

Código Dependencia: 4005
Acceso: Reservado (), Público (x), Clasificado ().

Memorando

Bogotá, D.C.

PARA: María Paula Moreno Torres
Oficina De Asuntos Ambientales Y Sociales
DE: Grupo de Gestión de la Información y Servicio al Ciudadano

ASUNTO: Remisión Certificación de Publicación, Informe de Comentarios del Proyecto Reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural

Una vez finalizado el término para recibir comentarios sobre la publicación del proyecto el veintiséis (26) de agosto de 2021, me permito remitir constancia de publicación.

Teniendo en cuenta lo anterior, de manera atenta se solicita que una vez se tenga consolidada la matriz de comentarios y el acto administrativo en firme sean remitidos a esta coordinación, con el fin de dar cumplimiento a lo conceptuado el Decreto 1273 de 18 de septiembre de 2020.

Agradezco su colaboración.



Luisa Fernanda Hurtado Bernal
Coordinador
Grupo de Gestión de la Información y Servicio
al Ciudadano

Documento firmado electrónicamente amparado en las disposiciones referidas por la Ley 527 de 1999.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





Copia a:

Yolanda Patiño Chacón - (ypatino@minenergia.gov.co)

Nathalia Andrea Angulo Álvarez - (naangulo@minenergia.gov.co)

José Manuel Moreno Casallas - (jmmoreno@minenergia.gov.co)

Lina María Castaño Luján - (lmcastano@minenergia.gov.co)

Camilo Andrés Rincón Ramírez - (carincon@minenergia.gov.co)

Elaboró: Martha Isabel Jaime Galvis

Revisó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal

Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co

Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321

Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180

www.minenergia.gov.co



La SUSCRITA COORDINADORA DEL GRUPO DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y
SERVICIO AL CIUDADANO DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

HACE CONSTAR

Que en cumplimiento de las siguientes normas:

- Decreto 1273 del 18 de septiembre de 2020 que modifica y adiciona el Decreto 1081 de 2015, Decreto Único Reglamentario de la Presidencia de la República, en relación con la participación de los ciudadanos o grupos de interesados en la elaboración de proyectos específicos de regulación.
- Resolución 4 0310 del 20 de abril de 2017, que reglamenta los plazos para la publicación de proyectos específicos de regulación que expide el Ministerio de Minas y Energía y se dictan otras disposiciones.
- Resolución 4 1304 del 24 de noviembre de 2017 que modifica la Resolución 4 0310 del 20 de abril de 2017 por la cual se reglamenta los plazos para la publicación de proyectos específicos de regulación que expide el Ministerio de Minas y Energía y se dictan otras disposiciones.

El Ministerio de Minas y Energía publicó para consulta de la ciudadanía y grupos de interés, y a fin de recibir opiniones, sugerencias y propuestas alternativas al Proyecto de Resolución “Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”

Que dicho proyecto se publicó desde del cinco (05) hasta el veintiséis (26) de agosto de 2021 en el portal web, sección Atención al Ciudadano/Foros en Consulta Ciudadana en el siguiente vínculo:

<https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24303316&idLbl=Listado+de+Foros+de+Agosto+De+2021>, al que también pudieron acceder los interesados desde la sección de transparencia y acceso a la información pública.

Que, para facilitar la participación de los interesados, se informó sobre la disponibilidad de este documento en discusión y los canales de comunicación a donde enviar sus observaciones, mediante los siguientes medios: Home/otras noticias

Que durante el tiempo dispuesto el documento en consulta ciudadana, recibió ocho (08) comentarios a través de los canales dispuestos: Correo electrónico pciudadana@minenergia.gov.co y sección comentarios

Dada en Bogotá el treinta y uno (31) de agosto de 2021.


Luisa Fernanda Hurtado Bernal

Anexo: Sesenta y tres (63) folios Informe de comentarios Grupo de Gestión de la Información y Servicio al Ciudadano

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis

Revisó y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal

GRUPO DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de Resolución “Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”

Fecha inicial recepción de comentarios: 05 de agosto de 2021

Fecha fin para recibir comentarios: 26 de agosto de 2021

Solicitantes:

Paola Galeano Echeverry
Oficinas Asesora jurídica

José Manuel Moreno Casallas
Dirección de Hidrocarburos

María Paula Moreno Torres <
Lina María Castaño Lujan
Camilo Andrés Rincón Ramírez
Nathalia Andrea Angulo Álvarez
Yolanda Patiño Chacón
Dirección de Hidrocarburos

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergia.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinMinas/
- Atención al Ciudadano/Proyectos de Actos Administrativos en Consulta Ciudadana

Página 3 de 65

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co



- Aviso en Home

Medios de recepción comentarios: correo pciudadana@minenergia.gov.co y Sección_comentarios

PUBLICACIÓN

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

<https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24303316&idLbl=Listado+de+Foros+de+Agosto+De+2021>

Listado de Foros de Agosto De 2021

Reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural

Sector Hidrocarburos

Fecha Inicio 5 de agosto de 2021

Fecha Fin 26 de agosto de 2021

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 1273 de 2020 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se publica para participación ciudadana, con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Documento propuesto

Proyecto de Resolución "Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos"

Otros Documentos

[Memoria Justificativa](#)

Se amplía plazo el plazo para recibir comentarios hasta el proximo jueves 26 de Agosto del 2021.

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o diligenciando el [formulario para recepción de comentarios](#), el cual debe enviar conservando el formato editable al correo electrónico pciudadana@minenergia.gov.co, hasta el próximo jueves 19 de agosto de 2021

Conclusiones

Ilustración 1 Divulgación: publicación en el espacio foros/ Portal Web MinEnergía

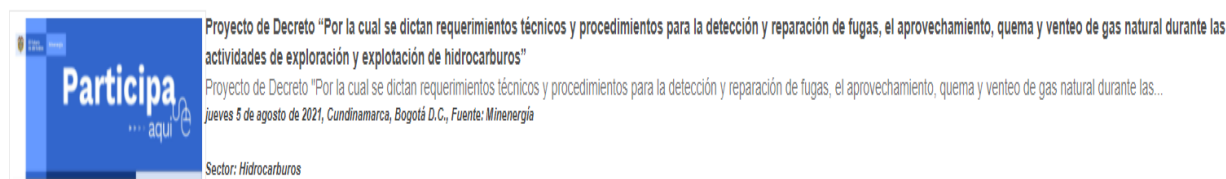


Ilustración 2 Divulgación: publicación aviso en home/ Portal Web MinEnergía

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Página 4 de 65

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co



Durante el tiempo dispuesto para recepción de comentarios el Proyecto de Resolución “Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”, recibió ocho (08) comentarios a través de los canales dispuestos para tal fin:

- Correo electrónico: pciudadana@minenergia.gov.co
- Sección comentarios

Comentario 1

De: FELIPE CAMELO ZAMORA - ONAC.

Enviado: jueves, 19 de agosto de 2021 9:44

Asunto: Comentarios ONAC

 REVISIÓN DE DOCUMENTOS EXTERNOS				FR-1.3-05 2017-05-16 Versión: 02	
Documento respecto al cual se hace comentarios:					
Página/A nexo	Nume ral	Gráfica/T abla	Tipo de Comentar io	Comentario	Redacción o adición de texto propuesta
14	22	N.A.	Técnico	Se recomienda al Ministerio ahondar más en el tipo de ente certificado que llevaría a cabo el proceso de "verificación" semestral de	

				la Tea. Por parte de ONAC, teniendo en cuenta el enunciado del artículo, se recomendaría que dicha verificación sea llevada a cabo por un Organismo de Inspección (OIN) acreditado por ONAC bajo la Norma ISO/IEC 17020. Este organismo, cada semestre, emitiría un informe de inspección en el que se avale el correcto funcionamiento de la Tea.	
18	40	N.A.	Editorial	Se recomienda al Ministerio la siguiente redacción para especificar en la Norma el tipo de OEC que llevaría a cabo dicha certificación	"...deberá realizar la medición diaria de dichos volúmenes a través de instrumentos calibrados y certificados por Laboratorios de calibración acreditados bajo la Norma ISO/IEC 17025 por ONAC, o por un organismo de acreditación miembro de los acuerdos de reconocimiento de ILAC."
23	64	N.A.	Editorial	Se recomienda al Ministerio que	



				especifique qué ente emitiría la certificación de reparación o de las correcciones realizadas	
Instructivo de diligenciamiento: 1. Documento: Indicar nombre del documento al cual se le quiere realizar comentarios. 2. Página/Anexo: Indicar el número de página o anexo (si aplica) en donde se encuentra el texto objeto del comentario. 3. Numeral: Indicar puntalmente la ubicación del texto objeto del comentario. 4. Gráfica/Tabla: Si el objeto del comentario es una gráfica o tabla presente en el documento, identificarla en este espacio. 5. Comentario: Indicar porqué que cree que la sección del documento requiere la modificación. 6. Redacción o adición de texto propuesta: Indicar la forma como debería quedar la sección que se propone modificar o adicionar.					

Comentario 2

De: Ramiro Facundo

Enviado: jueves, 19 de agosto de 2021 11:40

Asunto: Comentarios - Proyecto Resol. Requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:
Proyecto:
Resolución

Hidrocarburos
“Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”

Fecha inicio:
Fecha fin:

5/08/2021
19/08/2021

Fecha Comentario: 19/08/2021 0:00

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:	Independiente	

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Teas	CAPÍTULO 1. DURANTE LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS, Página 8/43	Cuáles son las especificaciones técnicas de diseño de las Teas, tanto en la exploración de pozos como en producción ?
2	Teas	CAPÍTULO 1. DURANTE LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS, Página 8/43	Qué dimensiones (diámetros, longitudes, alturas, entre otros) deben tener las Teas, para la quema de Gas y asegurar distancias seguras entre equipos críticos como de perforación, reacondicionamiento, rigless, entre otros ?
3	Teas	CAPÍTULO 1. DURANTE LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS, Página 8/43	Cuál es la regulación o normatividad o el Protocolo o paso a paso o estandarización, para el diseño de los diámetros, longitudes y alturas de las Teas, de acuerdo con las producciones de cada Campo / Pozo ?

