

De: AMEXHI <amexhi@amexhi.org>
Enviado el: viernes, 7 de septiembre de 2018 04:09 p. m.
Para: Contacto CONAMER
Asunto: RE: AMEXHI: Comentarios al Expediente: 04/0071/270718
Datos adjuntos: 20180907 - AMEXHI Metano CONAMER.pdf

A quien corresponda,

Una disculpa, en el archivo anterior no se podían abrir los enlaces a internet.
Adjuntamos la versión corregida.

Saludos cordiales,
Equipo AMEXHI



De: AMEXHI
Enviado el: viernes, 7 de septiembre de 2018 12:31 p. m.
Para: 'cofemer@cofemer.gob.mx' <cofemer@cofemer.gob.mx>
Asunto: AMEXHI: Comentarios al Expediente: 04/0071/270718

A quien corresponda:

A nombre de la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos A.C., (AMEXHI) enviamos un comentario adicional al expediente 04/0071/270718: **"Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos"**.

Pedimos de favor confirmar de recibido.

Agradecemos de antemano su consideración y quedamos a sus órdenes para cualquier duda o comentario.

Equipo AMEXHI

Mtro. Mario Emilio Gutiérrez Caballero
Comisionado Nacional
Comisión Nacional de Mejora Regulatoria

Estimado Mtro. Gutiérrez Caballero,

En la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos, reconocemos los esfuerzos de la Agencia en torno a la reducción de emisiones de metano de la industria de petróleo y gas en México, a través de su anteproyecto “Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen los Lineamientos para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano en el Sector Hidrocarburos”.

Asimismo, los miembros de la Asociación reafirman su compromiso en contribuir con estos esfuerzos tal como varios de ellos ya lo llevan a cabo en otras geografías y mediante otros acuerdos internacionales.

De esta forma, quisiéramos compartir a continuación observaciones y comentarios de suma importancia para nosotros sobre áreas de oportunidad que hemos identificado en su anteproyecto de lineamientos.

Estos comentarios y observaciones tienen el objetivo fundamental de contribuir con una regulación en materia de reducción de emisiones de metano que sea integralmente aplicable, que se alinee con objetivos establecidos en acuerdos internacionales, y que proporcione absoluta flexibilidad en la utilización de métodos y tecnologías.

Las compañías de Exploración y Producción alrededor del mundo están tomando pasos concretos para reducir sus emisiones de metano en toda la cadena de valor del gas natural, muchas veces a través de programas voluntarios. Los operadores están enfocando sus esfuerzos en identificar las áreas de prioridad, colaborando con otros operadores¹ y trabajando con grupos externos para mejorar la forma en que cuantificamos y reducimos las emisiones de metano.

¹ For ejemplo, vean el document de [“Reducing Methane Emissions Across the Natural Gas Value Chain, Guiding Principles”](#), firmado por BP, Statoil (ahora Equinor), Eni, Shell, ExxonMobil, Total, Repsol, y Wintershall en el 2017.

Mientras que apoyamos los esfuerzos de México y las entidades reguladoras para continuar mejorando los resultados en este campo, nos preocupa que este anteproyecto de DACG sobre emisiones de metano haya sido desarrollado sin involucramiento de los operadores, quienes tenemos la experiencia operativa en el campo, así como el corto período de consulta pública que nos impide identificar todos los temas que necesitan adecuación en el documento a nuestro parecer. Por otro lado, el periodo de consulta pública ha sido suficiente para determinar que esta regulación no nos permitiría operar de manera efectiva.

Nuestra recomendación más relevante en este sentido es que colaboremos en la mejora de esta regulación conjuntamente tanto con expertos de ASEA como con expertos de las compañías operadoras. Proponemos que esta regulación sea sujeta a un grupo de trabajo en donde se tome en cuenta la participación de expertos de varios sectores relevantes en la materia. Adicionalmente, al estudiar este anteproyecto, nos damos cuenta de que los materiales que se presentan allí son especificaciones técnicas que deberían ser parte de una NOM, y no una DACG.

También creemos que es posible alcanzar metas factibles a través de programas voluntarios como los que existen en Estados Unidos, lo cual permite que los operadores diseñen programas adecuados priorizando las necesidades. Agencias ambientales como la USEPA permiten a los operadores en Estados Unidos diseñar programas voluntarios (algunos ejemplos [aparecen aquí](#)).

