

## MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

### RESOLUCIONES

#### RESOLUCIÓN NÚMERO 40066 DE 2022

(febrero 11)

*por 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.*

El Ministro de Minas y Energía, en uso de las facultades legales y en especial de las conferidas por el numeral 8 del artículo 2° del Decreto 381 de 2012, y

#### CONSIDERANDO:

Que el artículo 80 de la Constitución Política de Colombia establece que le corresponde al Estado planificar el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Igualmente debe prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.

Que el artículo 334 de la Constitución Política de Colombia indica que la dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Por ende, el Estado interviene por mandato de la ley en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir en el plano nacional y territorial, en un marco de sostenibilidad fiscal, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

Que el artículo 360 de la Constitución Política de Colombia hace referencia a la explotación de los recursos naturales no renovables y a las regalías que se causan a favor del Estado, como una contraprestación económica, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte. Igualmente establece que la ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables.

Que la Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, incluye en su artículo 1 el objetivo de maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio.

Que de acuerdo con lo establecido en el numeral 8 del artículo 2° del Decreto 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 2.2.1.1.1.5 del Decreto 1073 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, indica que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera deberán observar los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTCICONTEC, RETIE o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Que el artículo 2.2.1.1.1.6 del Decreto 1073 de 2015 hace referencia a que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera se encuentran sujetas a las disposiciones relativas a la protección de los recursos naturales, del medio ambiente, de salubridad y de seguridad industrial, así como el Convenio 174 de la OIT y todos aquellos que los modifiquen.

Que el artículo 2.2.1.1.1.7 del Decreto 1073 de 2015 expresa que le corresponde al Ministerio de Minas y Energía revisar, ajustar y/o expedir las normas técnicas y procedimientos que en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera. Estas normas deberán ser observadas por los operadores de bloques autorizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y demás contratos vigentes o aquellos que se suscriban, aplicando las mejores prácticas y teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos, ambientales y administrativos. Lo anterior, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes.

Que la Resolución 40295 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en Colombia, estipuló que los interesados deben dar cumplimiento a las disposiciones, estándares y mejores prácticas de la industria, especialmente las señaladas en la resolución en mención o aquellas autorizadas previamente por la Entidad de Fiscalización. Igualmente indicó que el interesado está sujeto a las disposiciones ambientales, laborales, de seguridad y protección social, marítimas y demás leyes y reglamentaciones colombianas aplicables.

Que el artículo 15 de la Ley 10 de 1961 indica que se encuentra exento del pago de regalías el gas que se confine al yacimiento y el que se destine al consumo interno de la

concesión en explotación. Así mismo, el parágrafo 1° del artículo 21 de la Ley 141 de 1994 establece que para efectos de liquidar la regalía por explotación de gas no se tendrá en cuenta el que se reinyecte a los yacimientos, ni el que se utilice para la operación del campo.

Que la Ley 1931 de 2018, por la cual se establecen directrices para el cambio climático, incluyó en los principios orientadores para su implementación y reglamentación, la autogestión y responsabilidad, de manera que las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, desarrollen acciones propias para contribuir a la gestión del cambio climático con arreglo a lo dispuesto en la ley y en armonía con las acciones desplegadas por las entidades públicas. Igualmente, deben contribuir al cumplimiento de los compromisos asumidos por el país en términos de cambio climático, así como adelantar acciones en el ámbito de sus competencias que garanticen la sostenibilidad de las generaciones futuras.

Que el Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 40350 de 2021, modificó el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero-Energético, con visión de carbono neutralidad al año 2050 -PIGCCme 2050, adoptado a través de la Resolución 40807 de 2018.

Que el numeral 2 del literal A) del artículo 7° de la Ley 2056 del año 2020, por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, prevé, como parte de las funciones del Ministerio de Minas y Energía, establecer los lineamientos para el ejercicio de las actividades de conocimiento y cartografía geológica del subsuelo; de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables; y de la fiscalización de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, 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 el artículo 14 de la Ley 2056 de 2020 expresa que el ciclo de generación de regalías y compensaciones comprende las actividades de fiscalización, liquidación, recaudo, transferencia, distribución y giros.

Que el artículo 3° de la Resolución 80412 de 1995 establece los formatos adoptados para los reportes volumétricos mensuales, entre los que se encuentran el formato 30 SEE "Informe Mensual sobre Producción, Plantas y Consumos de Gas Natural y procesado", el cual debe ser modificado al no estar adaptado a las consideraciones técnicas estipuladas en la presente resolución.

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 40310 y 41304 de 2017, el presente acto administrativo se publicó previamente en la página web del Ministerio de Minas y Energía durante los días 5 al 26 de agosto de 2021 y 4 al 10 de diciembre del 2021. Los comentarios recibidos fueron debidamente analizados y atendidos a través de la matriz resuelta y publicada en la página web oficial del Ministerio de Minas y Energía.

