

MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL

Comando General de las Fuerzas Militares

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 081 DE 2023

(marzo 31)

por la cual se acepta la renuncia a una servidora pública civil y se hace unos nombramientos en empleo de Libre Nombramiento y Remoción en la Planta de Personal de Empleados Públicos Civiles del Ministerio de Defensa Nacional - Comando General de las Fuerzas Militares.

El Comandante General de las Fuerzas Militares, en ejercicio de las facultades legales, que le confiere los numerales 3 y 14 artículo 1° de la Resolución Ministerial número 0015 del 11 de enero de 2002, y el numeral 10, artículo 2° de la Resolución Ministerial número 0358 del 29 de enero de 2007.

CONSIDERANDO:

Que la renuncia de un empleado público se produce cuando manifiesta en forma escrita e inequívoca su voluntad de separarse definitivamente del servicio, a partir de una fecha determinada, de este modo por mandato legal el funcionario tramita directamente ante el nominador su retiro.

Que mediante escrito dirigido al Comandante General de las Fuerzas Militares, la Técnico de Servicios, Código 5-1, Grado 9, Diana Julieth Peña Lis, identificada con la cédula de ciudadanía número 1013625730 de Bogotá, D. C., solicitó la renuncia al empleo que desempeñaba en la Planta de Personal de Empleados Públicos del Ministerio de Defensa Nacional - Comando General, documento que reúne los requisitos previstos en la Ley por renuncia regularmente aceptada, de conformidad con el numeral 1, artículo 38 y artículo 39 del Decreto Ley 1792 del 2000.

Que mediante Decreto número 217 de 28 enero de 2010, se modificó la planta de personal del Ministerio de Defensa Nacional - Comando General Fuerzas Militares.

Que mediante Resolución número 157 del 24 de septiembre de 2014, expedida por el señor Comandante General de las Fuerzas Militares, se adoptó el Manual Específico de Funciones y Requisitos para los empleados de los funcionarios públicos civiles y no uniformados del Ministerio de Defensa Nacional - Comando General.

Que mediante Certificación número 0123000366902/MDN-COGFM-JEMCO-SEMPE-CGDJ8-DIDPP de fecha 18 de enero del 2023, por orden del señor Mayor General Subjefe de Estado Mayor de Planificación Estratégica, el señor Mayor Ayudante de la mencionada Subjefatura, certificó que existe asignación presupuestal para la vigencia 2023 en el rubro de "GASTO DE PERSONAL", para realizar los nombramientos en los empleos que se relacionan en el proyecto de la resolución.

Que en la planta Global de Empleados Públicos del Ministerio de Defensa Nacional - Comando General de las Fuerzas Militares, se encuentran en vacancia definitiva unos empleos de Libre Nombramiento y Remoción en el nivel Profesional según consta en la Certificación número 0123001555802/MDN-COGFM-SEMAI-DIPEC-ARADPSADPC del 9 de febrero de 2023, suscrita por el señor Teniente Coronel Director de Personal del Comando y que se requieren cubrir por necesidades del servicio, con el fin de continuar coadyuvando con la misión constitucionalmente asignada a las Fuerzas Militares.

Que mediante Certificado número 0123003538802 /MDN-COGFM-JEMCO-SEMAI-DIPEC-ARADP-SADPC del 27 de marzo de 2023, el señor Teniente Coronel Director de Personal de Comando certificó que los aspirantes cumplen con las competencias laborales y los requisitos generales de la nomenclatura y clasificación para el empleo público del sector Defensa, de conformidad con el Decreto número 1070 del 26 de mayo de 2015 y Decreto número 1877 de 2021.

RESUELVE:

Artículo 1°. Aceptar la renuncia al cargo que ocupa en la Planta Global de Personal de Empleados Públicos Civiles del Ministerio de Defensa Nacional - Comando General de las Fuerzas Militares, presentada por una Empleada Pública que se relaciona a continuación de

conformidad con lo previsto en los artículos 38, numeral 1 y 39 del Decreto número 1792 de 2000, a partir de la fecha de notificación de la presente resolución, así:

Diana Julieth Peña Lis, identificada con la cédula de ciudadanía número 1013625730 de Bogotá, D. C., en el empleo de Libre Nombramiento y Remoción Técnico de Servicios, Código 5-1, Grado 9.

Artículo 2°. *Nombrar* en el empleo de Libre Nombramiento y Remoción de la Planta de Empleados Públicos del Ministerio de Defensa Nacional - Comando General de las Fuerzas Militares, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto número 1792 de 2000, artículo 48, Decreto Ley 091 de 2007, artículos 13 y 14, atendiendo las necesidades del servicio y por haber reunido los requisitos para el empleo, según lo establecido en el Decreto número 1070 de 2015 artículos 2.2.1.1.1.3.3., a las personas que se relacionan a continuación:

1. Sandra Jilary Pulido Ramírez, identificada con la cédula de ciudadanía número 52656117 de Villeta (Cundinamarca), en el empleo de Libre Nombramiento y Remoción Profesional de Defensa, Código 3-1, Grado 6.

2. Shirley Andrea Solaque González, identificada con la cédula de ciudadanía número 1020796650 de Bogotá, D. C., en el empleo de Libre Nombramiento y Remoción Profesional de Defensa, Código 3-1, Grado 1.

3. Diego Armando Torres Mejía, identificado con la cédula de ciudadanía número 8160330 de Envigado (Antioquia), en el empleo de Libre Nombramiento y Remoción Profesional de Defensa, Código 3-1, Grado 1.

4. Diana Julieth Peña Lis, identificada con la cédula de ciudadanía número 1013625730 de Bogotá, D. C., en el empleo de Libre Nombramiento y Remoción Profesional de Defensa, Código 3-1, Grado 1.

Parágrafo. Los nombramientos en el presente artículo, no generan derechos de carrera y surten efectos fiscales a partir de la fecha en que mencionados funcionarios tomen posesión de respectivo empleo.

Artículo 3°. La presente resolución rige a partir de la fecha de expedición.

Notifíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 31 de marzo de 2023.

El Comandante General de las Fuerzas Militares,

General *Helder Fernán Giraldo Bonilla*.

(C. F.).

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 40317 DE 2023

(abril 10)

por la cual se modifica la Resolución número 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.

