

Publicidad e informe de observaciones y respuestas de los proyectos específicos de regulación

En cumplimiento del Decreto 1081 de 2015 artículo 2.1.2.1.14. Publicidad e informe de observaciones y respuestas de los proyectos específicos de regulación expedidos con firma del presidente de la República

Datos básicos					
Nombre de la entidad		MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA			
Responsable del proceso		LUIS ALEJANDRO PERALTA / KATHERINE CASTAÑO			
Nombre del proyecto de regulación		Por la cual se modifica la Resolución 40066 de 11 de febrero de 2022, mediante la cual se establecen requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos			
Objetivo del proyecto de regulación		Brindar claridad a los lineamientos y requerimientos técnicos establecidos en la Resolución 40066 de 2022, con el ánimo de evitar al máximo razonablemente posible la quema y el venteo durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.			
Fecha de publicación del informe					
Descripción de la consulta					
Tiempo total de duración de la consulta:		3			
Fecha de inicio		14/02/2023			
Fecha de finalización		16/02/2023			
Enlace donde estuvo la consulta pública		https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/requerimientos-45C3N4A8ncticos-para-la-detecc4RC3N83n-y-reparac4RC3N83n-de-fugas-el-aprovechamiento-quema-y-venteo-de-gas-natural/			
Canales o medios dispuestos para la difusión del proyecto		Página web MME			
Canales o medios dispuestos para la recepción de comentarios		Página web MME			
Resultados de la consulta					
Número de Total de participantes		13			
Número total de comentarios recibidos		117			
Número de comentarios aceptados		30	%		26%
Número de comentarios no aceptadas		87	%		290%
Número total de artículos del proyecto		17			
Número total de artículos del proyecto con comentarios		13	%		76%
Número total de artículos del proyecto modificados		17	%		131%
Resultados de la consulta					
No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
1	15/02/2023	ECOPETROL	1. DEFINICIÓN. FUGA DE GAS NATURAL Sugerimos homologar a una medición de flujo en gramos/hora dado que estas son las unidades de la escala de los equipos de detección y medición directo.	No aceptada	No se acoge. Los equipos detectan la fuga de gas natural en concentración y se establece así principalmente por razones de seguridad, por el potencial de explosividad que representa una fuga. En caso de detectar la fuga de gas natural por medio de flujo masico se tiene que considerar los factores de ambiente donde se considera la fuga, tales como velocidad de la corriente de flujo de aire.
	15/02/2023		1. DEFINICIÓN. POTENCIAL DE EMISIÓN Sugerimos esta redacción para la definición de potencial de emisión. Ya que: 1. En la definición se establecía como una probabilidad, lo cual no concordaba con las unidades utilizadas más abajo en el numeral 4 del artículo 51. Donde se establece el límite para la presentación del Programa de Detección y Reparación de Fugas en metros cúbicos estándar por año. 2. El potencial de misión es un concepto que no le aplica a las corrientes de producción, sino a las facilidades operativas.	Aceptada	Se acoge parcialmente por cuanto se considera técnicamente adecuado ajustar la defición indicando que las unidades deben ser el volumen estándar por año y se ajusta en el proyecto conforme a lo indicado.
2		ECOPETROL			
	15/02/2023	ECOPETROL	1. DEFINICIÓN. GAS NATURAL Sugerimos incluir la definición de gas natural de la Ley 2128 de 2021	Aceptada	Se acoge y se incluye para brindar claridad a la normativa en lo referente a la descripción del recurso a aprovechar, conforme la observación.
3					
4	15/02/2023		3. ART 22 EFICIENCIA DE LA TEA cuando se dice que la certificación de Eficiencia en Teas "...a través de un organismo de inspección debidamente certificado y acreditado por la ONAC o por un organismo de acreditación internacional", me surge la duda con respecto a quien validará, en caso de que aparezca una empresa con una acreditación internacional, que el ente acreditador es válido en Colombia. La sugerencia es que se revise quien y como se deberá validar la acreditación internacional.	No aceptada	No se acoge. La propuesta establece que podrá ser un organismo acreditado por ONAC o por un organismo de acreditación miembro de ILAC.
		ECOPETROL			
5	15/02/2023	ECOPETROL	3. ART 22. EFICIENCIA DE LA TEA Sugerimos un plazo más amplio de 30 días calendario para presentar el plan de corrección y/o actualización tecnológica teniendo en cuenta que se deben realizar diferentes acciones que permitan mostrar un plan acertado.	Aceptada	Se acoge y se ajusta de acuerdo con el comentario. Es procedente técnicamente ampliar el término de manera que el plan que se presente cumpla con la idoneidad que podría esperar la Entidad de Fiscalización.
6	15/02/2023		NUEVO. (ART. 23. QUEMA DE GAS QUE CONTENGA ACIDO SULFHÍDRICO) Sugerimos especificar cuáles son los rangos establecidos de H2S en gas de quema o cuales son las disposiciones ambientales a las que se hace referencia.	Aceptada	Se acoge parcialmente, considerando que la resolución indica que los métodos correctivos para tratar H2S se deben contemplar en los diseños de las facilidades, se debe considerar tener en cuenta este aspecto; sin embargo, es válido el comentario y por lo tanto se ajusta el proyecto en el sentido de que las disposiciones abarquen no sólo el criterio ambiental sino además las de HSE y buenas prácticas de la industria del sector.
		ECOPETROL			
7	15/02/2023	ECOPETROL	4. ART 24. Medición y reporte de los volúmenes de Gas Natural Teniendo en cuenta que los medidores de gas natural incluyen los flujos de gas inerte como CO2, se solicita poder descontar del balance de gas el flujo correspondiente de inertes	No aceptada	No se acoge. Esta propuesta requiere que haya una cromatografía por cada vez que se redirigiera el flujo para la corriente de quema de gas, lo que imposibilita a muchos campos de producción marginal a acogerse a dicho proceso. Por otro lado, esta puede ser una propuesta que se deberá presentar cuando se abra el escenario para modificar de la Resolución 40236 de 2022. Es de recordar que las operadoras pueden conocer los componentes del gas de producción de sus campos, en la solicitud de permisos de volúmenes de quema de gas natural se debe incluir la totalidad del gas de producción, es decir independiente si es ácido y de buena capacidad calorífica, y calcular el volumen máximo de quema operacional, teniendo en cuenta ese volumen planeado, para la solicitud de permisos.
	15/02/2023		4. ART 24. Medición y reporte de los volúmenes de Gas Natural Se sugiere incluir esta aclaración explícitamente, teniendo en cuenta que el medidor de flujo reporta el volumen total de gas de quema, el cual incluye, además del gas natural, los gases inertes.	No aceptada	No se acoge. La propuesta desborda el objeto y ámbito de aplicación del proyecto de resolución. El interesado deberá tener en cuenta la Resolución 40236 de 2022 en lo establecido para la determinación de la calidad de los hidrocarburos gaseosos.
		ECOPETROL			
8	15/02/2023	ECOPETROL	5. ART 29. REPORTE DE GAS NATURAL DE VENTEO INTENCIONAL Se sugiere incluir esta aclaración explícitamente, teniendo en cuenta que el medidor de flujo y/o las correlaciones de cálculo reportan el volumen total de gas de venteo el cual incluye, además del gas natural, los gases inertes.	No aceptada	No se acoge por cuanto la sugerencia no versa sobre una disposición objeto del proyecto de resolución sino sobre asuntos propios de medición de la calidad y volumen de los hidrocarburos.
9					
10	15/02/2023		5. ART 29. REPORTE DE GAS NATURAL DE VENTEO INTENCIONAL Se sugiere que, para no generar desbalance en la Forma 300H por cargue de la casilla Venteado al Aire, el reporte sea informativo como corriente de flasheo intermedia y no impacte el balance de gas.	No aceptada	No se acoge. Si bien los volúmenes de venteo pueden ser marginales, deben estar incluidos como porcentaje (%) de peso dentro del volumen producido
		ECOPETROL			
	15/02/2023	ECOPETROL	5. ART 29. REPORTE DE GAS NATURAL DE VENTEO INTENCIONAL Debido a los ajustes y preguntas que han surgido sobre el reporte de esta casilla, sugerimos establecer este periodo de transición para su aplicación: 1. ¿Cómo se realizaría el cierre del balance en Forma 300H cuando se reporten los Venteos de Gas Natural Intencional? 2. ¿Es válido el reporte del flujo venteado por cada estación utilizando el Anexo 1 de la Resolución 40066 de 2022?	No aceptada	No se acoge. Los requisitos técnicos para la cuantificación ya están definidos dentro de la norma, con los tiempos establecidos. Si es válido usar la fórmula del Anexo 1, el cual hace referencia a cada equipo que tenga potencial de ventear gas dentro de la facilidad
11					
	15/02/2023		6. ART 31. GESTIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL DE VENTEO INTENCIONAL Dado que las PVV son elementos de seguridad que permiten la entrada de aire durante el vaciado para igualar la presión interna y externa evitando el efecto vacío dentro del tanque y el colapso del mismo	Aceptada	Se acoge y se ajusta en el sentido de exceptuar equipos que por seguridad no pueden cumplir con el requisito.
12		ECOPETROL			
13	15/02/2023	ECOPETROL	Nuevo. ARTÍCULO 32. APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL DE VENTEO INTENCIONAL Teniendo en cuenta la ausencia de la claridad en la presente norma frente a varias definiciones que impactan las modificaciones de diseño e interconexión de los tanques se sugiere ampliar el término para su cumplimiento.	No aceptada	No se acoge. El comentario no versa sobre asuntos del objeto del proyecto de resolución; y en cuanto a los tiempos de implementación, se considera que 24 meses a partir de la entrada en vigencia de la Resolución 40066 de 2022, son técnicamente adecuados.
			Nuevo. ART 33. –Gas natural de venteo intencional en los anques de almacenamiento. La eliminación del 100% de los vapores provenientes de los tanques de almacenamiento presenta varios elementos de inviabilidad a saber: 1. Riesgo a la seguridad de los procesos o a las instalaciones 2. Flujos inexistentes o negativos durante la operación 3. 1. Riesgo a la seguridad de los procesos o a las instalaciones: los diseños convencionales y buenas prácticas de ingeniería (API 650) para sistemas de almacenamiento, promueven el uso de tanques atmosféricos, por lo que la recuperación de vapores requiere la conexión de un sistema de succión negativa que genera un efecto de vacío en los tanques, el cual en el mejor de los casos promueve el ingreso de oxígeno en el sistema de recuperación de vapores con el riesgo de inflamación y explosión, y en un caso extremo, puede causar el colapso del sistema de almacenamiento. 2. Flujos inexistentes o negativos durante la operación: por la naturaleza de las operaciones sometidas a los efectos ambientales, es común que se presenten flujos negativos (infiltraciones) por condensación o enfriamiento. Esto resulta inconveniente para la operación e inhabilita el sistema de recuperación de vapores por falta de carga. Por lo anterior se sugiere que se excluya la conexión de los tanques de almacenamiento a los sistemas de recuperación y tea. En vez de esto, se sugiere, promover la implementación de buenas prácticas de diseño y operación para reducir o eliminar una posible evaporación en los tanques de almacenamiento, instalando aguas arriba de ellos, sistemas suficientes de estabilización.	No aceptada	No se acoge. 1. El artículo 34 establece las condiciones específicas como la de seguridad, mencionada en el comentario, para efectuar el venteo. Sin embargo, las buenas prácticas establecen que estos equipos deben estar conectados a una Tea de baja presión. 2. Si hay flujos inexistentes, la norma hace la salvedad en el artículo 34 para que el operador justifique que no se tienen las condiciones para mantener el piloto encendido en la Tea de baja, de manera que pueda efectuar el venteo.