Que, con base en lo establecido en el artículo 4° del Decreto 2897 de 2010 reglamentario de la Ley 1340 de 2009, compilado por el Decreto 1074 de 2015, la Dirección de Hidrocarburos respondió el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio para efectos de evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados. La respuesta al conjunto de preguntas fue negativa, en la medida en que el presente acto administrativo no plantea ninguna restricción indebida a la libre competencia.

Que, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 2.1.2.1.11 del Decreto 1609 de 2015, en concepto emitido el 27 de diciembre de 2021, con radicado 20215010466991, la Directora de Participación, Transparencia y Servicio al Ciudadano del Departamento Administrativo de la Función Pública señaló que con la expedición de este acto administrativo no se constituye trámite alguno, teniendo en cuenta que las obligaciones se generan en virtud de la relación contractual de los operadores y la entidad de fiscalización, y se expide con base en la facultad establecida en el Código de Petróleos y en la Ley 2056 de 2020.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1°. *Objeto.* La presente resolución tiene por objeto establecer los lineamientos y requerimientos técnicos para la detección y reparación de 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.

Artículo 2°. *Ámbito de aplicación.* Las disposiciones contenidas en la presente resolución aplican a todas las operaciones o actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas continentales y costa afuera ubicadas en el territorio nacional.

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 18 1495 de 2009, modificado por el artículo 1° de la Resolución 4 0048 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.

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 regulación.

15. **Facilidades Nuevas.** Son las Facilidades que sean construidas con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente regulación y que no sean consideradas 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.

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

18. **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.

**19. 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.

**20. 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 (CO<sub>2</sub>), el óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), el metano (CH<sub>4</sub>), los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC) y el Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>), conforme a lo señalado en la Ley 1931 de 2018.

**21. 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.

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

**23. 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.

**24. 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 regulación.

**25. 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.

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

**27. 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.

**28. 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 el Ente de Fiscalización.

**29. 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.

**30. 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.

**31. 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.

**32. 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.

**33. 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.

**34. 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.

**35. 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.

**36. 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.

**37. Tea.** Es el dispositivo para la combustión del gas.

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

**39. 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. **H<sub>2</sub>S.** Ácido sulfhídrico.

4. **KPCD.** Miles de pies cúbicos por día.

5. **MMPCD.** Millones de pies cúbicos por día.

6. **ONAC.** Organismo Nacional de Acreditación de Colombia.

7. **URV.** Unidad recolectora de vapor.

8. **OGI:** Optical Gas Imaging.

## TÍTULO 2

### APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

Artículo 4°. *Desperdicio de gas natural.* Se prohíbe el desperdicio de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Se considera que existe desperdicio de gas natural cuando:

1. Exista uso ineficiente o inadecuado de volúmenes de gas;
2. La producción de gas exceda la capacidad disponible de facilidades de tratamiento, almacenamiento, transporte y comercialización;
3. No se utilice de manera adecuada en sistemas de levantamiento artificial o diferentes usos operacionales;
4. Se realice operaciones de despresurización del gas proveniente de anulares hacia la atmósfera, a excepción del que se realice por situaciones de seguridad que así lo requieran en aras de garantizar la integridad del pozo;
5. No exista aprovechamiento del volumen de gas natural que sea económicamente viable de ser utilizado.

Parágrafo. No se considera desperdicio el volumen de gas que se quema por razones de seguridad o aquel que resulte Económicamente Inviabile recuperar y utilizar conforme a lo señalado en esta Resolución.

Artículo 5°. *Aprovechamiento del gas natural.* Al explotar un yacimiento de petróleo con Gas Natural Asociado, el Operador deberá propender por realizar su Aprovechamiento. Para estos efectos, deberá realizar estudios, evaluaciones y diseños necesarios de sus facilidades buscando implementar proyectos para la utilización del gas natural, ya sea mediante autoconsumo, comercialización, inyección, almacenamiento, operación, entre otras.

Parágrafo. Todo proyecto de almacenamiento subterráneo de gas natural debe estar previamente autorizado por la Entidad de Fiscalización. Se deberá realizar una prueba de inyectividad para determinar la capacidad de inyección en los pozos, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial".

## TÍTULO 3

### LA QUEMA DE GAS NATURAL DURANTE LA EXPLORACIÓN Y EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS

#### CAPÍTULO 1

#### Durante la Exploración de Hidrocarburos

Artículo 6°. *Quema de gas natural.* Durante el desarrollo de la perforación exploratoria el Operador podrá quemar los volúmenes de gas que se produzcan como resultado de las siguientes actividades, de acuerdo con lo establecido en el presente capítulo:

1. Operaciones de control de pozo
2. Pruebas iniciales
3. Pruebas extensas

Artículo 7°. *Quema de gas natural durante operaciones de control de pozo.* Toda quema de gas natural realizada durante las operaciones de control de pozo debe ser reportada por el Operador a la Entidad de Fiscalización, a más tardar dentro de las 24 horas posteriores a la terminación del evento en el reporte periódico ya establecido que resulte aplicable, indicando como mínimo la hora de inicio, la duración en horas, las causas y el volumen estimado de gas natural quemado.