La Ministra de Minas y Energía, en uso de las facultades legales y en especial las conferidas por el numeral 8 del artículo 2° y el numeral 4 del artículo 5° del Decreto número 381 de 2012, el artículo 7° de la Ley 2056 de 2020, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con lo establecido en el numeral 8 del artículo 2° del Decreto número 381 de 2012, es función del Ministerio de Minas y Energía expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles.

Que el artículo 7°, literal A, numeral 2, de la Ley 2056 de 2020 señala que es función del Ministerio de Minas y Energía establecer los lineamientos para el ejercicio y fiscalización, procurando el aseguramiento y optimización de la extracción de los recursos naturales no renovables, así como en consideración de las mejores prácticas de la industria.

Que mediante la Resolución número 40066 de 2022 del 11 de febrero de 2022 el Ministerio de Minas y Energía estableció los requerimientos técnicos para la detección y reparación de

DIARIO OFICIAL

Fundado el 30 de abril de 1864
Por el Presidente **Manuel Murillo Toro**
Tarifa postal reducida No. 56

DIRECTORA (e): **Leonor Arias Barreto**

MINISTERIO DEL INTERIOR
IMPRESA NACIONAL DE COLOMBIA

Leonor Arias Barreto

Gerente General (e)

Carrera 66 N° 24-09 (Av. Esperanza-Av. 68) Bogotá, D. C. Colombia
Conmutador: PBX 4578000.

e-mail: correspondencia@imprensa.gov.co

fugas y el aprovechamiento de gas natural para evitar al máximo razonablemente posible la quema y el venteo durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Que dicho acto administrativo se expidió en consonancia con el artículo 1° de la Resolución número 181495 de 2009 por la cual se establecen medidas para regular y controlar las actividades relativas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.

Que el artículo 22 de la Resolución número 40066 del 11 de febrero de 2022 dispuso que el Operador deberá verificar anualmente la operatividad de las Teas del campo que se encuentre en producción, a través de un organismo de inspección debidamente certificado y acreditado por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC), con el fin de evaluar en campo el proceso de Quema de Gas Natural y determinar si se encuentra dentro de los rangos aceptables.

Que, mediante escrito del 25 de noviembre de 2022, radicado MME 1-2023-001732, la Gerencia de Estrategia Regulatoria de Ecopetrol S. A. solicitó a este Ministerio establecer un plazo para el cumplimiento del artículo 22 de la Resolución número 40066 de 2022, teniendo en cuenta que en la actualidad no existen organismos de inspección acreditados por el ONAC que realicen las verificaciones 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 verificación exigida.

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 número 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.

Que mediante radicado MME 1-2023-005792 del 10 de febrero de 2023 (radicado ANH 20235010018861 de 1° 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 número 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.

Que, adicional a lo anteriormente descrito, el Grupo Upstream de la Dirección de Hidrocarburos el día 11 de enero y 24 de marzo de 2023 procedió a corroborar en el Directorio Oficial de Acreditados del ONAC a través del link <https://onac.org.co/directorio-de-acreditados/> con la ruta: Esquemas de Interés Nacional - Organismos de Inspección (OIN) - Tipo de Inspección - Sector Industrial, la existencia de organismos de inspección acreditados para evaluar dispositivos Tea, encontrando que no hay registro de organismos de inspección para realizar la actividad de evaluación de la operatividad de las Teas en facilidades para el sector industrial de energías no renovables, más específicamente de hidrocarburos.

Que, mediante memorando 3-2023-003303 de 08 de febrero de 2023 el Grupo de Upstream de la Dirección de Hidrocarburos, ha identificado la necesidad de complementar y modificar algunas de las disposiciones establecidas en la Resolución número 40066 de 2022 del 11 de febrero de 2022, con el fin de precisar las condiciones, criterios y tiempos fijados para el cumplimiento de determinados requisitos, entre estos, adicionar definiciones y brindar precisiones a los requisitos exigidos para el cumplimiento de la operatividad de las Teas, así como a los medios usados para la cuantificación de emisiones y equipos utilizados dentro del proceso de producción de hidrocarburos.

Que adicionalmente, de acuerdo con lo establecido en los artículos 24 y 29 de la Resolución número 40066 de 11 de febrero de 2022, se actualizó el Formato 30 DH para la presentación del Informe Mensual sobre Producción, Plantas y Consumos de Gas Natural y

Procesado; no obstante, en los referidos artículos se enunció erróneamente como “Forma 30 SEE” y “Forma 30 EE” respectivamente, lo cual no corresponde al formato actual y por lo tanto dichos preceptos deben ser ajustados.

Que, de conformidad con lo expuesto, es necesario realizar las modificaciones pertinentes a la Resolución número 40066 de 2022, con el fin de brindar claridad a las empresas operadoras del sector hidrocarburos en el cumplimiento de sus obligaciones en torno a la detección y reparación de fugas, aprovechamiento, quema y venteo de gas natural.

Que, teniendo en cuenta que la presente resolución no establece requisitos técnicos específicos sobre los dispositivos de combustión de gas natural, es decir, no versa sobre productos, sino por el contrario, tiene por finalidad ampliar los términos y precisar algunas condiciones señaladas, especialmente en el artículo 22 de la Resolución número 40066 de 2022, se concluye que no estamos ante la presencia de un reglamento técnico de aquellos que son objeto del Acuerdo de Obstáculos Técnicos al Comercio de la Organización Mundial del Comercio y, en tal sentido, no se requiere de la solicitud de concepto previo a que se refiere el artículo 2.2.1.7.5.6. del Decreto número 1074 de 2015.

Que, en cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8° de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en las Resoluciones números 40310 y 41304 de 2017, el presente acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía, durante los días 13 al 16 de febrero de 2023 y los comentarios recibidos fueron analizados y resueltos en la matriz establecida para el efecto.

Que con el objeto de dar cumplimiento al artículo 7° de la Ley 1340 de 2009, modificado por el artículo 146 de la Ley 1955 de 2019, la Dirección de Hidrocarburos resolvió el cuestionario elaborado por la Superintendencia de Industria y Comercio de que trata el artículo 2.2.2.30.6 del Decreto número 1074 de 2015, concluyendo que el presente acto administrativo no tiene incidencia sobre la libre competencia, por lo que no requiere del concepto a que hacen referencia las mencionadas normas.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Modificar* las definiciones de “Facilidades Nuevas”, “Fuga de Gas Natural” y de la sigla “OGI”; adicionar las definiciones de “Gas Natural” y “Potencial de Emisión”, y la sigla “ILAC”, en el artículo 3° de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“Artículo 3°. Definiciones y Siglas.