Comentario 3

De: Jorge Eliécer Durán Fandiño -Naturgas.

Enviado: jueves, 19 de agosto de 2021 20:33

Asunto: Fugas de gas

NATURGAS ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DE GAS NATURAL

Bogotá D.C., 19 de agosto de 2021

Doctor

DIEGO MESA PUYO

Ministro de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Calle 43 No. 57 - 31 CAN - Bogotá D.C., Colombia

Bogotá, D.C.

pciudadana@minenergía.gov.co

Asunto: Proyecto de Resolución sobre fugas, aprovechamiento, quema y venteo
de gas natural

Respetado señor ministro:

La Asociación Colombiana de Gas Natural, Naturgas, se permite presentar comentarios al proyecto de resolución "Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos", publicado por el Ministerio de Minas y Energía el 5 de agosto de 2021.

Los comentarios se presentan en el archivo Excel adjunto a esta comunicación en el formato requerido.

Agradecemos su atención y quedamos a su disposición para ampliar o aclarar cualquier inquietud sobre estos comentarios.

Cordialmente,


Andrés Sarmiento Grisales
Presidente (E)

Anexo: Archivo en Excel

•Calle 72 # 10-70 Torre A, Of. 705, Bogotá D.C., Colombia. Teléfono: 2124543, 2124055• Fax: 2170713
E-mail: naturgas@naturgas.com.co Web Site: www.naturgas.com.co

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Hidrocarburos
Proyecto: Resolución “Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”
Fecha inicio: 5/08/2021
Fecha fin: 19/08/2021
Fecha Comentario: 19/08/2021

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		Asociación Colombiana de Gas Natural - Naturgas

N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Auditorías	Artículo 50. Inspecciones y Auditorías	En este Artículo se establece que "La Entidad de Fiscalización podrá realizar inspecciones y auditorías a las Facilidades para verificar la correcta cuantificación de las Fugas de Gas Natural". Al tener en cuenta que el proceso de auditoría implica costos para el auditado, consideramos necesario fijar lineamientos sobre las auditorías que pueda realizar la Entidad de Fiscalización. Estos lineamientos deben tener en cuenta los planes y programas de detección y reparación de fugas que ya realizan las compañías de tal forma que se optimicen los recursos y no se generen mayores costos adicionales para las empresas.

2	Reemplazo de equipos	Parágrafo del Artículo 52. Reemplazo de equipos que no puedan ser reparados.	En este Parágrafo se establece que "Los Equipos y/o Componentes que no puedan ser reparados, deberán reemplazarse por nuevos, a más tardar, dentro de los 6 meses siguientes al vencimiento de los términos señalados en los numerales 1, 2 y 3 del presente artículo". Sobre el particular surge la inquietud sobre si los nuevos equipos, que reemplacen aquellos que no puedan ser reparados, pueden ser de la misma tecnología que la de los equipos que se reemplazan, o si los nuevos equipos deben ser de la tecnología para prevención y mitigación de fugas descritos en el Título 7 del proyecto de Resolución. Se solicita aclarar y dejar explícito el lineamiento sobre la tecnología de los equipos nuevos que reemplacen aquellos que no se puedan reparar.
3	Definiciones	Artículo 3. Definiciones y siglas	Observamos que algunas de las definiciones propuestas no están alineadas con definiciones internacionales que se han acogido y aplicado hace varios años en la industria, incluyendo empresas de Colombia. Este es el caso de definiciones establecidas en la iniciativa "Cero Quemas Rutinarias para 2030", introducida por el Banco Mundial (https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030) y de la cual hacen parte empresas de hidrocarburos de Colombia. Por ejemplo, se observan importantes diferencias en la definición de "Quema rutinaria" propuesta en el proyecto de Resolución y la establecida en la iniciativa "Cero Quemas Rutinarias para 2030". Por tanto, llamamos la atención para que se revisen las definiciones propuestas en el proyecto de Resolución y en lo posible haya alineación entre estas y las

				definiciones internacionales que ya se están aplicando en la industria.
--	--	--	--	---

Comentario 4

De: Maria Saralux Valbuena López - ANLA.

Enviado: viernes, 20 de agosto de 2021 9:57

Asunto: FW: Solicitud asignación profesional - Revisión resolución Reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Hidrocarburos

Proyecto: Resolución

“Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”

Fecha inicio: 5/08/2021

Fecha fin: 19/08/2021

Fecha Comentario:

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		

N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado



1	Resuelve/ Disposiciones generales	Artículo 3	La definición (10) Equipos, debería precisarse por equipo con fugas, porque como está redactado indica que todo equipo es el que tiene fugas
2	Resuelve/ Disposiciones generales	Artículo 3	La definición (12 y 13) pareciese que solo los contratistas son responsables de estos eventos, ¿qué pasa con las áreas de producción operadas directamente por las empresas?, en general en varias definiciones se limitan las acciones a los contratistas.
3	Resuelve/ Disposiciones generales	Artículo 3	La definición (17) podría citarse la referencia donde indica que las fugas están referenciadas a cifras de concentración igual o mayor a la expuesta en el artículo
4	Resuelve/ Disposiciones generales	Artículo 3	La definición (36) podría ser más específica, no todos los dispositivos para la combustión de gas son teas
5	Capítulo 2	Artículo 14	Ajustar el error de la referencia previo a la tabla
6	Capítulo 2	Artículo 15	En la tabla no es claro que es b** (última fila), o donde se usa en la ecuación precedente
7	Capítulo 3	Artículo 24	La prohibición debería considerar una concentración límite
8	Capítulo 4	Artículo 36	En el listado de información requerid para la UVR, se sugiere mejorar la redacción del # 1, podría ser identificación de equipo(s) asociados a la UVO (unidad de recuperación de vapor)
9	Capítulo 4	Artículo 37	Podría pensarse en un incinerador en lugar de tea de baja, pensando en que tal vez los incineradores no requieren de una corriente de gas de pilotos?
10	Capítulo 5	Artículo 40 - Parágrafo	Las cámaras IR no permiten medir solo identificar cualitativamente la presencia de gases.
11	Título 6 Capítulo 1	Artículo 52	Precisar si la coma en números es signo de cifras decimales o de unidades de mil; se sobreentiende de la lectura del documento pero es mejor dejar claro el uso de signos de separación numérica.
12	Título 7 Capítulo 1	Artículo 67 - numeral 3	Podría pensarse en un incinerador en lugar de tea de baja, pensando en que tal vez los incineradores no requieren de una corriente de gas de pilotos?

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



13	Capítulo 6	Artículo 81	Podría pensarse en un incinerador en lugar de tea de baja, pensando en que tal vez los incineradores no requieren de una corriente de gas de pilotos?
14	Capítulo 6	Artículo 82	Podría pensarse en un incinerador en lugar de tea de baja, pensando en que tal vez los incineradores no requieren de una corriente de gas de pilotos?
15	Título 1	Artículo 3	Numeral 21. Gases de Efecto Invernadero. Cambiar la referencia a N2O (con cero) a N2O (con la letra O).
1 6	Título 3 / Capítulo 2	Artículo 15	En la ecuación citada parece que se está confundiendo la variable asociada a Qi, ya que no corresponde a un consumo eficiente de energía, sino a un flujo volumétrico de gas, y se debe usar un valor de 70 ft3/hora si el consumo real no está disponible en la información del fabricante; no si se desconoce el poder calorífico del gas. <i>"average pilot gas consumption based on pilot burner design (scf/hr); can use default of 70 scf/hr for an energy-efficient pilot burner if actual pilot gas consumption is not available from the manufacturer"</i> https://www.epa.gov/sites/default/files/2019-08/documents/flarescostmanualchapter7thedition_august2019vff.pdf
17	Título 3 / Capítulo 2	Artículo 15	No es claro el uso de la ecuación para la corrección del factor Qi porque usa el valor por defecto de 70 ft3/hora cuando no se conoce el poder calorífico del gas, pero pide esta última variable en su corrección. En otras palabras, se usa el valor de 70 ft3/hora y se debe conocer el poder calorífico del gas, contradiciendo lo anteriormente planteado.
1 8	Título 3 / Capítulo 2	Artículo 14 y Artículo 15	Si bien se toman ecuaciones de documentos y estándares de Estados Unidos, sería recomendable tener las cantidades en unidades del Sistema Internacional de Unidades, hablando de m3 en lugar de pie3, por ejemplo.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