A continuación, presentamos algunos ejemplos de los temas que nos preocupan y queremos ahondar a través de sesiones de trabajo futuras. Enfatizamos que ésta no es una lista exhaustiva, simplemente son ejemplos:

1) Como están escritas las regulaciones, parece que aún las instalaciones nuevas tienen que desarrollar una línea base, y luego tienen también que reducir sus emisiones 80%. Esto tiene que ser corregido.

Cuando ASEA presentó sus regulaciones, nos dejaron saber que establecer una Línea Base y luego la reducción de emisiones en un 80% aplicaría a las instalaciones nuevas solamente. Sin embargo,

- a. El Capítulo I, Sección II, Artículos 13-17, no excluyen explícitamente las nuevas instalaciones. Pareciera como que, si cada vez que hay una nueva instalación, ésta tiene que establecer una Línea Base.
- b. El Capítulo II, Artículos 18-23 no excluyen explícitamente instalaciones nuevas. Pareciera que, al empezar una nueva instalación, se necesita reducir las emisiones en un 80%.

En general, tenemos que desarrollar una tabla que muestre qué requerimientos aplican para cada una de las partes de Exploración y Producción.

2) La meta de reducción de emisiones de metano de 80% para el 2025 podría ser inalcanzable. Sugerimos que este requerimiento se reconsidere.

La meta de reducción se aplica a instalaciones existentes (y también nuevas?). Esta meta es considerablemente más agresiva que la meta en la Estrategia de SENER del 2017 de 40 a 45% de reducción para el año 2030.

Aún más preocupante es que emisiones mayores como el venteo y quema de gas ahora son estrictamente restringidas por regulaciones recientes. Es factible que las regulaciones recientes ya hayan contribuido a alcanzar la meta de reducción de 40 a 45%. Al haber restringido el venteo y la quema, es muy probable que la nueva meta de 80% de reducción para las emisiones fugitivas sea muy difícil, si no imposible de alcanzar.

Una meta apropiada tomaría bastante tiempo determinar, y se tienen que tomar en cuenta factores como la tasa de emisión por sitio, por barril de aceite, por metro cúbico de gas, el impacto económico sobre los operadores existentes, los factores de estimación de emisiones que se utilizaron, el estimado de lo que se espera basado en las recientes regulaciones, el estimado futuro basado en los equipos que se utilizarán, el estimado de crecimiento del sector, y mucho otros más.

3) Las DACG de metano, particularmente el Título Tercero, son excesivamente prescriptivas y no permiten soluciones innovadoras. Con las contribuciones de los operadores, las regulaciones podrían ser adecuadas para que además de reducir las emisiones de metano, exista flexibilidad para alcanzar los objetivos ambientales.

Las regulaciones tienen que ser escritas para que los operadores puedan proponer alternativas para reducir las emisiones de metano. Una solución para una instalación en tierra podría ser diferente a una solución para un sitio en el mar. Los proyectos de exploración también tienen características distintas que los proyectos de producción. Los requerimientos para instalaciones nuevas van a traer problemas en varios casos específicos. Y aun las soluciones para una instalación pueden ser distintas que las soluciones para otras instalaciones similares, pero en diferentes áreas o con diferentes productos.

Por ejemplo, a continuación presentamos solamente algunos de los requerimientos prescriptivos que nos causan mucha preocupación:

- a. El Artículo 39 requiere que los deshidratadores de glicol se cambien por deshidratadores desecantes. En realidad, hay otras formas más adecuadas para reducir emisiones, ya que el uso de desecantes puede no ser técnicamente factible para todos los casos. En el caso específico de las plataformas marinas, el uso de desecantes trae problemas debido al potencial por peso adicional, espacio adicional, generación de residuos, mantenimiento adicional, etc.

Los desecantes no son apropiados para todas las condiciones operativas. Otros factores que se tienen que considerar para seleccionar el sistema de deshidratación son capacidad de producción, temperatura y presión del gas.

Hay otras tecnologías u opciones de diseño que podrían ser la solución apropiada para una situación, pero una regulación prescriptiva no nos permite hacer esto. Algunas de las opciones disponibles se encuentran en el sitio de la USEPA de [Natural Gas STAR Program](#), por ejemplo.

- b. Los Artículos 33 y subsecuentes listan los requerimientos para controles neumáticos. Este capítulo requiere que se utilice un Sistema de Recuperación de Vapores (SRV), y no toma en cuenta otras soluciones efectivas que podrían ser aplicadas.