A. Definiciones: Para efectos de la presente resolución, además de las definiciones y siglas contenidas en el presente artículo, se tendrán en cuenta las señaladas en las normas que regulan la exploración y producción de hidrocarburos en Colombia.

1. Aprovechamiento de Gas Natural o Aprovechamiento. Se refiere a la actividad por medio de la cual se captan, se recolectan y/o se recuperan volúmenes de gas natural para darle uso, esto es, hacerlos útiles o productivos.

2. Área Contratada. Se refiere a la superficie y su proyección en el subsuelo identificada en la cual el Operador está autorizado para efectuar operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos.

3. Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo. Se refiere a las operaciones, procedimientos, métodos y procesos seguros, eficientes y adecuados, implementados para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación final de las reservas de hidrocarburos, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y de las personas, en el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Lo anterior, conforme a lo establecido en el artículo 6° de la Resolución número 181495 de 2009, modificado por el artículo 1° de la Resolución número 40048 de 2015, o la norma que la modifique o sustituya.

4. Componente. Para efectos de la presente resolución serán las válvulas, tuberías, conexiones, bridas, drenajes, empaques, instrumentos, escotillas, ventanillas, medidores, juntas de compresores, entre otros, que forman parte de un equipo, susceptibles de tener Fugas de Gas Natural.

5. Costo de Aprovechamiento. Es la sumatoria de los Costos de Inversión y los Costos de Operación de volúmenes de Gas Natural.

6. Costo de Inversión. Es el costo monetario que representa la adquisición de los activos o recursos necesarios para la puesta en marcha de uno o varios proyectos de aprovechamiento de volúmenes de gas natural.

7. Costo de Operación. Es el costo monetario que representa mantener el proyecto de aprovechamiento de gas natural en funcionamiento.

8. Entidad de Fiscalización. Es la entidad que por mandato de ley ejerce la función de fiscalización de hidrocarburos.

9. Equipos. Para efectos de esta resolución, entiéndase como equipos las bombas neumáticas, compresores, controles neumáticos, deshidratadores de glicol, líneas de flujo, equipos de quema y tanques, así como cualquier otro que dentro de sus funciones pudiera presentar Fugas de Gas Natural.

10. Estudio Técnico - Económico. Corresponde al estudio en el cual el Operador realiza la investigación y análisis de todas las alternativas posibles para el aprovechamiento del gas natural, evitando su Quema o venteo, en el cual se estima y se proyecta el flujo de efectivo, los Costos de Inversión y Operación y el valor presente neto de cada proyecto de Aprovechamiento de Gas Natural. Este estudio siempre debe tener como objetivo el uso y

aprovechamiento del gas. Por ende, debe tener en cuenta todos los factores que inciden en la viabilidad del proyecto, como son: reservas, volumen disponible, calidad del gas natural, ubicación geográfica, Equipos con los que cuenta, el área de operación, cercanías a comunidades o centros poblados, comercios cercanos, infraestructura de desarrollo, nuevas oportunidades de aprovechamiento y nuevas tecnologías, entre otras.

11. Eventos No Planeados. Son las fallas de los equipos, instalaciones y facilidades que evidencian ineficiencia en su operatividad y que requieren de actividades de Mantenimiento Correctivo, con el fin de garantizar su normal funcionamiento.

12. Eventos Planeados. Son las actividades que el Operador proyecta, realiza y controla por medio de planes de mantenimiento preventivo, aplicando las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo en aras de mantener tanto la productividad de los pozos como la integridad, disponibilidad y eficiencia de los equipos, instalaciones y Facilidades.

13. Facilidades. Es el conjunto de estructuras, plantas industriales y equipos estacionarios dispuestos para un proceso productivo o comercial específico, incluyendo, entre otros, pozos para la exploración y explotación de hidrocarburos, líneas de recolección y estaciones de tratamiento y/o almacenamiento.

14. Facilidades Existentes. Son las facilidades que hayan sido construidas antes de la entrada en vigencia de la presente resolución.

15. Facilidades Nuevas. Son las facilidades construidas con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución y que no se consideran adiciones, adecuaciones, actualizaciones y/o mejoras a las Facilidades Existentes.

16. 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 de Gas Natural.

17. Gas Natural. De conformidad con lo establecido en el artículo 2° de la Ley 2128 de 2021 o la norma que la modifique o sustituya, es una mezcla de gases cuyo principal componente es el metano, seguido de otros gases como el etano, el dióxido de carbono y el vapor de agua, en pequeñas cantidades.

18. Gas Natural Asociado. Es el gas natural disuelto en petróleo en el yacimiento, cuya producción es afectada significativamente por la producción de petróleo.

19. Gas Natural de Venteo Intencional. Es la liberación intencional del Gas Natural Asociado generado por cambios de presión y/o por evaporación y agitación en los procesos de tratamiento y almacenamiento.

20. Gas Natural Económicamente Inviabile. Son los volúmenes de gas natural producido sobre los que, luego de un Estudio Técnico-Económico, se evidencia que el costo del proyecto de Aprovechamiento del Gas Natural es mayor que el beneficio esperado.

21. Gases de Efecto Invernadero (GEI). Son aquellos componentes gaseosos de la atmósfera, de origen natural o antropogénico, que absorben y emiten la energía solar reflejada por la superficie de la tierra, la atmósfera y las nubes. Los principales gases de efecto invernadero son el dióxido de carbono (CO₂), el óxido nitroso (N₂O), el metano (CH₄), los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC) y el Hexafluoruro de Azufre (SF₆), conforme a lo señalado en la Ley 1931 de 2018.

22. Gun Barrel (tanque de lavado). Tanque atmosférico para el tratamiento del petróleo crudo, el cual puede incluir una bota externa para la separación y manejo de bajas cantidades de gas. Este tanque dispone de arreglos mecánicos internos para realizar la separación de agua y crudo por diferencia de gravedades, mediante el flujo de la producción a través de un colchón de agua.

23. Imprevistos. Suceso atribuido a causas diferentes a las operacionales con una severidad real o potencial de afectación.

24. Inspección Técnica Riesgosa. Es aquella inspección que sitúa al personal del Operador en situaciones de riesgo para llevar a cabo la revisión y verificación de equipos. Tales situaciones pueden ser actividades en altura, espacios confinados, equipos energizados, entre otros.