Artículo 8°. *Quema de gas natural durante pruebas iniciales para los pozos exploratorios y de avanzada.* El Operador podrá quemar gas natural, de acuerdo con los términos aprobados por parte de la Entidad de Fiscalización, para la realización de las pruebas iniciales de producción.

Parágrafo. La solicitud de permiso para quema de gas durante las pruebas iniciales deberá ser adjuntada al programa de prueba inicial del que trata el artículo 4 de la Resolución 40048 de 2015, o aquellas normas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 9°. *Quema de gas natural durante las pruebas extensas.* El Operador podrá quemar gas natural en la etapa de pruebas extensas, que resulte como parte de las operaciones de producción del campo, para lo cual entregará a la Entidad de Fiscalización un Programa de Quema de Gas Natural, de acuerdo con el programa de desarrollo de las pruebas extensas. El Programa de Quema de Gas Natural debe desarrollarse en concordancia con el pronunciamiento de la Entidad de Fiscalización respecto a los términos y condiciones de la aprobación de la prueba extensa de producción.

Si el Operador solicita a la Entidad de Fiscalización la prórroga de las pruebas extensas, y en caso de que se considere necesario continuar con la quema de gas natural, se deberá actualizar el Programa de Quema de Gas Natural e incluir un Estudio Técnico - Económico sobre la viabilidad para adelantar proyectos de Aprovechamiento del Gas Natural en el corto y mediano plazo.

Parágrafo 1°. Los volúmenes de Quema de Gas Natural que excedan el permiso que determine la Entidad de Fiscalización durante las pruebas extensas o prórrogas de esta causarán el pago de las regalías respectivas.

Parágrafo 2°. La solicitud de permiso para Quema de Gas Natural durante las pruebas extensas deberá ser adjuntada a la solicitud de aprobación de pruebas extensas de la que trata el artículo 36 de la Resolución 181495 de 2009, o aquellas normas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 3°. En el caso de las prórrogas de las pruebas extensas en operaciones costa afuera y considerando las condiciones particulares de este tipo de proyectos, el Operador deberá presentar ante la autoridad de Fiscalización un programa de implementación de alternativa técnica y económicamente viable de Aprovechamiento de Gas Natural, que deberá ser puesta en marcha en el tiempo aprobado por la autoridad de Fiscalización.

## CAPÍTULO 2

### Durante la Explotación de Hidrocarburos

Artículo 10. *Quema Operacional de Gas Natural.* El Operador podrá realizar la Quema Operacional de Gas Natural, siempre que cuente con autorización de la Entidad de Fiscalización. Para obtener dicha autorización, el Operador debe presentar con la debida anticipación la solicitud de permiso anual de quema al que se refiere el artículo 18 adjunto al Programa de Quema de Gas Natural y en el que se deben discriminar los volúmenes aproximados de Quema Rutinaria de Gas Natural y los volúmenes estimados de Quemados provenientes de Eventos Planeados y de Eventos No Planeados.

Artículo 11. *Quema Rutinaria de Gas Natural.* Los volúmenes correspondientes a la Quema Rutinaria de Gas Natural deben estar plenamente justificados, de conformidad con lo establecido en los artículos 14 y 15. La quema del Gas Económicamente Inviabile se deberá sustentar, de conformidad con lo establecido en el artículo 16.

Artículo 12. *Quema de Gas Natural por Eventos Planeados.* El Operador podrá quemar volúmenes de gas natural por Eventos Planeados, siempre que se incluyan en la solicitud de permiso de quema anual. Tal solicitud debe incluir información detallada del programa de Mantenimiento Preventivo, la descripción de la causa (s), los equipos por intervenir, la estimación de los volúmenes de Quema y las fechas y duración de cada mantenimiento.

Artículo 13. *Quema de gas natural por Eventos No Planeados.* En el caso de que se presenten volúmenes de quema de gas natural por Eventos No Planeados, estos deberán ser estimados y justificados en el permiso anual de quema de gas natural al que se refiere el artículo 18, con base en la estadística de eventos no planeados presentados durante el año inmediatamente anterior, con un Plan de Optimización Operacional y un Estudio Técnico - Económico que permita asegurar la eliminación de la quema en el corto plazo.

Artículo 14. *Volumen de quema de gas de purga.* Para determinar el volumen de quema de gas de purga, se tomará la información entregada por el fabricante de la Tea; en el caso de que no tenga, deberá ser estimada mediante cálculo matemático.

Para efectos del cálculo matemático se hará por el Método de Flotabilidad, ecuación G.4 API STD 537 o aquella que la actualice o sustituya, en donde para teas con alturas mayores a 25 pies y concentración máxima de oxígeno del 6%, se simplifica en la siguiente ecuación:

**Q:** Gas de purga (en pies cúbicos estándar por hora).

$$Q = 0,0035283 * D^{3,46} * K$$

Donde:

**D:** Diámetro de la Tea, pulgadas.

**K:** Sumatoria composicional.

$$K = [\sum_i^n C_i^{0,65} K_i]$$

**C<sub>i</sub>:** Fracción en volumen de componente i, determinado por la cromatografía del gas, expresado en número entero con dos decimales.

