diagramas de proceso, entre otros, para los fines que establezca la Agencia.	Definir el tiempo de resguardo de la información. Si no está especificado después, debe darse un término o plazo para esto. No es claro si solo se refiere a pozos o la redacción del documento es mala.
Artículo 13.- Los Regulados que lleven a cabo la cuantificación de las emisiones de metano en las Instalaciones deberán observar, conforme a las mejores prácticas internacionales, los siguientes principios:	No queda claro si la cobertura de la instalación debe cubrir el 95% de las emisiones como se indica en el Artículo 9, fracción II, apartado g.

<p>I. Cobertura: La inclusión de todos los equipos, Componentes y/u operaciones en pozos los que se han cuantificado las emisiones en una Instalación del Sector Hidrocarburos;</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Esta sección debería referirse a todo tipo de instalaciones cubiertas por la normativa, pero aquí es muy específica a pozos, o al menos así parece. - Es necesario tener cuantificado el esfuerzo requerido para poder estimar un plazo de ejecución.
<p>Artículo 13.- Los Regulados que lleven a cabo la cuantificación de las emisiones de metano en las Instalaciones deberán observar, conforme a las mejores prácticas internacionales, los siguientes principios:</p> <p>II. Relevancia: La identificación y cuantificación de los mayores volúmenes de emisiones en todos los equipos, Componentes y/u operaciones en Pozos en una Instalación del Sector Hidrocarburos, y</p>	<p>No queda claro qué significa “los mayores volúmenes de emisiones en todos los equipos, Componentes y/u operaciones de pozos”, ¿se refiere al 95% de las emisiones de metano de la instalación, como se indica en el Artículo 9, fracción II, apartado g?</p>
<p>Artículo 14.- Los Regulados cuantificarán las emisiones de metano</p> <p>Los Regulados deberán seleccionar el método de cálculo que responda a la situación de análisis. Los datos que se utilicen para realizar los cálculos deberán tener una antigüedad igual o menor a 5 años; de lo contrario, deberán llevar a cabo la medición directa de los equipos, Componentes y/u operaciones en pozos en la Instalación.</p>	<p>¿Esto implica que se puede seleccionar cualquier año para la cuantificación de las Emisiones del Año Base, siempre y cuando sea hasta 5 años anterior a la fecha de presentación?</p> <p>Conforme el Art. 8 del RENE, la Secretaría (SEMARNAT) ya publicó en el DOF (03/09/2015), las particularidades técnicas y factores de emisión para el cálculo o estimación de metano derivado de las emisiones fugitivas (quemado, venteo y otras fugitivas) en el subsector petróleo y gas. ¿Qué relación tendrá con este artículo?</p> <p>Nuevamente, se indica un alcance sólo para pozos, por lo que legalmente, no se podría exigir un alcance mayor en caso de controversia.</p>
<p>VI. AP-42: Compilación de Factores de Emisión de Contaminantes al Aire, superior, equivalente o aquella que la modifique o sustituya, y</p>	<p>Incluir las metodologías propuestas por el API (American Petroleum Institute)</p>
<p>VII. Factores de emisión para el país o para los equipos.</p>	<p>Aclarar.</p>
<p>Los Regulados deberán seleccionar el método de cálculo que responda a la situación de análisis. Los</p>	<p>La redacción deja poco claro la posibilidad de usar los datos de diseño que suelen</p>

datos que se utilicen para realizar los cálculos deberán tener una antigüedad igual o menor a 5 años; de lo contrario, deberán llevar a cabo la medición directa de los equipos, Componentes y/u operaciones en pozos en la Instalación.	tener más de 5 años.
b) Periódica.	Aclarar con que periodicidad.
Artículo 16.- Los Regulados deberán justificar técnicamente el cambio de metodología utilizada para llevar a cabo la cuantificación de emisiones de metano del Año base, siempre y cuando demuestren que con la nueva metodología se tendrá mayor precisión en la cuantificación de las emisiones y que ésta cumple con los principios a los que hace referencia el artículo 13 de las presentes Disposiciones.	
El cambio de metodología ...	
El cambio en los volúmenes de Hidrocarburos manejados en la Instalación, el inicio de operaciones, el Cierre, el Desmantelamiento y el Abandono no serán motivo para recalculer el Año base.	El incremento de proceso o instalaciones impactaría en las metas de reducción de emisiones.
Artículo 18.- Los Regulados deberán elaborar, por Instalación, un PPCIEM que deberá contener: I. Identificación de las emisiones de metano; II. Clasificación de las emisiones de metano;	¿Estas primeras tres fracciones se refieren al Diagnóstico requerido en el Artículo 8? Se deberá definir "por instalación", derivado a que las estimaciones de emisiones se pueden hacer por instalación, centro de trabajo o límite operacional definido por las instalaciones que integran una Licencia de Funcionamiento (LAU), sobre la cual se reportan las emisiones en la COA. ¿Porque definir que el cumplimiento sea por instalación y no a nivel global? Es importante dar flexibilidad para facilitar el cumplimiento al menor costo posible. El primero y el segundo puntos tienen que ver con fuentes, mientras el tercero con emisiones. La terminología no es consistente con toda la utilizada por el sector en todo el mundo, México incluido.
III. Cuantificación del Año base;	Antes de establecer las metas de reducción se requiere un estudio de factibilidad técnico-económica que permita determinarlas.

<p>V. Identificación de las acciones anuales de prevención y control integral a implementar.</p>	<p>La eliminación de volúmenes de emisiones de metano relevantes se da con el manejo de quemadores (y los valores son casi asintóticos). Las emisiones fugitivas son más complicadas.</p>
<p>Los Regulados deberán conservar su PPCIEM en la Instalación para cuando la Agencia así lo requiera.</p>	
<p>Artículo 19.- Para la elaboración del PPCIEM, los Regulados deberán establecer una meta de reducción, de cuando menos del 80% de las emisiones con respecto al Año base, por Instalación. El cumplimiento del porcentaje de reducción establecido en el presente artículo deberá alcanzarse a más tardar en el año 2025, para lo cual los Regulados deberán implementar el PPCIEM, estableciendo las acciones que llevarán a cabo cada año.</p>	<p>No queda claro cuál es el horizonte de programación. ¿El programa se entrega una vez por año?, ¿debe incluir la programación del año inmediato posterior o de un periodo mayor?</p> <p>Los porcentajes definidos no tienen sustento.</p> <p>Los objetivos y metas de mitigación se establecen en función del presupuesto o inversión aprobado. Entonces las metas pueden estar condicionadas a diversos factores a parte del presupuestal, que la instalación tenga fuentes de emisión ya mitigadas o que tenga poco margen de acción. Hacer consistente con las metas de las Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (NDC) para mitigación de México ante la ratificación del acuerdo de París (meta incondicional del 22% al 2030 sobre una línea base), sobre el cual el sector petróleo y gas tiene una meta de reducción en 25% sobre las fugas, venteo y quemas controladas de metano.</p> <p>Una reducción de 80% no es consistente con el NDC de México ni con el acuerdo trilateral.</p> <p>El tratamiento de esta meta debe ser explicado, pues en caso de liberaciones accidentales, podría incumplirse lo anterior sin que ello signifique que no se ha seguido el plan de mitigación de acuerdo con esta meta. Adicionalmente, se debe tener en cuenta para el establecimiento de este porcentaje el aspecto práctico. 80% es aproximadamente el porcentaje máximo</p>