25. Línea Base. Es la primera cuantificación del volumen de las Fugas del Gas Natural que hace cada uno de los operadores de cada una de sus Facilidades, Equipos y Componentes, de conformidad con la presente resolución o las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

26. Mantenimiento. Son las actividades tendientes a lograr el adecuado funcionamiento de equipos, maquinarias, accesorios, entre otros, que se encuentran localizados en las Facilidades de producción de hidrocarburos.

27. Mantenimiento correctivo. Es el conjunto de Mantenimientos destinados a corregir los defectos que se van presentando en los distintos equipos.

28. Mantenimiento preventivo. Es el Mantenimiento que tiene por objeto, asegurar el correcto funcionamiento de los equipos, garantizando un nivel de servicio confiable y eficiente; este se desarrolla mediante un programa y tiene un carácter sistemático, es decir, se realiza de forma planeada, aunque el equipo no haya presentado daños o ineficiencias.

29. Operador. Persona jurídica individual o aquella responsable de dirigir y conducir las operaciones de exploración y evaluación, en cumplimiento de un contrato de evaluación técnica (TEA); de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos, en ejecución de contrato de exploración y producción (E&P), o especial; la conducción de

la ejecución contractual y de las relaciones con la ANH, así como de asumir el liderazgo y la representación del consorcio, unión temporal o sociedad constituida con motivo de la adjudicación o asignación, tratándose de contratistas plurales. Igualmente, se entenderá por operador la persona jurídica que, en el marco de un contrato de asociación, o de cualquier otra modalidad, suscrito con Ecopetrol S. A., sea responsable de conducir las actividades de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos y de asumir la representación ante la Entidad de Fiscalización.

30. Operaciones en Pozos. Son, entre otras: pruebas de producción de pozos, pruebas piloto de pozos, producción de gas asociado y no asociado en pozos, terminación de pozos, descarga de líquidos en pozos exploratorios y de explotación y estimulación de pozos incluyendo la hidráulica e inyección de fluido de retorno, operaciones de Well Service, trabajos de reacondicionamiento de pozos y trabajos de abandono de pozos.

31. Plan de Optimización Operacional. Es el documento de planeación elaborado y presentado anualmente por el Operador y que debe plasmar los programas y proyectos que ejecutará para reducir los Eventos No Planeados.

32. 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. Este potencial está expresado en unidades de metros cúbicos por año.

33. Programa de Quema de Gas Natural. Es el documento que contiene un conjunto de actividades que el Operador realizará para efectuar la Quema de Gas Natural de manera controlada y eficiente, previa aprobación de la Entidad de Fiscalización. El programa debe incluir como mínimo: nombre del bloque, área o campo; la descripción del motivo u origen de la Quema; la periodicidad de la Quema de Gas Natural (corta duración o anual); las fechas de inicio y terminación estimadas; los volúmenes estimados de gas natural por quemar; las características y composición del gas natural cuando aplique; el diseño del sistema de recolección y Quema y la viabilidad, alternativas y soportes para efectuar el Aprovechamiento del Gas Natural.

34. Quema de Gas Natural o Quema. Es la combustión controlada de hidrocarburos gaseosos a través de quemadores o Teas durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

35. Quema de Gas Natural por Seguridad. Es la Quema de Gas Natural para evitar la formación de atmósferas explosivas y mantener el funcionamiento seguro de las instalaciones. Corresponde a la Quema del gas de purga y del gas de pilotos.

36. Quema Operacional de Gas Natural. Es la Quema de Gas Natural como consecuencia de Eventos Planeados, de Eventos No Planeados y de la Quema Rutinaria de Gas Natural.

37. Quema Rutinaria de Gas Natural. Es la Quema de Gas Natural que incluye la Quema de Gas por Seguridad y la Quema de Gas Natural Económicamente Inviabile.

38. Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos. Son los recipientes hechos en acero bajo normas técnicas, que almacenan hidrocarburos líquidos y gaseosos y que resguardan de forma segura y controlada el producto bajo condiciones de temperatura y presión acordes al rango de operación y proceso. Pueden ser cilíndricos verticales, cilíndricos horizontales, geodésicos o esféricos.

39. Tea. Es el dispositivo para la combustión del gas.

40. Tea de Baja. Es el dispositivo para la combustión del gas proveniente de sistemas de alivio a bajas velocidades de flujo y presión.

41. Venteo Intencional de Gas Natural Asociado. Es la emisión a la atmósfera de hidrocarburos gaseosos de forma intencional durante las operaciones de recolección, tratamiento y almacenamiento de crudo.

B. Siglas:

1. API. American Petroleum Institute. Instituto Americano del Petróleo de Estados Unidos de América.

2. EPA. United States Environmental Protection Agency. Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos de América.

3. H₂S. Ácido sulfhídrico.

4. KPCD. Miles de pies cúbicos por día.

5. ILAC. International Laboratory Accreditation Cooperation. Cooperación Internacional de Acreditación de Laboratorios.

6. MMPCD. Millones de pies cúbicos por día.

7. ONAC. Organismo Nacional de Acreditación de Colombia.

8. URV. Unidad recolectora de vapor.

9. OGI. Optical Gas Imaging. Imágenes Ópticas de Gases".

Artículo 2°. Adicionar un párrafo al artículo 16 de la Resolución número 40066 de 2022; en consecuencia, el citado precepto quedará así:

“Artículo 16. Volumen de quema de gas natural económicamente inviable. Para efectos de sustentar un volumen de quema de Gas Natural Económicamente Inviabile, el Operador deberá presentar un Estudio Técnico - Económico el cual debe considerar como mínimo la información y observaciones descritas en el siguiente cuadro:

Capítulo	Contenido	Descripción
Análisis técnico	a. Proceso de identificación de las oportunidades de aprovechamiento de gas.	Oportunidades de aprovechamiento: son todas las circunstancias que se presentan y existen para lograr un uso del gas como recurso productivo. Internas: todas las posibilidades de uso del gas presentes en el campo como reinyección, generación eléctrica, etc. Externas: todas las posibilidades de uso del gas en el entorno del campo como lo pueden ser el apoyo a un proyecto productivo de la comunidad, venta de gas, energía, etc.
	b. Proyectos de aprovechamiento de gas.	Relación de los proyectos que ejecutará en un tiempo determinado y recursos requeridos (equipos, máquinas, obras, adecuaciones).
Análisis económico	a. Costos aprovechamiento: inversión, operación.	Inversión: costo para poner en marcha un proyecto de aprovechamiento. Costo de operación: costo para mantener en funcionamiento un proyecto de aprovechamiento.
	b. Beneficio económico: ahorros, ingresos, ventas.	Ahorros: gastos que se evitan al realizar el proyecto de aprovechamiento de gas como: pago regalías, procesos reemplazados como puede ser la generación eléctrica con diésel. Ventas: de gas o energía proyectadas. Ingresos: recursos recibidos del proyecto productivo.
	c. Flujo de caja proyectado.	Estimación de los Costos de Operación y los beneficios económicos esperados en el número de años evaluados para cada proyecto de aprovechamiento.
	d. * VPN. Valor Presente Neto.	En la determinación del Valor Presente Neto se debe entender que el propósito del proyecto es el aprovechamiento de gas, haciendo uso adecuado del recurso natural no renovable. $VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$ Donde: (I₀) Inversión inicial: es el valor económico que representa la adquisición de los activos o recursos necesarios para la puesta en marcha del proyecto de aprovechamiento de un volumen de gas. (F_t) Flujos netos de efectivo: representan la diferencia entre los beneficios y Costos de Operación que podrán obtenerse por la ejecución del proyecto de aprovechamiento durante un número de periodos. (n) Número de periodos: cantidad de años evaluados. (k) Tasa de descuento: es el porcentaje que se resta de una cantidad esperada de flujo de efectivo proyectado en un periodo, para obtener un valor presente. $K = n/100$

Parágrafo 1°. El Estudio Técnico-Económico debe ser actualizado anualmente y será parte de la información requerida para la renovación del permiso anual de quema de gas natural al que se refiere el artículo 20.

Parágrafo 2°. Se podrá presentar un solo Estudio Técnico-Económico que contenga el análisis de varios campos de un mismo Operador que compartan condiciones geográficas y operacionales similares.

Parágrafo 3°. Los operadores que compartan condiciones geográficas y operacionales similares podrán acordar la presentación de uno o varios Estudios Técnico-Económicos que contengan el análisis de los respectivos campos, para contar con las oportunidades de aprovechamiento conforme a lo establecido en el presente artículo.”

Artículo 3°. Modificar el artículo 22 de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“**Artículo 22. Sobre la eficiencia de la Tea.** El Operador deberá realizar anualmente la medición de la eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural de las teas del campo que se encuentre en producción y deberá demostrar la conformidad de la medición de eficiencia de las teas a través de un informe de inspección expedido por un organismo de inspección acreditado por el ONAC o por un organismo de acreditación miembro de ILAC bajo la norma NTC-ISO/IEC 17020 con alcance a los lineamientos técnicos, incluida la eficiencia mínima y la metodología que establezca la Entidad de Fiscalización. Dicho informe de inspección deberá ser reportado a la Entidad de Fiscalización anualmente, a través del informe de resultados que este establezca, dentro de los 30 días calendario posteriores a dicha inspección.

La Entidad de Fiscalización, a más tardar el 31 de octubre de 2023, establecerá los lineamientos técnicos, incluida la eficiencia mínima y la metodología de que trata el inciso anterior, tanto para la evaluación de la eficiencia de la Tea como para la presentación del informe de resultados, en concordancia con estándares internacionales y mejores prácticas aplicables a la materia.

Producto de la totalidad de las mediciones de eficiencia, obtenidas por cada Tea, entregadas por los operadores, la Entidad de Fiscalización determinará los rangos

aceptables para la línea base nacional de la eficiencia de la Tea para el cumplimiento del presente artículo. La línea base nacional se tomará como referencia para las siguientes mediciones de la eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural. La Entidad de Fiscalización emitirá comunicado con los rangos aceptables de la eficiencia de la Tea dentro de los 3 meses contados a partir de la fecha de radicación del primer informe de resultados por parte del Operador.

Para la determinación de la eficiencia de la Tea se utilizará la mejor tecnología disponible 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.

En el caso que se encuentren anomalías o condiciones que afecten la 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. Así mismo, dentro de los 30 días calendario posteriores, deberá presentar un plan de corrección, reparación o actualización tecnológica, en el cual determinará el periodo de implementación de las medidas correctivas necesarias para dar cumplimiento a los lineamientos de eficiencia en Teas establecidos por la Entidad de Fiscalización.

La Entidad de Fiscalización aprobará o rechazará el plan de corrección en un plazo no mayor a 30 días calendario después de recibirlo y, también podrá emitir recomendaciones. El periodo de implementación no excederá los 12 meses a partir de la aprobación del plan de corrección. No obstante, la Entidad de Fiscalización podrá prorrogar dicho plazo hasta por 6 meses siempre que exista una justificación por parte del Operador que así lo amerite.

Parágrafo 1°. La medición de la eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural podrá hacerse directamente por los operadores siempre y cuando estén acreditados como organismo de inspección Tipo B acreditado ante el ONAC bajo la norma NTC-ISO/IEC 17020 o por un organismo de acreditación internacional miembro de ILAC, de acuerdo con los lineamientos técnicos que establecerá la Entidad de Fiscalización y que se refieren en el inciso primero del presente artículo.

Parágrafo 2°. El primer informe de resultados de eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural 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 el ONAC o por un organismo de acreditación miembro de ILAC bajo la norma NTC-ISO/IEC 17020, quienes deberán elaborar el informe que presentará el Operador. El mencionado término será susceptible de prórroga, previa aprobación de la Entidad de Fiscalización.

Parágrafo 3°. No obstante lo anterior, los operadores deberán demostrar la conformidad de la medición de la eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural, dentro de los 12 meses posteriores a la expedición de los lineamientos técnicos y la metodología que establezca la Entidad de Fiscalización, a través de una declaración de primera parte de acuerdo con los requisitos establecidos en la norma NTC-ISO/IEC 17050, hasta tanto se acrediten ante el ONAC organismos de inspección Tipo A o Tipo B bajo la norma NTC-ISO/IEC 17020 u organismos de acreditación internacional, miembro de ILAC con alcance a los mencionados lineamientos técnicos y metodologías que se refieren en el inciso primero del presente artículo”.