	15/02/2023				
14		ECOPETROL			

15	15/02/2023	ECOPETROL	<p>Nuevo. ARTÍCULO 34. CONDICIONES ESPECIALES PARA EL VENTEO INTENCIONAL DE GAS NATURAL ASOCIADO</p> <p>Sugerimos incluir esta condición adicional para permitir el venteo intencional ya que hay campos de producción donde los proyectos ya sea de recolección para el aprovechamiento o para la quema controlada son económicamente inviables.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. El objetivo de la resolución es propender por realizar el aprovechamiento del Gas Natural, y siempre que esto no sea posible, se establecen excepciones para que se recolecte y se queme. La importancia de no ventearlo directamente, es que de esta forma el poder de calentamiento del Gas Natural es 80 veces mayor que el CO2. Por lo que el sentido de la norma es que, solo cuando sea técnico-económicamente inviable aprovechar el gas de venteo, se pueda proceder con la quema del mismo.</p>
16	15/02/2023	ECOPETROL	<p>Artículo 40. Cálculo del volumen de gas natural de venteo intencional recolectado.</p> <p>Para el reporte diario solicitado en Formas 30 del volumen de gas natural intencional recolectado, es válido el uso solamente del Anexo 17, ya que el Anexo 2 de movilidad de tanques almacenamiento se realiza de manera anual.</p>	Aceptada	<p>Se acoge parcialmente al considerarse procedente ajustar en el sentido de indicar que los estándares descritos en los anexos 1 y 2 son los de API y de EPA respectivamente, y que estos pueden sufrir modificaciones y/o actualizaciones. Adicionalmente la operadora puede proponer otros métodos de medición indirecta a la Entidad de Fiscalización, quien en el marco de sus funciones y competencias deberá emitir la respuesta que corresponda.</p>
17	15/02/2023	ECOPETROL	<p>6. Artículo 43. DETECCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE GAS NATURAL.</p> <p>¿Existen en el país estos procesos de certificación para las cámaras OGII? Las cámaras vienen certificadas por el proveedor respectivo que representa cada tecnología de detección</p>	No aceptada	<p>No se acoge; sin embargo se aclara que es posible efectuar el proceso de calibración con un organismo acreditado miembro de ILAC por acuerdo mutuo con ONAC. Si bien las cámaras tiene un respaldo del fabricante, es necesario que un laboratorio de calibración acreditado por ONAC emita la certificación, cuando aplique.</p>
18	15/02/2023	ECOPETROL	<p>6. Artículo 43. DETECCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE GAS NATURAL.</p> <p>Se sugiere modificar la medida de las fugas de concentración ppm a flujo en g/h ya que así vienen los registros de medición de todas las tecnologías de medición directa OGII y QOGII</p>	No aceptada	<p>No se acoge. La detección de las fugas debe determinarse en términos de concentración por razones de seguridad.</p>
19	15/02/2023	ECOPETROL	<p>6. Artículo 43. DETECCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE GAS NATURAL.</p> <p>En caso en que el Operador, realice la medición directa con personal propio, es aceptado el entrenamiento que brinda el proveedor de la tecnología una vez es comprada como activo propio?</p> <p>Se sugiere que no se exija acreditación o certificación del personal, que opere el equipo y que se acepte certificación de competencias realizada por el representante o proveedor de cada tecnología y que adicionalmente sea válido el tiempo de experiencia del operador en el manejo de los equipos.</p> <p>Sin embargo al momento, los proveedores no emiten certificaciones al personal; los proveedores realizan cursos de inducción al momento de realizar adquisición de sus equipos. (esto sería válido como certificación o acreditación?)</p> <p>Adicionalmente, conocemos que ONAC no emite certificaciones a personal</p> <p>Ecopetrol no cuenta entonces con personal certificado por estos entes, lo cual implicaría tiempos adicionales para entrega de la línea base solicitada en la presente resolución</p>	No aceptada	<p>No se acoge. En efecto el personal puede capacitarse con la tecnología de su proveedor. Este marco normativo brinda la opción de que el Operador sea un OIN acreditado tipo B quien efectúe la detección/cuantificación de emisiones fugitivas; sin embargo quien brindará un informe de inspección por parte del Operador será ajeno al personal operativo. La acreditación se solicita para que los involucrados tengas la confianza de que la actividad se ejecutó bajo requisitos específicos del sector y una normatividad técnica de evaluación de la conformidad. Ecopetrol, si así lo considera, puede surtir el proceso de organismo de inspección acreditado tipo B</p>
20	15/02/2023	ECOPETROL	<p>6. ART 43. DETECCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE GAS NATURAL.</p> <p>Existe el reglamento técnico que avale o determine los lineamientos para realizar detecciones y cuantificaciones de fugas, como lo menciona el párrafo 5?</p> <p>Cuál es el nombre de la certificación y qué empresas la pueden generar hoy en ILAC y ONAC</p> <p>Aclarar qué o quiénes serían un tercero especializado?</p> <p>Cuales son las compañías que ofrecen los servicios de detección y cuantificación que tienen el acuerdo mutuo con ONAC.?</p> <p>Todas estas nuevas de certificación ONAC e ILAC nos extenderían en Ecopetrol los tiempos de medición de la línea base que se está solicitando, ya no contamos con equipos con estas certificaciones</p> <p>En Colombia no existe compañías proveedoras de las tecnologías certificadas por ONAC para realizar detecciones</p> <p>La ONAC estaría dispuesta a generar estas acreditaciones y tienen estos lineamientos ya establecidos? (esto aún no existe y requiere tiempos para desarrollo de lineamientos y entrega de certificaciones a las compañías proveedoras)</p>	No aceptada	<p>No se acoge. El comentario no versa sobre la posible modificación de una disposición del proyecto de acto administrativo.</p> <p>Sin embargo frente a las inquietudes planteadas nos permitimos precisar:</p> <ul style="list-style-type: none">- Las empresa tiene sus propias metodologías para medir y cuantificar gases, de acuerdo con la tecnologías que utilicen; sin embargo debencasorgese a los requerimientos solicitados por esta normatividad, así como la Res. 948 de 2022 expedida por la ANH- La ONAC acredita organismos de inspección bajo el cumplimiento estándares ISO y requisitos específicos.- Es el cumplimiento de las normas ISO 17020 y para procesos de calibración el laboratorio debe tener iso 17025.- El proyecto de modificación brinda claridad con respecto al tercero especializado, por lo que el Operador efectúa la detección/cuantificación pero una vez un OIN se acredite puede brindar los informes de inspección requeridos por este artículo.- Los equipos que sean sujetos a calibración deben tener un certificado de calibración por un Organismo de calibración acreditado.- Los tiempos para tener una línea base de emisiones fugitivas se pueden prorrogar; sin embargo las mediciones se deben realizar y se deben brindar declaraciones de primera parte hasta tener los OIN.- Una vez se expida este proyecto de resolución, las empresas interesadas en acreditarse lo pueden hacer con alcance a esta norma. .
21	15/02/2023	ECOPETROL	<p>Artículo 45. PLAZOS PARA LA ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE LA LINEA BASE.</p> <p>Se sugiere que los plazos para la entrega de la línea base sean contados nuevamente a partir de la promulgación de estas modificaciones ya que tienen exigencias de acreditación adicionales con las que Ecopetrol no cuenta.</p> <p>Es necesario indicar qué sucedería con el avance en el levantamiento de línea base que se ha venido realizando y no cuenta con estas acreditaciones solicitadas.</p>	Aceptada	<p>Se acoge parcialmente por cuanto se considera adecuado ajustar en el sentido de adicionar un párrafo que señale que los tiempos establecidos en los numerales 1 y 2 del artículo 45 de la Resolución 40066 de 2022, se empezarán a contar desde que exista un primer organismo de inspección Tipo A o Tipo B acreditado por ONAC o por un organismo de acreditación miembro de ILAC bajo la ISO/IEC 17020, esto teniendo en cuenta que para elaborar y presentar una línea base se deben detectar y cuantificar las fugas de gas natural, actividad a la cual se le solicita evaluación por parte de un organismo acreditado. Sin embargo, con el levantamiento que se ha venido efectuando por parte del Operador puede tenerse en cuenta bajo declaraciones de primera parte.</p>
22	15/02/2023	ECOPETROL	<p>Artículo 50. ENFOQUE DE MATERIALIDAD.</p> <p>Es necesario aclarar cómo aplicar el concepto del 95%; la referencia sobre la palabra activos está nivel de facilidad o podría darse en agrupación por Gerencia o Vicepresidencia como se agrupan los activos en Ecopetrol?</p>	No aceptada	<p>No se acoge. El comentario sobrepasa el alcance del proyecto de acto administrativo. Sin embargo puede remitirse a las reglas y condiciones establecidas por la Entidad de Fiscalización en la Resolución 948 de 2022 "Por la cual se adoptan las reglas para la entrega de la línea base de fugas de gas natural y la entrega y reporte del programa de detección y reparación de fugas por parte de los operadores del sector hidrocarburos"</p>
23	15/02/2023	ECOPETROL	<p>10. Artículo 62. PLAZOS PARA LA INSPECCIÓN DE LAS REPARACIONES</p> <p>Se sugiere enviar comunicación semestral para informar las inspecciones de las reparaciones exitosas para optimizar costos y facilitar la comunicación</p>	No aceptada	<p>No se acoge, los tiempos establecidos son los que se consideran técnicamente adecuados.</p>
24	15/02/2023	ECOPETROL	<p>11. Artículo 65. BOMBAS NEUMÁTICAS EN FACILIDADES EXISTENTES</p> <p>Si en los equipos como bombas neumáticas y controladores neumáticos tienen una emisión que está por debajo de las 500 ppm ¿deben igualmente tener plan de sustitución por equipos con accionamientos por aire comprimido o eléctricos?</p>	No aceptada	<p>No se acoge. De acuerdo con lo establecido en la resolución, no se considera fuga las emisiones por debajo de la concentración de 500 ppm</p>
25	15/02/2023	ECOPETROL	<p>11. Artículo 65. BOMBAS NEUMÁTICAS EN FACILIDADES EXISTENTES</p> <p>Proponemos que el período de reposición de las bombas sea propuesto por el operador ya que 12 meses no serían suficientes para realizar los proyectos de planeación, compras e instalación, en caso de ser requerido.</p> <p>El período de reposición de las bombas podrá presentarse según el plan de cada compañía operadora ya que 12 meses no serían suficientes para realizar los proyectos de planeación, compras e instalación, en caso de ser requerido.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Técnicamente se consideran tiempos adecuados los propuestos para ejecutar las logísticas de cambio, desde la planeación del cambio de equipos hasta su ejecución. De acuerdo con el artículo 63 de la Resolución 40066 de 2022 "Se deberá dar aviso a la Entidad de Fiscalización, presentando la evidencia de tales inconvenientes, junto con un cronograma de las acciones que se llevarán a cabo para reducir la fuga. Cronograma que incluya, por lo menos el tiempo estimado de la entrega de los Equipos, su fecha de instalación y de puesta en operación..."</p>
26	15/02/2023	ECOPETROL	<p>12. ART 71. DE LA COMPROBACIÓN DE HERMETICIDAD</p> <p>Si en los equipos como bombas neumáticas y controladores neumáticos tienen una emisión que está por debajo de las 500 ppm ¿deben igualmente tener plan de sustitución por equipos con accionamientos por aire comprimido o eléctricos?</p>	No aceptada	<p>No se acoge. De acuerdo con lo establecido en la Resolución 40066 de 2022, no se considera fuga las emisiones por debajo de la concentración de 500 ppm</p>
27	16/02/2023	2BENERGY	<p>7. Artículo 43. Detección y cuantificación de las emisiones de gas natural</p> <p>El apartado manifiesta un claro conflicto de interés ya que los organismos de inspección tipo A y Tipo B estarán en la capacidad de auditar las mediciones, y establecer si cumplen o no con la ley, lo cual los imposibilita para la toma de las lecturas y hacer las cuantificaciones, encaminadas a la elaboración de la línea base y las recomendaciones para la disminución de las emisiones; ya que serían juez y parte.</p> <p>El decreto debe incluir las características del organismo que hace la detección, cuantificación, línea base, conclusiones y recomendaciones, el cual principalmente debe contar con la experiencia comprobada y el personal calificado; posteriormente un ente acreditado (Tipo A o Tipo B) podrá definir si se cumple con la ley.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Los organismos de inspección emitirán un informe de inspección bajo la norma iso 17020 con alcance a los que se establece en este acto administrativo y la Res.948 de 2022. Un OIN sea tipo A o B es independiente de quien ejecuta la actividad de detección y cuantificación, por tanto no es juez y parte. El Operador debe seguir los requisitos establecidos para el programa de detección y reparación de fugas y en efecto un OIN emitirá un informe en donde se haga la verificación de que el Operador siguió los requisitos establecidos para cuantificar las fugas de gas natural.</p>

28	16/02/2023	2BENERGY	<p>7. Artículo 43. Detección y cuantificación de las emisiones de gas natural</p> <p>Al hacer una consulta en la página de la ONAC, en la actualidad no hay ninguna compañía acreditada como A o B para realizar este tipo de inspecciones, por lo que el cumplimiento del cronograma establecido en la resolución sería imposible de cumplir.</p> <p>De igual forma los laboratorios colombianos no están preparados para certificar la calibración de los equipos. La operadoras, tendrían que hacer una acreditación para realizar directamente la determinación de cantidades.</p> <p>No hay programas, cursos, certificaciones de capacitaciones de ninguna universidad o instituto para que los inspectores adquieran destreza.</p> <p>En esta etapa temprana de generación de conocimiento propio del País; es importante viabilizar la transferencia de conocimiento con entidades internacionales que puedan comprobar su experiencia, homologar sus certificaciones, avalar las competencias de los inspectores con años realizando LDAR para la industria petrolera; de esta manera podemos prepararnos todos los involucrados en la creación de certificaciones, acreditaciones, laboratorios, cursos y demás actores en la realización de este tipo de inspecciones.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Sin embargo, mediante el presente proyecto de acto administrativo se introdujeron las condiciones de modo y tiempo para cumplir con las evaluaciones de la conformidad.</p> <p>De otra parte, cualquier laboratorio de calibración que cumpla con la norma ISO 17025 podrá surtir el proceso de acreditación ante ONAC.</p> <p>Así mismo, las operadoras deberán cumplir con estándares ISO para efectuar, por sí, sus actividades como OIN tipo B, esto es opcional si así lo ve viable el Operador. Por último, en relación con la generación de conocimiento, actualmente existen servicios enfocados a fortalecer las capacidades técnicas para la incorporación de estas nuevas tecnologías para el cumplimiento de requisitos en medición y cuantificación de fugas.</p>
29	16/02/2023	ACP	<p>1. DEFINICION. COSTO DE APROVECHAMIENTO</p> <p>Costo de Aprovechamiento: "Es la sumatoria de los Costos de Inversión y los Costos de Operación de volúmenes de gas natural"</p>	Aceptada	Se acoge por cuanto es adecuado ajustar la definición en el sentido de acotarla únicamente a costo de operación del Gas Natural.
30	16/02/2023	ACP	<p>1. DEFINICION. QUEMA DE GAS NATURAL POR SEGURIDAD</p> <p>Quema de Gas Natural por Seguridad: "Es la Quema de Gas Natural para evitar la formación de atmósferas explosivas y sobrepresiones en el proceso para mantener el funcionamiento seguro de las instalaciones. Corresponde a la Quema del gas de purga y del gas de pilotos."</p>	No aceptada	No se acoge. No es procedente cerrar la quema de gas natural por seguridad únicamente a que sólo puede darse por sobrepresiones.
31	16/02/2023	ACP	<p>2. Artículo 16. Volumen de quema de gas natural económicamente inviable</p> <p>Se propone agregar un párrafo adicional para los las instalaciones donde dos empresas emplean el mismo recurso energético o comparten infraestructura: "Párrafo. Se podrá presentar un solo Estudio Técnico-Económico que contenga el análisis de varias empresas de una misma área o facilidad que compartan condiciones geográficas, operacionales y de usos de gas similares".</p>	No aceptada	No se acoge. La sugerencia planteada desde el comentario, en efecto, ya se encuentra planteada así dentro del proyecto del proyecto de resolución en comentario.
32	16/02/2023	ACP	<p>1. DEFINICION. FUGAS DE GAS NATURAL.</p> <p>No hay variación con la versión original. Se mantiene una concentración de 500 ppm lo cual es subjetivo del punto de medición. Importante considerar en términos de flujo másico o flujo volumétrico.</p>	No aceptada	No se acoge. Por razones de seguridad la detección de fugas de gas natural debe ser medida en magnitud de concentración. Los equipos detectan la fuga de gas natural en concentración y se establece así principalmente por razones de seguridad, por el potencial de explosividad que representa una fuga. En caso de detectar la fuga de gas natural por medio de flujo másico se tiene que considerar los factores de ambiente donde se considera la fuga, tales como velocidad de la corriente de flujo de aire.
33	16/02/2023	ACP	<p>3. Artículo 22. Eficiencia de la tea</p> <p>Es fundamental el alcance de la forma de medición de la eficiencia de las teas, se propone: "Para la determinación de la eficiencia de la Tea se utilizará cualquiera de las tecnología disponibles para el monitoreo de la llama, como cámaras especiales para establecer la generación de humos por la quema de hidrocarburos líquidos o drones de medición de emisiones para comprobar el estado del sistema de ignición de pilotos o cualquier otra tecnología que la Entidad de Fiscalización autorice de acuerdo a las características y diseño de la tea".</p>	No aceptada	No se acoge. La Entidad de Fiscalización podrá evaluar las tecnologías pero no cerrar el espectro solo al aspecto operativo, y podrá tener en cuenta otras condiciones como mercado, disponibilidad de las tecnologías, entre otros.