**K<sub>i</sub>:** Constante por la componente i (ver la siguiente tabla).

Valores de K<sub>i</sub> por componente.

Componente	K <sub>i</sub>
Hidrógeno	+5,783
Helio	+5,078
Metano	+2,328
Nitrógeno	+1,067 (sin viento)
Nitrógeno	+1,707 (con una velocidad del viento de 7 m/s aproximadamente)
Etano	-1,067
Propano	-2,651
CO <sub>2</sub>	-2,651
C <sub>4+</sub>	-6,586

Parágrafo. En caso de no resultar aplicable el modelo matemático estipulado en este artículo debido a condiciones composicionales del gas, el Operador deberá sustentar tales condiciones y proponer al ente de fiscalización una metodología alternativa para la justificación de este volumen. El ente de fiscalización deberá pronunciarse aceptando o no la sustentación ofrecida por el Operador y la metodología propuesta, dentro de los 30 días hábiles siguientes a la solicitud allegada por el Operador.

Artículo 15. *Volumen de quema de gas de pilotos.* Para la determinación del volumen de quema de gas de pilotos se tomará la información entregada por el fabricante de la Tea, en el caso de que no tenga, deberá ser estimada mediante cálculo matemático.

Para efectos del cálculo matemático se utilizará el método establecido por EPA "Flare Cost Manual, Chapter 7 - 2019", o aquella que la actualice o sustituya, conforme a la siguiente ecuación:

$$F_{pi} = Q_i * N * t_{op} * 10^{-3}$$

Donde:

**F<sub>pi</sub>:** Volumen de gas de los pilotos en miles de pies cúbicos por año.

**Q<sub>i</sub>:** Consumo promedio de gas basado en el diseño del quemador del piloto (si no se conoce el consumo promedio, use 70 Pies cúbicos estándar por hora).

**N:** Número de pilotos.

**t<sub>op</sub>:** 8760 horas por año.

**10<sup>-3</sup>:** Factor de conversión KPC/PC.

El factor Q<sub>i</sub> (Consumo promedio de gas) se debe corregir de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Q_i = \frac{70 \text{ pie}^3/\text{hora} * \text{Poder calorífico del gas a quemar en BTU/pie}^3}{1000 \text{ BTU/pie}^3}$$

Con respecto al número de pilotos, este se obtiene de la siguiente tabla.

Número de pilotos	Diámetro boquilla de la Tea (pulgadas)
1 *	1-10
2	12-24
3	30-60
4	>60

\* Si el gas es tóxico, el número de pilotos debe ser dos.

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.	<b>Oportunidades de aprovechamiento:</b> son todas las circunstancias que se presentan y existen para lograr un uso del gas como recurso productivo. <b>Internas:</b> todas las posibilidades de uso del gas presentes en el campo como reinyección, generación eléctrica, etc. <b>Externas:</b> 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.	<b>Inversión:</b> costo para poner en marcha un proyecto de aprovechamiento. <b>Costo de operación:</b> costo para mantener en funcionamiento un proyecto de aprovechamiento.
	b. Beneficio económico: ahorros, ingresos, ventas.	<b>Ahorros:</b> 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. <b>Ventas:</b> de gas o energía proyectadas. <b>Ingresos:</b> 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.	<p>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.</p> $VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$ <p>Donde:</p> <p><b>(I<sub>0</sub>) Inversión inicial:</b> 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.</p> <p><b>(F<sub>t</sub>) Flujos netos de efectivo:</b> 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.</p> <p><b>(n) Número de periodos:</b> cantidad de años evaluados.</p> <p><b>(K) Tasa de descuento:</b> es el porcentaje que se resta de una cantidad esperada de flujo de efectivo proyectado en un periodo, para obtener un valor presente.</p> $K = n/100$
--------------------------------	--

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.

Artículo 17. *Volumen máximo de quema operacional de gas natural.* El volumen máximo de Quema Operacional de Gas Natural (Vm<sub>qo</sub>) está definido por la siguiente ecuación:

$$V_{mqo} = V_r + V_{vi} + V_{ep} + V_{enp} * F$$

**V<sub>r</sub>:** Volumen de quema rutinaria de gas natural.

**V<sub>vi</sub>:** Volumen de venteo intencional recolectado para quema.

**V<sub>ep</sub>:** Volumen de quema de gas natural por eventos planeados.

**V<sub>enp</sub>:** Volumen de quema de gas natural por eventos no planeados.

**F:** Factor que comprende eficiencia y reducción de quema en el tiempo.

Donde:

$$V_r = V_s + V_{ei}$$

$$V_s = V_{gp} + V_p$$

**V<sub>s</sub>:** Volumen de quema de gas natural por seguridad.

**V<sub>ei</sub>:** Volumen de quema de gas natural económicamente inviable.

**V<sub>gp</sub>:** Volumen de quema de gas natural de purga.

**V<sub>p</sub>:** Volumen de quema de gas natural de pilotos.

El volumen de quema de gas natural de los Eventos No Planeados será calculado con base en los Eventos No Planeados presentados durante el año anterior y está afectado por

un factor que comprende dos estimativos: uno de eficiencia y otro de reducción de Quema en el tiempo.