	alcanzable para control de fugas, dada la reincidencia de estas y aparición de otras nuevas.
<p>Artículo 20.- Los Regulados incorporarán al PPCIEM, por cada Instalación, lo siguiente:</p> <p>I. Equipos, Componentes y/u operaciones en pozos;</p> <p>II. Fecha en la que se identificaron los equipos, Componentes y/u operaciones en Pozos;</p> <p>III.</p>	<p>No queda claro cuál es la fecha a la que se refiere el requerimiento: "Fecha en que se identificaron los equipos, componentes y/u operaciones de pozos"</p> <p>El detalle para cada instalación requiere de un esfuerzo y plazo significativo. Incluyendo un servicio y su contratación.</p>
<p>V. Estado de los equipos y Componentes: en operación o fuera de operación o por incorporar, y</p>	<p>El incorporar equipos fuera de operación no contribuye a la reducción de emisiones y si implica un costo importante. Es importante que la regulación se adapte a las circunstancias nacionales tales como el decaimiento de los campos que implicará que equipo salga de operación.</p>
<p>VI. Condiciones operativas de los equipos, Componentes y/u operaciones en pozos.</p>	<p>Especificar cuáles son las condiciones operativas que deben incluirse por tipo de equipo, Componente y operación de pozo.</p>
<p>Artículo 21.- Los Regulados deberán integrar un grupo multidisciplinario para la elaboración, gestión y manejo del PPCIEM que reúna las siguientes competencias:</p>	<p>Se deben hacer consideraciones de costos en este rubro ya que no existe personal disponible para atender el detalle y plazos requeridos y se requerirían contrataciones adicionales</p>
<p>Artículo 22.- Los Regulados deberán elaborar e integrar el PPCIEM dentro de los seis meses posteriores a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones, presentándolo por los medios físicos o electrónicos que para tal efecto establezca la Agencia, acompañado del Dictamen que emita un Tercero Autorizado por ésta.</p>	<p>¿Qué características debe cumplir el Dictamen que elabore el Tercero Independiente?, ¿con base a qué estándar o lineamientos debe elaborarse?</p> <p>El Art. 16 del RENE exige una verificación cada 3 años de las emisiones GEI que incluye las emisiones de metano de todas las fuentes de emisión y se entrega a la SEMARNAT un Dictamen expedido por un Organismo acreditado por la EMA y aprobado por la PROFEPA. Este Organismo no funciona como el Tercero Autorizado que verifica las emisiones de las fuentes. Se deberá complementar las funciones de esos Organismos para que puedan revisar un PPCIEM que es el mismo tema.</p> <p>La elaboración e interacción de un PPCIEM dentro de los seis meses posteriores a la entrada en vigor de la presente disposición</p>

	<p>es poco tiempo considerando la inversión y capacitación que se requiere, y no menos importante los tiempos presupuestales de las instituciones públicas.</p> <p>Si se requieren cambios en equipo o tecnología, no es plazo adecuado que permita sustitución o mejora.</p> <p>Ampliar el tiempo para estar en posibilidad de entregar el Dictamen que emite un tercero autorizado, lo anterior por el tema de gestión de presupuesto, proceso de contratación, ejecución del servicio, etc. ¿Así mismo aclarar que empresas o laboratorios podrán realizar el dictamen mencionado y si deben tener aprobación PROFEPA o ASEA?</p>
<p>Artículo 23.- Los Regulados deberán incorporar al PPCIEM</p> <p>La información que los Regulados incorporen al PPCIEM relativa al presente Capítulo, se acompañará de una declaración firmada por el responsable técnico que llevó a cabo la verificación de la información vertida en dicho PPCIEM. En esta declaración bajo protesta de decir verdad el responsable técnico avalará que la información es exacta y completa.</p>	<p>¿Se refiere al Dictamen que debe elaborar el Tercero Independiente? E caso contrario, se debe especificar quién debe cumplir como responsable técnico y qué debe contener la declaración firmada.</p> <p>Aclarar la figura de responsable técnico.</p>
<p>Artículo 24.- Durante la fase de diseño de Instalaciones nuevas del Sector Hidrocarburos, los Regulados deberán seleccionar bombas neumáticas de aire comprimido o eléctricas.</p>	<p>Algunos equipos neumáticos a gas se usan sólo para emergencias o arranques por lo que el beneficio puede ser marginal o nulo. El suministro eléctrico no es siempre accesible y puede ser muy costoso o inviable tenerlo.</p> <p>Las bombas neumáticas no están diseñadas para un cierto fluido de trabajo, por lo que no es correcto señalar bombas neumáticas de aire comprimido, sino establecer que dichos dispositivos deberán ser operados con aire comprimido como fluido motriz.</p> <p>La propuesta de seleccionar Bombas neumáticas de aire comprimido o eléctricas en vez de accionadas por gas natural (las cuales no tenemos en Proyectos actuales) implica contar con disponibilidad de</p>

	<p>energía eléctrica para el consumo de acuerdo a la capacidad de la bomba, y en el caso de no contar con la misma, la inversión para realizar la infraestructura necesaria (Ingeniería, Procura, Construcción, adecuación, instalación, mantenimiento, etc.). Ejemplo: Instalaciones de PEP mar adentro.</p> <p>Aire comprimido implica contar con disponibilidad del Flujo necesario para la capacidad de cada bomba, y en caso de no contar con disponibilidad de aire comprimido, la inversión para realizar la infraestructura necesaria (Ingeniería, Procura, Construcción, adecuación, instalación, mantenimiento, etc.). La selección de la bomba se basa en la disponibilidad de servicios auxiliares entre otros factores.</p>
<p>Artículo 25.- Los Regulados que cuenten con bombas neumáticas accionadas por Gas Natural en Instalaciones del Sector Hidrocarburos en operación, deberán adoptar una o más de las siguientes mejores prácticas, que permitan controlar las emisiones en un 95%:</p>	<p>¿Se refiere a emisiones de metano, gas natural o COV?</p> <p>En algunas instalaciones de los activos no se cuenta con servicios de suministro eléctrico que impide la instalación de bombas eléctricas o de equipos compresores de aire, de igual forma algunos pozos en estos supuestos tampoco cuentan con presión de gas suficiente para accionar equipo neumáticos, por lo que se tiene que recurrir a equipos accionados por motores de combustión interna, ya que en cierta medida se generan más emisiones de gas de efecto invernadero equivalente por el consumo de energía eléctrica para accionar los equipos que brinden energía.</p> <p>En lo CP costa afuera se usa aire o N2, pero la mayor parte de las plataformas satélites operan con gas. Para instalarlos se requiere un suministro de energía eléctrica, libranza y una logística de embarcaciones, con un alto riesgo de robo por vandalismo. Como ejemplo en AS01-02 11 de 19 satélites (58%) operan completamente con gas natural, y dos más al menos como gas de</p>