34	16/02/2023	ACP	<p>3. Artículo 22. Eficiencia de la tea</p> <p>Para esclarecer el alcance del parágrafo 2, se propone: "Párrafo 2. El primer informe o certificado de inspección de operatividad de las Teas de la que trata el presente artículo se deberá entregar a la Entidad de Fiscalización durante los doce (12) meses posteriores a la existencia del en el territorio nacional del primer organismo de inspección Tipo A o Tipo B acreditado por ONAC o por un organismo de acreditación miembro de ILAC bajo la ISO/IEC 17020 con alcance a la presente resolución, para la evaluación in situ con una de las metodologías disponibles de la eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural."</p>	Aceptada	Se acoge parcialmente y se ajusta teniendo en cuenta la sugerencia en el sentido de adicionar la expresión "en el territorio nacional" de manera que resulte aún más clara la disposición: "Párrafo 2. El primer informe o certificado de inspección de operatividad de las Teas de la que trata el presente artículo se deberá entregar a la Entidad de Fiscalización durante los 12 meses posteriores a la existencia en el territorio nacional del primer organismo de inspección Tipo A o Tipo B acreditado por ONAC o por un organismo de acreditación miembro de ILAC bajo la ISO/IEC 17020 con alcance a la presente resolución, para la evaluación in situ de la eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural". En relación con la expresión "una de las metodologías disponibles", se aclara que no es procedente como quiera que deba haber un estándar para todo el territorio nacional, por lo que será una única metodología establecida por la Entidad de Fiscalización.
35	16/02/2023	ACP	<p>1. DEFINICIÓN. POTENCIAL DE EMISIÓN</p> <p>"Potencial de Emisión. Para efectos de la presente resolución se considera como la probabilidad de ocurrencia de tener una liberación a la atmosfera del 100% del flujo de Gas Natural proveniente de la corriente de producción a lo largo de una Facilidad. Este potencial está expresado en unidades de metros cúbicos por año". No es clara la definición y especialmente cual es estándar que se debe usar para determinar la probabilidad. Esto podría tener impacto en: "Las facilidades que operan con un potencial de emisión menor a 60.000 m3 estándar por año, estarán exentos de presentar el Programa de Detección y Reparación de Fugas"</p>	Aceptada	Se acoge parcialmente por cuanto se considera técnicamente adecuado ajustar la definición de Potencial de Emisión teniendo en cuenta lo sugerido en torno a las unidades de medición, así: "Potencial de Emisión. Se considera como el volumen estándar por año emitido de Gas Natural a una probabilidad de tener una liberación a la atmosfera del 100% del flujo del volumen proveniente de la corriente de producción"
36	16/02/2023	ACP	<p>10. Artículo 62. Plazos para la inspección de las reparaciones</p> <p>Para aclarar el alcance del operador frente a la fuga, se propone: "Artículo 62. Plazos para la inspección de las reparaciones.</p> <p>Dentro de los 30 días siguientes a la reparación exitosa de cada una de las fugas de Gas Natural, el Operador informará dicha actividad a la Entidad de Fiscalización. Así mismo, deberá entregar un informe anual con los registros que certifiquen las reparaciones o correcciones realizadas en ese periodo, adjunto al reporte anual de cumplimiento del programa de detección y reparación de fugas de que trata el artículo 7 de la presente resolución. En caso de que las fugas de Gas Natural persistan, el operador deberá desarrollar las acciones adicionales que se requieran hasta que la reparación sea exitosa.</p>	No aceptada	No se acoge, el comentario se encuentra en el mismo sentido en el que está en el proyecto de acto administrativo: "Artículo 62. Plazos para la inspección de las reparaciones. Dentro de los 30 días siguientes a la reparación exitosa de cada una de las fugas de Gas Natural, el Operador informará dicha actividad a la Entidad de Fiscalización. Así mismo, deberá entregar un informe anual con los registros que certifiquen las reparaciones o correcciones realizadas en ese periodo, adjunto al reporte anual de cumplimiento del programa de detección y reparación de fugas de que trata el artículo 7 de la presente resolución. En caso de que las fugas de Gas Natural persistan, el operador deberá desarrollar las acciones adicionales que se requieran hasta que la reparación sea exitosa."
37	16/02/2023	ACP	<p>3. Artículo 22. Eficiencia de la tea</p> <p>"Con el primer informe presentado por las Operadoras, la Entidad de Fiscalización determinará una línea base con los rangos aceptables de la eficiencia de la Tea para el cumplimiento del presente artículo en las siguientes evaluaciones de operatividad de la Tea". Si los lineamientos son presentados por la entidad de Fiscalización, ¿Por qué se esperaría que sea esta entidad la que determine la línea base? ¿Puede ser que el operador la proponga y la entidad lo valide?</p>	No aceptada	No se acoge. La Entidad de Fiscalización será la encargada de recopilar la información de eficiencia de las Teas a lo largo del territorio nacional y quienes determinarán los criterios técnicos para establecer los rangos aceptables, sean estos criterios de tipo GOR, condiciones geográficas (offshore - limitación de equipos) u otros.
38	16/02/2023	ACP	<p>3. Artículo 22. Eficiencia de la tea</p> <p>Se propone que la evaluación de la eficiencia de la TEA sea realizada por, operadores o terceros, siempre y cuando los equipos se encuentren debidamente calibrados por organismos de inspección que cuenten con acreditación ONAC, esto permite garantizar la idoneidad de los resultados de la evaluación, sin generar cambios drásticos en la regulación recientemente expedida, que partió del criterio de autoregulación y confianza en la capacidad y madurez de la industria. En caso de no considerar pertinente lo anterior, se propone tener en cuenta criterios diferenciales para campos con una producción marginal, caso en el cual debería aplicarse la anterior condición.</p> <p>De igual forma, proponemos extender el plazo a 24 meses sobre la fecha en la cual se debe presentar el primer informe o certificado de inspección de operatividad de las Teas, esto teniendo en cuenta la demanda que se tendrá para este servicio una vez se acredite el primer organismo de inspección.</p>	No aceptada	No se acoge. El sentido de la primera observación corresponde a lo ya contemplado dentro del proyecto. En cuanto a la segunda parte del comentario, tampoco se acoge teniendo en cuenta que el proyecto contempla la condición de que exista un primer organismo Tipo A o Tipo B habilitado para realizar la evaluación, además, 12 meses se ha considerado que es el lapso adecuado para desarrollar la misma luego de que se cumpla la condición antes descrita.
39	16/02/2023	ACP	<p>4."Artículo 24. Medición y reporte de los volúmenes de Gas Natural</p> <p>La modificación presentada genera requerimientos adicionales a lo que planteaba el mismo artículo en el documento inicial , en donde se requería la cuantificación de los volúmenes de quema solamente, ahora con la modificación se exige la cuantificación de natural asociados a la operación de forma diaria. Para lo cual se solicita evaluación del mismo</p>	No aceptada	No se acoge. Con respecto a este asunto, el proyecto se limita a corregir la denominación del formato. Desde la expedición de la Resolución 40065 de 2022, se actualizó el formato 30 SEE a Forma 30DH, el cual incluye ese volumen de gas venteadado, reportado mensualmente, por lo que estos requisitos deben estar en proceso de cumplimiento por parte de las operadoras.
40	16/02/2023	ACP	<p>Nuevo. Artículo 32. Aprovechamiento del gas natural de venteo intencional.</p> <p>Si bien el presente artículo no está en consulta, y aprovechando la oportunidad regulatoria, se propone ampliar el plazo de 24 a 36 meses para realizar las adecuaciones necesarias para el aprovechamiento de gas de venteo o en su defecto conducirlo a una tea de baja, lo anterior considerando el número de campos a los que les es aplicable la regulación, y garantizar la adecuado planeación de la industria y las operaciones.</p>	No aceptada	No se acoge. El comentario versa sobre asuntos que no se encuentran dentro del alcance del proyecto de resolución presentado a comentarios.
41	16/02/2023	ACP	<p>Nuevo. ARTÍCULO 32. APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL DE VENTEO INTENCIONAL. ARTÍCULO 45. PLAZOS PARA LA ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE LA LÍNEA BASE.</p> <p>Se presenta el mismo plazo para la determinación de línea base (art 45) y proyecto de aprovechamiento de gas natural, se considera que debe tener un tiempo entre la detección e implementación de proyectos.</p>	No aceptada	No se acoge. El comentario versa sobre asuntos que no se encuentran dentro del alcance del proyecto de resolución presentado a comentarios.
42	16/02/2023	ACP	<p>Nuevo. ARTÍCULO 33. RECOLECCIÓN DEL GAS NATURAL DE VENTEO INTENCIONAL EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO</p> <p>Si bien el presente artículo no está en consulta, y aprovechando la oportunidad regulatoria, se propone ampliar el plazo de 24 a 36 meses, en los mismo términos del artículo 32.</p>	No aceptada	No se acoge. El comentario versa sobre asuntos que no se encuentran dentro del alcance del proyecto de resolución presentado a comentarios.

43	16/02/2023	ACP	<p>9. ARTS1. Elaboracion y aprobacion del programa para reparacion de fugas</p> <p>"Sobre la elaboración y aprobación del programa para la detección y reparación de fugas. A más tardar dentro de los 60 días siguientes a la fecha de entrega de la Línea Base, los Operadores deberán entregar a la Entidad de Fiscalización el programa de detección y reparación de Fugas para cada Facilidad". Cuando el operador tienes varios campos con alta dispersión geográfica, se sugiere que se entregue la línea base consolidada una vez termine su programa de detección y medición en todos su campos y no inmediatamente despues de cada uno de ellos. Es decir, un programa por empresa y no por activo. Esto reduce carga administrativa y permite hacer sinergias en los planes de acción.</p>	No aceptada	No se acoge. La línea base se hace por facilidad, según los plazos establecidos en el artículo 45 y puede hacer uso de las prórogas establecidas en el artículo 46, ambos de la Resolución 40066 de 2022. Por otro lado, la consolidación, a través del proceso de fiscalización de las emisiones fugitivas, la efectúa la Entidad de Fiscalización.
44	16/02/2023	ACP	<p>9. ARTS1. Elaboracion y aprobacion del programa para reparacion de fugas</p> <p>La propuesta normativa incluye el elemento de criticidad en los equipos, para definir la posibilidad de otorgar un plazo adicional, para elaborar y aprobar el programa de detección y reparación de fugas. Considerando que este es un criterio subjetivo, que sujeta la decisión al criterio del funcionario de turno del Ente de Fiscalización, recomendamos eliminar. Por otro lado, y si bien ya está incluido en la resolución vigente, recomendamos aclarar la naturaleza del acto de aprobación o rechazo del programa, el cual debería ser un acto administrativo sujeto a recurso por su naturaleza.</p> <p>Por otro lado, se solicita evaluar los rangos de emisiones o fugas de facilidades para ampliar el potencial de emisión o fugas, puesto que 60,000 m3 estandar por año corresponde a 2,119 Mcft estándar por año, generando que la gran mayoría, o ninguna, de las facilidades quede exenta del programa de reparación de fugas, lo cual conviene a la norma, desde la perspectiva práctica, en innaplicable.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. El comentario hace referencia a las determinaciones que tomará la Entidad de Fiscalización en la ejecución de sus funciones y competencias que le son propias; además, en la Resolución 40066 de 2022, se establece que la operadora deberá sustentar en debida forma en el programa de detección y reparación de fugas - PDRF, las razones por las cuales sus equipos son críticos para evaluar una interrupción o no de sus operaciones.</p> <p>En cuanto al segundo punto, de acuerdo con cifras reportadas por la Entidad de Fiscalización, se tiene que de 273 campos que reportaron producción fiscalizada, el 10%, es decir 28 campos, registran volúmenes inferiores a 5800 t/día, volumen equivalente a los 2.11 MMv/año; por lo que no es cierto que la norma resulte en una regla "innaplicable".</p>
45	16/02/2023	ACP	<p>9. ARTS1. Elaboracion y aprobacion del programa para reparacion de fugas</p> <p>"El Programa considerará al menos una inspección semestral a las facilidades". Consideramos que el plan de inspección semestral es excesivo. Se propone que sea al menos una anual.</p>	No aceptada	No se acoge. La frecuencia de la inspección conforme se modifica en el proyecto de acto administrativo, es técnicamente adecuada para tener el control y seguimiento a la implementación del programa de detección y reparación de fugas - PDRF.
46	16/02/2023	ACP	<p>9. ARTS1. Elaboracion y aprobacion del programa para reparacion de fugas</p> <p>Se incluye un volumen minimo para recurrir al plan de manejo de fugas, de igual forma debería presentarse un volumen minimo para los demas aspecto de la resolución, línea base, proyectos de implementación, plan de manejo.</p>	No aceptada	No se acoge. Los requerimientos técnicos que establece esta resolución no han sido objeto de medición bajo ninguna otra normatividad. Por lo que no se tiene datos concretos que permitan establecer una línea base con consideraciones técnicas. La excepción que se solicita con el potencial de emisión para exceptuar un programa de detección y reparación de fugas - PDRF, es porque si se tienen datos de la producción fiscalizada por campo.
47	16/02/2023	BAKER HUGHES	<p>3. Artículo 22. Eficiencia de la tea</p> <p>En el artículo 22 se menciona que "se evalúe in sitio la eficiencia del proceso de quema de gas natural" así como también "evaluar la operatividad de las Teas del campo" por tanto al estar tan general se están mezclando dos temas que al realizar el proceso son diferentes.</p> <p>1. El proceso de evaluar la operatividad de la Tea es de tipo físico, eléctrico, mecánico, mas enfocado a temas de seguridad y como todo proceso de "inspección" puede tener cierta periodicidad para realizarlo.</p> <p>2. El proceso de eficiencia de quema del gas natural se basa en la medición de la eficiencia de la combustión, y no en una inspección.</p> <p>Por tanto deberían quedar por separado en el artículo 22 ya que seguramente tendrían requerimientos diferentes, así como también podría evitar que quede un vicio en la norma en terminos que una empresa sea juez y parte.</p>	No aceptada	No se acoge. De acuerdo con la ISO 17020, si bien una inspección puede ser de tipo físico, de productos, como lo menciona la compañía, también esta involucrada una inspección de tipo procesos y procedimientos de trabajo, que es lo que se espera del OIN que evalúa la conformidad bajo la mencionada norma con alcance a la metodología establecida por ANH que determina la eficiencia de la tea.