El volumen de venteo intencional recolectado para quema será determinado en concordancia con lo estipulado en los artículos 39 y 40 de la presente resolución.

**Factor de eficiencia:** es el resultado de dividir el volumen de Quema de Gas Natural de los Eventos No Planeados sobre la suma total del gas por quemar.

**Factor de reducción de quema de gas natural en el tiempo:** corresponde a la reducción porcentual de la Quema de Gas Natural de los Eventos No Planeados durante un tiempo.

Por lo anterior, el factor está dado por la siguiente ecuación:

$$F = F_e \times T_r$$

**F<sub>e</sub>:** Factor de eficiencia.

**T<sub>r</sub>:** Factor de reducción de quema de gas natural en el tiempo.

Donde:

$$F_e = \frac{V_{enp}}{V_r + V_{ep} + V_{enp}}$$

El factor de reducción de Quema de Gas Natural en el tiempo, que contempla un año de transición (0) y un horizonte máximo de cinco (5) años, se relaciona en la siguiente tabla.

Año	Tr
0	1
1	0,80
2	0,60
3	0,40
4	0,20
5	0

Artículo 18. *Permiso anual de quema de gas natural.* Durante la explotación de hidrocarburos el Operador deberá solicitar el permiso anual de quema de gas ante la Entidad de Fiscalización con mínimo 30 días calendario de antelación al inicio de la operación o previo al vencimiento del permiso vigente.

La solicitud del permiso anual para la Quema de Gas Natural contendrá como mínimo la siguiente información y deberá soportarse con el Programa de Quema de Gas Natural:

1. Causa y justificación de la Quema de Gas Natural.
2. Volumen máximo de gas natural por quemar determinado conforme al artículo 17 de la presente resolución.
3. Volumen estimado del gas de seguridad, soportado mediante memoria de cálculo o valores establecidos por el proveedor.
4. Volumen estimado del Gas Natural Económicamente Inviabile sustentado con su respectivo Estudio Técnico-Económico.
5. Volumen estimado del gas de Eventos Planeados soportados bajo un plan de mantenimiento.
6. En el caso de que presente volumen de gas por Eventos No Planeados, deben ser debidamente justificados con la entrega de un Plan de Optimización Operacional.
7. Volumen estimado del gas proveniente de venteo intencional recolectado para quema soportado mediante los cálculos respectivos.
8. Alternativas y soportes para efectuar Aprovechamiento del gas, cuando aplique.

La Entidad de Fiscalización puede solicitar información adicional o ampliación de esta dentro de los 7 días calendario posteriores a la recepción de la solicitud, con el fin de evaluar el requerimiento y dar respuesta otorgando o no el permiso y los términos y condiciones de este. En todo caso, la Entidad de Fiscalización deberá dar respuesta definitiva sobre la solicitud dentro de los 30 días calendario posteriores a la recepción de la solicitud inicial.

En todo caso, los volúmenes de Quema de Gas Natural que excedan el permiso que determine la Entidad de Fiscalización causarán el pago de las regalías respectivas.

Artículo 19. *Permiso puntual de quema de gas natural.* Si durante el periodo de explotación de hidrocarburos se requiera solicitar un permiso puntual de quema de gas natural debido a imprevistos por, manejo de gas o situaciones excepcionales atribuibles a causas diferentes a las operacionales, el Operador puede solicitarlo ante la Entidad de Fiscalización.

Para el permiso puntual de quema de gas natural el Operador indicará: la causa y consecuencia del Imprevisto, la ubicación, la descripción del trabajo por realizar, la duración de la actividad de reparación y los volúmenes estimados de Quema. La Entidad de Fiscalización dará respuesta precisando los términos y condiciones del permiso.

Parágrafo. En caso de que se presenten imprevistos y el Operador se vea en necesidad de efectuar una quema de gas natural, deberá reportarlo a la Entidad de Fiscalización

dentro de las 24 horas siguientes a la finalización de dicho evento en el reporte periódico que resulte aplicable.

Artículo 20. *Ajustes o modificaciones a los permisos de quema de gas natural.* La Entidad de Fiscalización podrá ajustar o modificar los permisos anuales y puntuales de quema de gas natural, previa solicitud del Operador debidamente justificada, cuando se presente alguna de las siguientes circunstancias:

1. Modificación de las condiciones operacionales sobre las cuales se realizó el programa de quema de gas natural y, por ende, se afecte el cálculo del permiso inicialmente solicitado.
2. Cambio de las condiciones asociadas con los Eventos Planeados.

### CAPÍTULO 3

#### Sobre el Manejo de la Quema de Gas Natural

Artículo 21. *Condiciones asociadas a la quema del gas natural.* Durante las pruebas de producción de pozos exploratorios, el Operador debe garantizar las condiciones asociadas a la Quema del Gas Natural, mediante el uso de equipos que garanticen una combustión eficiente del volumen por quemarse, en línea con las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

En la línea de gas a la salida del separador se deberá incluir un tambor separador de líquidos cuando las condiciones operativas así lo ameriten con el fin de recolectar los líquidos presentes. Lo anterior, con el fin de mejorar las condiciones del gas que va para la Tea.