	instrumentos.
V. Sustituir el Gas Natural por aire comprimido, y	La sustitución de Gas Natural por aire comprimido debe considerar aspectos técnicos y económicos.
VI. Otras acciones distintas a las anteriores.	
En las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, cuando los Regulados opten por aplicar lo dispuesto en la fracción I del presente artículo deberán asegurar que la eficiencia del quemador sea igual o mayor a 90%.	<p>Falta definir como se estimará la eficiencia del quemador.</p> <p>No hay forma de verificar el cumplimiento de esta disposición, salvo confiar en las especificaciones del fabricante, ya que no se puede medir la eficiencia hasta la fecha.</p> <p>No se dispone de elementos para determinar la eficiencia de combustión de nuestros quemadores (AS01-01). La AS01 el gas que se maneja contiene cantidades importantes de Nitrógeno que disminuyen la eficiencia de los quemadores. En algunas instalaciones se estima que el % de N2 puede alcanzar más del 40%, por lo que la meta de eficiencia no es factible.</p>
Artículo 26.- Los Regulados deberán llevar a cabo las acciones necesarias a efecto de eliminar el venteo de metano a la atmósfera proveniente de bombas neumáticas a fin de contribuir a la meta establecida en el PPCIEM.	<p>Este artículo se refiere a “eliminar el venteo de metano proveniente de bombas neumáticas”, mientras que el Artículo 25 se refiere a reducir las emisiones en un 95%. Son contradictorios. No se pueden eliminar las emisiones al 100%.</p> <p>La propuesta, implica la inversión de un sistema completo de recuperación de venteos, y dependiendo del tipo y cantidad de venteo, analizar la factibilidad de reutilizar el gas, como gas combustible o si es intermitente y no es una cantidad significativa envío a disposición segura. Se requiere un análisis costo – beneficio.</p>
Artículo 27.- Durante la fase de diseño de Instalaciones nuevas del Sector Hidrocarburos, los Regulados deberán seleccionar compresores centrífugos que utilicen sellos secos. Asimismo, cuando determinen el uso de compresores recíprocos herméticos, éstos deberán ser conectados a un SRV para evitar el venteo de metano directo a la atmósfera.	Se requiere un Análisis Costo-Beneficio.
Artículo 28.- Los Regulados que cuenten con	Los costos considerados no son correctos,

<p>Instalaciones que se encuentren operando con compresores centrífugos con sellos húmedos, deberán reemplazarlos por sellos secos, a fin de contribuir a la meta establecida en el PPCIEM.</p>	<p>NOM-018-STPS-2000, referente a la Identificación de peligros y riesgos por sustancias químicas, describe el término sellos mecánicos.</p>
<p>Artículo 29.- Los Regulados que cuenten con Instalaciones que se encuentren operando con compresores recíprocos deberán capturar las emisiones por Fuga y dirigir las a un SRV, que a su vez las dirija a un sistema de transferencia, autoconsumo o conservación de conformidad con la normatividad vigente y aplicable, o bien, a un sistema de procesamiento, de transporte, o distribución.....</p>	<p>¿Por qué no se considera como opción la sustitución de los empaques del vástago por empaques de bajas emisiones?</p> <p>A que se refiere con emisiones por fugas en compresores que se deban dirigir a un SRV, se entiende que es las emisiones venteadas. Derivado a que las fugas se reparan en la medida de lo posible.</p> <p>Sería importante considerar las opciones que plantea el CCAC como mejores prácticas internacionales para compresores recíprocos.</p> <p>Debe definirse mejor este término, pues pueden existir fugas adicionales a las que se presentan en las empaquetaduras y el cárter, que son a las que se refiere esto, que son las únicas para las cuales podría establecerse un sistema de captura, el cual por otra parte puede ser muy elevado.</p> <p>En el COMERI 144 se utiliza la palabra eliminación.</p>
<p>Artículo 30.- Cuando las emisiones por Fuga se dirijan a un sistema de Destrucción, los Regulados deberán aplicar lo dispuesto en el Capítulo IX, de las presentes Disposiciones.</p>	<p>Remite a las obligaciones de un 90% de eficiencia en los quemadores que es inviable en algunos casos.</p>
<p>Artículo 31.- Los Regulados que cuenten con Instalaciones que se encuentren operando, deberán contar con un SRV que controle las emisiones provenientes de los compresores al menos en 95%.</p>	<p>¿Se refiere sólo a los compresores recíprocos? En el Artículo 29 se establece el uso de SRV sólo para compresores recíprocos.</p> <p>¿Se refiere a emisiones de metano o de COV?</p> <p>No es claro cuando dice compresores a que compresores se refiere recíprocos o centrífugos.</p>

Los Sistemas de Recuperación de Vapores en sí son equipos de compresión, también conocidos por sus siglas en inglés VRU (unidad recuperadora de vapor) y su instalación está en función de la cantidad de vapores que se generan en los tanques de segunda etapa ubicados en las baterías de separación.

Actualmente existen 5 baterías de separación cada una con un tanque de separación de segunda etapa y ninguna cuenta con unidades recuperadoras de vapor porque los vapores que genera cada tanque no son suficientes para mantener operando a las unidades recuperadoras de vapor.

No existen equipos instalados actualmente porque los que existieron en algún momento dejaron de operar por el poco volumen de vapores que se generan en el proceso de separación de gas ante la disminución de producción de aceite en el AIPBAS01-01.

Un costeo para un proyecto de esta magnitud requiere una ingeniería para determinar la infraestructura requerida para instalarlos, así como de un estudio para determinar la capacidad de generación eléctrica y de disponibilidad de gas combustible para su funcionamiento, por lo que necesariamente se tendría que realizar un análisis a fondo respecto a los beneficios de aprovechar el volumen de gas metano que se envía al quemador vs. el impacto de incrementar las emisiones de gases de efecto invernadero asociado al incremento en el consumo de gas combustible en turbo maquinaria para mantener operando las unidades recuperadoras de vapor y sus servicios auxiliares.

El tiempo estimado para la conceptualización del proyecto, la ingeniería básica y de detalle, el proceso de licitación y contratación, así como el de procura, construcción y puesta en servicio lleva hasta 2 años con los procesos de

	contratación en Pemex-PEP.
Artículo 32.- Los Regulados deberán prever que la capacidad del SRV sea suficiente para que recupere las emisiones de otros compresores que no cuenten con dichos sistemas.	Actualmente existen 5 baterías de separación cada una con un tanque de separación de segunda etapa y ninguna cuenta con unidades recuperadoras de vapor porque los vapores que genera cada tanque no son suficientes para mantener operando a las unidades recuperadoras de vapor.
TÍTULO TERCERO DE LAS ACCIONES DE PREVENCIÓN Y CONTROL INTEGRAL DE LAS EMISIONES CAPÍTULO III De los Controles Neumáticos	Se debe especificar que se refieren a controles neumáticos que operan con gas natural.
Artículo 33.- Durante la fase de diseño de Instalaciones nuevas del Sector Hidrocarburos, los Regulados deberán contar con un SRV para las emisiones provenientes de los controles neumáticos de venteo continuo para evitar las emisiones a la atmósfera;	<p>¿A qué se refiere el término “controles neumáticos de venteo continuo”?</p> <p>No existen equipos instalados actualmente porque los que existieron en algún momento dejaron de operar por el poco volumen de vapores que se generan en el proceso de separación de gas ante la disminución de producción de aceite en el AIPBAS01-01.</p> <p>Un costeo para un proyecto de esta magnitud requiere una ingeniería para determinar la infraestructura requerida para instalarlos, así como de un estudio para determinar la capacidad de generación eléctrica y de disponibilidad de gas combustible para su funcionamiento, por lo que necesariamente se tendría que realizar un análisis a fondo respecto a los beneficios de aprovechar el volumen de gas metano que se envía al quemador vs. el impacto de incrementar las emisiones de gases de efecto invernadero asociado al incremento en el consumo de gas combustible en turbomaquinaria para mantener operando las unidades recuperadoras de vapor y su servicios</p>