48	16/02/2023	BAKER HUGHES	<p>3. Artículo 22. Eficiencia de la tea</p> <p>Teniendo en cuenta el parrafo anterior, en el numeral 2. ONAC debería dejarnos saber cual tipo de acreditacion seria la mejor para el proceso de "medicion de eficiencia de combustión". Porque al final del día es una medicion en el proceso y no una inspección.</p>	No aceptada	No se acoge. El proyecto normativo menciona los requisitos específicos que son las metodologías para determinar la eficiencia de las teas y los requisitos de evaluación de la conformidad con la norma iso 17020, con esta información ONAC realiza el proceso de acreditación para los interesados que quieran ser OIN.
49	16/02/2023	BAKER HUGHES	<p>3. Artículo 22. Eficiencia de la tea</p> <p>Las tecnologías disponibles para medir la eficiencia de la combustión, al final del día todas deberían ser aprobada por la entidad de fiscalización, incluidas las "cámaras especiales para establecer la generación de humos por la quema de hidrocarburos líquidos o drones de medición de emisiones" o las que no se han mencionado en el documento.</p>	No aceptada	No se acoge. Se hace énfasis en que el proyecto de resolución no limita o restringe las tecnologías para medir la eficiencia de la combustión, por el contrario, contempla la posibilidad de que la Entidad de Fiscalización autorice las tecnologías que los operadores propongan.
50	16/02/2023	BAKER HUGHES	<p>3. Artículo 22. Eficiencia de la tea</p> <p>Se menciona que para la determinación de la eficiencia de la TEA se utilizará "la mejor tecnología disponible para el monitoreo de la llama como camaras especiales."</p> <p>En este punto al mencionar una sola tecnología, parece que no existieran otras opciones para medir con la misma o mejor eficiencia y precisión que la descrita en el parrafo. Por tanto seria importante determinar a nivel internacional que otro tipo de tecnologías y/o metodologías esten comprobadas y siendo usadas en otros países, ya sean metodos directos o indirectos. Esto con la finalidad de que el operador conozca cuales son las diferentes opciones que tiene para el cumplimiento de la norma.</p>	No aceptada	No se acoge. El proyecto no limita a ninguna tecnología específica para el monitoreo de la llama, por el contrario, su redacción otorga la posibilidad de que el operador proponga a la Entidad de Fiscalización todas aquellas tecnologías que libremente considere adecuadas.
51	16/02/2023	BAKER HUGHES	<p>3. Artículo 22. Eficiencia de la tea</p> <p>Se deberían generar los lineamientos para realizar la medición sobre eficiencia de quema del gas natural ya que el valor puede variar de acuerdo con las condiciones del periodo en el que se este midiendo, por factores como (fallas eléctricas o mecánicas de la Tea, condiciones del viento, emergencias por alto flujo o por presencia de líquidos, niveles de producción del campo, entre otros). Por tanto se debería establecer un periodo prudente y representativo de medición de la eficiencia de la combustión ya que es una variable</p>	No aceptada	No se acoge. No hay una propuesta de modificación a la normativa en el comentario. Sin embargo, se tiene en cuenta el comentario, esto será determinado por las metodologías para la evaluación de la eficiencia de la Tea que establezca la Entidad de Fiscalización.
52	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>1. DEFINICION. FUGAS DE GAS NATURAL</p> <p>"Fuga de Gas Natural. Es la liberación no intencional de gas natural a la atmósfera en una Facilidad de exploración y explotación, como resultado de la operación de componentes gastados, descompuestos, sueltos y Equipos que se encuentren emitiendo en exceso de su desempeño normal. Se considera una Fuga cuando la cuantificación determine una concentración igual o mayor a 500 ppm."</p> <p>Al respecto, se sugiere eliminar el límite a la concentración y permitir que el contratista establezca dicho límite de acuerdo con las particularidades de su operación: i) componente(s) objetivo de la medición; ii) proceso al que se aplicaría el límite; iii) tecnología utilizada para la detección, cuantificación y medición de concentraciones; iv) metodología de medición (distancia, radio, tiempo).</p> <p>Lo anterior debido a que: i) el límite sugerido en el proyecto de resolución no es aplicable a las tecnologías (o medios) listados en el artículo 44; ii) no se encuentra coherencia entre establecer el límite de la fuga en términos de concentración y los requerimientos de línea base, y detección establecidos en los artículos 52, 60, 61, en términos volumétricos; iii) al establecer un límite en términos de concentración es necesarios indicar a qué componente(s) del gas natural hace referencia esta concentración.</p> <p>Las fugas se detectan y cuantifican por el flujo volumétrico presente y no por la concentración en ppm. El instrumento de detección normalmente tiene como rango hasta 230 l/min. En este sentido se sugiere que cada contratista, de acuerdo con las características propias de su operación y en línea con lo planteado por la U.S. Environmental Protection Agency (US EPA), establezca los límites en términos del flujo volumétrico en lugar de hacerlo a partir de la concentración en términos de ppm de alguno(s) de sus componentes.</p> <p>La US EPA estableció el Método de Referencia 21, con pautas sobre las metodologías e instrumentos aceptables para definir un programa de detección y reparación de fugas. Este método no determina límites permisibles de emisiones. Por el contrario, el Método 21 de la US EPA hace referencia a que cada organismo/agente que implemente la metodología debe establecer el umbral por encima del cual se considera una fuga.</p> <p>Sin embargo, la metodología da un ejemplo en el que se asocia una "fuga" a toda pérdida o escape de gas natural que presente una concentración de metano en aire, en la inmediatez del punto de fuga, igual o mayor a 10.000 ppmv (1% en volumen o 20% de LEL); y por eso se ha tomado este límite como un valor de referencia, para considerar como "No Fuga" a una emisión no intencional a la atmósfera, menor a 10.000 ppmv de concentración de metano.</p> <p>Una concentración de 500 ppm de metano equivale a 0,05% en volumen o 1% de LEL, que es un límite muy bajo que impone el cumplimiento de los equipos de detección en las operaciones de metodologías para la detección. Por</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Lo propuesto en el proyecto de regulación responde a los parámetros y unidades acordes a las condiciones adecuadas de seguridad y si es posible hacer mediciones a la magnitud propuesta ya que los instrumentos descritos en la resolución para la detección de fugas cumplen con los requisitos de concentración exigidos para lectura; así mismo, los equipos están diseñados para ejecutar lecturas a componentes específicos.</p>
53	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>1. DEFINICION. POTENCIAL DE EMISION</p> <p>Se sugiere incluir la definición de potencial de emisión.</p> <p>Potencial de emisión: para efectos de la presente resolución se considera como el volumen estándar por año emitido de gas natural proveniente de las facilidades operativas.</p> <p>Lo anterior, debido a:</p> <p>1. En la definición se establecía como una probabilidad, lo cual no concordaba con las unidades utilizadas más abajo en el numeral 4 del artículo 51. Donde se establece el límite para la presentación del Programa de Detección y Reparación de Fugas en metros cúbicos estándar por año.</p> <p>2. En las facilidades operativas se agrega el potencial de emisión de las corrientes de producción, por lo que se sugiere esta modificación de corrientes de producción a facilidades operativas.</p>	Aceptada	Se acoge parcialmente por cuanto se considera técnicamente adecuado ajustar la definición de Potencial de Emisión teniendo en cuenta lo sugerido en torno a las unidades de medición, así: "Potencial de Emisión. Se considera como el volumen estándar por año emitido de Gas Natural a una probabilidad de tener una liberación a la atmósfera del 100% del flujo del volumen proveniente de la corriente de producción."

54	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>Nuevo. Art 5 Aprovechamiento del Gas Natural</p> <p>Con el fin de promover y contribuir al proceso de descarbonización de la matriz energética colombiana y asegurar la soberanía energética durante la consolidación de la transición energética justa, se han identificado oportunidades para la producción de volúmenes de gas asociado a la producción de hidrocarburos en los contratos actualmente asignados, de tal forma que se permita disponer de volúmenes de gas natural adicionales en el corto y mediano plazo.</p> <p>En ese sentido, se ha identificado una limitación en la disponibilidad de facilidades de facilidades para el traslado de flujos multifásicos que contengan cantidades representativas de gas. En ese sentido, se ha identificado la posibilidad de reconvertir infraestructura que viabilice la operación de varios campos de diferentes operadores mediante el desarrollo de proyectos de Aprovechamiento de gas natural.</p> <p>Así las cosas, consideramos oportuno incluir en la propuesta de modificación de la resolución 40066 de 2022, mecanismos que viabilicen el desarrollo de estos proyectos de optimización de infraestructura existente, mediante modelos operativos flexibles que reduzcan el impacto ambiental y social junto con la reducción de tiempos de entrada temprana de los proyectos asegurando el abastecimiento de gas natural en el país.</p> <p>En tal sentido, sugerimos adicionar los siguientes párrafos al artículo 5:</p> <p>Parágrafo 2. Los operadores que compartan condiciones geográficas y operaciones similares podrán acordar la prestación de uno o varios estudios, evaluaciones y diseños necesarios de sus facilidades para garantizar el desarrollo de proyectos de Aprovechamiento del gas natural.</p> <p>Parágrafo 3. Con el fin de viabilizar proyectos de aprovechamiento del gas natural, los operadores podrán presentar propuestas que incluyan transporte de flujos multifásicos y requieran reconvertir y/o adaptar infraestructura de transporte de hidrocarburos en fase líquida o gaseosa. En estos casos, de transporte de flujos multifásicos, la infraestructura asociada será categorizada como líneas de transferencia, sin perjuicio, de que se continúe realizando la fiscalización en boca de pozo para lo relacionado con la liquidación de regalías y lo establecido en la Resolución 40236 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya.</p>	No aceptada	<p>No se acoge teniendo en cuenta que en el sentido propuesto se encuentran fijadas las condiciones en el artículo 16 de la Resolución 40066 de 2022 conforme al presente proyecto modificatorio de la misma. Además, el operador podrá proponer las condiciones técnicas específicas que considere adecuadas dentro del estudio técnico-económico a aprobación de la Entidad de Fiscalización, quien, en el marco de sus funciones y competencias deberá proceder a emitir la respectiva respuesta.</p>
55	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>3. Artículo 22. Eficiencia de la tea</p> <p>Se sugiere supeditar esta obligación a la existencia en Colombia de organismos de inspección que cumplan con los requisitos establecidos, ya que una vez la Entidad de Fiscalización establezca los lineamientos técnicos, los organismos de inspección deberán surtir su proceso de acreditación. Solo hasta que este proceso haya culminado, los operadores podrán iniciar sus procesos de planeación y contratación con los organismos de inspección para obtener la certificación. Lo anterior indicaría que, pasados 18 meses para recibir los lineamientos, se sumará el tiempo de acreditación de las compañías certificadas como organismos de inspección para que así las compañías operadores puedan dar inicio a esta actividad de medición de eficiencia en teas.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Si bien la propuesta es válida y el cumplimiento de estos requisitos deben ser cumplidos una vez haya acreditados OIN que puedan evaluar la conformidad, la propuesta de este proyecto de acto administrativo sugiere que el Operador, posterior a la expedición de los lineamientos, debe iniciar sus procesos de medición de eficiencia y declarar de primera parte mientras existens los mencionados OIN acreditados.</p>
56	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>3. Artículo 22. Eficiencia de la tea</p> <p>El artículo hace referencia a la eficiencia en Teas, motivo por el cual, se sugiere modificar el siguiente inciso con el objetivo de mantener el mismo razonamiento.</p> <p>"En el caso de que se encuentren anomalías o condiciones que afecten la operatividad eficiencia de la Tea o se requiera una actualización tecnológica, el operador deberá reportarlo de manera inmediata a la Entidad de Fiscalización mediante comunicación escrita".</p> <p>Adicionalmente, la anterior modificación implica que es necesario la inspección de un tercero y su diagnóstico, para que el operador tenga conocimiento de las correcciones, actualizaciones o reparaciones que sean pertinentes para dar cumplimiento a los lineamientos de eficiencia en Teas. Por ende, se sugiere que el plan de corrección, reparación o actualización tecnológica se presente bajo una temporalidad anual junto con el informe de inspección a la Entidad de Fiscalización, y no bajo una modalidad de reporte inmediata como se plantea en el artículo.</p> <p>A su vez, se solicita ampliar el término para presentar el plan de corrección de 15 días a 30 días y que en este plan el operador incluya una propuesta sobre el periodo de implementación esperado para la realización de las correcciones pertinentes. Esto último, estará supeditado a la aprobación de la Entidad de Fiscalización.</p>	Aceptada	<p>Se acoge parcialmente. Dado que se amplían los términos para presentación del plan de corrección, reparación o actualización tecnológica a 30 días en lugar de los 15 inicialmente dispuestos en el artículo 22. Por otro lado se deja en los términos del título del artículo con relación a la afectación de la eficiencia del proceso de quema de gas natural.</p>
57	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>Nuevo. 24. Medición y reporte de los volúmenes de Gas Natural</p> <p>Teniendo en cuenta que los medidores de gas natural incluyen los flujos de gas inerte como CO2, se sugiere agregar al artículo 24 el siguiente inciso:</p> <p>Atendiendo a la definición de Gas Natural, en el balance de gas en la Forma 30 DH se descontará el porcentaje correspondiente a los gases inertes contenidos en el gas de quema. Los volúmenes de gases inertes que se descuenten se reclasificarán como gas venteado con el objetivo de no desbalancear las Forma 30 DH.</p> <p>Teniendo en cuenta que algunos campos de producción requieren diluir los crudos pesados para su transporte y comercialización, en dichas facilidades existen quemas producto de los componentes volátiles del diluyente utilizado. Sin embargo, estas quemas no están asociadas a la producción del campo, por tanto no deben ser reportadas en la Forma 30 DH ni ser contabilizadas para la liquidación y pago de regalías.</p> <p>Así mismo, como no es posible hacer una medición directa o diferenciación del volumen de quema asociado al diluyente y a la producción de hidrocarburos efectivamente provenientes del yacimiento, solicitamos que se agregue un párrafo que aclare que:</p> <p>1. <u>La</u> quema producto del diluyente no se contabilizará en la Forma 30 DH</p> <p>2. <u>La</u> Entidad de Fiscalización establecerá la metodología para calcular y descontar dicha quema.</p> <p>Parágrafo. En las Facilidades en donde se diluyen crudos pesados con nafta o cualquier otro hidrocarburo liviano no se deberá reportar la quema producto de los componentes volátiles de dicho diluyente. La Entidad de Fiscalización establecerá las metodologías para el cálculo de la quema derivada de los hidrocarburos provenientes del yacimiento.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Desborda el alcance del presente proyecto por tratarse de asuntos propios a la medición de la calidad y el volumen de los hidrocarburos.</p>