Artículo 4°. Modificar el artículo 23 de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“**Artículo 23. Quemadas de Gas Natural que contenga ácido sulfhídrico (H₂S).** El Operador deberá considerar en sus diseños de Facilidades la instalación de equipos y/o procedimientos como lavadores de gases (scrubber) y otros métodos correctivos que traten el compuesto del ácido sulfhídrico (H₂S) de la corriente de gas de quema. Lo anterior, atendiendo las disposiciones ambientales, de seguridad y salud en el trabajo vigentes y aplicables en la materia, además de las establecidas por las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo”.

Artículo 5°. Modificar el artículo 24 de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“**Artículo 24. Cuantificación y reporte de los volúmenes de Gas Natural.** Todos los volúmenes de Gas Natural deben ser cuantificados y reportados por el Operador mensualmente a la Entidad de Fiscalización, a través de la Forma 30 DH adjunta a la presente resolución o aquella que determine el Ente de Fiscalización para tal efecto.”

Artículo 6°. Modificar el artículo 29 de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“**Artículo 29. Reporte de gas natural de Venteo Intencional.** El Operador deberá informar a la Entidad de Fiscalización sobre todo el volumen de gas de Venteo Intencional cuantificado durante las pruebas iniciales y las pruebas extensas.

El reporte diario correspondiente a las pruebas iniciales y a las pruebas extensas deberá incluir el volumen de gas de Venteo Intencional. 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, se incluirá el consolidado volumétrico de los reportes diarios sobre Venteo Intencional.”

Artículo 7°. Modificar el artículo 31 de la Resolución número 40066 de 2022; el cual quedará así:

“Artículo 31. Gestión para el aprovechamiento del Gas Natural de Venteo Intencional. El Operador, para evitar el venteo de Gas Natural Asociado, deberá optar por el Aprovechamiento. Con el fin de definir las alternativas de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, el Operador debe:

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.

2. Cuantificar los volúmenes de gas de Venteo Intencional de Gas Natural Asociado, de acuerdo con el método establecido en el artículo 39 de la presente resolución con el fin de evaluar técnica y económicamente las alternativas y tecnologías que pueden ser aplicadas.

3. Planear, realizar los trámites y modificaciones requeridas para la implementación del proyecto de aprovechamiento del Gas Natural Asociado proveniente de los venteos intencionales, de conformidad con lo establecido en los artículos 32 y 33 de la presente resolución”.

Artículo 8°. Modificar el artículo 40 de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“Artículo 40. Cálculo del volumen del Gas Natural de Venteo Intencional recolectado. Si para el Operador resulta inviable por razones técnicas o económicas contar con una tecnología para la recolección y medición del gas que permita la cuantificación por medición directa, descrita en el artículo precedente, podrá realizar la cuantificación del gas de venteo recolectado por medio de las metodologías teóricas de cálculo que se detallan en el Anexo 1 de la presente resolución (cálculo diario del gas en solución - ‘Rs’, que por cambios de presión y temperatura dentro de su proceso de tratamiento, realiza una liberación espontánea del gas contenido en el líquido), y en el Anexo 2 de la presente resolución (cálculo anual del gas natural producido por efectos de movilidad y almacenaje del petróleo crudo dentro de los tanques de almacenamiento) o a las actualizaciones, modificaciones y/o sustituciones que surjan de los estándares descritos para cada anexo, así como las que autorice la Entidad de Fiscalización.”.

Artículo 9°. Modificar el párrafo 5° y adicionar el párrafo 6° al artículo 43 de la Resolución número 40066 de 2022; en consecuencia, el citado precepto quedará así:

“Artículo 43. Detección y cuantificación de las emisiones de Gas Natural. La detección y cuantificación a la que hace referencia el artículo 42 de la presente resolución se debe realizar utilizando cualquiera de los siguientes medios:

1. Para la detección: Instrumento de Visualización Óptica de Gas (OGI), Detector de Fugas con Laser; Detección con Solución Jabonosa, Analizadores de Vapor Orgánico (OVA) o de Vapor Tóxico (TVA), Detección Acústica de Fugas, Detector Electrónico de Gas, o cualquier otro que sea autorizado por la Entidad de Fiscalización.

2. 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.

3. Cuantificación por métodos indirectos: Excepcionalmente, se podrá solicitar a la Entidad de Fiscalización la autorización para realizar la medición a través de métodos indirectos (tales como: cálculos de ingeniería, cálculo por factores de emisión o el uso de software especializado, entre otros), siempre y cuando la medición indirecta se realice con datos muestreados y tomados en campo y se demuestre que la medición directa en el proyecto no es de viabilidad técnica o económica, de acuerdo con las buenas prácticas de la industria del petróleo.

Parágrafo 1°. El uso de los instrumentos se complementará con la inspección técnica, visual y en algunos casos de ser posible con el uso de aeronaves, satélites, drones, robots, vehículos, escaneos de área, cámaras infrarrojas estacionarias, entre otros.

Parágrafo 2°. La detección y la cuantificación del Gas Natural de Fuga se realizarán de acuerdo con el Método de Referencia 21 de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América, o cualquier otro método que cuente con autorización previa por parte de la Entidad de Fiscalización.

Parágrafo 3°. Los instrumentos que se utilicen deberán detectar Gas Natural de Fuga y deberán medir concentraciones iguales o mayores a 500 ppm; y su cuantificación se expresará en gramos (g), kilogramos (kg) o toneladas métricas (t). Estos deberán contar con las certificaciones del fabricante indicando que los equipos sirven para detectar y cuantificar emisiones con una concentración igual o mayor a 500 ppm de Gas Natural y que cuentan con el mantenimiento recomendado por el fabricante.

Parágrafo 4°. Los operadores podrán asociarse con otros operadores o autoridades para facilitar la realización medición por sitio (top-down) con la finalidad de corroborar las mediciones por Equipo y Componente (bottom-up).

Parágrafo 5°. Se demostrará la conformidad de la detección y cuantificación de Fugas de Gas Natural mediante un informe de inspección para el establecimiento de la Línea Base conforme con el artículo 44 de la presente resolución, así como por cada actualización de la Línea Base de la que trata el inciso segundo del artículo 47 de la presente resolución, otorgado por un organismo de inspección Tipo A o directamente por los operadores siempre que estén acreditados como organismo de inspección Tipo B bajo la norma NTC-ISO/IEC 17020 con alcance al Título 5°, 6° y 7° de la presente resolución; así como a lo establecido en la Resolución número 948 de 2022 expedida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos

o las normas que las modifiquen o sustituyan. Dichas acreditaciones deben ser expedidas por el ONAC o por un organismo de acreditación internacional miembro de ILAC.