1 9	Título 3 / Capítulo 2	Artículo 18	Para el numeral 2, ¿qué sucede si no se cuenta con datos estadísticos del año inmediatamente anterior asociados al respectivo campo? Es decir, si es un proyecto que iniciará operaciones.
2 0	Título 3 / Capítulo 2	Artículo 18	¿Es posible relacionar en este u otro artículo la remisión por parte del contratista de este permiso a la autoridad ambiental competente en el marco de la evaluación del permiso de emisiones atmosféricas? ¿o debería contemplarse desde el sector ambiente? Esto se indica porque los permisos estarían relacionados, ya que el permiso de emisiones atmosféricas contempla, entre otros aspectos, la frecuencia de quema de gas en la tea y su flujo consumido, para determinar si se acercan a un comportamiento como fuente fija de emisión, y desde ese punto determinar si es aplicable su otorgamiento.
21	Título 3 / Capítulo 3	Artículo 21	Se sugiere contemplar, en adición a la radiación térmica y emisiones generadas, consideraciones sobre la radiación lumínica y emisiones sonoras. Lo anterior teniendo en cuenta lo descrito en el numeral 1.3.3. del documento https://www.epa.gov/sites/default/files/2019-08/documents/flarescostmanualchapter7thedition_august2019vff.pdf
2 2	Título 5 / Capítulo 1	Artículo 44/Parágrafo 2	Al ser el Método 21 de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, debería ser aplicado por un laboratorio debidamente acreditado por el IDEAM.
2 3	Título 5 / Capítulo 1	Artículo 44	La cuantificación de emisiones por gas natural debería usarse también en términos de generación de gases de efecto invernadero, como base para la actualización del inventario correspondiente y la revisión de medidas de mitigación en cumplimiento de los compromisos de reducción establecidos por Colombia.
2 4	Título 5 / Capítulo 1	Artículo 44/Parágrafo 3	En este parágrafo se hace referencia a unidades del Sistema Internacional, lo cual entraría en conflicto con unidades referenciadas en los Artículos 14 y 15 de otros sistemas.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



2 5	Título 7 / Capítulo 2	Artículo 72	Para la indicación del separador decimal, usar la coma (,) en lugar del punto (.)
2 6	Todos	Todos	Se considera relevante que la resolución pueda ser propositiva frente al planteamiento de un sistema de consolidación de la información que permita consolidar un sistema de monitoreo y seguimiento de los programas planteados y a su vez esto pueda estar en línea con sistema MRV de emisiones de GEI

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co



Comentario 5

De: Jorge Daniel Taillant

Enviado: jueves, 26 de agosto de 2021 11:18

Asunto: Comentarios de CEDHA a las Regulaciones Propuestas por el Ministerio de Energía y Minas, Republica de Colombia, sobre la Reparación de Fugas, el Aprovechamiento, Quema y Venteo de Gas Natural

Comentarios a las Regulaciones Propuestas por el Ministerio de Energía y Minas, Republica de Colombia, sobre la Reparación de Fugas, el Aprovechamiento, Quema y Venteo de Gas Natural

Presentado por:

Jorge Daniel Taillant
Director Ejecutivo
Centro de Derechos Humanos y Ambiente (CEDHA/CHRE)
www.center-hre.org

26 de agosto 2021

Enviado por correo electrónico a: pciudadana@minenergía.gov.co



Los siguientes comentarios se hacen en orden y por Título y Artículo, tal fue publicado el documento mencionado ut.supra, por el Ministerio de Energía y Minas, sin perjuicio de que podríamos ofrecer comentarios más amplios al Ministerio sobre la imperiosa necesidad de fortalecer los compromisos de Colombia en el control y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero incluido el metano y otros gases asociados al sector de gas y petróleo, particularmente considerando las conclusiones del último informe del IPCC (publicado el 9 de agosto 2021) sobre la urgencia climática actual y la necesidad urgente de reducir emisiones de metano en el corto plazo, a fin de contener el calentamiento global a 1.5C al año 2050.

A continuación, nuestros comentarios sobre:

Título 2

Artículo 2 Ámbito de Aplicación

- Las regulaciones deben aplicarse también al *midstream* y *downstream* (distribución)

Artículo 4 Desperdicio de Gas Natural

- Comentario: las regulaciones deberían enfatizar el hecho de que no se debería emitir, ventear, fugar gases, no porque es un "desperdicio", sino porque hay múltiples razones para no hacerlo, por cuestiones económicas pero también por su importante impacto en el clima y en la calidad del aire. Recomendamos cambiar la naturaleza de este razonamiento en toda la regulación. Esta diferencia es importante pues si no se reduce la justificación a una cuestión "económica", lo cual no es el objetivo primordial. Justamente, seguido a este párrafo se indica que no se considera "desperdicio" el recupero de gas que es económicamente inviable.
- Debería establecerse una meta alta de porcentaje de captura y los plazos para lograr la meta, por ejemplo, 100% o 99%, y los plazos deberían

Título 3

Artículo 6 Quema de Gas Natural

- Recomendamos prohibir la quema de gas natural en todas las etapas de la exploración de hidrocarburos, y obligar la captura de toda emisión. Se está trasladando el costo de los impactos de estas emisiones al público; debería internalizarse este costo de captura en estas etapas a las empresas que desean explorar yacimientos.

Artículo 10. Quema Operacional de Gas Natural

- Recomendamos prohibir la quema de gas, salvo en casos de seguridad. Se debería establecer la obligación de recuperar todo el gas posible en la etapa de producción.

Artículo 11. Quema Rutinaria de Gas Natural

- No debería justificarse la opción de quemar gas por ser económicamente inviable. La inviabilidad económica debe ser asumida como costo necesario que debe asumir la empresa.

Artículo 14. Volumen de Quema de Gas de Purga.

- No se debería permitir la quema de gas de purga. Este gas debe ser recuperado, sea o no económicamente viable. El costo del mismo debería ser asumido por la empresa.

Artículo 16. Volumen de Gas natural económicamente no viable.

- No se debería permitir la quema de gas natural económicamente no viable. El costo de la captura del mismo debería ser asumido por la empresa.

Título 4

Artículo 26. Venteo Intencional de Gas Natural Asociado en la etapa de exploración.

- Se debería prohibir el venteo intencional de gas natural en toda etapa de exploración. Actualmente se utiliza la palabra "evitar", debería prohibirse. La empresa debería asumir el costo de capturar todo este gas.

Artículo 28. Venteo Internacional de Gas Natural asociado durante las pruebas iniciales y pruebas extensas de producción.

- Se debería prohibir el venteo intencional de gas natural durante las pruebas iniciales y pruebas extensas de producción. Actualmente se utiliza la palabra "evitar", debería prohibirse. La empresa debería asumir el costo de capturar todo este gas.

Artículo 34. Recolección del gas natural de venteo intencional en los tanques de almacenamiento.

- Se debe prohibir la quema de este gas natural, y obligar a la empresa a capturarlo y reutilizar el gas aprovechable, independientemente del costo viable de hacerlo.

Artículo 36. Tecnología de recolección de vapores.

- Cambiar la palabra "podrán" por "deberán"
- Cambiar "95%" por "100%"

Artículo 39. Cuantificación del gas natural de venteo intencional que se recolecte.

- Suponemos que se entiende por "cálculos matemáticos" para calcular volúmenes que se habla de "factores" de emisión. Si este es el caso, recomendamos prohibir cálculos de emisiones basados en factores de emisión. Se necesita cálculos basados en medición directa, ajustado por periodos de control factibles/realistas pero que prioricen la seguridad pública y climática.

Artículo 41. Calculo de volumen de gas natural de venteo intencional recolectado.

- Recomendamos que no se permita los cálculos por factores de emisiones teóricos. Los contratistas deben asumir el costo de equiparse con la tecnología necesaria para medir emisiones reales, no teóricas.

Título 5

Artículo 47. Plazo extendido de la presentación de la línea de base.

- No se debe permitir la utilización de "factores de emisiones genéricos" para el calculo de la línea de base. Se debe elaborar una metodología con controles/mediciones reales para ajustar a estos factores a la realidad de la situación.

Artículo 49. Desviaciones de Fugas de Gas Natural.

- Se debería obligar a las empresas, no a mantener los niveles de emisiones, sino a reducir progresivamente y sustancialmente, sus emisiones (respeto a la línea de base) con un plan concreto de disminución en el corto, mediano y largo plazo.

Titulo 6

Artículo 51. Enfoque Material

- Cambiar "95%" por 100%

Titulo 7

Artículo 67. Bombas neumáticas en Facilidades Existentes

- Se debería prohibir toda bomba neumática operada con gas
- De debería obligar a las empresas a cambiar bombas neumáticas a gas en un termino corto e inmediato.

Artículo 71. Captura del Gas Natural proveniente de purgas

- No se debe obligar la captura y reaprovechamiento (sin tea) de todo gas de purga.

Artículo 72. Límites de Venteo

- Se debe prohibir todo venteo y obligar su captura total donde sea técnicamente factible.

Artículo 81. Emisiones provenientes de la terminación de pozos

- No se debe permitir la quema por Tea si no obligar la recuperación de todo gas emitido.

Artículo 82. Quema del Gas Natural

- No se debe permitir la quema por tea del gas natural; se debe obligar a toda la recuperación.

Artículo 83. Métodos de la descarga de líquidos.

- La viabilidad económica no debe figurar entre las excusas para no capturar gases durante la descarga de líquidos. La empresa debe asumir los costos de dicha captura, sea o no viable económicamente.