58	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>Nuevo. 29. Reporte de gas natural de venteo intencional</p> <p>Teniendo en cuenta que el medidor de flujo y/o las correlaciones de cálculo reportan el volumen total de gas de venteo el cual incluye, además del gas natural, los gases inertes, se sugiere agregar al artículo 29 el siguiente inciso:</p> <p>Atendiendo a la definición de Gas Natural, para el reporte de gas natural de venteo intencional en el balance de gas en la Forma 30 DH se descontará el porcentaje correspondiente a los gases inertes contenidos en el gas de venteo.</p> <p>Se sugiere que, para no generar desbalance en la Forma 30DH por cargue de la casilla Venteado al Aire, el reporte sea informativo como corriente de flasheo intermedia y no impacte el balance de gas. En esta medida, se propone agregar al artículo 29 el siguiente párrafo:</p> <p>Parágrafo 1. El gas venteado reportado en la Forma 30DH proveniente de la corriente intermedia producto del flasheo no impactará el balance de gas.</p> <p>Debido a los ajustes y preguntas que han surgido sobre el reporte de esta casilla, sugerimos establecer este periodo de transición para su aplicación:</p> <p>Parágrafo 2. El primer reporte de la casilla "Venteado al aire en KPC" de la Forma 30DH de la que trata el presente artículo se deberá entregar a la Entidad de Fiscalización una vez se cumplan 12 meses contados a partir de la expedición de la presente resolución.</p> <p>Entre otras, las preguntas que han surgido son: 1. ¿Cómo se realizará el cierre del balance en Forma 30DH cuando se reporten los Venteos de Gas Natural Intencional? 2. ¿Es válido el reporte del flujo venteado por cada estación utilizando el Anexo 1 de la Resolución 40066 de 2022? 3. ¿Cuándo se generará la nueva casilla "Venteado al aire en KPC" en la herramienta "Solar"?</p>	No aceptada	<p>No se acoge por cuanto la sugerencia no versa sobre una disposición objeto del proyecto de resolución sino sobre asuntos propios de medición y calidad de hidrocarburos. Además, si bien los volúmenes de venteo pueden ser marginales, deben estar incluidos como porcentaje (%) de peso dentro del volumen producido. Así mismo, los requisitos técnicos para la cuantificación ya están definidos dentro de la norma, con los tiempos establecidos. Si es válido usar la fórmula del Anexo 1, si hace referencia a cada equipo que tenga potencial de ventear gas dentro de la facilidad. Por último, se hace énfasis en que la Entidad de Fiscalización es la competente para aclarar dudas específicas de carácter operativos en relación con cargue de reportes/informes en su plataforma digital, todo esto en el marco de sus funciones y competencias.</p>
59	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>Nuevo. 29. Reporte de gas natural de venteo intencional</p> <p>Teniendo en cuenta que algunos campos de producción requieren diluir los crudos pesados para su transporte y comercialización, en dichas facilidades existen venteos producto de los componentes volátiles del diluyente utilizado. Sin embargo, estos venteos no están asociados a la producción del campo, por tanto no deben ser reportados en la Forma 30 DH ni ser contabilizados para la liquidación y pago de regalías.</p> <p>Así mismo, como no es posible hacer una medición directa o diferenciación del volumen de venteo asociado al diluyente y a la producción de hidrocarburos efectivamente provenientes del yacimiento, solicitamos que se agregue un párrafo que aclare que:</p> <p>1. <u>El</u> venteo producto del diluyente no se contabilizará en la Forma 30DH</p> <p>2. <u>La</u> Entidad de Fiscalización establecerá la metodología para calcular y descontar dichos venteos.</p> <p>Parágrafo 3. En las Facilidades en donde se diluyen crudos pesados con nafta o cualquier otro hidrocarburo liviano no se deberá reportar los venteos producto de los componentes volátiles de dicho diluyente. La Entidad de Fiscalización establecerá las metodologías para el cálculo de los venteos derivados de los hidrocarburos provenientes del yacimiento.</p>	No aceptada	<p>No se acoge por cuanto la sugerencia no versa sobre una disposición objeto del proyecto de resolución sino sobre asuntos propios de medición y calidad de hidrocarburos.</p>

60	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>6. 31. Gestión para el aprovechamiento del gas natural de Venteo Intencional</p> <p>Cuando se mencionan fuentes de venteo intencional de gas natural, se sugiere incluir el siguiente párrafo:</p> <p>Las válvulas de presión y vacío (PVV's) no se consideran fuentes de venteo intencional de gas natural asociado por ser un elemento de seguridad para la conservación de la integridad de los tanques.</p> <p>Lo anterior, dado que las PVV son elementos de seguridad que permiten la entrada de aire durante el vaciado para igualar la presión interna y externa evitando el efecto vacío dentro del tanque y el colapso del mismo.</p>	Aceptada	<p>Se acoge parcialmente por cuanto se considera técnicamente adecuado exceptuar aquellos equipos que por seguridad emitan a la atmósfera Gas Natural para mantener la integridad; por lo tanto, se adiciona el numeral 1 del artículo 31 así: "1. Determinar las principales fuentes de Venteo Intencional de Gas Natural Asociado, tales como tanques de almacenamiento, Gun Barrel, botas de gas, anulares, entre otros, exceptuando aquellos equipos que por seguridad emitan a la atmósfera Gas Natural para mantener la integridad."</p>
61	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>Nuevo. ARTÍCULO 32. APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL DE VENTEO INTENCIONAL</p> <p>Teniendo en cuenta la ausencia de la claridad en la presente norma frente a varias definiciones que impactan las modificaciones de diseño e interconexión de los tanques, se sugiere ampliar el término para su cumplimiento mediante la adición del siguiente párrafo al artículo 32 de la Resolución 40066 de 2022</p> <p>Parágrafo 4: el cumplimiento de lo establecido en el presente artículo entrará en vigencia 24 meses contados a partir de la expedición de la presente resolución.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. El comentario no versa sobre ninguna disposición contemplada dentro del alcance del proyecto de resolución; además, el inciso segundo del artículo 32 ya otorga un plazo de 24 meses a la entrada en vigencia de la Resolución 40066 de 2022.</p>
62	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>Nuevo. ARTÍCULO 33. RECOLECCIÓN DEL GAS NATURAL DE VENTEO INTENCIONAL EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO.</p> <p>De acuerdo con lo expuesto en el cuerpo de la comunicación sugerimos las siguientes modificaciones al artículo 33:</p> <p>Artículo 33. Recolección del gas natural intencional en los tanques de almacenamiento. Como medida de seguridad operacional y como mitigación de emisiones del gas natural, los tanques de almacenamiento deben promover la implementación de buenas prácticas de diseño y operación para reducir o eliminar una posible evaporación instalando aguas arriba de ellos, sistemas suficientes de estabilización..de crudo no pueden tener respiraderos abiertos hacia la atmósfera, y deben estar conectados a un sistema de recolección o a una Tea de Baja para la quema, cumplimiento con la normativa técnica, para la conservación de la integridad del tanque por efectos de vacío.</p> <p>Por condiciones de seguridad de los procesos y de las instalaciones, los tanques de almacenamiento no deben conectarse a sistemas de recuperación de vapores y/o tea.</p> <p>Las facilidades de producción que se encuentren en operación y cuyos respiraderos estén abiertos hacia la atmósfera, tendrán el mismo plazo estipulado en el artículo 32 para realizar las modificaciones respectivas.</p> <p>La propuesta anterior se debe a que la conexión de los tanques de almacenamiento a un sistema de recolección o a una Tea presenta riesgos de seguridad:</p> <p>1.Riesgo a la seguridad de los procesos o a las instalaciones: los diseños convencionales y buenas prácticas de ingeniería (API 650) para sistemas de almacenamiento, promueven el uso de tanques atmosféricos, por lo que la recuperación de vapores requiere la conexión de un sistema de succión negativa que genera un efecto de vacío en los tanques, el cual en el mejor de los casos promueve el ingreso de oxígeno en el sistema de recuperación de vapores con el riesgo de inflamación y explosión, y en un caso extremo, puede causar el colapso del sistema de almacenamiento.</p> <p>2.Flujos inexistentes o negativos durante la operación: por la naturaleza de las operaciones sometidas a los efectos ambientales, es común que se presenten flujos negativos (infilos) por condensación o enfriamiento. Esto resulta inconveniente para la operación e inhabilita el sistema de recuperación de vapores por falta de carga.</p> <p>Por lo anterior se sugiere que se excluya la conexión de los tanques de almacenamiento a los sistemas de recuperación y tea. En su lugar, se sugiere, promover la implementación de buenas prácticas de diseño y operación para reducir o eliminar una posible evaporación en los tanques de almacenamiento, instalando aguas arriba de ellos, sistemas suficientes de estabilización.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. El comentario se refiere a una disposición que no hace parte del presente proyecto de acto administrativo y por lo tanto desborda su alcance. No obstante, lo establecido en el artículo 33 de la Resolución 40066 de 2022, se considera lo técnicamente adecuado y responde a las condiciones de seguridad necesarias, además, en todo caso, el operador podrá justificar excepciones relativas a situaciones de seguridad o técnico-económicas conforme las cuales no sea posible el aprovechamiento del Gas Natural de Venteo ante la Entidad de Fiscalización, quien en el marco de sus funciones y competencias deberá emitir la respuesta que corresponda.</p>
63	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>Nuevo. ARTÍCULO 34. CONDICIONES ESPECIALES PARA EL VENTEO INTENCIONAL DE GAS NATURAL ASOCIADO.</p> <p>Artículo Nuevo – Agregar el numeral 4, al artículo 34 de la Resolución 40066 de 2022</p> <p>Con el objetivo de permitir el venteo intencional en campos de producción donde los proyectos, ya sea de recolección para el aprovechamiento o para la quema controlada, son económicamente inviables, se sugiere adicionar la siguiente condición:</p> <p>1. La Entidad de Fiscalización podrá autorizar el venteo intencional de gas natural asociado cuando el proyecto de recolección para su aprovechamiento o quema controlada sea económicamente inviable.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. El objetivo de la resolución es propender por realizar el aprovechamiento del Gas Natural, y siempre que esto no sea posible, se establecen excepciones para que se recolecte y se queme. La importancia de no ventearlo directamente, es que de esta forma el poder de calentamiento del Gas Natural es 80 veces mayor que el CO2. Por lo que el sentido de la norma es que, sólo cuando sea técnico-económicamente inviable aprovechar el gas de venteo, se pueda proceder con la quema del mismo.</p>
64	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>7. ARTÍCULO 43. DETECCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE GAS NATURAL</p> <p>En el artículo se esta solicitando el uso de instrumentos de detección de fugas calibrados por laboratorios de calibración acreditados por ONAC. Sin embargo, al momento, en Colombia no existen estas acreditaciones específicas de estas tecnologías. Las cámaras OGI están certificadas por el proveedor respectivo que representa cada tecnología de detección.</p>	No aceptada	<p>No se acoge; sin embargo se aclara que es posible efectuar el proceso de calibración con un organismo acreditado miembro de ILAC por acuerdo mutuo con ONAC. Si bien las cámaras tienen un respaldo del fabricante, es necesario que un laboratorio de calibración acreditado por ONAC emita la certificación, cuando aplique.</p>
65	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>Nuevo. 45. Plazos para la elaboración y presentación de la línea base</p> <p>Se sugiere que los plazos para la entrega de la línea base sean contados nuevamente a partir de la promulgación de estas modificaciones ya que tienen exigencias de acreditación adicionales. En tal sentido, se proponen los siguientes ajustes:</p> <p>PLAZOS PARA FACILIDADES NUEVAS. durante los primeros 12 meses posteriores al inicio de sus operaciones que serán contados una vez exista en el país una empresa acreditada por ONAC e ILAC en actividades de detección y cuantificación de fugas</p> <p>PLAZOS PARA FACILIDADES EXISTENTES. dentro de los 24 meses posteriores a la promulgación de esta nueva resolución, que serán contados una vez exista en el país una empresa acreditada por ONAC e ILAC en actividades de detección y cuantificación de fugas</p> <p>Es necesario indicar qué sucedería con el avance en el levantamiento de línea base que se ha venido realizando en Ecopetrol la cual no cuenta con estas acreditaciones solicitadas ONAC e ILAC.</p>	Aceptada	<p>Se acoge parcialmente en el sentido de adicionar que se señalen los tiempos establecidos en los numerales 1 y 2 del artículo 45 de la Resolución 40066 de 2022, se empezarán a contar desde que exista un primer organismo de inspección Tipo A o Tipo B acreditado por ONAC o por un organismo de acreditación miembro de ILAC bajo la ISO/IEC 17020, esto teniendo en cuenta que para elaborar y presentar una línea base se deben detectar y cuantificar las fugas de gas natural, actividad a la cual se le solicita evaluación por parte de un organismo de inspección acreditado. Sin embargo, mientras se surte este proceso los operadores pueden ir adelantando estos requisitos y declararlos de primera parte</p>
66	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>9. Artículo 51. Sobre la elaboración y aprobación del programa para la detección y reparación de fugas</p> <p>Debido a la imposibilidad técnica de recolectar bajos flujo, se sugiere complementar el inciso así:</p> <p>"Las facilidades que operan con un potencial de emisión menor a 60000 m3 estándar por año, estarán exentos de presentar el programa de detección y reparación de fugas y de las alternativas de recolección de venteos."</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Las excepciones para los asuntos de venteos están establecidas en el capítulo 3 de la Resolución 40066 de 2022; además, para los casos de los campos de baja producción de gas, pueden tener viabilidad técnico-económica para aprovechar ese gas que se ventee.</p>
67	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>10. Artículo 62. Plazos para la inspección de las reparaciones</p> <p>Para optimizar costos y facilitar la comunicación, se sugiere modificar el inciso así:</p> <p>"Dentro de los 30 días siguientes Cada seis meses, el operador reportará la reparación exitosa de cada una de las fugas de Gas Natural el Operador informará dicha actividad a la Entidad de Fiscalización"</p>	No aceptada	<p>No se acoge. La Entidad de fiscalización debe hacer un monitoreo y seguimiento adecuado al programa para la detección y reparación de fugas - PDRF, por lo que informar mensualmente las correcciones es un lapso de tiempo adecuado.</p>
68	16/02/2023	ECOPETROL 2	<p>11 y 12.</p> <p>Artículo 65. Bombas neumáticas en Facilidades Existentes y Artículo 71. De la comprobación de hermeticidad</p> <p>Dado que la definición de fugas está supeditada a la determinación de una concentración mayor o igual a 500 ppm, se entiende que las bombas neumáticas y controladores neumáticos que tengan una concentración menor a 500 ppm no deben cumplir los requisitos establecidos en los artículos 65 y 71 de la Resolución 40066.</p> <p>No obstante, se sugiere modificar la definición de fugas, particularmente la referencia a una concentración mayor o igual a 500 ppm, con el objetivo de que el requisito de control sobre estas esté ligado a su flujo y no a su concentración. (ver comentario 1)</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Sin embargo se confirma que el análisis es correcto. Técnicamente, por razones de seguridad, la detección de fugas debe ser hallada o determinada en unidades de concentración. Detectar la fuga de gas natural como se propone en el comentario, esto sería por medios de flujo, implicaría tener en cuenta variables adicionales como las corrientes de viento en el ambiente en donde se medirá.</p>

69	16/02/2023	ECOPETROL 2	11. Artículo 65. Bombas neumáticas en Facilidades Existentes Se propone que el periodo de reposición de las bombas sea propuesto por el operador ya que 12 meses no serian suficientes para realizar los proyectos de planeación, compras e instalación, en caso de ser requerido.	No aceptada	No se acoge. Técnicamente se consideran tiempos adecuados los propuestos para ejecutar las logísticas de cambio, desde la planeación del cambio de equipos hasta su ejecución. Adicionalmente, de acuerdo con el artículo 63 de la Resolución 40066 de 2022, en todo caso, si la operadora presenta un inconveniente en cuanto a entrega o disponibilidad del equipo, podrá informarlo a la Entidad de Fiscalización.