	<p>auxiliares.</p> <p>Considerar las mejores prácticas internacionales que considera el CCAC.</p> <p>Se debe hablar de controladores y dispositivos neumáticos operados a gas natural, y no sólo de "Controles neumáticos".</p> <p>El tiempo estimado para la conceptualización del proyecto, la ingeniería básica y de detalle, el proceso de licitación y contratación, así como el de procura, construcción y puesta en servicio lleva hasta 2 años con los procesos de contratación en Pemex-PEP</p>
<p>Artículo 34.- Los Regulados que cuenten con Instalaciones en operación, deberán contar con un SRV que tenga una eficiencia de control de las emisiones provenientes de los controles neumáticos al menos del 95%.</p>	<p>¿Se refiere a emisiones de Metano o COV?</p> <p>Ver comentario previo de los requisitos de volumen de gas para las SRV</p> <p>Se requeriría analizar el costo -beneficio de implementación del sistema de recuperación dadas las características y la cantidad a ventear.</p>
	<p>Ver comentario previo de los requisitos de volumen de gas para las SRV</p> <p>Se requeriría analizar el costo -beneficio de implementación del sistema de recuperación dadas las características y la cantidad a ventear.</p>
<p>Artículo 35.- Los Regulados deberán prever que los SRV instalados en controles neumáticos cuenten con la capacidad suficiente para recuperar las emisiones de aquellos que no estén conectados a dicho sistema.</p>	<p>No existe una razón lógica para esto, pues dependiendo del sistema, por ejemplo, si es modular, implicaría instalar módulos que no se usarían, o sobredimensionar los sistemas respecto de su operación normal, lo cual incrementa las emisiones de GEI debido a la energía incremental para su operación en puntos no eficientes.</p>
<p>Artículo 36.- Los Regulados deberán asegurar la hermeticidad de los controles neumáticos de venteo intermitente cuando no se encuentren en uso, lo anterior se deberá comprobar utilizando un OGI al realizar el programa de Detección y Reparación de Fugas.</p>	<p>¿A qué se refiere el término "controles neumáticos de venteo intermitente"?</p>
<p>Artículo 37.- Los Regulados que cuenten con</p>	<p>Se requiere el análisis para determinar qué</p>

<p>Instalaciones que se encuentren operando con controles neumáticos deberán capturar las emisiones por Fuga y dirigirlas a un SRV, que a su vez las dirija a un sistema de transferencia, autoconsumo o conservación de conformidad con la normatividad vigente y aplicable; o bien, para un sistema de procesamiento, de transporte, o distribución. Cuando no sea posible aplicar las opciones anteriores, los Regulados deberán dirigir las emisiones a un sistema de Destrucción.</p>	<p>sistema es el más conveniente para cada instalación, así como la inversión asociada por la integración del sistema.</p>
<p>Artículo 39.- Durante la fase de diseño de Instalaciones nuevas del Sector Hidrocarburos, los Regulados deberán seleccionar deshidratadores desecantes que les permitan controlar sus emisiones de COV en un 98%.</p>	<p>¿Cómo debe calcularse este porcentaje de reducción? Si se habla de la fase de diseño, es decir, de infraestructura nueva, ¿cuál es la línea base (el valor original sobre el que se debe calcular la reducción)?</p> <p>Esta medida es muy costosa y tiene un rango limitado de aplicación. Falta realidad operativa. Además la tecnología es manejada por un limitado número de proveedores potenciales.</p> <p>Incluir en el apartado definiciones a que se refiere con COV.</p> <p>Controlar o reducir en un 98% la emisión de Compuestos Orgánicos Volátiles puede volver incosteable la operación de un quemador.</p> <p>Los equipos de emisiones de fuentes fijas ya cuentan con normatividad que los regula y se le da cumplimiento a dicha normatividad, por lo que esta disposición puede crear redundancia con la normatividad oficial de la SEMARNAT.</p>
<p>Artículo 40.- Para las Instalaciones existentes que cuenten con deshidratadores de glicol, los Regulados que realicen las actividades previstas en las fracciones II y III del artículo 2o. de las presentes Disposiciones, cuyas emisiones de COV sean iguales o mayores a 4 toneladas al año, deberán controlarlas en un 98%, implementando una o más de las mejores prácticas siguientes:</p>	<p>¿Se refiere a las emisiones de COV generadas por deshidratadores de glicol?, ¿se contabilizan por cada deshidratador o por el total de los deshidratadores existentes en una Instalación?</p>
<p>Artículo 41.- Los Regulados que realicen las actividades que prevé el artículo 2o., fracción I, de</p>	<p>¿Se refiere a las emisiones de COV generadas por deshidratadores de glicol?,</p>

<p>las presentes Disposiciones, cuyas emisiones de COV sean iguales o mayores a 6 toneladas al año, deberán controlarlas en un 98% de conformidad con lo estipulado en las mejores prácticas referidas en el artículo 40.</p>	<p>¿se contabilizan por cada deshidratador o por el total de los deshidratadores existentes en una Instalación?</p> <p>Parecería que este artículo debería ser anterior al 40, pues establece quiénes están obligados, mientras como está, de acuerdo al 40, todos están obligados.</p>
<p>Artículo 42.- Durante la fase de diseño de Instalaciones nuevas del Sector Hidrocarburos, para el transporte y distribución, los Regulados deberán incorporar las provisiones necesarias a efecto de controlar las emisiones a la atmósfera, tales como la instalación de: válvulas de corte rápido y empaquetaduras en válvulas, conexiones y accesorios, entre otros.</p>	<p>No se especifica para qué servicio son aplicables (producto a transportar) ni el tipo de válvulas.</p>
<p>Artículo 44.- Los Regulados que cuenten con sistemas de transporte y distribución por ductos de Gas Natural, que se encuentran operando, y sean sometidos a mantenimiento, reparaciones o modificaciones, deberán implementar las medidas necesarias, a efecto de que el control de volumen del Gas Natural venteado a la atmósfera sea igual o mayor al 95%.</p>	<p>Re expresar. Aunque se entiende a qué se refiere, control de volumen mayor a 95% puede significar muchas cosas, una de ellas, mantenerlo...</p> <p>No se enuncian los mantenimientos y/o reparaciones programadas en la que te permite una mejor planeación y programación de las actividades a desarrollar.</p>
<p>Artículo 45.- Para controlar las emisiones de metano que se presentan por venteo de alivio de presión de emergencia, en el sistema de transporte y distribución por ducto, los Regulados deberán minimizar el Venteo de Hidrocarburos a la atmósfera, para ello deberán instalar las válvulas de seguridad de corte rápido que garanticen un cierre hermético.</p>	<p>¿A qué se refiere el término “válvulas de seguridad de corte rápido”?</p> <p>Es necesario reiterar acciones para evitar su liberación al ambiente.</p>
<p>Artículo 46.- Los Regulados deberán asegurar la hermeticidad de las válvulas de seguridad de corte rápido de conformidad con lo dispuesto por el código ASME B16, o uno superior o equivalente o aquel que lo modifique o sustituya. Para tal efecto, los Regulados llevarán el registro de los reemplazos realizados.</p>	<p>El código ASME B16 se aplica en los procesos de fabricación. Los Regulados no pueden asegurar la hermeticidad conforme a lo dispuesto en este código. Lo que pueden hacer es asegurarse de adquirir válvulas que cumplan con el código.</p> <p>Se tendría que analizar, a que se refiere con cierre hermético, dado que, si se trata de venteos, se tendría que analizar su origen y disposición final.</p>