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

ENVIAR a: pciudadana@minenergia.gov.co

Sector: Hidrocarburos

Proyecto: Resolución

“Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”

Fecha inicio: 5/08/2021

Fecha fin: 19/08/2021

Fecha Comentario:

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:	Jorge Daniel Taillant, Director Ejecutivo, Centro de Derechos Humanos y Ambiente (CEDHA-o CHRE por su sigla en inglés, www.center-hre.org)	

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
		Artículo 2 Ámbito de Aplicación	- Las regulaciones deben aplicarse también al <i>midstream</i> y <i>downstream</i> (distribución)

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



		Artículo 4 Desperdicio de Gas Natural	- Comentario: las regulaciones deberían enfatizar el hecho de que no se debería emitir, ventear, fugar gases, no porque es un “desperdicio”, sino porque hay múltiples razones para no hacerlo, por cuestiones económicas, pero también por su importante impacto en el clima y en la calidad del aire. Recomendamos cambiar la naturaleza de este razonamiento en toda la regulación. Esta diferencia es importante pues si no se reduce la justificación a una cuestión “económica”, lo cual no es el objetivo primordial. Justamente, seguido a este párrafo se indica que no se considera “desperdicio” el recupero de gas que es económicamente inviable.
			- Debería establecerse una meta alta de porcentaje de captura y los plazos para lograr la meta, por ejemplo, 100% o 99%, y los plazos deberían
		Artículo 6 Quema de Gas Natural	- Recomendamos <i>prohibir</i> la quema de gas natural en todas las etapas de la exploración de hidrocarburos, y obligar la captura de toda emisión. Se está trasladando el costo de los impactos de estas emisiones al público; debería internalizarse este costo de captura en estas etapas a las empresas que desean explorar yacimientos.
		Artículo 10. Quema Operacional de Gas Natural	- Recomendamos prohibir la quema de gas, salvo en casos de seguridad. Se debería establecer <i>la obligación</i> de recuperar todo el gas posible en la etapa de producción.
		Artículo 11. Quema Rutinaria de Gas Natural	- No debería justificarse la opción de quemar gas por ser económicamente inviable. La inviabilidad económica debe ser asumida como costo necesario que debe asumir la empresa.
		Artículo 14. Volumen de Quema de Gas de Purga.	- No se debería permitir la quema de gas de purga. Este gas debe ser recuperado, sea o no económicamente viable. El costo del mismo debería ser asumido por la empresa.
		Artículo 16. Volumen de Gas natural económicamente no viable.	- No se debería permitir la quema de gas natural económicamente no viable. El costo de la captura del mismo debería ser asumido por la empresa.



		Artículo 26. Venteo Intencional de Gas Natural Asociado en la etapa de exploración.	- Se debería prohibir el venteo intencional de gas natural en toda etapa de exploración. Actualmente se utiliza la palabra “evitar”, debería prohibirse. La empresa debería asumir el costo de capturar todo este gas.
		Artículo 28. Venteo Internacional de Gas Natural asociado durante las pruebas iniciales y pruebas extensas de producción.	- Se debería prohibir el venteo intencional de gas natural durante las pruebas iniciales y pruebas extensas de producción. Actualmente se utiliza la palabra “evitar”, debería prohibirse. La empresa debería asumir el costo de capturar todo este gas.
		Artículo 34. Recolección del gas natural de venteo intencional en los tanques de almacenamiento.	- Se debe prohibir la quema de este gas natural, y obligar a la empresa a capturarlo y reutilizar el gas aprovechable, independientemente del costo viable de hacerlo.
		Artículo 36. Tecnología de recolección de vapores.	- Cambiar la palabra “podrán” por “deberán”
			- Cambiar “95%” por “100%”
		Artículo 39. Cuantificación del gas natural de venteo intencional que se recolecte.	- Suponemos que se entiende por “cálculos matemáticos” para calcular volúmenes que se habla de “factores” de emisión. Si este es el caso, recomendamos prohibir cálculos de emisiones basados en factores de emisión. Se necesita cálculos basados en medición directa, ajustado por periodos de control factibles/realistas pero que prioricen la seguridad pública y climática.
		Artículo 41. Calculo de volumen de gas natural de venteo intencional recolectado.	- Recomendamos que no se permita los cálculos por factores de emisiones teóricos. Los contratistas deben asumir el costo de equiparse con la tecnología necesaria para medir emisiones reales, no teóricas.
		Artículo 47. Plazo extendido de la presentación de la línea de base.	- No se debe permitir la utilización de “factores de emisiones genéricos” para el cálculo de la línea de base. Se debe elaborar una metodología con controles/mediciones reales para ajustar a estos factores a la realidad de la situación.



		Artículo 49. Desviaciones de Fugas de Gas Natural.	- Se debería obligar a las empresas, no a mantener los niveles de emisiones, sino a reducir progresivamente y sustancialmente, sus emisiones (respeto a la línea de base) con un plan concreto de disminución en el corto, mediano y largo plazo.
		Artículo 51. Enfoque Material	- Cambiar “95%” por 100%
		Artículo 67. Bombas neumáticas en Facilidades Existentes	- Se debería prohibir toda bomba neumática operada con gas
			- De debería obligar a las empresas a cambiar bombas neumáticas a gas en un término corto e inmediato.
		Artículo 71. Captura del Gas Natural proveniente de purgas	- No se debe obligar la captura y reaprovechamiento (sin tea) de todo gas de purga.
		Artículo 72. Límites de Venteo	- Se debe prohibir todo venteo y obligar la captura donde sea técnicamente factible.
		Artículo 81. Emisiones provenientes de la terminación de pozos	- No se debe permitir la quema por Tea si no obligar la recuperación de todo gas emitido.
		Artículo 82. Quema del Gas Natural	- No se debe permitir la quema por tea del gas natural; se debe obligar a toda la recuperación.
		Artículo 83. Métodos de la descarga de líquidos.	- La viabilidad económica no debe figurar entre las excusas para no capturar gases durante la descarga de líquidos. La empresa debe asumir los costos de dicha captura, sea o no viable económicamente.

Comentario 6

De: David Jaramillo - parexresources.

Enviado: jueves, 26 de agosto de 2021 18:38

Asunto: MIN MINAS: Comentarios PAREX Borrador Resolución Reparación fugas aprovechamiento quema y venteo gas natural.xlsx

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Hidrocarburos

Proyecto: Resolución

“Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”

Fecha inicio: 5/08/2021

Fecha fin: 19/08/2021

Fecha Comentario: 26/08/2021 0:00

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:	PAREX RESOURCES (David Jaramillo Velásquez)	

N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
--------	---------------------	---	----------------------



1	Imposibilidad de implementación en campos pequeños y medianos y en actividades de perforación de pozos (pruebas cortas y extensas). Desincentivo de perforación de pozos, actividad exploratoria y producción de hidrocarburos, aunado a mínimo aporte en la meta de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.	En general al proyecto de Resolución	En primer lugar, consideramos importante mencionar que entendemos y compartimos el objetivo del MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA de crear mecanismos que permitan evitar el uso inadecuado o desperdicio de recursos naturales no renovables y de lograr una reducción en emisiones para cumplir así con metas de reducción de gases de efecto invernadero. Estamos comprometidos a coadyuvar con estas iniciativas. Sin embargo, evidenciamos, que <u>varias de las medidas propuestas en materia de quemas de gas, venteos, programa de detección y prevención de fugas de gas y línea base implican importantes inversiones en equipos y tecnologías que en la actualidad no se están utilizando (además con indicación específica en la norma del equipo o tecnología que se debería usar).</u> En este sentido, evidenciamos también que <u>este requerimiento se hace para cualquier tipo de campo sin considerar su tamaño. Esto puede generar que, en campos pequeños y medianos, la exigencia de estas inversiones torne no económico el mismo, así como en las actividades de perforación de nuevos pozos,</u> lo que podría llevar a que no se realicen o cancelen los proyectos. Consideramos también que al tratarse de campos pequeños y medianos y de nuevos pozos, las implementaciones de las medidas propuestas en esta Resolución tampoco tienen un aporte significativo a los objetivos que busca la misma. <u>Así las cosas, sugerimos que las medidas propuestas no sean aplicables a campos pequeños/ medianos y nuevos pozos, puesto que no aportarían realmente al objetivo buscado y podría generar una reducción en la producción de petróleo y gas en el país, reducción de número de pozos perforados y en exploración, en un momento en el que especialmente se requiere lo contrario por cuenta de la anhelada reactivación económica y social.</u>
---	--	---	--



2		Artículo 4. Desperdicio de gas natural. Parágrafo: Eventos de no desperdicio.	Se sugiere que los eventos de no desperdicio, se puedan seguir manejando con una justificación técnica de la empresa, tal y como lo establece el artículo 52 de la resolución 18-1495 de 2009. "Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía". Exigir en adición, un Estudio Técnico Económico en los términos del artículo 16 resulta excesivo. Como se ha manifestado, de antemano sabemos que los campos menores y medianos no tienen la capacidad económica para soportar alternativas de aprovechamiento. Ello implicaría que para todos estos casos debe invertirse tiempo, personal, recursos en la preparación de este Estudio, con la correspondiente inversión de tiempo y recursos de la entidad fiscalizadora para su revisión, donde el resultado será siempre la inviabilidad.
3	Alta carga de gestión documental tanto para las empresas como para la entidad fiscalizadora.	Artículo 7. Quema de gas natural durante operaciones de control de pozo. Toda quema de gas natural realizada durante las operaciones de control de pozo debe ser reportada por el Contratista a la Entidad de Fiscalización, a más tardar dentro de las	Actualmente esto ni se mide ni se reporta, por lo que en ese punto se deberían implementar los mecanismos para hacerlo. Sugerimos que estos reportes se efectúen de forma mensual, junto a las formas que se enviarán sobre los programas de quema. Esto beneficia tanto a las empresas como al Ente Fiscalizador en tema de gestión documental. No comprendemos la razón por la cual se requiera en 24 horas. En este artículo y en varios otros se incluyen plazos de 24 horas de envío de información, no se ve razón ni técnica, ni jurídica ni práctica para ello. Lo único que genera esto es una alta carga documental tanto para la empresa como para la entidad fiscalizadora que recibirá la misma. Por ello resulta más razonable

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



		24 horas posteriores inicio del evento, indicando como mínimo la hora, las causas y el volumen estimado de gas natural quemado	que esta información deba ser enviada en las formas mensuales que establece la Resolución.
4	Eficiencia de la Tea.	Artículo 22. Sobre la eficiencia de la Tea. El Contratista deberá verificar semestralmente la operatividad de las Teas del campo que se encuentre en producción, a través de un tercero debidamente certificado, con el fin de que evalúe in situ la eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural y dicha verificación deberá ser reportada a la Entidad de Fiscalización	¿Cómo se va a certificar el tercero? Esta verificación debería ser anual o depender de la producción, hay campos que no pagarían esa inspección semestral, dado que los tornaría no económicos. En cuanto a la periodicidad, es muy corta, lo cual incrementa aún más los costos. La verificación debería poder efectuarse directamente por la empresa, no se comprende la razón por la cual se requiera certificación por un tercero.