70	16/02/2023	INGENII CONSULTANTS	1. DEFINICION. FACILIDAD Delimitar el concepto de facilidad desde donde hasta donde para poder limitar la detección y cuantificación (línea base). Ejemplo: desde cabezal de pozo hasta gunbarrel, Desde contrapozo hasta tanque de almacenamiento etc.	No aceptada	No se acoge. No todas las facilidades son estándar. Sin embargo, en el documento de reglas para la entrega de la línea base expedido por la Resolución 948 de 2022 de la ANH, se establece que cada operadora especificará en los formatos anexo a esta resolución qué equipos, componentes, facilidades incluye su línea base.
71	16/02/2023	INGENII CONSULTANTS	11. Artículo 65. Bombas neumáticas en Facilidades Existentes Se propone que el periodo de reposición de las bombas sea propuesto por el operador ya que 12 meses no serian suficientes para realizar los proyectos de planeación, compras e instalación, en caso de ser requerido.	No aceptada	No se acoge. El artículo 43 de la Resolución 40066 de 2022 establece los equipos para cuantificación, así como el uso del Método de Referencia 21 de EPA u otro de la ANH, se establece que la Entidad de Fiscalización autorice. Si bien el reporte debe hacer en unidades masicas, los equipos o métodos matemáticos determinan el flujo volumétrico.
72	16/02/2023	INGENII CONSULTANTS	8. 9. Nuevo. Artículo 44,50,51 y Reglas para la entrega, ubicado en pagina 12. Se debe presentar si o no PDRF? Art 44 de la resolución dice que si para las pruebas de producción de pozos,terminación pozos, descarga líquidos en pozos exploratorios y de explotación, pruebas piloto, estimulación hidráulica, well services, abando y reacondicionamiento los cuales NO HACEN PARTE DE LA LINEA BASE, pero el art 50 hace referencia que las facilidades que operen con un potencial de emisión o fugas menor a 60000m3 estandar por año, estaran exentas de PDRF. Analisis: para hacer PDRF se debe contar con línea base Propuesta: Modificar artículo 44 donde el PDRF se suprima para las pruebas, estimulación, well services, abandono etc o se traslade a un reporte de medición y cuantificación de equipos que prestan servicios para esas actividades; así mismo modificar documento de las reglas para la entrega línea base en la pagina 13 para que concuerde con la pagina 6. Se justifica esta propuesta según el art 44 hace referencia a los servicios o actividades temporales las cuales no cumpliría con el art 51 para ejecutar mínimo dos inspección en el año.	No aceptada	No se acoge. El artículo 44 de la Resolución 40066 de 2022 establece que NO FORMARÁN PARTE de la Línea Base de las Fugas de Gas Natural las actividades a las que se hace referencia en su comentario.
73	16/02/2023	OHCYS	3. Artículo 22. Eficiencia de la tea En el párrafo donde se menciona "...mediante la entrega de un informe anual en un plazo de 30 días calendario después de realizada la verificación de operatividad...", se sugiere dejar sólo informe y en otro aparte hacer la claridad que posterior a la entrega de ese primer documento se debe hacer anualmente la evaluación.	No aceptada	No se acoge. Técnicamente se considera adecuado que la periodicidad del informe sea anual y la ANH establecerá cómo será su presentación.
74	16/02/2023	OHCYS	3. Artículo 22. Eficiencia de la tea En el párrafo donde se menciona "...Con el primer informe presentado por las Operadoras, la Entidad de Fiscalización determinará una línea base con los rangos aceptables de la eficiencia de la Tea para el cumplimiento del presente artículo en las siguientes evaluaciones de operatividad de la Tea...", se sugiere eliminar esa consideración ya que no se tendría evidencia la eficiencia operativa a la que deben llegar las operadoras, o contrastar, según los estándares de confiabilidad de las Teas, si no que se ajustaría a las practicas comunes y en muchos casos procedimientos o equipos no aceptables de las operaciones	Aceptada	Se acoge parcialmente en el sentido de señalar que los lineamientos técnicos, incluida la eficiencia mínima, y la metodología tanto para la evaluación de la eficiencia de la Tea como la presentación de los informes anuales, se harán en concordancia con estándares internacionales y mejores prácticas de la industria aplicables a la materia. Así entonces se definirá un valor de eficiencia mínimo a cumplir por parte de los operadores para el primer informe anual.
75	16/02/2023	OHCYS	3. Artículo 22. Eficiencia de la tea En el párrafo 2. Se sugiere mejorar la redacción y establecer un orden cronológico más sucinto. Esto debido a que no es claro si el requisito de entrega del primer informe es durante los 12 meses siguientes a que el primer organismo de acreditación ya está certificado o durante los 12 meses posteriores a los 18 meses desde la Entidad de Fiscalización, después de entrada en vigencia del acto administrativo modificatorio, establezca los lineamientos técnicos y metodológicos tanto para la evaluación de la eficiencia de la Tea como la presentación de los informes anuales.	No aceptada	Se acoge parcialmente. En los requerimientos que menciona el artículo se determina una fecha específica para que se expidan los lineamientos y metodologías solicitadas. Así entonces los OIN interesados pueden iniciar proceso de acreditación. Sin embargo, mientras este proceso sucede se puede declarar de primera parte que el procedimiento de medición de eficiencia en teas se hace bajo la metodología establecida.
76	16/02/2023	OHCYS	4. Artículo 24. Medición y reporte de los volúmenes de Gas Natural Se recomienda modificar el párrafo "...a través de la Forma 30 DH adjunta a la presente resolución o aquella que determine el Ente de Fiscalización para tal efecto." por "...el formulario digital en la plataforma tecnológica que implemente el Ente de Fiscalización para tal fin."	Aceptada	Se acoge parcialmente en el sentido de precisar que será en la Forma 30 DH o aquella que determine la Entidad de Fiscalización para tal efecto". (...). En el reporte volumétrico mensual que el Operador entrega a la Entidad de Fiscalización mediante la Forma 30 DH adjunta a la presente resolución o aquella que determine la Entidad de Fiscalización para tal efecto, (...)."
77	16/02/2023	OHCYS	5. Artículo 29. Reporte de gas natural de Venteo Intencional Se recomienda modificar el párrafo "...mediante la Forma 30DH adjunta." por "...el formulario digital en la plataforma tecnológica que implemente el Ente de Fiscalización para tal fin.	Aceptada	Se acoge parcialmente en el sentido de indicar que el reporte volumétrico mensual que el Operador entrega a la Entidad de Fiscalización se hará mediante la Forma 30 DH o aquella que determine la Entidad de Fiscalización para tal efecto.
78	16/02/2023	OHCYS	3. Artículo 22. Eficiencia de la tea Si el Ente de Fiscalización va a establecer los lineamientos técnicos y metodológicos tanto para la evaluación de la eficiencia de la Tea como la presentación de los informes anuales, se sugiere que no se exija la acreditación de los organismos de inspección o los operadores. Esta propuesta está sustentada en el hecho que el control, vigilancia y seguimiento se hará sobre parámetros claros que emitirá el Ente de Fiscalización, los cuales pueden seguir los profesionales (con las habilidades y capacidades que pueden estar regladas igualmente) designados por cada operadora. Este trámite empezaría a depender de un actor nuevo como son los órganos de acreditación y se puede convertir en un cuello de botella, como ya se evidencia, para cumplir con el objetivo final de disminuir las fugas y venteos de gas y en la práctica no arrojaría un valor agregado sustancial. Esto no eximiría a que los equipos que se utilicen para la cualificación y cuantificación de las emisiones si estén obligatoriamente certificados, como se menciona en este acto administrativo.	No aceptada	No se acoge. Los organismos de acreditación brindan a todas las partes interesadas transparencia y confianza en las evaluaciones de la conformidad, lo cual a su turno puede repercutir en la obtención de una línea base confiable ante todas las partes.
79	16/02/2023	OHCYS	10. Artículo 62. Plazos para la inspección de las reparaciones. Se recomienda eliminar el termino "informe anual" por sólo "informe" teniendo en cuenta que este documento no se hace de forma periodica, si no que es el resultado de una actividad puntual.	No aceptada	No se acoge. El informe anual compila todas las reparaciones efectuadas durante ese periodo de tiempo.
80	15/02/2023	ONAC	Considerando 5, Hoja 1 Aconsejamos eliminar el término "debidamente certificado y acreditado", ya que el Organismo de Inspección realiza el proceso evaluación y genera la certificación de conformidad, pero es sujeto de la acreditación por parte de ONAC o de un organismo de acreditación internacional. Por lo que redacción propuesta sería: "a través de un organismo de inspección acreditado por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC)"	No aceptada	No se acoge. El considerando se refiere a los términos actuales a los que en efecto está el artículo 22 reflejando la necesidad de ajuste y este aspecto, pasa a ser corregido a través de la presente modificación dentro del señalado artículo.
81	15/02/2023	ONAC	Considerando 1, Hoja 2. Sugerimos reemplazar el término "verificación" en vista de que el Organismo de Inspección, realiza la actividad de inspección o de evaluación de la conformidad. La redacción recomendada sería "(...) teniendo en cuenta que en la actualidad no existen Organismos de Inspección acreditados por el ONAC que realicen las evaluaciones de que trata el citado precepto. Adicionalmente requirió que el referido plazo quede sujeto a la definición, por parte del Ministerio de Minas y Energía, de los lineamientos técnicos necesarios para realizar la evaluación exigida."	No aceptada	No se acoge. El considerando está citando algunos de los aumentos expuestos por Ecopetrol S.A. a través de radicado MME 1-2023-001732 fechado de 25 de noviembre de 2022 para que se procediera a modificar algunos apartes de la Resolución 40066 de 2022.
82	15/02/2023	ONAC	Considerando 2, Hoja 2. Recomendamos modificar la redacción del párrafo pues, aunque se entiende que el Ministerio busca hacer precisión respecto a los alcances y el tipo de acreditación de la que sería sujeto el organismo encargado de evaluar la operatividad de las teas, solo existe una norma internacional bajo la que se acredita el esquema general de organismos de inspección y es la norma ISO/IEC 17020. La redacción sugerida es: "Por lo tanto, se evidencia la necesidad de realizar algunas precisiones en relación con el artículo 22 y otros aspectos que se regulan en la referida disposición, tales como el tipo de organismo competente para desarrollar la evaluación de la operatividad de las Teas, los requerimientos técnicos y metodologías que fijen el alcance de la evaluación de la tea, entre otros"	Aceptada	Se acoge y se ajusta conforme observación, así: "Que previa consulta formulada por este Ministerio, a través de radicado 1-2023-004790 de 03 de febrero de 2023, el Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC) remitió una serie de interrogantes en torno a la Resolución 40066 de 11 de febrero de 2022. Por lo tanto, se evidencia la necesidad de realizar algunas precisiones en relación con el artículo 22 y otros aspectos que se regulan en la referida disposición, tales como el tipo de organismo competente para desarrollar la evaluación de la operatividad de las Teas, los requerimientos técnicos y metodologías que fijen el alcance de la evaluación de la tea, entre otros."
83	15/02/2023	ONAC	Considerando 3, Hoja 2. Consideramos necesario aclarar que los objetos de acreditación son los Organismos Evaluadores de la Conformidad (OEC). Los instrumentos de medición y cuantificación en este caso en particular son objeto de calibración y certificación por parte de un laboratorio de calibración acreditado. La redacción recomendada sería: "(...) brindar claridad a los procesos de certificación a instrumentos de medición y cuantificación de emisiones de gas natural, entre otros".	Aceptada	Se acoge y se ajusta conforme observación, así: "Que mediante radicado MME 1-2023-005792 del 10 de febrero de 2023 (radicado ANH 20235010018661 de 01 de febrero de 2023), la Agencia Nacional de Hidrocarburos manifestó a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía una serie de inquietudes en relación con la Resolución 40066 de 11 de febrero de 2022, por considerar que se presentan dificultades para la aplicación de lo allí reglado por cuanto algunos de sus mandatos no resultan ser claros; así, evidenció la necesidad de ajustar la definición de "Facilidades Nuevas", incluir la definición del término "Potencial de Emisión" para lograr la identificación de los operadores a quien les es aplicable o no, el programa de detección y reparación de fugas, brindar claridad a los procesos de calibración y certificación a instrumentos de medición y cuantificación de emisiones de gas natural, entre otros."
84	15/02/2023	ONAC	3. Párrafo 1 del artículo 22. Detección y cuantificación de las emisiones de gas natural Sugerimos realizar una modificación en la redacción del párrafo, debido a que los acuerdos internacionales de reconocimiento mutuo se establecieron con el fin de evaluar sobre la misma base a los organismos de acreditación y permitir que estos y sus OECs acreditados sean reconocidos a nivel mundial. Por lo que mencionar "un organismo de acreditación internacional miembro de ILAC bajo la misma norma ISO/IEC 17020" es redundante.	Aceptada	Se acoge y se ajusta conforme observación, eliminando la expresión "bajo la misma norma ISO/IEC 17020" y queda así: "Párrafo 1. La evaluación de la eficiencia de la Tea podrá hacerse directamente por los operadores siempre y cuando estén acreditados como organismo de inspección Tipo B bajo la ISO/IEC 17020 expedida por el ONAC o por un organismo de acreditación internacional miembro de ILAC, de acuerdo con los lineamientos que establecerá la Entidad de Fiscalización y que se refieren en el inciso segundo del presente artículo."