Parágrafo 6°. 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 para este fin por el ONAC bajo la norma NTC-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)”.

Artículo 10. Modificar el artículo 44 de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“Artículo 44. Establecimiento de la Línea Base. Se deberá establecer una Línea Base del total de las Fugas de Gas Natural cuantificadas de conformidad con el Capítulo 1, del Título 5 de la presente resolución. La Línea Base se realizará por cada facilidad e incluirá todos los Equipos y Componentes. La Línea Base servirá como referencia para la comparación y evaluación de la mejora continua de la prevención y el control integral de dichas Fugas de Gas Natural para los años subsecuentes.

No formarán parte de la Línea Base las Fugas de Gas Natural derivadas de: i) las pruebas de producción iniciales y extensas de pozos tanto de petróleo y gas natural asociado como de gas natural no asociado; ii) la terminación de pozos; iii) la descarga de líquidos en pozos exploratorios y de explotación; y iv) las pruebas piloto de pozos, estimulación de pozos incluyendo estimulación hidráulica e inyección de fluido de retorno, Well Service, abandono de pozos y actividades de reacondicionamiento de pozos. No obstante lo anterior, dichas Fugas de Gas Natural deberán reportarse en el programa para la detección y reparación de fugas de que trata el Título 6 de la presente resolución, y en el reporte anual de cumplimiento del mismo.

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”.

Artículo 11. Modificar el artículo 45 de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“Artículo 45. Plazos para la elaboración y presentación de la Línea Base. Los operadores deberán elaborar la Línea Base, en los siguientes plazos:

1. Para las Facilidades Nuevas el Operador tendrá 12 meses para el establecimiento de la Línea Base contados a partir de que la Facilidad entre en operación y se cumpla con lo dispuesto en el párrafo 5 del artículo 43 de la presente resolución.

2. Para las Facilidades Existentes el Operador tendrá 24 meses para la elaboración de la Línea Base contados a partir de que se cumpla con lo dispuesto en el párrafo 5° del artículo 43 de la presente resolución.

Parágrafo. No obstante lo anterior, si a febrero de 2024 no se han cumplido las consideraciones de acreditación mencionadas en el párrafo 5 del artículo 43 de esta resolución, los operadores deberán dar aplicación a las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo para controlar las Fugas de Gas Natural en procura de garantizar condiciones de seguridad y salud en el trabajo y mitigar sus impactos ambientales.

Adicionalmente, los Operadores deberán demostrar la conformidad de la detección y cuantificación de Fugas de Gas Natural a través de una declaración de primera parte de acuerdo con los requisitos establecidos en la norma NTC-ISO/IEC 17050 hasta tanto se acrediten ante el ONAC organismos de inspección Tipo A o Tipo B bajo la norma NTC-ISO/IEC 17020 u organismos de acreditación internacional miembro de ILAC con alcance al párrafo 5 del artículo 43 de la presente resolución.”.

Artículo 12. Modificar el artículo 46 de la Resolución número 40066 de 2022; el cual quedará así:

“Artículo 46. Plazo extendido de la presentación de la Línea Base para las Facilidades.

1. Para las Facilidades Nuevas, los operadores deberán presentar la Línea Base a la Entidad de Fiscalización dentro de los 30 días siguientes a la finalización de su elaboración, susceptibles de ser prorrogados previa aprobación de la Entidad de Fiscalización quien definirá el término de ampliación.

2. Los operadores que cuenten con Facilidades Existentes a la fecha de publicación de la presente regulación podrán solicitar prórrogas debidamente justificadas a la Entidad de Fiscalización, quien definirá el término de ampliación, para la presentación de la Línea Base, siempre y cuando presenten estimaciones parciales de emisiones en los plazos establecidos de acuerdo con lo siguiente:

a) Que en los primeros 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución entreguen a la Entidad de Fiscalización una estimación de las Fugas de Gas por cada Facilidad de producción operando en territorio nacional.

b) Que en los 36 meses posteriores a la entrada en vigencia de la presente resolución entreguen a la Entidad de Fiscalización una estimación de las Fugas de Gas por cada Equipo de cada instalación que se encuentre operando en territorio nacional.

Los operadores podrán utilizar factores de emisiones genéricos siempre y cuando se documente la fuente de cada factor utilizado”.

Artículo 13. Modificar el artículo 51 de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“Artículo 51. 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, considerando todos los Equipos y Componentes, de acuerdo con el enfoque de materialidad de que trata el artículo 50 de la presente resolución.

La Entidad de Fiscalización aprobará o rechazará el Programa en un plazo no mayor a 60 días calendario después de recibirlo y, también podrá emitir recomendaciones al Programa.

El Programa considerará al menos una inspección semestral a las Facilidades y, en caso de detectar fugas, se deberán implementar las acciones correctivas correspondientes de acuerdo con lo siguiente:

1. Si fuere posible realizar tal reparación sin que el Equipo interrumpa su operación, las fugas deberán repararse en un plazo máximo de 30 días.

2. Si no es posible realizar reparaciones sin interrumpir la operación del Equipo, se deberá programar la reparación de la fuga antes de la fecha en la que el volumen de Gas Natural de todas las Fugas del equipo sea mayor al volumen de Gas Natural que se liberaría al sacar el Equipo de operación. En todo caso, se debe realizar monitoreo continuo a la fuga.

3. Si la facilidad se encuentra costa afuera y la reparación del equipo no se puede realizar mientras está en funcionamiento, se deberán tomar medidas correctivas dentro de los 12 meses siguientes a la detección de la Fuga. En todo caso, se debe realizar monitoreo continuo a la fuga.

4. La Entidad de Fiscalización puede otorgar una extensión a los plazos establecidos anteriormente con el objetivo de que se completen las reparaciones, siempre y cuando se entregue un cronograma y una justificación técnica que permita verificar la imposibilidad de cumplir con dichos plazos, en atención a la criticidad del equipo en la facilidad.

Parágrafo 1°. 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. Para mantener esta condición, el Operador deberá demostrar a la Entidad de Fiscalización, anualmente, que el Potencial de Emisión no sobrepasa dicho volumen.

Parágrafo 2°. Los Equipos y/o Componentes que no puedan ser reparados, deberán reemplazarse por nuevos, a más tardar, dentro de los 6 meses siguientes al vencimiento de los términos señalados en los numerales 1, 2 y 3 del presente artículo. Para el remplazo de estos equipos se deberán tener en cuenta las disposiciones estipuladas en el Título 7 de la presente resolución, cuando resulte aplicable.