5	Poder calorífico de la quema.	Artículo 23. Poder calorífico de la quema. Para el caso de las corrientes de gas con vapor de agua el Contratista deberá corroborar la eficiencia de la combustión de la Tea mediante la instalación de un equipo que mida el poder calorífico	¿A qué se refieren con instalar un equipo? Deberían ser muestreos periódicos.
6	Prohibición de quema de gas que contenga ácido sulfhídrico (H ₂ S)	Artículo 24. Prohibición de quema de gas que contenga ácido sulfhídrico (H ₂ S). En ningún caso se podrá realizar la quema del gas natural que contenga rastros de ácido sulfhídrico	Rastros no es un valor medible, debería establecerse un límite como el que tiene el Rut que ya establece un parámetro en el que se puede quemar H ₂ S

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





7	Alta carga de gestión documental tanto para las empresas como para la entidad fiscalizadora.	Artículo 27. Venteo Intencional de Gas Natural durante la perforación exploratoria. Durante la perforación exploratoria está prohibido el Venteo Intencional de Gas Natural como actividad rutinaria. En caso de que presenten eventos operacionales o de seguridad que lo requieran, el Contratista puede efectuar el venteo y deberá reportarlo a la Entidad de Fiscalización dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a la ocurrencia del evento	Nuevamente el reporte de quema en 24h debería ser un plazo más amplio. Se sugiere que sea mensual, en las fechas en que se envían las formas. En este artículo y en varios otros se incluyen plazos de 24 horas de envío de información, no se ve razón ni técnica, ni jurídica ni practica para ello. Lo único que genera esto es una alta carga documental tanto para la empresa como para la entidad fiscalizadora que recibirá la misma. Por ello resulta más razonable que esta información deba ser enviada en las formas mensuales que establece la Resolución.
---	--	--	--



8	Venteo Intencional de Gas Natural asociado durante pruebas iniciales y pruebas extensas de producción.	Artículo 28. Venteo Intencional de Gas Natural asociado durante pruebas iniciales y pruebas extensas de producción. Con el fin de evitar el Venteo Intencional de Gas Natural asociado durante las pruebas iniciales de producción, el Contratista deberá contar con: ...	Nuevamente el tema de H ₂ S, ver comentario arriba. Por otro lado estas facilidades en pruebas iniciales son difíciles de instalar y podrían afectar la viabilidad de los proyectos.
9	En que parte de la forma se debe reportar.	Artículo 30. Sobre el reporte del gas natural de Venteo Intencional.	Especificar en qué parte dentro de la forma se debe reportar
10	Las facilidades de producción que se encuentren en operación a la entrada en vigor de la presente resolución.	Artículo 33. Las facilidades de producción que se encuentren en operación a la entrada en vigor de la presente resolución y que no cuenten con conexiones necesarias para el Aprovechamiento del Gas Natural de venteo,	El plazo debería ser mayor, son inversiones cuantiosas, la implementación es mayor. No debería ser aplicable a campos pequeños/medianos.



		deberán realizar las adecuaciones requeridas para tal fin en un término de 6 meses, contado a partir de la expedición de la presente resolución	
--	--	---	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





11	Requisitos complejos frente a la quema de gas natural durante perforación exploratoria y control de pozos.	Artículos 6 y 7.	Actualmente no podría cumplirse con estos requerimientos, ya que no tenemos forma de cuantificar volumen de gas que quemamos en nuestra operación y <u>aceptarlo implicaría upgrades en todos los taladros de intervención a pozo lo cual podría impactar los económicos de la operación en casos específicos.</u> Algo a tener en consideración acá para el caso de cálculo en eventos de well control es que el método que se seleccione para medición de estos volúmenes no deberá comprometer la capacidad de nuestras líneas de relevo hacia el quemadero (usar medidores de orificio en estas líneas no sería recomendado, pues ellos generan back pressure y por ende ineficiencia en operaciones de control de pozo) Existe alguna metodología sugerida para el cálculo de los volúmenes de quema para solicitud y validación de los permisos respectivos que se deberán tramitar a partir de la aplicación de esta norma? <u>Frente a la prohibición de quema de gas con H₂S, en pozos que sean exploratorios no se tendría forma de probar los pozos; sería necesario balancear este punto ya que en la mejor forma de mitigar problemas con H₂S en operaciones de taladro es quemándolo.</u> De acuerdo con nuestro entendimiento, en las operaciones de Piedemonte se manejaba un permiso de quema general para el campo amarrado al permiso de quema de la planta y con eso se evitaba estar pidiendo permisos periódicos para cada pozo a intervenir, el volumen quemado en cada trabajo se anexaba al reporte mensual de la planta y con ellos se minimizaba la gestión documental
----	--	------------------	---



		• En el Artículo 14. Volumen de quema de gas de purga, la ecuación para el cálculo del gas de purga indica que el valor es determinado en Millones de pies cúbicos por año: Sin embargo, en el API Standard 521 que es referenciado en la reglamentación, la ecuación determina el gas de purga en Pés cúbicos estándar por hora • En el Artículo 15. Volumen de quema de gas de pilotos, la ecuación para el cálculo de gas de pilotos en Millones de pies cúbicos por año: Sin embargo, en la norma EPA “Flare Cost Manual, Chapter 7 - 2019 que es referenciada en la reglamentación, la ecuación determina el gas de piloto en miles cúbicos estándar por año. • En el anexo 2, No se muestra la tabla 7.1-6 utilizada para determinar la absorción solar de la superficie del tanque. Esta tabla se encuentra en la norma AP 42 que referencia la reglamentación
	Artículos 14 y 15 y Anexo 2.	

Comentario 7

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

De: Henry A Martínez C- ACP.

Enviado: jueves, 26 de agosto de 2021 19:28

Asunto: Comentarios ACP a proyecto norma Quemados, Véntelos y Emisiones Fugitivas

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Hidrocarburos

Proyecto: Resolución “Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”

Fecha inicio: 5/08/2021

Fecha fin: 26/08/2021

Fecha Comentario:

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:	ACP	

N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
--------	------------------------	---	----------------------



1	General	Comentarios Generales	1. CResaltamos la importancia de este proyecto normativo, entendemos y compartimos el objetivo del Ministerio de energía de crear mecanismos que permitan evitar el uso inadecuado o desperdicio de recursos naturales no renovables y de lograr una reducción en emisiones para cumplir así con metas de reducción de gases de efecto invernadero, por lo que, como sector, estamos comprometidos a coadyuvar con estas iniciativas. 2. Evidenciamos que varias de las medidas propuestas en materia de quemas de gas y de venteos implican importantes inversiones en equipos y tecnologías que en la actualidad la industria petrolera no tiene totalmente implementada; en este sentido, consideramos importante resaltar que la aplicación del contenido del articulado está dirigida a aplicar a todas las facilidades y operaciones de todos los tipos de campos y actividades sin considerar su tamaño, puede generar que en campos pequeños la exigencia de estas inversiones afecte las economías de los mismos, lo que podría llevar a que no se realicen o cancelen los proyectos. 3. Es importante tener en cuenta también, que, al tratarse de campos pequeños, las implementaciones de las medidas propuestas en este documento tampoco tienen un aporte significativo a los objetivos que busca la misma por los bajos volúmenes implicados. Sugerimos que las medidas propuestas no sean aplicables a campos pequeños, en razón a que no aportarían en grandes disminuciones y si podrían generar una reducción en la producción de petróleo y gas en el país (criterio de proporcionalidad). 4. Sugerimos aclarar cuál es el contenido que debe tener la solicitud del permiso de quema durante las pruebas iniciales y pruebas extensas en los proyectos exploratorios, ya que se habla de un programa de quema,
---	---------	----------------------------------	---



			y para una prueba inicial o prueba extensa recalcamos que se está pidiendo información que al momento de realizar la solicitud de autorización no es posible establecerla. 5. Para el contexto de las operaciones exploratorias de Offshore, proponemos excluir la actividad del alcance normativo, al entender que durante la fase exploratoria y pruebas todos los hidrocarburos deben ser quemados con eficiencias muy altas debido a que no se dispone de equipos adicionales como en tierra, sumado a la pre configuración que traen las plataformas e imposibilidad de hacerles adaptaciones. Distinto a un futuro en el que existan campos desarrollados del Offshore y las operaciones no sean temporales, aspectos que se considerarían dentro del diseño de las instalaciones y operaciones. 6. En el caso de sobrepasar los permisos de quema, debería quedar claro que se procede según la Res. 181495/09 en la cual se establece la obligación del pago de regalías; en este proyecto de norma sería ideal que se especificara que la Res. 181495/09 continua vigente o que ese pago de regalías continua acorde con la Res mencionada. 7. Resaltamos que una buena práctica que se ha manejado, es que el volumen quemado en cada trabajo, se anexa al reporte mensual de la planta y así se minimiza la gestión documental. Sugerimos sea considerada esa posibilidad.
2	Definiciones	Art 3.	Incluir la definición de imprevistos (es necesario diferenciar con la definición de eventos no planeados). Tienen alcances distintos.