85	16/02/2023	PAREX	3. Artículo 22. Eficiencia de la tea Según artículo, hasta agosto 11 de 2023, el ente de fiscalización presentará a las operadoras los lineamientos y la metodología tanto para la evaluación de la eficiencia de la Tea como la presentación de los informes anuales. Las operadoras entregarán el primer informe de la verificación de las teas 30 días calendario al ente de fiscalización para que ellos determinen la línea base con los rangos aceptables, (la ANH que plazo tiene para informar de las operadoras los rangos aceptables? Por favor confirmar cual fecha se toma como referencia, la de la Resolución 11/02/2022 o la fecha de vigencia del acto administrativo que modifica	Aceptada	Se acoge y se ajusta teniendo en cuenta el comentario en el sentido de establecer un término de 3 meses para que la Entidad de Fiscalización comunique los rangos aceptables de la eficiencia de la Tea. Adicionalmente se aclara con una fecha exacta (31 de octubre de 2023) como la fecha límite para entregar los mencionados lineamientos y metodologías, se indica una fecha exacta para no dar lugar a dudas referente a qué acto administrativo hace referencia.
86	16/02/2023	PAREX	4. Artículo 24. Medición y reporte de los volúmenes de Gas Natural. El Artículo 24 indica que todos los volúmenes de Gas Natural deben ser medidos y reportados por el Operador mensualmente a la Entidad de Fiscalización, a través de la Forma 30 DH; sin embargo, la Resolución 40036 en el Artículo 16, párrafo 3 indica que el Ente de Fiscalización podrá admitir la cuantificación de una de las corrientes de gas por balance "medición por diferencias" en tal caso que el Ente apruebe lo anterior, (la operadora estaría incumpliendo lo señalado en el artículo 24?	No aceptada	No se acoge. No se estaría incumpliendo; al cuantificar una corriente de Gas Natural por el método de balance, se estará efectuando la medición; sin embargo es de aclarar que la operadora debe tener presente todas las variables implicadas en su permiso de volúmenes máximos de quema operacional de gas, es decir, tener la certeza de qué volúmenes son por rutina, por eventos planeados, no planeados, entre otros.
87	16/02/2023	PAREX	Nuevo. 32. ARTÍCULO 32. APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL DE VENTEO INTENCIONAL. Respetuosamente se solicita revisar y ampliar el plazo de 24 a 36 meses para facilidades que se encuentran en operación y no cuentan con conexiones para el aprovechamiento del gas natural de venteo o para su conducción a tea	No aceptada	No se acoge. El comentario desborda el alcance del objeto y ámbito de aplicación del proyecto de acto administrativo.
88	16/02/2023	PAREX	Nuevo. ARTÍCULO 39. MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN DEL GAS NATURAL DE VENTEO INTENCIONAL RECOLECTADO Método de cuantificación del gas natural de venteo intencional recolectado: El Artículo 39 indica que los instrumentos deben estar calibrados y certificados ONAC/ILAC, respetuosamente se solicita revisar la opción de calibrar los instrumentos por trazabilidad respecto a patrones certificados por el Instituto Nacional de Metrología o un Organismo Internacional equivalente de Metrología o Laboratorio acreditado bajo 17025	No aceptada	No se acoge. Al mencionar en la norma que puede ser un organismo de acreditación internacional firmante del Acuerdo de Reconocimiento Mutuo de ILAC, ya se está ampliando el rango de organismos que pueden contar con dicha acreditación.

89	16/02/2023	PAREX	<p>7. Artículo 43. Detección y cuantificación de las emisiones de gas natural.</p> <p>Para la cuantificación: Instrumento de Cuantificación de Visualización Óptica de Gas (QOGI), Medición con bolsa calibrada, muestreador de alto volumen, anemómetro de aspas, anemómetro de Hilo Caliente, medidor de turbina, detector acústico, medidor de orificio, o cualquier otro que la Entidad de Fiscalización le autorice al Operador. "En todo caso estos instrumentos de cuantificación deben ser calibrados por laboratorios de calibración acreditados por ONAC bajo la norma ISO/IEC 17025 o por un organismo de acreditación internacional firmante del Acuerdo de Reconocimiento Mutuo de ILAC (ILAC MRA por sus siglas en inglés)"</p> <p>Se recomienda mantener el espíritu de la norma como está con las tecnologías aprobadas, sin la exigencia de la calibración, la cual tomará mucho tiempo para que sea implementada por los proveedores internacionales y puede generar un monopolio en la o las empresas que finalmente se puedan acreditar. El método QOGI como algoritmo de cuantificación no puede ser calibrado fácilmente, en tal caso la calibración sería para la cámara de detección.</p>	Aceptada	<p>Se acoge parcialmente en el sentido de señalar que, en todo caso, los instrumentos de detección y cuantificación de las emisiones de Gas Natural que de acuerdo con sus características técnicas sean objeto de procesos de calibración, deberán ser calibrados por laboratorios acreditados por ONAC bajo la norma ISO/IEC 17025 o por un organismo de acreditación internacional firmante del Acuerdo de Reconocimiento Mutuo de ILAC (ILAC MRA por sus siglas en inglés).</p>
90	16/02/2023	PAREX	<p>7. Artículo 43. Detección y cuantificación de las emisiones de gas natural.</p> <p>"Para el caso de fugas de Gas Natural en las pruebas de producción iniciales y extensas, la entidad de fiscalización solicitará un informe anual de las emisiones totales al final del periodo de operación, presentado por el Operador en un periodo no superior a 60 días calendario a partir de la finalización de dicha operación."</p> <p>Por favor aclarar bajo qué método se cuantificará las fugas de las pruebas iniciales y extensas</p>	No aceptada	<p>No se acoge. El comentario no versa sobre los asuntos objeto del proyecto de acto administrativo. No obstante, nos permitimos precisar que puede remitirse a lo establecido en la Resolución 948 de 2022 expedida por la Entidad de Fiscalización la cual determina asuntos del contenido y forma de entrega de la Línea Base en concordancia con el parágrafo 2 del artículo 43 de la Resolución 40066 de 2022.</p>
91	16/02/2023	PAREX	<p>9. Artículo 51. Sobre la elaboración y aprobación del programa para la detección y reparación de fugas.</p> <p>Respetuosamente se solicita ampliar el plazo de 60 días 90 días para entregar el programa de detección y reparación de fugas</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Los tiempos establecidos se consideran los técnicamente adecuados para la elaboración y presentación del programa de detección y reparación de fugas - DPRF.</p>
92	16/02/2023	PAREX	<p>9. Artículo 51. Sobre la elaboración y aprobación del programa para la detección y reparación de fugas.</p> <p>"El Programa considerará al menos una inspección semestral a las facilidades" Por favor revisar la opción de realizar la inspección una vez al año.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. La frecuencia de la inspección conforme se modifica en el proyecto de acto administrativo, es adecuada para tener el control y seguimiento a la implementación del programa de detección y reparación de fugas - PDRF.</p>
93	16/02/2023	JAVIER RUIZ MARÍN	<p>Artículo 43</p> <p>Se solicita se incluya el parágrafo 3 del artículo 43 o en un nuevo párrafo del mismo artículo, que los instrumentos o equipos sirvan para detectar y cuantificar emisiones de gas natural con una tasa de emisión inferior a 9 kg/hr, esto por cuanto muchas tecnologías de detección y cuantificación de emisiones de gas natural detectan y cuantifican solamente super emisores, según NASA son las emisiones por encima de 10 kg/hr, lo que deja sin ningún tipo de control las emisiones de 9 kg/hr o menos que son el 90% de las emisiones fugitivas del sector Oil and Gas, dejando así la mayoría de emisiones sin detectar, lo que agravaría el problema de cambio climático ya que no estaríamos atacando uno de los air pollutant de corta vida mas peligroso para la troposfera y demas capas de la atmosfera, ya que el CH4 Metano calienta 84 veces mas que el CO2 en un periodo de GWP de 20 años y según el reporte de la ONU en la siguiente decada debemos atacar el metano ya que dura 12 años en la atmosfera, de no hacerlo no cumpliremos el acuerdo de París y no evitaremos que la temperatura promedio de la tierra aumente mas de 1.5 grados celsius por encima del promedio antes de la era industrial, lo que sería algo catastrófico al pasar de variación a cambio climático irreversible o de no retorno, además de generar falsos negativos en la industria Colombiana, engañandonos a nosotros mismos y a la sociedad y haciendo que la norma sea ineficaz.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Si bien los equipos pueden detectar fugas de Gas natural por flujos masicos, como menciona el remitente, los equipos pueden ser superemisorios, por lo que para la presente regulación se solicita que estos equipos de detección determinen una concentración mínima de gas natural principalmente por razones de seguridad, por el potencial de explosividad que representa una fuga. En caso de detectar la fuga de gas natural por medio de flujo masico se tiene que considerar los factores de ambiente donde se considera la fuga, tales como la velocidad de la corriente de flujo de aire.</p>
94	16/02/2023	CDT DE GAS	<p>Artículo 1 (Modifica Art. 3 de Res. 40066)</p> <p>La definición actual de "Fuga" de la resolución esta definida como la liberación no intencional, cuantificada con una concentración igual o mayor de 500ppm. Es importante resaltar que la concentración (ppm) no necesariamente se correlaciona con el volumen de la emisión, y su medición se afecta por factores como la dirección y velocidad del viento, y la distancia del punto de origen de la fuga al instrumento de medición.</p> <p>Por otra parte, la Resolución permite utilizar el método de detección de imagen óptica de gas (OGI), la cual es reconocida a nivel internacional como un método efectivo, práctico y conveniente. Sin embargo este método no genera una indicación en ppm. Esta cuestión ha sido abordada en la legislación estadounidense (40CFR Parte 60 Subparte 0000a) donde se incluye una definición de Fuga como "cualquier emisión visible observada con OGI" junto con la definición de la lectura de 500ppm. Además se establecen criterios de capacidad de detección que deben cumplir las cámaras OGI (por ejemplo, la cámara debe ser capaz de detectar fugas menores a 6 g/h). Si bien la capacidad de detección con OGI puede verse afectada por factores ambientales, los fabricantes de cámaras OGI actualmente reportan capacidades de detección menores de 1 g/h de metano, es decir muy por debajo del limite de definición de fuga referenciado.</p> <p>Por lo tanto se propone modificar la definición de Fuga de la Resolución para adoptar la definición estadounidense e incluir la expresión: "... o cualquier emisión visible observada con OGI".</p>	No aceptada	<p>No se acoge. El mandato de este acto administrativo establece la detección de las fugas de gas natural en concentración y se establece así principalmente por razones de seguridad, por el potencial de explosividad que representa una fuga. Los instrumentos de detección OGI efectivamente se ven afectados por las condiciones del ambiente del área de detección; sin embargo la propuesta de modificación a la definición de fuga no se puede limitar al uso de una tecnología.</p>
95	16/02/2023	ANH	<p>Artículo 7. Modificar el numeral 2 y el parágrafo 5 del artículo 43 de la Resolución 40066 de 2022, página 11 (Numeral 2)</p> <p>(...)En todo caso estos instrumentos de cuantificación deben ser calibrados por laboratorios de calibración acreditados por ONAC bajo la norma ISO/IEC 17025 o por un organismo de acreditación internacional firmante del Acuerdo de Reconocimiento Mutuo de ILAC (ILAC MRA por sus siglas en inglés).</p> <p>Se sugiere este párrafo en otro artículo aparte indicando: Los instrumentos de detección y de cuantificación deberán cumplir los requerimientos de mantenimiento de los equipos recomendados por el fabricante, suministrando evidencia de su óptimo funcionamiento. Aquellos sujetos a calibración deberán ser calibrados por laboratorios de calibración acreditados por ONAC bajo la norma ISO/IEC 17025, o por un organismo de acreditación internacional firmante del Acuerdo de Reconocimiento Mutuo de ILAC (ILAC MRA por sus siglas en inglés).</p>	Aceptada	<p>Se acoge parcialmente en el sentido de señalar a través de un parágrafo que, en todo caso, los instrumentos de detección y cuantificación de las emisiones de Gas Natural que de acuerdo con sus características técnicas sean objeto de procesos de calibración, deberán ser calibrados por laboratorios acreditados por ONAC bajo la norma ISO/IEC 17025 o por un organismo de acreditación internacional firmante del Acuerdo de Reconocimiento Mutuo de ILAC (ILAC MRA por sus siglas en inglés). Por otro lado, el esquema de acreditación con el cumplimiento de la norma ISO 17020 implica que el interesado deba cumplir estándares de calidad, por lo que es necesario demostrar mantenimiento de los equipos y un adecuado funcionamiento, y en ese sentido el comentario no se acoge como lo propone el remitente; sin embargo, queda atado al cumplimiento de la acreditación para prestar el servicio.</p>
96	16/02/2023	ANH	<p>Artículo 7. Modificar el numeral 2 y el parágrafo 5 del artículo 43 de la Resolución 40066</p> <p>La detección y cuantificación de las emisiones de que trata el presente artículo se podrá realizar a través de un organismo de inspección. Se sugiere: cambiar podrá por deberá, para asegurar que solo se realice mediante organismos tipo A o B.</p>	Aceptada	<p>Se acoge. La detección y cuantificación de emisiones de gas natural de que trata el artículo 42 de la Resolución 40066 de 2022 es mandatorio, no potestativo del Operador. En consecuencia, el verbo rector para esta obligación es "deberá" en lugar de "podrá", se ajusta al interior del parágrafo 6 del artículo 43, así: "La detección y cuantificación de las emisiones de que trata el presente artículo se deberá realizar a través de un organismo de inspección Tipo A o directamente por los operadores siempre que estén acreditados como organismo de inspección Tipo B bajo la ISO/IEC 17020. Dichas acreditaciones deben ser expedidas por ONAC o por un organismo de acreditación internacional miembro de ILAC."</p>
97	16/02/2023	ANH	<p>Artículo 7. Modificar el numeral 2 y el parágrafo 5 del artículo 43 de la Resolución 40066</p> <p>La exigencia de contar con a ISO/IEC 17020 podría reducir la oferta de empresas para prestar este servicio, algo contraproducente para esta etapa inicial donde aun no se conoce con certeza cuantas empresas puedan suplir la demanda de servicios de esta necesidad. de 2022, página 12 (Parágrafo 5)</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Es necesario que las empresas que realicen la evaluación de la conformidad, cuenten con la acreditación ante ONAC y, la norma ISO/IEC 17020 y alcance a las metodologías establecidas por ANH, resulta ser la aplicable como quiera que es ésta la que establece los requisitos que tienen que cumplir los organismos de inspección si desean demostrar que poseen un sistema de gestión, que son técnicamente competentes y que son capaces de generar resultados técnicamente válidos.</p>
98	16/02/2023	ANH	<p>Artículo 9. Modificar el artículo 51 de la Resolución 40066 de 2022, el cual quedará así: "Artículo 51</p> <p>Las facilidades que operan con un potencial de emisión menor a 60.000 m3 estándar por año. Incluir: 60.000 m3 estándar por año de gas natural.</p>	No aceptada	<p>No se acoge, la referencia de Gas Natural esta implícita en la definición de Potencial de Emisión</p>
99	16/02/2023	ANH	<p>Nuevo. Artículo 23 H2S</p> <p>Aclarar el punto sobre el requerimiento de retirar el H2s de la corriente de quema; en los campos donde la producción de gas es pequeña y solo va a tea. Queda este punto en manos de la autoridad ambiental. La operación e plantas de aminas es bastante compleja para volúmenes pequeños y trae más riesgos que beneficios.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. En efecto, el artículo 23 insta al operador a instalar equipos y/o procedimientos como lavadores de gases (scrubbers) y otros métodos correctivos que traten el compuesto del ácido sulfhídrico (H2S) de la corriente de gas de quema, sin que sea un mandato de obligatorio cumplimiento.</p>
100	16/02/2023	ANH	<p>Art 24</p> <p>Favor incluir el tema de permitir el cálculo de los volúmenes venteados, ya que no todos los volúmenes se pueden medir. Mejor usar la palabra cuantificados. Volver a incluir la palabra quemado y venteado para evitar confusión con el cálculo de volúmenes de gas de fuga.</p>	No aceptada	<p>No se acoge ya que la norma indica que se deben medir los volúmenes de quema, pero no especifica que la medición deba ser directa, puede ser indirecta por balance de gas, sin embargo, el operador debe tener claridad sobre qué volúmenes son generados de acuerdo con las variables que conforman el volumen máximo de quema operacional de gas natural, con el fin de lograr las eficiencias año a año para reducción de estos volúmenes.</p> <p>Por otro lado, no se deben incluir en este capítulo la cuantificación de los volúmenes por venteo, para los cuales se pueden determinar por las metodologías establecidas en los anexos 1 y 2 de la Resolución 40066 de 2022.</p>
101	16/02/2023	MANSAROVAR	<p>Art 22 Eficiencia Tea</p> <p>Se recomienda extender el plazo para la primera certificación de operatividad de las teas (sugerido 48 meses posterior a la entrada en vigencia de la resolución). Lo anterior debido a la disponibilidad de empresas acreditadas y equipos tan especializados para el ejercicio.</p>	Aceptada	<p>Se acoge parcialmente en el sentido de que, en efecto, a través de la presente modificación se aclaran y extienden los tiempos para el cumplimiento de la entrega del primer informe o certificado de inspección de operatividad de las Teas de la que trata el artículo, señalando que este deberá ser entregado a la Entidad de Fiscalización durante los 12 meses posteriores a la existencia en el territorio nacional de un primer organismo de inspección Tipo A o Tipo B acreditado por ONAC o por un organismo de acreditación miembro de ILAC bajo la ISO/IEC 17020 con alcance a la presente resolución, para la evaluación en sitio de la eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural.</p>
102	16/02/2023	MANSAROVAR	<p>Art 22 Eficiencia Tea</p> <p>Se recomienda la opción de realizar la certificación de operatividad de las teas a través de entes NO Acreditados por la ONAC; pero, que cumplan con trazabilidad de equipos utilizados en el ejercicio y que demuestren control metrológico.</p>	No aceptada	<p>No se acoge. Por una parte, la evaluación por organismos acreditados por ONAC brinda confiabilidad y transparencia sobre la misma a todas las partes interesadas; sin embargo la norma permite que mientras se surte el proceso de acreditación, el operador demuestre evaluación de la conformidad a través de una declaración de primera parte con alcance a las metodologías de medición de eficiencia en teas expedidas por la ANH.</p>

		16/02/2023	MANSAROVAR	Art 32 y 33 Se recomienda extender el plazo para realizar las modificaciones que se puedan requerir (pasar de 24 meses a 48 meses).	No aceptada	No se acoge. El comentario reborda el alcance del presente proyecto de acto administrativo, no obstante, se precisa que los cambios efectuados por medio del mismo no interferen con los tiempos establecidos para los artículos 32 y 33; además, el comentario no tiene en cuenta que conforme el párrafo 3 del artículo 32, la operadora puede solicitar a la Entidad de Fiscalización prórroga por razones técnico-económicas para realizar las conexiones necesarias para el aprovechamiento del gas.