	<p>Pemex rige su diseño para válvulas y accesorios bajo Códigos y Estándares internacionales, normas de referencia, etc., la hermeticidad es derivada de un protocolo correcto de instalación y mantenimiento periódico.</p> <p>Las válvulas de corte deben contar con suministro de aire, por tanque pulmón o disponer de aire calidad aire de instrumentos, de no contar con el flujo y calidad del aire, se requeriría la inversión en la instalación del paquete de aire.</p>
<p>Artículo 47.- Los Regulados que lleven a cabo reparaciones mayores en las cuales sea necesario cortar una sección del ducto, deberán minimizar las emisiones a la atmósfera mediante el uso de compresores en línea o portátiles.</p>	<p>Se debe ser más específico en el procedimiento a seguir. No es clara la forma que se deberán usar estos compresores.</p> <p>Si se tiene el proyecto de un gasoducto, Pemex considera PSVs de corte rápido con cierre hermético.</p>
<p>Artículo 48.- Los Regulados que realicen las actividades de transporte y distribución por medio de ductos, podrán adoptar una o más de las siguientes mejores prácticas:</p> <p>VI. Aplicar técnicas de bombeo en ductos en secuencia usando eyectores</p>	<p>Se debe detallar en qué consisten estas técnicas.</p>
<p>Artículo 49.- Durante la fase de diseño de Instalaciones nuevas del Sector Hidrocarburos, los Regulados que lleven a cabo actividades previstas en la fracción I del artículo 2o. de las presentes Disposiciones, deberán incorporar las provisiones necesarias, a efecto de que los tanques conectados a los separadores cuya tasa de emisión de metano anual sea mayor a 10 toneladas por Instalación, cuenten con un SRV.</p>	<p>¿A qué se refiere el término “tanques conectados a los separadores”?</p> <p>Es pobre el análisis técnico y económico que implica la disposición.</p>
<p>Artículo 49.- Durante la fase de diseño de Instalaciones nuevas del Sector Hidrocarburos, los Regulados que lleven a cabo actividades previstas en la fracción I del artículo 2o. de las presentes Disposiciones, deberán incorporar las provisiones necesarias, a efecto de que los tanques conectados a los separadores cuya tasa de emisión de metano anual sea mayor a 10 toneladas por Instalación, cuenten con un SRV.</p>	<p>¿Quedan excluidos de este requerimiento los Regulados que lleven a cabo actividades previstas en las fracciones II y III del Artículo 2?</p> <p>¿También quedan excluidos de los requerimientos adicionales establecidos en el Capítulo VI?</p>

<p>Artículo 49.- Durante la fase de diseño de Instalaciones nuevas del Sector Hidrocarburos, los Regulados que lleven a cabo actividades previstas en la fracción I del artículo 2o. de las presentes Disposiciones, deberán incorporar las provisiones necesarias, a efecto de que los tanques conectados a los separadores cuya tasa de emisión de metano anual sea mayor a 10 toneladas por Instalación, cuenten con un SRV.</p>	<p>¿Las emisiones de metano se contabilizan por cada "tanque conectado a los separadores" o por el total de estos tanques existentes en una Instalación?</p>
<p>Artículo 50.- Los Regulados que en sus Instalaciones cuenten con tanques de separación, tanques de almacenamiento y sus Componentes cuya tasa anual de emisiones de metano sea igual o mayor a 10 toneladas por Instalación deberán dirigir el 100% de sus emisiones a un SRV. Los Regulados podrán enviar a Destrucción las emisiones solo si se demuestra que estas no pueden ser aprovechadas.</p>	<p>¿Se refiere al 100% de las emisiones generadas tanques de separación, tanques de almacenamiento y sus Componentes?</p>
<p>Artículo 50.- Los Regulados que en sus Instalaciones cuenten con tanques de separación, tanques de almacenamiento y sus Componentes cuya tasa anual de emisiones de metano sea igual o mayor a 10 toneladas por Instalación deberán dirigir el 100% de sus emisiones a un SRV. Los Regulados podrán enviar a Destrucción las emisiones solo si se demuestra que estas no pueden ser aprovechadas.</p>	<p>La instalación de Sistemas de Recuperación de Vapores debe depender del resultado de un estudio de costo-beneficio.</p>
<p>Artículo 50.- Los Regulados que en sus Instalaciones cuenten con tanques de separación, tanques de almacenamiento y sus Componentes cuya tasa anual de emisiones de metano sea igual o mayor a 10 toneladas por Instalación deberán dirigir el 100% de sus emisiones a un SRV. Los Regulados podrán enviar a Destrucción las emisiones solo si se demuestra que estas no pueden ser aprovechadas.</p>	<p>¿Qué elementos se necesita para demostrar que las emisiones no pueden ser aprovechadas?</p>
<p>Artículo 50.- Los Regulados que en sus Instalaciones cuenten con tanques de separación, tanques de almacenamiento y sus Componentes cuya tasa anual de emisiones de metano sea igual o mayor a 10 toneladas por Instalación ,,, Los Regulados que en sus Instalaciones cuenten con tanques de separación, tanques de almacenamiento y sus Componentes cuya tasa anual de emisiones de metano sea menor a 10 toneladas y no cuenten con un SRV deberán llevar a cabo el Análisis de flasheo cada seis meses.</p>	<p>¿Qué método de análisis se requiere?, ¿qué acciones se realizan en función de los resultados?</p>
<p>Artículo 51.- Cuando la tasa anual de emisión de</p>	<p>¿A qué se refiere el término "tanques</p>

<p>metano en los separadores y tanques conectados a éstos sea menor a 10 toneladas, previo estudio de factibilidad técnica y económica, los Regulados podrán optar por incorporar un SRV, indicando el número de tanques conectados a este sistema, el tiempo previsto en el que se llevaría a cabo y la tasa anual de reducción de emisiones esperada. Esta información será incorporada como parte del PPCIEM.</p>	<p>conectados a separadores"? ¿este artículo no incluye a los tanques de almacenamiento?</p>
<p>Artículo 51.- Cuando la tasa anual de emisión de metano en los separadores y tanques conectados a éstos sea menor a 10 toneladas, previo estudio de factibilidad técnica y económica, los Regulados podrán optar por incorporar un SRV, indicando el número de tanques conectados a este sistema, el tiempo previsto en el que se llevaría a cabo y la tasa anual de reducción de emisiones esperada. Esta información será incorporada como parte del PPCIEM.</p>	<p>¿Se refiere a 10 toneladas por Instalación?</p>
<p>Artículo 51.- Cuando la tasa anual de emisión de metano en los separadores y tanques conectados Cuando la tasa anual de emisiones de metano en los tanques de separación y tanques conectados a éstos sea igual o mayor a 10 toneladas por un periodo consecutivo de 12 meses, los Regulados deberán instalar un SRV que aproveche el gas mediante transferencia, autoconsumo o conservación, de conformidad con la normatividad vigente y aplicable.</p>	<p>Parece duplicado con el primer párrafo del Artículo 50, sin embargo, no son consistentes. En el Artículo 50 se indica: Los Regulados que en sus Instalaciones cuenten con tanques de separación, tanques de almacenamiento y sus Componentes cuya tasa anual de emisiones de metano sea igual o mayor a 10 toneladas por Instalación deberán dirigir el 100% de sus emisiones a un SRV. Sin embargo, en el Artículo 51 se indica que se requiere instalar los SRV cuando las emisiones anuales de metano sean mayores a 10 toneladas por un periodo consecutivo de 12 meses. Tampoco se especifica, a diferencia del Artículo 10, qué porcentaje de las emisiones deben dirigirse al SRV.</p>
<p>Artículo 53.- El mantenimiento que los Regulados den al SRV deberá llevarse a cabo de conformidad con las recomendaciones del fabricante, así como lo establecido en las mejores prácticas. Durante el mantenimiento se deberá efectuar el registro de las actividades a través de una bitácora que deberá contener como mínimo la siguiente información:</p>	<p>Es importante mencionar al licenciador ya que es el responsable de enunciar en su producto los parámetros básicos y variables de diseño para que la instalación se desempeñe dentro del propósito que se requiere, así como recomendaciones para que dichas variables se mantengan</p>
<p>Artículo 54.- Los tanques deberán contar con una</p>	<p>¿Para qué tipo de tanques es aplicable este</p>