Artículo 22. *Sobre la eficiencia de la TEA.* 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 la ONAC, con el fin de que evalúe en sitio la eficiencia del proceso de Quema de Gas Natural y determine si se encuentra dentro de los rangos aceptables. Dicha verificación deberá ser reportada a la Entidad de Fiscalización, mediante la entrega de un informe.

Para ello, se utilizará la mejor tecnología disponible para el monitoreo de la llama, como cámara infrarroja para determinar 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 equipos similares.

En el caso de que se encuentren anomalías o condiciones que afecten la operatividad de la Tea, el Operador deberá corregirlas o repararlas en el menor tiempo posible sin que el mismo exceda los 6 meses y deberá reportarlo de manera inmediata a la Entidad de Fiscalización mediante comunicación escrita. No obstante, La Entidad de Fiscalización podrá prorrogar dicho plazo cuando exista una justificación por parte del Operador que así lo amerite.

Parágrafo 1°. La verificación se podrá hacer directamente por los operadores solo en caso de que cuente con los equipos necesarios para realizar la verificación de la operatividad de las Teas, demostrando a la Entidad de Fiscalización que efectivamente cuenta con los equipos, capacidades técnicas y certificaciones respectivas para hacerlo.

Parágrafo 2°. La primera certificación de operatividad de las Teas de la que trata el presente artículo se deberá entregar a la Entidad de Fiscalización en los 12 meses posteriores a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 23. *Quema de gas que contenga ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S).* El Operador deberá contemplar en sus diseños de facilidades la instalación de equipos y/o procedimientos como lavadores de gases (*scrubber*) u otros métodos correctivos que traten el compuesto del ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) de la corriente del gas de quema, atendiendo las disposiciones ambientales aplicables.

Artículo 24. *Medición y reporte de los volúmenes de quema de gas natural.* Todos los volúmenes de quema de gas natural deben ser medidos y reportados por el Operador mensualmente a la Entidad de Fiscalización, a través de la Forma 30 SEE adjunta o la que haga sus veces.

### TÍTULO 4

#### VENTEO INTENCIONAL DE GAS NATURAL ASOCIADO DURANTE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

### CAPÍTULO 1

#### Durante la Exploración de Hidrocarburos

Artículo 25. *Venteeo Intencional de Gas Natural Asociado en etapa de exploración.* El Operador debe evitar el Venteeo Intencional de Gas Natural Asociado en la etapa de exploración mediante el Aprovechamiento del mismo o mediante la recolección y quema controlada.

Artículo 26. *Venteeo Intencional de Gas Natural durante la perforación exploratoria.* Durante la perforación exploratoria se debe evitar el Venteeo Intencional de Gas Natural como actividad rutinaria. En caso de que se presenten eventos operacionales o de seguridad que lo requieran, el Operador puede efectuar el venteeo y deberá reportarlo a la Entidad de Fiscalización dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a la terminación del evento en el reporte periódico que resulte aplicable.

Artículo 27. *Venteeo Intencional de Gas Natural asociado durante pruebas iniciales y pruebas extensas de producción.* Con el fin de evitar el Venteeo Intencional de Gas Natural asociado durante las pruebas iniciales de producción, el Operador deberá contar con:

1. Facilidades tempranas de producción, con la instalación de una Tea de Baja conectada a los respiraderos de los tanques y a la bota del *Gun Barrel* (si es el caso), con sus respectivos equipos de seguridad.

2. Equipos y/o mecanismos que filtren, limpien y traten el contenido de H<sub>2</sub>S, si se evidencia la presencia de este.

Parágrafo. Antes de la finalización del primer período autorizado de la prueba extensa de producción, el Operador entregará a la Entidad de Fiscalización el Estudio Técnico - Económico para el Aprovechamiento del Gas Natural y un informe de las alternativas mencionadas en este, con el fin de reducir el Venteeo Intencional de Gas Natural.

Artículo 28. *Cuantificación del gas natural de Venteeo Intencional.* Cuando se presenten situaciones excepcionales en donde el Operador deba realizar venteeos intencionales, se cuantificarán y se reportarán los volúmenes con la justificación respectiva.

Para la cuantificación de dichos volúmenes se hará uso de la metodología API 2009 que se describe en el Anexo 1 de la presente resolución. Si las pruebas extensas se prorrogan por más de un (1) año, el Operador también tendrá la posibilidad de cuantificar el gas mediante la metodología EPA que se describe en el Anexo 2 de la presente resolución o la que la modifique, actualice o reemplace, una vez cuente con la información necesaria para su aplicación.

Parágrafo 1°. La metodología de cálculo API 2009 del Anexo 1 de la presente resolución aplica para el cálculo diario del gas en solución (Rus), que por cambios de presión y temperatura dentro de su proceso de tratamiento realiza una liberación espontánea del gas contenido en el líquido.