103						
104		16/02/2023	MANSAROVAR	Art 45 Se recomienda extender el plazo para presentar la línea base (pasar de 24 meses a 48 meses) lo anterior debido a la incertidumbre en cantidad de oferta por parte de empresas expertas en el país para el desarrollo de ingenierías específicas objeto de la resolución.	Aceptada	Se acoge parcialmente en el sentido de ampliar los plazos y se ajustan a la condición de que se empezarán a contar desde que exista en el territorio nacional un primer organismo de inspección Tipo A o Tipo B acreditado por ONAC o por un organismo de acreditación miembro de ILAC bajo la ISO/IEC 17020. No obstante esto no exime a los operadores de iniciar a ejecutar los procesos de levantamiento de la línea base, por lo que una declaración de primera parte es válida para iniciar el proceso.
		16/02/2023	MANSAROVAR	Art 51 Se recomienda extender el plazo (pasar de 60 días a 180 días).	No aceptada	No se acoge. Los plazos establecidos en el artículo 51 para presentar el programa de detección y reparación de fugas se consideran técnicamente adecuados y no se evidencia ningún argumento de fondo dentro del comentario que conlleve a que eventualmente se considere la ampliación solicitada.
105						
106		16/02/2023	MANSAROVAR	General Se recomienda convocar todas las empresas operadoras para que un experto del Ministerio de Minas y Energía exponga, socialice y de claridades sobre la implementación y cumplimiento en áreas de que las operadoras no caigan en el error de una mala interpretación y esto conlleve a malas prácticas desde un inicio.	No aceptada	No se acoge. El comentario no versa sobre ningún aspecto contemplado dentro del presente proyecto de acto administrativo y por lo tanto, reborda su alcance. Sin embargo, esta entidad como órgano que expide la presente reglamentación, podrá propiciar espacios de socialización de la norma.
		16/02/2023	ANDI	DEFINICION Art. 1 Modificar las definiciones de "Facilidades Nuevas", "Fuga de Gas Natural" y de la sigla "OGI"; adicionar la definición de "Potencial de Emisión" y la sigla "ILAC", en el artículo 3 de la Resolución 40066 de 2022, el cual quedará así: Se debe complementar la definición de Costo de Aprovechamiento: "Es la sumatoria de los Costos de Inversión y los Costos de Operación de volúmenes de gas natural."	Aceptada	Se acoge. Pese a que el comentario no cuenta con la debida justificación de la necesidad de modificación de los términos sugeridos, los mismos son modificados en este proyecto de resolución teniendo en cuenta los argumentos presentados durante el periodo de comentarios por la ACP y se explican la procedencia de las modificaciones en las respectivas respuestas a dicha Asociación en la presente matriz. En relación con el término de costo de aprovechamiento, se especifica que los costos de aprovechamiento se atribuyen solamente a los volúmenes de gas natural.
107						
108		16/02/2023	ANDI	DEFINICION Artículo 1 Se debe complementar la definición de Quema de Gas Natural por Seguridad: "Es la Quema de Gas Natural para evitar la formación de atmósferas explosivas y sobrepresiones en el proceso para mantener el funcionamiento seguro de las instalaciones. Corresponde a la Quema del gas de purga y del gas de pilotos."	No aceptada	No se acoge. No es procedente cernir la quema de gas natural por seguridad únicamente a que sólo puede darse por sobrepresiones.
		16/02/2023	ANDI	DEFINICION Artículo 1 Fuga gas natural: No hay variación con la versión original. Se mantiene una concentración de 500 ppm lo cual es subjetivo del punto de medición. Se debe considerar en términos de flujo másico o flujo volumétrico y validar con estándares europeos.	No aceptada	No se acoge. Los equipos detectan la fuga de gas natural en concentración y se establece así principalmente por razones de seguridad, por el potencial de explosividad que representa una fuga. En caso de detectar la fuga de gas natural por medio de flujo másico se tiene que considerar los factores de ambiente donde se considera la fuga, tales como la velocidad de la corriente de flujo de aire.
109						
110		16/02/2023	ANDI	DEFINICION Artículo 1 "...Potencial de Emisión. Para efectos de la presente resolución se considera como la probabilidad de ocurrencia de tener una liberación a la atmósfera del 100% del flujo de Gas Natural proveniente de la corriente de producción a lo largo de una Facilidad. Este potencial está expresado en unidades de metros cúbicos por año". No es clara la definición y especialmente cual es el estándar que se debe usar para determinar la probabilidad. Esto podría tener impacto en: "Las facilidades que operan con un potencial de emisión menor a 60.000 m3 estándar por año, estarán exentos de presentar el Programa de Detección y Reparación de Fugas"	Aceptada	Se acoge parcialmente por cuanto se considera técnicamente adecuado ajustar la definición de Potencial de Emisión teniendo en cuenta lo sugerido en torno a las unidades de medición, así: "Potencial de Emisión. Se considera como el volumen estándar por año emitido de Gas Natural a una probabilidad de tener una liberación a la atmósfera del 100% del flujo del volumen proveniente de la corriente de producción"
		16/02/2023	ANDI	Artículo 2. Adicionar un párrafo al artículo 16 de la Resolución 40066 de 2022, el cual quedará así: Se propone agregar un párrafo adicional para las instalaciones donde dos empresas emplean el mismo recurso energético o comparten infraestructura: "Párrafo. Se podrá presentar un solo Estudio Técnico-Económico que contenga el análisis de varias empresas de una misma área o facilidad que compartan condiciones geográficas, operacionales y de usos de gas similares".	No aceptada	No se acoge, consideramos que la propuesta del remitente no genera un cambio en la propuesta de requisitos del artículo en mención
111						
112		16/02/2023	ANDI	Artículo 2. Adicionar un párrafo al artículo 16 de la Resolución 40066 de 2022, el cual quedará así: "...Con el primer informe presentado por las Operadoras, la Entidad de Fiscalización determinará una línea base con los rangos aceptables de la eficiencia de la Tea para el cumplimiento del presente artículo en las siguientes evaluaciones de operatividad de la Tea" Si los lineamientos son presentados por la entidad de Fiscalización, ¿por qué se esperaría que sea esta entidad la que determine la línea base?. ¿puede ser que el operador la proponga y la entidad lo valide?	No aceptada	No se acoge. La Entidad de Fiscalización será la encargada de recopilar la información de eficiencia de las Teas a lo largo del territorio nacional y quienes determinarán los criterios técnicos para establecer los rangos aceptables, sean estos criterios de tipo GOR, condiciones geográficas (offshore - limitación de equipos) u otros.
		16/02/2023	ANDI	Artículo 3. Modificar el artículo 22 de la Resolución 40066 de 2022, el cual quedará así: Se debe ajustar el alcance de la forma de medición de la eficiencia de las teas, se propone: "Para la determinación de la eficiencia de la Tea se utilizará cualquiera de las tecnologías disponibles para el monitoreo de la flama, como cámaras especiales para establecer la generación de humos por la quema de hidrocarburos líquidos o drones de medición de emisiones para comprobar el estado del sistema de ignición de pilotos o cualquier otra tecnología que la Entidad de Fiscalización autorice de acuerdo a las características y diseño de la tea".	No aceptada	No se acoge el comentario. En la propuesta del comentario se propone cualquier tecnología; sin embargo, la propuesta del presente proyecto de acto administrativo si bien vela porque esta sea la mejor posible, la Entidad de fiscalización puede aprobar la que sea propuesta por la operadora, siempre y cuando cumpla con los lineamientos que sean establecidos para determinar la eficiencia.
113						
114		16/02/2023	ANDI	Artículo 3. Modificar el artículo 22 de la Resolución 40066 de 2022, el cual quedará así: Se debe esclarecer el alcance del párrafo 2, se propone: "Párrafo 2. El primer informe o certificado de inspección de operatividad de las Teas de la que trata el presente artículo se deberá entregar a la Entidad de Fiscalización durante los doce (12) meses posteriores a la existencia en el territorio nacional del primer organismo de inspección Tipo A o Tipo B acreditado por ONAC o por un organismo de acreditación miembro de ILAC bajo la ISO/IEC 17020 con alcance a la presente resolución, para la evaluación in situ con una de las metodologías disponibles de la eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural."	Aceptada	Se acoge parcialmente y se ajusta teniendo en cuenta la sugerencia en el sentido de adicionar la expresión "en el territorio nacional" de manera que resulte aún más clara la disposición: "Párrafo 2. El primer informe o certificado de inspección de operatividad de las Teas de la que trata el presente artículo se deberá entregar a la Entidad de Fiscalización durante los 12 meses posteriores a la existencia en el territorio nacional del primer organismo de inspección Tipo A o Tipo B acreditado por ONAC o por un organismo de acreditación miembro de ILAC bajo la ISO/IEC 17020 con alcance a la presente resolución, para la evaluación in situ de la eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural". En relación con la expresión "una de las metodologías disponibles", se aclara que no es procedente como quiera que debe haber un estándar para todo el territorio nacional, por lo que será una única metodología establecida por la Entidad de Fiscalización.
		16/02/2023	ANDI	Artículo 9. Modificar el artículo 51 de la Resolución 40066 de 2022 Cuando el operador tiene varios campos con alta dispersión geográfica, se sugiere que se entregue la línea base consolidada una vez termine su programa de detección y medición en todos su campos y no inmediatamente después de cada uno de ellos. Es decir, un programa por empresa y no por activo. Esto reduce carga administrativa y permite hacer sinergias en los planes de acción.	No aceptada	No se acoge. La línea base se hace por facilidad, según los plazos establecidos en el artículo 45 y puede hacer uso de las prórrogas establecidas en el artículo 46, ambos de la Resolución 40066 de 2022. Por otro lado, la consolidación, a través del proceso de fiscalización de las emisiones fugitivas, la efectúa la Entidad de Fiscalización.
115						
116		16/02/2023	ANDI	Artículo 9. Modificar el artículo 51 de la Resolución 40066 de 2022 Consideramos que el plan de inspección semestral es excesivo. Se propone que sea al menos anual. "...El Programa considerará al menos una inspección anual a las facilidades".	No aceptada	No se acoge. La frecuencia de la inspección conforme se modifica en el proyecto de acto administrativo, es técnicamente adecuada para tener el control y seguimiento a la implementación del programa de detección y reparación de fugas - PDRF.
		16/02/2023	ANDI	Artículo 10. Modificar el artículo 62 de la Resolución 40066 de 2022, Se debe esclarecer el alcance del operador frente a la fuga.	No aceptada	No se acoge. No es claro el sentido del comentario, sin embargo se hace énfasis en que, tanto la Resolución 40066 de 2022 como la Resolución 948 de 2022, contienen reglas aplicables a las fugas de gas natural.
117						