<p>cubierta que se conecte con el sistema de venteo cerrado que conduzca al aprovechamiento mediante transferencia, autoconsumo o conservación de conformidad con la normatividad vigente y aplicable, cuando no sea posible aplicar las opciones anteriores, los Regulados deberán dirigir las emisiones a un sistema de Destrucción. La cubierta de los tanques y todas sus aberturas deben formar una barrera impermeable sobre la superficie o sobre el sistema desgasificador del sello húmedo.</p>	<p>artículo?, ¿para qué servicio?</p>
<p>Artículo 54.- Los tanques deberán contar con una cubierta que se conecte con el sistema de venteo cerrado que conduzca al aprovechamiento mediante transferencia, autoconsumo o conservación de conformidad con la normatividad vigente y aplicable, cuando no sea posible aplicar las opciones anteriores, los Regulados deberán dirigir las emisiones a un sistema de Destrucción. La cubierta de los tanques y todas sus aberturas deben formar una barrera impermeable sobre la superficie o sobre el sistema desgasificador del sello húmedo.</p>	<p>¿A qué se refiere el término “cubierta”? ¿a la cúpula del tanque?, ¿a una membrana interna?</p>
<p>Artículo 54.- Los tanques deberán contar con una cubierta que se conecte con el sistema de venteo cerrado que conduzca al aprovechamiento mediante transferencia, autoconsumo o conservación de conformidad con la normatividad vigente y aplicable, cuando no sea posible aplicar las opciones anteriores, los Regulados deberán dirigir las emisiones a un sistema de Destrucción. La cubierta de los tanques y todas sus aberturas deben formar una barrera impermeable sobre la superficie o sobre el sistema desgasificador del sello húmedo.</p>	<p>¿A qué se refiere el término “sistema de venteo cerrado”?, ¿cuál es la diferencia entre “sistema de venteo cerrado” y Sistema de Recuperación de Vapores (SRV)?</p>
<p>Artículo 54.- Los tanques deberán contar con una cubierta que se conecte con el sistema de venteo cerrado que conduzca al aprovechamiento mediante transferencia, autoconsumo o conservación de conformidad con la normatividad vigente y aplicable, cuando no sea posible aplicar las opciones anteriores, los Regulados deberán dirigir las emisiones a un sistema de Destrucción. La cubierta de los tanques y todas sus aberturas deben formar una barrera impermeable sobre la superficie o sobre el sistema desgasificador del sello húmedo.</p>	<p>El Artículo 54 es parte del Capítulo VI del Título Tercero referido específicamente a tanques. Sin embargo, habla de sistemas de desgasificación de sellos húmedos, lo cual se refiere a compresores centrífugos. Se replicó de manera inadecuada un texto del CFR 40, Parte 60, Subparte OOOO, la cual se transcribe a continuación: <i>“60.5411 What additional requirements must I meet to determine initial compliance for my covers and closed vent systems routing materials from storage vessels, reciprocating compressors and centrifugal compressor wet seal degassing systems?”</i></p>

	<p><i>You must meet the applicable requirements of this section for each cover and closed vent system used to comply with the emission standards for your storage vessel, reciprocating compressor or centrifugal compressor affected facility....</i></p> <p><i>(b) Cover requirements for storage vessels and centrifugal compressor wet seal degassing systems. (1) The cover and all openings on the cover (e.g., access hatches, sampling ports, pressure relief valves and gauge wells) shall form a continuous impermeable barrier over the entire surface area of the liquid in the storage vessel or wet seal fluid degassing system”.</i></p>
<p>Artículo 57.- Los Regulados llevarán a cabo inspecciones técnicas mensuales para asegurar que las cubiertas de los tanques funcionan correctamente y, de encontrarse algún defecto en las mismas o en sus aperturas, deberán ser reparadas dentro de los 15 días naturales siguientes a la inspección o bien antes del siguiente paro programado.</p>	<p>Complementar defecto con la palabra anomalía.</p> <p>La palabra anomalía se considera en la NOM-020-STPS-2011, referente a “Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad.”</p>
<p>Artículo 59.- Los Regulados deberán instalar las válvulas de paso de los sistemas de venteo cerrado en una posición que asegure que esta no sea manipulada. Las válvulas de paso deberán contar, a la entrada de las mismas, con indicadores de flujo y alarmas, las cuales alerten del desvío de gases y vapores a la atmósfera. Las alarmas deberán ser reconocidas visual y auditivamente y, adicionalmente, emitir una señal remota al centro de control de la instalación.</p>	<p>¿A qué se refiere el término “válvulas de paso”? Parece que es una mala traducción.</p> <p>Mejorar redacción para ser más claros.</p>
<p>Artículo 60.- Cuando los Regulados utilicen un sistema de combustión cerrado como mecanismo de control de las emisiones en tanques, deberán asegurarse de que este reduzca las emisiones de metano en un 95%. Este sistema deberá operar con la llama del piloto siempre encendida, sin emisiones visibles y sin Fugas.</p>	<p>¿A qué se refiere el término “sistema de combustión cerrado”?</p>
<p>Artículo 61.- Para el mantenimiento y reparación del sistema de combustión cerrado, los Regulados deberán aplicar el Método 22, sección 11 de la EPA o aquel que lo modifique o sustituya, o un método</p>	<p><i>El Método 22, de la EPA (EPA Method 22, 40 CFR part 60, appendix A) no trata sobre mantenimiento y reparación de sistemas de combustión cerrados. El método trata</i></p>

<p>superior o equivalente, como mejor práctica.</p>	<p><i>sobre la determinación visual de emisiones fugitivas en fuentes estacionarias. A continuación, se transcribe el título del Método y su ámbito de aplicación.</i></p> <p>METHOD 22 - VISUAL DETERMINATION OF FUGITIVE EMISSIONS FROM MATERIAL SOURCES AND SMOKE EMISSIONS FROM FLARES</p> <p><i>Scope and Application This method is applicable for the determination of the frequency of fugitive emissions from stationary sources, only as specified in an applicable subpart of the regulations. This method also is applicable for the determination of the frequency of visible smoke emissions from flares.</i></p> <p>Anexar Método 22, sección 11 de la EPA mencionado en el artículo 61, (solo anexar método 21).</p>
<p>Artículo 62.- En los tanques de circulación de líquidos utilizados para la estimulación de pozos en las actividades de extracción de Petróleo y/o Gas, los Regulados deberán implementar como parte del PPCIEM, las mejores prácticas operativas y tecnológicas de recolección de vapores y de control disponibles con el propósito de reducir las emisiones de metano en un 95%.</p>	<p>En este artículo se establece que se pueden utilizar las “mejores prácticas operativas y tecnológicas de reducción de vapores” en los tanques de recirculación de líquidos utilizados en estimulación de pozos. Sin embargo, en el Artículo 49 se establece la obligación de instalar SRV en los tanques de fluidos de retorno cuando la emisión de metano anual sea mayor de 10 ton por instalación.</p> <p>Artículo 49.- Durante la fase de diseño de Instalaciones nuevas del Sector Hidrocarburos, los Regulados ...</p> <p>Los Regulados que llevarán cabo la estimulación o fracturamiento hidráulico de pozos, deberán incorporar las provisiones necesarias a efecto de que los tanques para fluidos de retorno cuenten con un SRV.</p>
<p>Artículo 62.- En los tanques de circulación de líquidos utilizados para la estimulación de pozos en las actividades de extracción de Petróleo y/o Gas, los Regulados deberán implementar como parte del PPCIEM, las mejores prácticas operativas y</p>	<p>En este artículo se establece la obligación de reducir las emisiones de metano de tanques de circulación utilizados en la estimulación de pozos en un 95%. Sin embargo, en el Artículo 49 se establece</p>