3	Definiciones	Art 3.	Hace falta incluir la definición específica de Emisiones Fugitivas
4	Definiciones	Art 3. No. 6 y 7	Se refiere a costos anuales, mensuales o diarios?
5	Definiciones	Art. 3 N°28	Operaciones en pozos. No se incluye los well services. Se propone que se hable de forma general de trabajos a pozo incluyendo aquellos que corresponden cambios a la terminación oficial (Forma 7CR - Forma 10CR/10ACR) y sin cambios a la terminación oficial (Sin formas).
6	Desperdicio de gas natural: Prohibiciones	Art. 4.2	Este tipo de prohibiciones limita y desincentiva el crecimiento operacional; en lugar de estar prohibido, se podría manejar un condicionante a presentar un plan de incremento de capacidad del campo para soportar la producción excedente.
7	Desperdicio de gas natural: Prohibiciones	Art. 4.4	Despresurizar anulares es una operación que se realiza por seguridad. Aquí la norma se contradice y nos puede generar confusiones, dado que los desperdicios de gas son prohibidos, se debe contemplar las operaciones de rutina y mantenimiento.



8	Aprovechamiento del gas natural	Art. 5	Incluir: Aprovechamiento en el calentamiento de fluidos para transporte, manejar la energía de exceso al sistema interconectado para posterior aprovechamiento y Generación eléctrica de apoyo entre campos y entre compañías y/o actividades económicas adicionales
9	Quema de gas natural durante las operaciones del pozo	Art. 7	En un evento de well control no se posee contador de gas, pues es un evento no deseado y como tal el gas debe tratar de mantenerse en la formación durante la perforación del pozo, por lo cual no hay forma de medirlo. Para el caso de cálculo en eventos de well control, el método que se seleccione para medición de estos volúmenes no deberá comprometer la capacidad de nuestras líneas de relevo hacia el quemadero (usar medidores de orificio en estas líneas no sería recomendado, pues ellos generan back pressure y por ende ineficiencia en operaciones de control de pozo). Existe gran dificultad para calcular el volumen de gas que se quema en este tipo de operación; este tipo de requerimientos implicaría upgrades en todos los taladros de intervención a pozo lo cual podría impactar la viabilidad de los proyectos. Deben ser medidas paulatinas y no inmediatas. En este momento ni se mide ni se reporta, por lo que en ese punto se deberían implementar los mecanismos para hacerlo. Sugerimos que estos reportes se efectúen de forma mensual. Esto beneficia tanto a las empresas como al Ente Fiscalizador en su seguimiento. No comprendemos la razón por la cual se requiera en 24 horas.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



10	Quema de gas natural durante pruebas iniciales para los pozos exploratorios y de avanzada	Art. 8	Los permisos serán solicitados y otorgados por % o por volumen?
11	Quema Operacional de Gas Natural	Art. 10	Al ser eventos no planeado no es claro cómo sería su estimación
12	Quema de gas por eventos no planeados	Art. 13	Si son eventos no planeados, no es posible estimarlos. Los eventos no planeados corresponden a una naturaleza de imprevistos, que no pueden ser previstos por el operador.
13	Volumen de quema de gas de purga	Art. 14	Error de Link en la variable Ki
14	Quema gas natural	Art. 17	El volumen de quema de gas natural por seguridad (Vs) debe incluir no solo el volumen de quema de gas natural de purga (Vgp) y el volumen de gas natural de pilotos (Vp) de la tea, sino también el gas de alivio de las válvulas de seguridad y/o válvulas control de presión de seguridad de las facilidades, conectadas al sistema de tea. Así mismo, debe incluir el volumen de gas de alivio a la tea durante paradas de emergencia de la facilidad, incluyendo despresurización



15	Permiso puntual de quema de gas natural	Art. 19	No es claro a qué se refiere imprevisto entendiendo la diferencia que se debe hacer con No Planeado. Es necesario diferenciar desde las definiciones los eventos no planeados y los imprevistos. En el caso de re-entry o reactivación y se tenga una presencia de gas extraordinaria como se debe reportar?
16	Eventos no planeados	Art. 20	Si son eventos no planeados no es posible justificarlos e incluirlos en el programa anual de quemas, por algo son no planeados; no hay forma de realizar esto a menos que se deje un factor de seguridad en el permiso.
17	Condiciones asociadas a la quema del gas natural	Art. 21	"mediante el uso de equipos que reduzcan la radiación térmica y las emisiones generadas, en línea con las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo". Aspectos fuera de la competencia de la Autoridad Técnica debido a que se evalúan por la autoridad Ambiental en la Licencia Ambiental.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



18	Sobre la eficiencia de la Tea	Art 22	La verificación semestral es exagerada y se recomienda que se realice anual y únicamente en las teas que están continuamente operativas; es decir que si el operador tiene instaladas TEAS que no son usadas durante el periodo no deberían ser objeto de verificación. No es claro por qué un tercero certificado y no directamente a través de la empresa que es al que más le interesa que su proceso sea eficiente. Se tiene establecido revisiones y calibraciones periódicas anuales a los equipos de medición, cambiarlos semestralmente traerá incrementos en los costos operativos, toda vez que este tipo de servicios son especializados y pueden llegar a afectar las economías de campos pequeños. ¿Cómo se debe certificar el tercero? Esta verificación debería ser anual o depender de la producción e inhouse, hay campos que no pagarían esa inspección semestral, dado que los tornaría no económicos. Existen otras tecnologías de medición directa (instrumentalización), así como las certificaciones de operatividad entregadas por el fabricante. El uso Cámaras o Drones no debe ser obligatorio (es una buena práctica). Las tecnologías son dinámicas, no se debe especificar porque en 5 años puede ser obsoleta. El operador debe optar por la tecnología que más le convenga y óptima. Técnico - económicamente viable (márgenes de eficiencia). No debe estar sujeta a aprobación, solo a reportar la tecnología a utilizar
----	--	---------------	--



19	Poder calorífico de la quema	Art 23	No es claro cuál es el propósito del requerimiento, es posible contemplar otras mediciones de calidad del gas como la toma frecuente de una cromatografía. El uso de equipos de medición de poder calorífico es excesivo para la Tea. El requerimiento debe poder validarse con lo establecido en la Resolución 41251 de 2016, donde el artículo 7 establece que se debe tomar como mínimo una cromatografía al mes en el punto de medición de oficial (PMO) y en caso de entregar al SNT cumplir lo establecido en el RUT. Por lo cual se cuenta al menos con registros mensuales de la calidad del gas en el PMO en la facilidad, que pueden servir como base para realizar la verificación propuesta por el artículo. En complemento, en caso de que se presenten quemas en condiciones diferentes a las del PMO, el contratista podrá optar por usar los datos una cromatografía del gas en estas condiciones para su verificación. La mayoría de corrientes de gas natural contienen vapor de agua. Instalar equipos para medición de poder calorífico en todos los sistemas de tea tendría un costo prohibitivo. Es necesario establecer una cantidad de vapor de agua a partir de la cual este artículo sea aplicable.
----	-------------------------------------	---------------	---



20	Prohibición de quema de gas que contenga ácido sulfhídrico (H₂S).	Art. 24	Rastros no es un valor medible, debería establecerse un límite como el que tiene el Rut que ya establece un parámetro en el que se puede quemar H₂S. Es necesario establecer una concentración máxima de H₂S permitida para la quema, considerando que pueden existir concentraciones muy bajas en el gas de quema. En facilidades antiguas que no tuvieron en su diseño no hay claridad de que poder hacer. Por temas de seguridad industrial es mejor quemarlo a que este dentro del sistema (es un gas letal que se evita mantener en áreas operativas o libre en el ambiente). En actividades Offshore especialmente todo fluido en fase de prueba se debe si o si quemar
21	Ventoeo Intencional de Gas Natural durante la perforación exploratoria.	Art. 27	El ventoeo de gas durante operaciones de MPD/UBD podría llegar a considerarse ventoeo intencional rutinario; es necesario aclarar para estas operaciones como aplica. El artículo 35 permite esta actividad, pero solo como emergencia. Nuevamente el reporte de quema en 24h debería ser un plazo más amplio. Se sugiere que sea mensual, en las fechas en que se envían las formas. En lugar de plantear que está prohibido, se debe indicar que está "restringido" a las condiciones indicadas en el artículo 35



22	Ventoe Intencional de Gas Natural asociado durante pruebas iniciales y pruebas extensas de producción.	Art. 28	Equipos que filtren, limpien y retiren el contenido de H ₂ S, si se evidencia la presencia de este: No es clara la relación de esto con evitar el Ventoe Intencional de Gas Natural asociado durante las pruebas iniciales de producción. Considerar los aspectos de seguridad industrial mencionados.
23	Ventoe Intencional de Gas Natural asociado durante pruebas iniciales y pruebas extensas de producción	Art. 28. Parágrafo	Establecer una concentración máxima de H ₂ S permitida para el ventoe.
24	Sobre el reporte del gas natural de Ventoe Intencional	Art. 30	Especificar en qué parte dentro de la forma se debe reportar
25	Ventoe Intencional de Gas Natural Asociado en etapa de explotación	Art. 31	Sugerimos modificar el título a Ventoe Intencional Rutinario de Gas Natural Asociado en etapa de explotación



26	Aprovechamiento del gas natural de venteo intencional.	Art. 33	Adelantara las adecuaciones requeridas para el aprovechamiento del gas en un término de 6 meses es muy corto, debe ser progresivo. Se sugieren 2 años por aspectos de diseño, licitación, instalación y puesta en marcha (calibración y eficiencia). Esto puede tener un impacto gigante en campos pequeños donde no es económicamente viable la recolección y aprovechamiento de gas. Realmente que tan viable es esto en campos viejos, puede que no sea proporcional la medida a la emisión que generan. Que sucedería con esos campos que financieramente no fuera posible hacerlo porque el costo de implementación supera el costo de operación? Esto sólo si y sólo si debería aplicar si es económicamente viable. El plazo debería ser mayor, son inversiones cuantiosas, la implementación es mayor. No debería ser aplicable a campos pequeños. Se está mezclando el venteo intencional con la fugitiva y se está interfiriendo en el diseño de las facilidades
----	---	----------------	---



27	Recolección del gas natural de venteo intencional en los tanques de almacenamiento.	Art. 34	La mayoría de los tanques son atmosféricos son diseñados por seguridad con cuello de ganso, implementar esto en todas las facilidades de todos los campos sería demasiado costoso para algunas operaciones y puede que el balance emisiones Vs costo sea desproporcionado. Se puede poner en riesgo la seguridad de la operación. Tener respiradores taponados resta factores de seguridad. La conexión es lo ideal; pero debe aplicar solo a proyectos nuevos en fase de diseño Considerar que hay productos livianos y condensados también.
28	Condiciones especiales para el Venteo Intencional de Gas Natural Asociado	Art. 35. 2	Incluir mantenimiento de los sistemas de levantamiento artificial (todos), no solo mantenimiento de facilidades



29	Tecnología de recolección de vapores	Art. 36	Adicionar mantenimientos correctivos cuando se identifiquen fallas. Como se mide ese 95% planteado?
30	Tea de Baja para la quema de gas de venteo recolectado	Art. 37	En los campos de baja producción de gas, ej: acumulación por evaporación no debería tener tea de baja. ¿Todas las operaciones del país ahora deberán tener una Tea de baja? ¿Se tendría que instalar equipo adicional por ser consideradas de media o alta las Teas ya existentes? Se requiere alguna aprobación adicional para utilizar las mismas teas ya instaladas?