Parágrafo 2°. La metodología de cálculo EPA del Anexo 2 de la presente resolución aplica para el cálculo del gas producido por efectos de movilidad y almacenaje del petróleo crudo dentro de los tanques para un periodo anual.

Artículo 29. *Reporte del gas natural de Venteeo Intencional.* El Operador debe informar a la Entidad de Fiscalización sobre todo el volumen de gas de Venteeo 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 Venteeo Intencional. En el reporte volumétrico mensual que el Operador entrega a la Entidad de Fiscalización mediante la Forma 30 EE adjunta se incluirá el consolidado volumétrico de los reportes diarios sobre Venteeo Intencional.

### CAPÍTULO 2

#### Durante la Explotación de Hidrocarburos

Artículo 30. *Venteeo Intencional de Gas Natural Asociado en etapa de explotación.* Durante la explotación de hidrocarburos está prohibido el Venteeo Intencional de Gas Natural Asociado y, por ende, debe ser recolectado para su Aprovechamiento o quema controlada cuando las condiciones técnicas o económicas impidan su utilización en diferentes procesos. Cuando se presenten situaciones o eventos en donde el Operador deba realizar Venteeos Intencionales durante las operaciones de tratamiento y almacenamiento de crudo, se cuantificarán y reportarán dichos volúmenes en los respectivos informes sobre actividades de producción de los que trata el artículo 9° de la Resolución 40048 de 2015 o la norma que la modifique o sustituya que resulten aplicables, con la justificación respectiva.

Artículo 31. *Gestión para el aprovechamiento del gas natural de venteeo intencional.* El Operador, para evitar el venteeo 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 venteeo intencional de gas natural asociado, tales como tanques de almacenamiento, *Gun Barrel*, botas de gas, anulares, entre otros.
2. Cuantificar los volúmenes de gas de venteeo intencional de gas asociado, 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 venteeos intencionales, de conformidad con lo establecido en los artículos 32 y 33

Artículo 32. *Aprovechamiento del gas natural de venteeo intencional.* El Operador, con el fin de aprovechar el Gas de Venteeo Intencional de los tanques, *Gun Barrel*, bota de gas, anulares, entre otros, deberá recolectarlo y utilizarlo en cualquiera de las operaciones de la cadena de procesos (autogeneración, consumo, inyección o venta), mediante la aplicación de equipos, tecnología y de acuerdo con las buenas prácticas que deben ser aplicadas.

Las facilidades de producción que se encuentren en operación a la entrada en vigor de la presente resolución y que no cuenten con conexiones necesarias para el Aprovechamiento del Gas Natural de venteeo o para su conducción a un sistema de tea, deberán realizar las adecuaciones requeridas para tal fin en un término de 24 meses, contado a partir de la expedición de la presente resolución.

Parágrafo 1°. Para los nuevos proyectos de explotación, el Operador deberá considerar en el diseño y construcción de sus facilidades de producción, los equipos y procedimientos

necesarios para poder Aprovechar el Gas Natural provenientes del venteo de todos los equipos de la facilidad de producción.

Parágrafo 2°. Cuando por razones técnicas o económicas no sea posible la utilización del gas natural de venteo intencional en cualquiera de las operaciones de la cadena de procesos, este deberá ser recolectado y quemado en concordancia con lo indicado en el artículo 33.

Parágrafo 3°. Previa solicitud del operador, la Autoridad de Fiscalización podrá, realizando la evaluación respectiva, ampliar por una sola vez los plazos estipulados para realizar las conexiones necesarias para el Aprovechamiento de Gas Natural de venteo o para su conducción a un sistema de Tea en facilidades existentes.

Artículo 33. *Recolección del gas natural de venteo intencional en los tanques de almacenamiento.* Como medida de seguridad operacional y como mitigación de emisiones de gas natural, los tanques de almacenamiento 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, cumpliendo con la normativa técnica, para la conservación de la integridad del tanque por efectos de vacío.

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.

### CAPÍTULO 3

#### Condiciones Especiales sobre el Venteo Intencional de Gas Natural Asociado Durante la Exploración y Explotación

Artículo 34. *Condiciones especiales para el Venteo Intencional de Gas Natural Asociado.* Si el Operador no logra evitar el venteo intencional de gas natural asociado y por ende se ve en la necesidad de realizar emisiones al aire, solo podrá realizarlo si se presenta alguno de los siguientes eventos:

1. En caso de emergencia que requiera realizar la emisión de los gases hacia la atmósfera; para lo cual, deberá informar a la Entidad de Fiscalización 24 horas después de terminada la emergencia en el reporte periódico aplicable.
2. Por condiciones específicas que se presenten durante el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo de la facilidad, para lo cual deberá informar 24 horas después de ocurrido el evento a la entidad de fiscalización en el reporte periódico ya establecido que resulte aplicable.
3. Cuando el volumen de gas asociado esté por debajo del necesario para mantener el piloto encendido de una tea de baja.