Una vez más, el requerimiento prescriptivo no es práctico para todos los casos, en donde se utilizan diferentes tipos de controles neumáticos. Por ejemplo, en algunos casos la solución podría ser cubrir el instrumento para que no salgan a la atmósfera las emisiones. La captura de volumen y presión baja de gas de un control podría interferir con la función del instrumento, y podría hasta interferir con la función de un instrumento de control debido a la presión ("back-pressure") causada por el sistema de recuperación de vapores. Podrían haber otras soluciones, como por ejemplo, que el operador limite el "bleed rate" permitido por un control.

- c. El Artículo 24 contiene los requerimientos para bombas neumáticas. El artículo 24 requiere aire comprimido o bombas eléctricas. Ya que no hay electricidad en todos los sitios, el operador entonces deberá buscar otras opciones como la descarga neumática para la quema o venteo.
- d. El Artículo 29 se refiere a compresores. Este artículo requiere la captura de emisiones fugitivas de compresores reciprocantes y dirigir las a un SRV, lo cual podría ser impráctico en algunos casos. Esto requiere que se defina que en este caso, las emisiones fugitivas a capturar incluyan

solamente “blowdown vents”, ventilación de aislamiento, sellos compresores, y “drip pot vents”.

Recomendación: Recomendamos que, en vez de requerimientos prescriptivos, el Título Tercero y otros requerimientos prescriptivos se eliminen y se incluyan solamente requerimientos basados en objetivo, los cuales podrían incluir:

- Un listado de los equipos de interés que aparecen en este Título (por ejemplo, deshidratadores, bombas neumáticas, compresores, tanques, etc). Solamente el nombre de los equipos sin mencionar el nombre del remplazo.
- Un requerimiento que, para ese tipo de equipo, el regulado debe presentar un objetivo de minimización de emisiones. Esto debe hacerse sin requerir equipo específico, o requerir “utilizar equipo XYZ o equivalente”, ya que esto se presta a interpretaciones (¿Cómo demostrar que equipo ABC es equivalente a XYZ? ¿Qué pasa si las regulaciones requieren un equipo que no se puede utilizar para un caso específico, y no hay tecnología que sea mejor o equivalente?”).
- La justificación técnica para utilizar ese equipo. Debería haber flexibilidad para que la justificación se haga de manera global por operador o por área, para no presentar la misma información y agregar volumen innecesario a un reporte cuando la justificación aplicaría a casos similares.
- Si fuera posible, ASEA podría referirse a un sitio de internet, que se puede actualizar con tecnología nueva cada vez que sea apropiado. Un ejemplo de estos sitios es el [Natural Gas STAR Program](#), que la USEPA puede modificar muy fácilmente sin tener que escribir requerimientos prescriptivos en las regulaciones. Para empezar, ASEA podría referirse al sitio de la USEPA hasta que ASEA desarrolle su propio sitio.

4) Debemos reevaluar el uso de terceros autorizados para revisar información clave.

Alrededor del mundo, la estimación de las emisiones ha sido tópico de conversaciones complejas; el debate de la mejor forma de hacer esto va a continuar por algún tiempo (por ejemplo, este sitio de [Energy in Depth](#) lista algunas de las controversias para estimar las emisiones de metano).

Experiencia práctica en estos temas es actualmente muy limitada en México, y es aún más difícil de encontrar fuera de la industria. Hasta que estos conocimientos

sean disseminados localmente, recomendamos que la revisión de los cálculos y documentos del Operador sean hechos solamente por ASEA.

5) La Tabla 1, Plazo para llevar a cabo la reparación de Fugas, debe ser remplazada con requerimiento de un plan para atención de fugas que un Operador debe desarrollar. Alternativas a esta tabla deben ser desarrolladas con participación de los operadores y expertos en Detección de Fugas (LDAR).