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



31	Sobre la forma de minimizar la caída de presión para recolectar más gas natural de Venteo Intencional.	Art. 38	Separadores trifásicos siempre y cuando la operación lo tenga. Este tipo de separadores se definen en el diseño de cada instalación. Considerar que el tanque de fiscalización es de producto final
32	Método de cuantificación del gas natural de venteo intencional recolectado	Art. 40	La norma no debería establecer la tecnología, esto lo define cada empresa en sus diseños operacionales. Hay métodos distintos, directos y matemáticos como el indicado en el siguiente artículo 41



33	Reporte del gas natural de venteo intencional recolectado	Art. 42	Es importante especificar la forma o cuadro en el que se debe reportar este volumen de natural de venteo por que dejan abierta la presentación....el Art. 9 de la res 40048 tiene todas las formas mensuales por ejemplo
34	Detección y cuantificación de las Fugas de Gas Natural	Art. 43	Deberían permitirse métodos indirectos de cuantificación. La norma es clave que también considere este tipo de fugas en contrapozos.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



35	Establecimiento de la Línea Base	Art. 45	"No formarán parte de la Línea Base ..." incluir también recobro, well service y work over
36	Plazo extendido de la presentación de la Línea Base	Art. 46 y 47	Las que no han sido construidas serían equivalentes a las nuevas. Duplica
37	Inspecciones y auditorías	Art. 50	Esas inspecciones se realizarían con equipos propios de la autoridad?

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



38	Enfoque de Materialidad. "Las Fugas deberán repararse en un plazo de 30 días"	Art. 51	Una fuga debe tener por lo menos un periodo de 90 días para su corrección, entendiendo que puede requerir intervención, reemplazo y/o hasta parada de planta.
39	Plazo para la cuantificación de volúmenes de Gas Natural provenientes de Fugas.	Art. 61	Precisar que no se requiere pronunciamiento y que el tiempo depende de lo que determine la empresa como requerimiento propio de la inspección riesgosa.
40	Deshidratadores	Art. 76	Se establece que durante la fase de diseño de facilidades nuevas se deberán seleccionar deshidratadores desecantes. Esto puede resultar prohibitivo en términos de costos, además de generar impactos ambientales asociados a la disposición de dicho material una vez cumple su ciclo de uso. Si el material desecante es regenerable, requiere el uso de gas caliente para su regeneración lo cual implica la instalación de un horno y mayor consumo de gas combustible en el proceso. Si nos es posible reutilizar el gas residual de regeneración en el proceso, este tendría que ser dirigido a la tea de la facilidad. Por lo anterior, se recomienda modificar este artículo indicando que durante la fase de diseño de facilidades nuevas se deberán seleccionar deshidratadores desecantes o unidades deshidratadoras de glicol que incorporen las mejores prácticas para el control de fugas de gas natural



41	Transición	Art. 87	Se debe tener en cuenta que se está pidiendo incorporar “medidas para incluir proyectos para el cumplimiento del objeto y finalidad de la presente Resolución” y pareciera solicitarse el programa actualizado este año lo cual es un tiempo muy corto. ¿Qué nivel de detalle y que tipo de medidas se esperan en la actualización? Tener en cuenta por ejemplo que el numeral 5 de este artículo, otorga 6 meses a la autoridad para expedir las reglas para la entrega del Programa de Detección y Reparación de las fugas de Gas Natural
42	Anexos	Anexo 1	En el Artículo 14. Volumen de quema de gas de purga, la ecuación para el cálculo del gas de purga indica que el valor es determinado en Millones de pies cúbicos por año: Q: Gas de purga (en millones de pies cúbicos por año). Sin embargo, en el API Standard 521 que es referenciado en la reglamentación, la ecuación determina el gas de purga en Pies cúbicos estándar por hora For lighter-than-air purge gases, Equation (46) and Equation (47) can be used to determine Q, the purge gas rate, expressed in normal m^3/h (standard ft^3/h) for continuous purge requirements in open flares without the effect of buoyancy seal or velocity seal [86] [87].



43	Anexos	Anexo 1	En el Artículo 15. Volumen de quema de gas de pilotos, la ecuación para el cálculo de gas de pilotos en Millones de pies cúbicos por año: $F_{pi} = Q_i * N * t_{op} * 10^{-3}$ Donde: <i>F_{pi}: Volumen de gas de los pilotos en millones de pies cúbicos por año.</i> Sin embargo, en la norma EPA “Flare Cost Manual, Chapter 7 - 2019 que es referenciada en la reglamentación, la ecuación determina el gas de piloto en miles cúbicos estándar por año. The annual pilot gas consumption, F_{pi} is calculated by: $F_{pi} = Q_{pi} \times N \times t_{op} \times 10^{-3}$ where: F_{pi} = annual pilot gas consumption (Mscf/yr)
----	--------	---------	--

44	Anexos	Anexo 2	En el anexo 2, No se muestra la tabla 7.1-6 utilizada para determinar la absorción solar de la superficie del tanque. Esta tabla se encuentra en la norma AP 42 que referencia la reglamentación
----	--------	---------	--

Comentario 8

De: Alfredo Miranda - Cleanairtaskforce.

Enviado: jueves, 19 de agosto de 2021 13:23

Asunto: Observaciones y comentarios a la resolución para la detección y reparación de fugas, aprovechamiento, quema y venteo de gas natural

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector: Hidrocarburos

Proyecto: Resolución “Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”

Fecha inicio: 5/08/2021

Fecha fin: 19/08/2021

Fecha: 19/08/2021

Comentario: 0:00

Datos de contacto:	Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:	Clean Air Task Force www.catf.us	



N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Título 1. Disposiciones Generales	Artículo 2, página 4	Las fugas de metano se producen a lo largo de toda la cadena de valor del sector petróleo y el gas. Por lo tanto, se recomienda que la resolución se aplique a los sectores de midstream y downstream también, no solo a las actividades de exploración y explotación.
2	Título 1. Disposiciones Generales	Artículo 3, definición 17, página 5	Sugerimos complementar la definición existente de fuga de gas natural con la establecida por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos para incluir OGI: “Las emisiones fugitivas se definen como cualquier emisión visible de un equipo (con potencial de tener emisiones fugitivas) observada utilizando un instrumento de visualización óptica de gas (OGI) o una lectura de instrumento de 500 partes por millón (ppm) o más usando el Método 21 ”.
3	Título 1. Disposiciones Generales	Artículo 3, definición 34, página 7	Ésta es una definición inusual de quema rutinaria de gas natural en tea. Recomendamos utilizar la propuesta por el Banco Mundial: “quema que ocurre durante la producción normal de petróleo, y en ausencia de instalaciones suficientes para utilizar el gas en sitio, enviarlo al mercado o reinyectarlo”. La definición del Banco Mundial no incluye el gas natural económicamente inviable. La inclusión de "económicamente inviable" normaliza la quema de gas natural para las empresas y no ofrece ningún incentivo para reducirla. https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030#7



4	Título 2. Aprovechamiento del Gas Natural	Artículo 4, página 8	Se sugiere establecer explícitamente una meta para el porcentaje de utilización de gas natural. Podría ser paulatina para que aumente en un plazo de tiempo para que las empresas puedan decidir dónde realizar las inversiones al menor costo. Un ejemplo de esto es la regulación mexicana sobre quema y venteo que establece que las empresas deben utilizar al menos el 98% del total de gas natural asociado. (Ver artículo 14, https://sidof.segob.gob.mx/notas/5422286)
5	Título 3. La Quema de Gas Natural durante la exploración y explotación de hidrocarburos	Artículo 16, página 11 y 12	En la resolución actual, parece que la quema de gas natural en tea es permisible siempre que su utilización represente algún costo para la empresa, sin embargo, esto ignora las externalidades negativas para la sociedad y el medio ambiente de la quema de gas natural. Recomendamos incluir el costo social del dióxido de carbono y el costo social del metano en el estudio técnico-económico al determinar el costo aceptable. Por favor consulte el siguiente documento para ver información relacionada: https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/02/TechnicalSupportDocument_SocialCostofCarbonMethaneNitrousOxide.pdf .
6	Título 3. La Quema de Gas Natural durante la exploración y explotación de hidrocarburos	Artículo 17, página 12 y 13	Sugerimos agregar una explicación sobre el factor de eficiencia y el factor de reducción de la quema de gas natural en el tiempo. Parece que con ello se está reduciendo la cantidad de quema de gas natural por eventos no planeados que se produce con el tiempo, pero no se hace nada para limitar la quema rutinaria. Se debería exigir a los operadores que reduzcan la quema rutinaria de gas natural gradualmente al invertir en tecnologías de utilización de gas natural.
7	Título 3. La Quema de Gas Natural durante la exploración y explotación	Artículo 22, página 14	Se sugiere fijar una eficiencia mínima de tea para todas las teas, a fin de garantizar niveles similares de cumplimiento entre las empresas. También deberían establecerse requerimientos para que las empresas adopten ciertas tecnologías, como el encendido automático, piloto continuo y tea cerrada, si la instalación no cumple con los requisitos mínimos.