Parágrafo 3°. Cuando se trate de detección de fugas de Gas Natural para Equipos y/o Componentes que impliquen una Inspección Técnica Riesgosa y para aquellos Equipos y/o Componentes que sean considerados críticos para el proceso, el remplazo deberá realizarse dentro de los 12 meses siguientes al vencimiento de tales términos”.

Artículo 14. Modificar el artículo 62 de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“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”.

Artículo 15. Modificar el artículo 65 de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“Artículo 65. Bombas neumáticas en Facilidades Existentes. Los Operadores que cuenten con bombas neumáticas accionadas por Gas Natural en Facilidades Existentes deberán controlar las fugas de acuerdo con las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo, entre las que se encuentran:

1. Redirigir el Gas Natural a un Equipo de Conservación de Vapores que lo conduzca a otro proceso.

2. Redirigir el Gas Natural a un sistema de combustión de baja presión

3. Redirigir el Gas Natural a un sistema de Tea de baja presión.

4. Otras reconocidas por las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo y aprobadas por la Entidad de Fiscalización.

5. De no ser posible ninguna de las anteriores, el Operador deberá contar con un programa que asegure disminuir las emisiones de la bomba neumática que usa Gas Natural, incluyendo el ajuste de capacidad de la bomba o la configuración operacional para alcanzar la tasa de inyección de químicos deseada con la menor cantidad de emisiones posible. De lo contrario, una vez la Entidad de Fiscalización comunique al Operador que el programa operativo no alcanzó la meta de reducción pactada, en un periodo máximo de 12 meses, deberá sustituir la(s) bomba(s) neumáticas que usan Gas Natural presurizado por aquellas que sean accionadas con electricidad o aire comprimido.”.

Artículo 16. Modificar el artículo 71 de la Resolución número 40066 de 2022, el cual quedará así:

“Artículo 71. De la comprobación de hermeticidad. Al momento de llevar a cabo el programa para la detección y reparación de fugas se deberá comprobar, por medio de los instrumentos relacionados en el artículo 43 de la presente resolución, la hermeticidad de los controladores neumáticos de venteo intermitente. Si no hay hermeticidad, el equipo debe ser reportado en el programa de detección y reparación de Fugas de Gas Natural.”.

Artículo 17. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial** y modifica los artículos 3°, 16, 22, 23, 24, 29, 31, 40, 43, 44, 45, 46, 51, 62, 65 y 71 de la Resolución número 40066 de 2022.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 10 de abril de 2023.

La Ministra de Minas y Energía,

Irene Vélez Torres.

(C. F.).

MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 065 DE 2023

(abril 10)

por la cual se ordena el inicio de un procedimiento administrativo para dar cumplimiento a lo dispuesto por el Grupo Especial de la Organización Mundial del Comercio (OMC) y al Laudo Arbitral que resolvió la apelación en el caso DS-591.

El Director de Comercio Exterior, en ejercicio de sus facultades legales, en especial de las que le confieren los numerales 5 y 25 del artículo 18 del Decreto número 210 de 2003 modificado por el Decreto número 1289 de 2015, el Decreto número 1794 de 2020 que adicionó el Capítulo 7 del Título 3 de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto número 1074 de 2015, y

CONSIDERANDO:

Que el 15 de abril de 1994 Colombia suscribió el “Acuerdo por el que se establece la Organización Mundial de Comercio (OMC)”, sus acuerdos multilaterales anexos y el Acuerdo Plurilateral anexo sobre la Carne de Bovino, aprobados por la Ley 170 de 1994, la cual fue declarada exequible por la Corte Constitucional, mediante Sentencia C-137 del 28 de marzo de 1995.

Que mediante Resolución número 257 del 9 de noviembre de 2018, publicada en el **Diario Oficial** 50.772 de la misma fecha, la Dirección de Comercio Exterior dispuso la terminación de la investigación administrativa abierta con la Resolución número 121 del 2 de agosto de 2017, adelantada bajo el expediente D-087-03/573-02/023-01-95, de la siguiente manera:

“Artículo 1°. Disponer la terminación de la investigación administrativa abierta mediante Resolución número 121 del 2 de agosto de 2017 a las importaciones de papas (patatas) preparadas o conservadas (excepto en vinagre o en ácido acético), congeladas, clasificadas por la subpartida arancelaria 2004.10.00.00 originarias de Bélgica, Países Bajos (Holanda) y Alemania.

Artículo 2°. No imponer derechos antidumping definitivos a las importaciones de papas (patatas) preparadas o conservadas (excepto en vinagre o en ácido acético), congeladas, clasificadas por la subpartida arancelaria 2004.10.00.00; originarias de Bélgica a las empresas AGRISTO N.V., CLAREBOUT POTATOES N.V. y ECOFROST S. A.; y originarias de Países Bajos (Holanda) a la empresa FARMFRITES B.V.

Artículo 3°. Imponer derechos antidumping definitivos a las importaciones de papas (patatas) preparadas o conservadas (excepto en vinagre o en ácido acético), congeladas, clasificadas por la subpartida arancelaria 2004.10.00.00; originarias de Bélgica, Países Bajos (Holanda) y Alemania, en la forma de un gravamen ad valorem, el cual se liquidará sobre el valor FOB declarado por el importador, adicional al arancel vigente en el Arancel de Aduanas Nacional de la siguiente manera:

De Bélgica: - MYDIBEL S. A.: 8,01%

- AVIKO B.V.: 3,64%

De Países Bajos (Holanda) - DEMAS EXPORTADORES, 44,52% (excepto FARMFRITES B.V.)

De Alemania - AGRARFROST GMBH & CO. KG.: 3,21%

Artículo 4°. Los derechos antidumping impuestos en el artículo 3° de la presente resolución se aplicarán por un término de dos (2) años, contados a partir de la fecha de publicación en el **Diario Oficial** y serán aplicados por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN de conformidad con lo dispuesto en el artículo 49 del Decreto número 1750 de 2015. (...)”.

Que la investigación se adelantó al amparo del Decreto número 1750 de 2015, el cual estableció disposiciones aplicables a las investigaciones sobre las importaciones de productos originarios de países miembros de la Organización Mundial del Comercio (OMC) que sean objeto de dumping, cuando causen o amenacen causar un daño importante a la