<p>tecnológicas de recolección de vapores y de control disponibles con el propósito de reducir las emisiones de metano en un 95%.</p>	<p>que en general, las Instalaciones que cuenten con tanque de separación, tanques de almacenamiento y sus componentes, cuya tasa anual de emisiones de metano sea superior a 10 toneladas por instalación deberán dirigir el 100% de sus emisiones a un SRV.</p> <p>Artículo 50.- Los Regulados que en sus Instalaciones cuenten con tanques de separación, tanques de almacenamiento y sus Componentes cuya tasa anual de emisiones de metano sea igual o mayor a 10 toneladas por Instalación deberán dirigir el 100% de sus emisiones a un SRV. Los Regulados podrán enviar a Destrucción las emisiones solo si se demuestra que estas no pueden ser aprovechadas.</p>
<p>Artículo 64.- Durante las operaciones de estimulación, incluyendo fracturamiento hidráulico y terminación de pozos, los Regulados deberán dirigir las emisiones de metano a un SRV, que a su vez las envíe a un sistema de transferencia, autoconsumo o conservación de conformidad con la normatividad vigente y aplicable. Cuando no sea posible aplicar las opciones anteriores, los Regulados deberán dirigir las emisiones a un sistema de Destrucción.</p>	<p>Las emisiones se envían a quemador, pero no se conoce la eficiencia de combustión.</p>
<p>Artículo 64.- Durante las operaciones de estimulación, incluyendo fracturamiento hidráulico y terminación de pozos, los Regulados deberán dirigir las emisiones de metano a un SRV, que a su vez las envíe a un sistema de transferencia, autoconsumo o conservación de conformidad con la normatividad vigente y aplicable. Cuando no sea posible aplicar las opciones anteriores, los Regulados deberán dirigir las emisiones a un sistema de Destrucción.</p>	<p>¿Cómo se acredita que no es posible enviar las emisiones a un sistema de transferencia, autoconsumo o conservación?</p>
<p>Artículo 65.- Los Regulados deberán emplear uno o más de los siguientes métodos para el mantenimiento y descarga de líquidos en pozos de extracción de Hidrocarburos, con el objeto de minimizar las emisiones de metano:</p>	<p>El detalle del requerimiento es excesivo para el alcance de los lineamientos.</p>
<p>Artículo 66.- Los Regulados que realicen las actividades que comprende la fracción I del artículo 2o. de las presentes Disposiciones, deberán asegurar que la eficiencia del quemador sea igual o mayor a 90%; mientras que para las actividades comprendidas en las fracciones II y III del citado</p>	<p>¿Se refiere a la eficiencia de diseño?, En caso contrario, ¿cuál es el método para estimar la eficiencia?</p> <p>La determinación de la eficiencia no es</p>

<p>artículo, los Regulados deberán asegurar que la eficiencia del quemador sea igual o mayor a 98%.</p>	<p>clara.</p>
<p>Artículo 68.- Los Regulados deberán asegurarse que los quemadores empleados en la Destrucción cuenten con un sistema de redundancia y de encendido automático.</p>	<p>Especificar el alcance del término “sistema de redundancia”.</p> <p>No se cuenta con quemadores con encendido electrónico debido a que no es viable instalar este tipo de dispositivos de encendido ya que nuestros quemadores disponen de un piloto encendido de manera permanente que nos asegura la ignición de los gases que pudieran direccionarse a los quemadores en caso de un desfogue de emergencia o de un desfogue controlado.</p> <ul style="list-style-type: none"> • se sabe que en aquellas instalaciones en donde fueron instalados los sistemas de encendido electrónico, su funcionamiento solo tuvo una duración menor a 6 meses ya que sufren daños permanentes por la exposición a la radiación del quemador y su inspección tiene que realizarse mediante el paro del proceso de separación, con el respectivo impacto al dejar de producir tanto el aceite como el gas de la instalación asociada al sistema. <p>El mantenimiento por programa del sistema de encendido electrónico, implicaría paro total de la instalación por lo menos una vez al año. Dejando de entregar al menos 550 MMpcd de gas dulce al sistema de distribución de gas para bombeo neumático y dejar de comprimir 440 MMpcd de gas húmedo amargo en promedio, con la consecuente destrucción (quema) de este hidrocarburo. Lo anterior causa un gran impacto en la producción de crudo y los índices de aprovechamiento de gas.</p>
<p>CAPÍTULO X</p>	<p>El Capítulo X es redundante a los programas de trabajos que se tienen, ya que durante la ejecución del Programa Anual de Mantenimiento se tienen que realizar las actividades de Detección y Reparación de fugas, así como el registro correspondiente de las mismas. En caso de eventos se tiene el sistema RECIO, y los avisos que se dan a las autoridades como</p>

	<p>ASEA. Cabe mencionar que de igual forma existe regulación oficial que se le da cumplimiento, por lo que las consideraciones de este Capítulo solo implican doble trabajo y gasto de recursos en una forma innecesaria ya que Pemex tiene sus controles bien definidos en esta materia.</p>
<p>Artículo 70.- Para evitar las emisiones por Fuga, durante la etapa de operación y mantenimiento, los Regulados deberán atender las recomendaciones del fabricante para los equipos y Componentes que integran la Instalación, de conformidad con las mejores prácticas, que permitan cumplir con el porcentaje de control de emisiones establecido para cada uno de estos. Asimismo, elaborarán un programa de Detección y Reparación de Fugas que se implementará cada tres meses a todos los equipos y sus Componentes de las actividades del Sector Hidrocarburos previstas en el artículo 2o. de las presentes Disposiciones.</p>	<p>¿Qué significa que el Programa de Detección y Reparación de Fugas se “implemente cada tres meses”? ¿Es la periodicidad de detección? El plazo para cuantificar las fugas se indica establece en el Artículo 74 y el plazo para la reparación de fugas se establece en el Artículo 77.</p> <p>Cada tres meses es muy poco tiempo derivado de a complejidad de las instalaciones y el beneficio sería marginal. El CCAC considera que anual es adecuado</p>
<p>Artículo 73.- En la detección de Fugas, los Regulados podrán utilizar instrumentos OGI... La detección de Fugas con OGI deberá llevarse a cabo por personal calificado en teoría infrarroja, principios de transferencia de calor e inspecciones infrarrojas.</p>	<p>El requerimiento de calificación para el personal de detección de fugas es excesivo.</p> <p>Falta una evaluación realista de los costos y plazos que implica la medida.</p>
<p>Artículo 74.- Las Fugas detectadas con instrumentos OGI u otros de detección homólogos deberán estimarse con el Método de Referencia 21 de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos de Norteamérica, como se indica en el Anexo III de las presentes Disposiciones, como máximo veinticuatro horas después de haberse detectado, salvo que impliquen una Inspección técnica de riesgo; en cuyo caso, la estimación de la Fuga se llevará a cabo dentro de los quince días posteriores a su detección y su reparación se realizará de conformidad con lo dispuesto por el artículo 76 de las presentes Disposiciones.</p>	<p>El Apartado 12 “Análisis de los Datos y Cálculos” del Anexo III de las Disposiciones no contiene información, por lo que no se tiene claridad sobre la metodología de estimación de las emisiones detectadas.</p>
<p>Artículo 75.- Los Regulados podrán emplear otros instrumentos que obedezcan a métodos reconocidos internacionalmente para la detección de Fugas tales como: oxidación catalítica, absorción infrarroja, ionización de flama, escaneos de área, cámaras infrarrojas estacionarias, entre otros. Los</p>	