	de hidrocarburos		
8	Título 5. Sobre las Fugas de Gas Natural	Artículo 43, página 19	Recomendamos no enfocarse en cuantificar las fugas porque lleva más tiempo y representa un costo. Se sugiere en su lugar, reparar todas las fugas visibles a través de una cámara OGI.
9	Título 5. Sobre las Fugas de Gas Natural	Artículo 46, página 20	Los plazos establecidos para elaborar la línea de base son inusualmente largos. Para las instalaciones nuevas, la preparación de la línea de base debe ser parte del proceso de planificación, por lo que la estimación debe realizarse y presentarse dentro de los 3 meses posteriores al inicio de operaciones. Para las instalaciones existentes, 1 año debería ser suficiente.
10	Título 5. Sobre las Fugas de Gas Natural	Artículo 47, página 20	Contar con una disposición para otorgar extensión para la línea base puede ser útil, siempre y cuando las actividades de detección y reparación de fugas no se vean retrasadas por ello.
11	Título 5. Sobre las Fugas de Gas Natural	Artículo 49, página 20	Es adecuado determinar que el volumen de fugas de gas natural no debe superar la línea base de emisiones, sin embargo, se sugiere establecer una meta de reducción, conforme a las Contribuciones Determinadas a nivel Nacional (NDC) de Colombia o bien de acuerdo a la Estrategia Nacional para la mitigación de Contaminantes Climáticos de Vida Corta para cumplir dichas metas.
12	Título 6. Programa para la Detección y	Artículo 51, página 21	El razonamiento del enfoque de materialidad en dónde los contratistas deben realizar el programa de detección y reparación de fugas que concentre el 95% de las fugas de gas natural no es claro y parece innecesario. Si un contratista está realizando una inspección en un sitio, tiene la capacidad de inspeccionar todo el equipo, no se debería excluir 5%.



	Reparación de Fugas		
13	Título 6. Programa para la Detección y Reparación de Fugas	Artículo 52, página 21	Tal como está formulado actualmente, la normativa exige a las instalaciones por debajo de 60,000 m3 de los requisitos del programa de detección y reparación de fugas. Sin embargo, no hay una definición o instrucciones sobre cómo los operadores deben calcular este volumen. En la regulación de Environment and Climate Change Canada (ECCC), este volumen equivale al promedio de hidrocarburos producidos y recibidos en un período de los 12 meses anteriores. Si esta definición está prevista en la resolución, debe hacerse de manera explícita. Asimismo se sugiere que en Colombia se lleve a cabo un análisis para determinar a cuántas instalaciones se aplicaría esta exención.
14	Título 6. Programa para la Detección y Reparación de Fugas	Artículo 61, página 23	Es un poco confuso el artículo, pero en cualquier caso no hay una razón para demorar la reparación de fugas a fin de cuantificarlas.
15	Título 6. Programa para la Detección y Reparación de Fugas	Artículo 63, página 23	La reparación exitosa debe definirse como el Método 21 que indica una concentración <500 ppm o bien que la cámara OGI no detecta emisiones visibles, de acuerdo con a la sugerencia de modificación de la definición 17.
16	Título 7 Acciones Mínimas y Equipos para la prevención	Artículos 66,67 y 68, página 24	Es una disposición muy positiva, es clave que la exención de 1 año no se extienda más tiempo.



	y mitigación de las fugas de gas natural		
--	--	--	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





17	Título 7 Acciones Mínimas y Equipos para la prevención y mitigación de las fugas de gas natural	Artículo 72, página 25	Se sugiere revisar y adoptar los límites establecidos de acuerdo con las regulaciones de Environment and Climate Change Canada (ECCC): Artículo 72. Límites de venteo. Se establecen los siguientes límites de ventilación para los compresores centrífugos existentes: 1. 0.34 m³ / min si el compresor tiene una potencia de frenado nominal menor a 5 MW. 2. 0.68 m³ / min si el compresor tiene una potencia de frenado nominal mayor o igual a 5 MW. Se establecen los siguientes límites de ventilación para compresores centrífugos nuevos: 0.14 m³ / min. Los siguientes límites de ventilación se establecen para los compresores alternativos existentes: 0.023 m³ / min multiplicado por el número de cilindros presurizados que tiene el compresor. Se establecen los siguientes límites de ventilación para compresores alternativos nuevos: 0.001 m³ / min multiplicado por el número de cilindros presurizados que tiene el compresor. Asimismo se sugiere incluir el análisis realizado sobre el porcentaje de compresores que tienen una potencia de frenado nominal menor a 75kW para justificar que dichos compresores no representan emisiones considerables. Adicionalmente, es oportuno compartir que como detallamos en los comentarios a ECCC, es posible establecer un límite de venteo más bajo para los compresores alternativos existentes de 0.015m³ / min. Ver: https://www.catf.us/wp-content/uploads/2021/08/Environmental-comments-on-ECCC-proposal-FINAL.pdf.
----	--	---------------------------	---



18	Título 7 Acciones Mínimas y Equipos para la prevención y mitigación de las fugas de gas natural	Artículos 73 y 74, página 25 y 26	Celebramos que el Ministerio de Minas y Energía incluya los controladores neumáticos en el Programa de Detección y Reparación de Fugas, y sugerimos que esto se incluya explícitamente en la sección correspondiente (Título 6).
----	--	---	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





19	Título 7 Acciones Mínimas y Equipos para la prevención y mitigación de las fugas de gas natural	Artículo 79, página 26	Se recomienda reducir el umbral para requerir la instalación de equipos de conservación de vapores en los separadores, tanques de estabilización y/o almacenamiento . El umbral de 10 toneladas métricas por año de gas natural está muy por encima de otros precedentes establecidos en varias jurisdicciones y, por lo tanto, debería reducirse. En el estado de Colorado en los Estados Unidos: “los propietarios y operadores de todos los tanques de almacenamiento a presión atmosférica de condensado que emiten más de dos toneladas por año de compuestos orgánicos volátiles deben emplear equipos de control de la contaminación atmosférica para reducir las emisiones de compuestos orgánicos volátiles de tanques de almacenamiento a presión atmosférica de condensado”(ver, § D.I.D.1.a. https://www.sos.state.co.us/CCR/GenerateRulePdf.do?ruleVersionId=9417). El requisito en la resolución se basa en fugas de gas natural, mientras que el requisito de Colorado se basa en emisiones de compuestos orgánicos volátiles, y la conversión entre los dos dependerá de la composición del gas natural. Colombia puede determinar el factor de conversión apropiado y ajustar el umbral de control del tanque consecuentemente. En el estado de California en los Estados Unidos: “los propietarios u operadores de un sistema existente de tanque y separador con una tasa de emisiones anuales superior a 10 toneladas métricas por año de metano controlarán las emisiones del sistema de tanque y separador y los tanques de medición que no cuentan con un control ubicados aguas arriba del sistema de separador y tanque con el uso de un sistema de recolección de vapores ”(ver § 95668 (a) (6) https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/classic/regact/2016/oilandgas2016/ogfro.pdf). Este umbral parece ser similar al umbral establecido en la resolución actual, sin embargo, California establece el umbral en función de las emisiones de metano, mientras que Colombia establece el umbral en función de las emisiones de gas natural. Debido a que el metano es solo un componente de todo el gas natural, el umbral de Colombia es mayor. El artículo 79 requiere que las instalaciones existentes incorporen equipos de
----	--	---------------------------	---

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

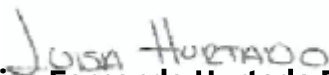


conservación de vapores dentro de un periodo de 12 meses. Sin embargo, no especifica en qué momento se debe realizar para los sitios nuevos. Se sugiere establecer que el equipo de control debe estar instalado en la fecha de producción inicial de la instalación/sitio. Esto debe basarse en cálculos de ingeniería para determinar si es probable que la instalación emita por encima del umbral. Luego, dentro de los 90 días de la producción inicial, el operador puede medir las emisiones reales para determinar si están por encima del umbral. En el estado de Colorado se determinó que sería rentable exigir la instalación de controles en todos los tanques de petróleo crudo y agua producida inmediatamente, lo que permitiría a los operadores quitar los equipos de conservación de vapores de un tanque una vez que las pruebas demostraran que las emisiones no controladas del tanque caerían por debajo del umbral aplicable. Una presunción de control tiene el beneficio adicional de proporcionar a los operadores un incentivo para cuantificar las emisiones rápidamente. Esto es importante sobre todo, para los sitios nuevos porque es probable que las emisiones de los tanques sean más altas durante el primer año de producción. La producción de pozos de petróleo y gas generalmente disminuye durante el primer año de operación, por lo que es importante tener controles tan pronto como comience la producción.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Los comentarios se enviaron a la Dirección de Hidrocarburos, área de su competencia, para ser tenido en cuenta a la hora de expedir el Acto Administrativo

Atentamente,


Luisa Fernanda Hurtado Bernal
Coordinadora Grupo de Gestión de la información y Servicio al Ciudadano

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis
Revisó y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.