Las DACG de metano permiten el uso de Optical Gas Imaging (OGI) para detectar fugas (Artículo 73), y también provee umbrales de emisión y plazos para repararlas (Tabla 1). Encontramos varios problemas para utilizar esta tabla:

- a. El OGI no nos permite medir concentraciones ni el flujo de la fuga, solo proporciona datos cualitativos.
- b. La “concentración” de metano puede no ser el mejor umbral a utilizar para este propósito, ya que la concentración que se mide depende también de otros factores que no son el flujo y volumen que se emite a la atmósfera.
- c. Los tipos de fugas que esta regulación trata de atender son emisiones fugitivas. Las grandes fugas se convierten en problemas más serios (“Process Safety Concerns”), en donde la preocupación mayor es que una fuga grande podría impactar a las personas y las instalaciones, y por lo tanto tienen una prioridad dependiendo del riesgo (podría ser necesario remediar la situación en horas). Las emisiones fugitivas podrían ser más difícil de reparar, y éstas podrían tomar 60 días para ser reparadas, y en algunos casos, cuando el volumen y el flujo es muy pequeño, o están en áreas difíciles de alcanzar, entonces éstas se reparan cuando se programa un paro por mantenimiento.

Recomendación: No es posible considerar todos los casos con una tabla que aplique para todo. Cada operador deberá presentar un programa de reparación de fugas que se adapte a sus casos específicos, y el operador deberá identificar las prioridades. Una versión mejor de la Tabla 1 podrá ser trabajada tomando en cuenta a los operadores.

6) Recomendamos que se agregue flexibilidad para que el Operador pueda indicar que en algunos elementos no es necesario cumplir con todos los requerimientos, ya que no es aplicable.

Como lo indicamos anteriormente, las DACG no hacen distinción clara entre sitios con características distintas (en tierra versus en el mar, nuevas vs existentes, exploración vs producción, etc.). Como mínimo, recomendamos que se incluya lenguaje como el siguiente: *“Si el operador concluye que una parte de la*

regulación no aplica, deberá incluir justificación para excluir esa parte de su proceso, o ese sitio”.

Por ejemplo, durante la perforación del pozo no hay emisiones de metano (a menos que sea una situación especial en la que se usa gas natural de alguna manera) hasta llegar al momento en que se encuentra una formación. No tiene sentido hacer monitoreo, línea base, o desarrollar un programa de Prevención y Control, excepto cuando se está venteando o destruyendo gas.

7) El Operador debe tener flexibilidad de diseñar un Programa de Prevención y Control (PPCIEM) para una instalación, o para un conjunto de instalaciones.

Una de las premisas en este anteproyecto es que la creación, implementación, etc. del Programa para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano del Sector Hidrocarburos (PPCIEM) es por cada instalación. Este requerimiento puede resultar innecesariamente en cargas administrativas y de otras índoles, tanto para los Regulados como para la Agencia, así como para Terceros Autorizados y otros entes que pudiesen estar involucrados debido al alcance de estas regulaciones.

El primer obstáculo que observamos es la generalidad de las definiciones que existen actualmente en otros instrumentos regulatorios sobre el término “instalaciones” comparado con la gran diversidad de éstas en la práctica. Las instalaciones son típicamente integradas en conjunto para llevar a cabo las actividades industriales.

Por otro lado, la gestión de un programa de reducción y control de emisiones por “unidad” de instalación (Art. 18), pudiera limitar la eficiencia con la que el PPCIEM se puede ejecutar y a la vez, truncar la maximización de los resultados que se pudieran alcanzar.

De esta forma, recomendamos se proporcione flexibilidad a fin de que el PPCIEM pueda ser implementado no únicamente a nivel instalación, sino también a nivel de conjunto de instalaciones que el operador determine adecuado.

8) Recomendamos reemplazar palabras como “eliminar”, o palabras absolutas como “reducción total” y aún “prevención” para que no se tergiverse el objetivo de la regulación: la minimización de emisiones.

Entendemos que el objetivo inherente de esta regulación es el de reducir y controlar las emisiones de metano de manera consistente. Como tal,

recomendamos se modere el lenguaje de esta regulación en su totalidad a fin de que se eliminen palabras y/o expresiones que puedan dar cabida a posibles malinterpretaciones como, por ejemplo, que las emisiones de metano tienen que reducirse en su totalidad.

Nuevamente, agradecemos el liderazgo de la Agencia en la elaboración de este anteproyecto sobre el tema tan relevante como lo es la reducción de emisiones de metano en la industria del petróleo y gas.

Reiteramos nuestro compromiso de colaboración y quedamos en la mejor disposición de comentar en mayor detalle estas observaciones y comentarios cuando para este propósito la Agencia lo considere pertinente.

Atentamente,



Raymundo Piñones de la Cabada
Director General
Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos, A.C.