Regulados deberán indicar, respecto de dichos instrumentos, lo siguiente:	
El uso de estos instrumentos deberá complementarse con la inspección técnica, visual y olfativa, pudiendo auxiliarse del uso de drones, robots, camiones, entre otros.	El uso de estos instrumentos deberá complementarse con la inspección técnica, visual y olfativa, pudiendo auxiliarse del uso de drones, robots, camiones, entre otros, siempre y cuando estos cumplan con las medidas de seguridad en materia intrínseca en áreas de clasificación de riesgos, y aérea.
<p>Artículo 77.- Los Regulados tomarán en cuenta los siguientes umbrales para llevar a cabo la reparación de Fugas ...</p> <p>Una vez reparada la Fuga, los Regulados deberán verificar que la reparación fue exitosa mediante una Inspección técnica de riesgo y una estimación que deberán llevarse a cabo a más tardar quince días después de realizada la reparación. En caso de que las Fugas persistan, los Regulados deberán llevar a cabo acciones adicionales para que éstas sean atendidas.</p>	¿Por qué la verificación del éxito de una reparación debe realizarse mediante una “inspección técnica de riesgo”?
<p>Artículo 78.- Los Regulados deberán identificar el equipo con Fuga indicando con una etiqueta la fecha de detección y el volumen fugado. La etiqueta sólo podrá ser removida cuando se haya reparado exitosamente la Fuga, previa ejecución de inspecciones técnicas y estimaciones adicionales, con las que se compruebe que la Fuga se reparó exitosamente.</p>	Ver implicaciones legales sobre el reporte de volumen de fuga. Revisar con Jurídico
<p>Artículo 79.- Cuando la Fuga se detecte en un equipo crítico, los Regulados deberán reducirla en la medida de lo posible y la reparación exitosa se podrá llevar a cabo en el siguiente paro programado; pero si la Fuga conlleva una situación de emergencia, deberá repararse de inmediato y efectuar un paro no programado.</p>	Definir “equipo crítico”. Definir “situación de emergencia”.
<p>Artículo 80.- Los Componentes y equipos que no puedan ser reparados en el tiempo requerido ...</p> <p>Una vez realizada la reparación de las Fugas en los Componentes y equipos, los Regulados deberán llevar a cabo las inspecciones técnicas y estimaciones necesarias dentro de los 5 días naturales posteriores a la reparación de las mismas, para verificar que fueron reparadas exitosamente. En caso de que las Fugas persistan, los Regulados deberán llevar a cabo acciones adicionales para que</p>	<p>El plazo para la inspección y cuantificación no es consistente con el plazo establecido en el Artículo 77.</p> <p>Artículo 77.-</p> <p>Una vez reparada la Fuga, los Regulados deberán verificar que la reparación fue exitosa mediante una Inspección técnica de riesgo y una estimación que deberán llevarse a cabo a más tardar quince días después de realizada la reparación. En</p>

<p>éstas sean atendidas.</p>	<p>caso de que las Fugas persistan, los Regulados deberán llevar a cabo acciones adicionales para que éstas sean atendidas.</p> <p>Es necesario considerar los tiempos de entrega que tienen los fabricantes.</p>
<p>Artículo 83.- Los Regulados deberán asegurarse que el responsable de implementar el programa de Detección y Reparación de Fugas elabora bajo protesta de decir verdad, el informe de Detección y Reparación de Fugas del trimestre que corresponda utilizando los formularios de los Anexos I y II de las presentes Disposiciones.</p>	<p>Se requiere clarificar la figura del responsable de implementar el programa de Detección y Reparación de Fugas.</p>
<p>Artículo 86.- Las metas que los Regulados establezcan en el primer año de implementación del PPCIEM deberán alcanzar al menos el 15% de reducción de emisiones por Instalación con respecto al Año base. Para ello identificarán si dichas metas serán alcanzadas dividiendo dicho porcentaje en todos los grupos de equipos, Componentes y/u operaciones en pozos; o bien, si éstas se alcanzarán mediante la implementación de acciones en un solo grupo de equipos, Componentes y/u operaciones en pozos.</p>	<p>Se requieren al menos 2 -3 años para dar resultados. El primer año es de detección y el 2o año para contratar. El % comprometido debe partir de un estudio de factibilidad técnico-económica. El % de reducción debe partir de un análisis de factibilidad técnico-económica.</p>
<p>Artículo 88.- Los Regulados deberán llevar a cabo evaluaciones semestrales del avance de la implementación del PPCIEM, dicha evaluación deberá ser efectuada por personal propio de la Instalación donde conste el cumplimiento del mismo.</p>	
<p>Mediante un escrito libre bajo protesta de decir verdad el evaluador dará constancia de la revisión del PPCIEM y de su implementación, identificará las desviaciones y formulará las recomendaciones que estime pertinentes para que en la siguiente evaluación sean subsanados.</p>	<p>No se define la figura del evaluador interno.</p>
<p>TRANSITORIOS</p> <p>SEGUNDO.- Los Regulados que cuenten con Unidades de implantación y que no cumplan con la identificación y cuantificación de emisiones de metano de cada Instalación que conforma dicha Unidad en los plazos establecidos en las presentes Disposiciones, deberán adjuntar al reporte anual de cumplimiento del PPCIEM un cronograma de cumplimiento justificando las razones de tal situación. En cualquier caso, deberán llevar a cabo la identificación y cuantificación de emisiones de</p>	<p>Definir término "Unidades de implantación".</p>

<p>metano del total de Instalaciones que conforman dicha Unidad a más tardar en el año 2020.</p>	
<p>CUARTO.- En tanto no se cuente con Terceros Autorizados para realizar los Dictámenes y Evaluaciones técnicas previstas en las Disposiciones Administrativas de Carácter General, el Regulado podrá someter a consideración de la Agencia, para dar cumplimiento a lo relativo a los Dictámenes y Evaluaciones técnicas, a una persona moral que demuestre su experiencia y cuente con reconocimiento nacional o internacional en el alcance de las actividades que se evaluarán, con la finalidad de que emita una opinión en materia de Seguridad Industrial, Operativa y Protección al Medio Ambiente.</p>	<p>¿La “opinión en materia de con la finalidad de que emita una opinión en materia de Seguridad Industrial, Operativa y Protección al Medio Ambiente” es equivalente al Dictamen requerido en el Artículo 22?</p> <p>No se clarifica en que materias debe de estar acreditado, certificado, reconocido y actualizado. A fin de evitar que se contrate a personal no indicado, dando claridad a los requisitos a cumplir por el evaluador.</p>
<p>ANEXO IV</p>	
<p>FORMATO DE REPORTE DEL PROGRAMA PARA LA PREVENCIÓN Y EL CONTROL INTEGRAL DE LAS EMISIONES DE METANO DEL SECTOR HIDROCARBUROS</p>	
<p>Sección I. Identificación de las Emisiones de metano</p>	<p>Tipo de equipos, donde se adiciona la palabra recipientes ya que son equipos de almacenamiento y están considerados en las Normas Oficiales Mexicanas y Códigos internacionales.</p>

Habiendo expresado lo anterior, quedo a sus órdenes para cualquier aclaración o duda.

Atentamente,



**LIC. RODRIGO IGNACIO CHÁVEZ DEL CASTILLO
APODERADO LEGAL.**