### CAPÍTULO 4

#### Sobre el Manejo del Gas Natural de Venteo Intencional

Artículo 35. *Tecnología de recolección de vapores.* Para efectos de evitar el venteo de Gas Natural Asociado, los Operadores podrán contar con equipos para la recuperación de vapores de acuerdo con las características del proceso y las facilidades de cada campo u otras tecnologías equivalentes, que sean consideradas una Buena Práctica en la Industria del Petróleo o cualquier otra que la Entidad de Fiscalización apruebe.

Los Equipos de recuperación de vapores deberán ser operados de tal manera que se garantice la recuperación del mayor volumen posible de vapores, de acuerdo con las características operacionales del proyecto, y que este sea dirigido a un sistema de transferencia, autoconsumo o conservación o bien a un sistema de procesamiento, para su uso o comercialización, de conformidad con la normativa vigente y aplicable. Cuando no sea posible aplicar las opciones anteriores, dichos equipos deberán dirigir las emisiones a un sistema de Tea de baja presión.

Estos equipos deberán salir de operación solamente cuando se realicen trabajos de mantenimiento programado o reparaciones de acuerdo con las recomendaciones del fabricante. Asimismo, cualquier equipo de recuperación de vapores utilizado en una Facilidad de producción, deberá identificarse indicando la siguiente información:

1. Identificación del Equipo o Equipos en el que se encuentra instalado el Equipo de Conservación de Vapores.
2. Registro de los volúmenes recuperados para determinar la eficiencia del equipo.
3. Programas de mantenimiento realizados al equipo.
4. Descripción de hallazgos.
5. Acciones correctivas realizadas.
6. Volumen de gases y vapores no controlados durante el mantenimiento en caso de que esto se presente.

Artículo 36. *Tea de Baja para la quema de gas de venteo recolectado.* Para la quema de los gases de venteo recolectados de los tanques y de la bota de gas del *Gun Barrel*, el Operador deberá instalar una Tea de Baja, o direccionar el volumen recolectado al sistema disponible en el campo para la quema de gas, de acuerdo con la normativa técnica y las condiciones de seguridad requeridas para su operación.

Artículo 37. *Sobre la forma de minimizar la caída de presión para recolectar más gas natural de Venteo Intencional.* Cuando las condiciones operacionales así lo permitan, el Operador debe instalar una bota de gas antes de los tanques de fiscalización en caso de que no cuente con este equipo en el *Gun Barrel*, de esta forma minimizará la caída de presión

desde el separador trifásico hacia los tanques de almacenamiento, recolectando mayor gas de venteo.

### CAPÍTULO 5

#### Cuantificación y Reportes del Venteo Intencional de Gas Natural Asociado Recolectado

Artículo 38. *Cuantificación del gas natural de venteo intencional que se recolecte.* Todo gas que se recolecte para evitar el Venteo Intencional deberá ser cuantificado, ya sea por medición directa o por cálculo matemático.

Artículo 39. *Método de cuantificación del gas natural de venteo intencional recolectado.* El Operador que cuente con una tecnología para la recolección del gas de venteo intencional proveniente de los tanques o de la bota del *Gun Barrel*, deberá realizar la medición diaria de dichos volúmenes a través de instrumentos calibrados y certificados por Laboratorios de calibración acreditados bajo la Norma ISO/IEC 17025 por ONAC, o por un organismo de acreditación miembro de los acuerdos de reconocimiento de ILAC. Será responsabilidad del Operador el registro y la trazabilidad de dicha información.

Parágrafo. Para el caso de la medición de los gases en los tanques de techo flotante, se debe implementar el uso de cámaras o equipos similares disponibles en la industria.

Artículo 40. *Cálculo del volumen del gas natural de venteo intencional recolectado.* Si para el Operador es 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).

Artículo 41. *Reporte del gas natural de venteo intencional recolectado.* El Operador debe reportar los volúmenes en los respectivos informes sobre actividades de producción de los que trata el artículo 9° de la Resolución 40048 de 2015 que resulten aplicables.

El reporte sobre las situaciones excepcionales a las que hace referencia el artículo 34 deberá incluir la descripción de las causas que generaron el Venteo Intencional, los soportes y la cuantificación de los volúmenes de gas natural cuando aplique.

### TÍTULO 5

#### SOBRE LAS FUGAS DE GAS NATURAL

### CAPÍTULO 1

#### Detección y Cuantificación de Fugas de Gas Natural

Artículo 42. *Detección y cuantificación de las Fugas de Gas Natural.* Los Operadores identificarán y cuantificarán de forma directa las Fugas de Gas Natural que se generen o presenten los Equipos incluyendo sus Componentes, así como en las Operaciones en Pozos, conforme se señala en el presente capítulo.

Artículo 43. *Detección y cuantificación de las emisiones de gas natural.* La detección y cuantificación a la que hace referencia el artículo anterior 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 (OVAs) o de Vapor Tóxico (TVAs), 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 el 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 y que cuentan con el mantenimiento recomendado por el fabricante.

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

Parágrafo 5°. La detección y cuantificación de las emisiones de que trata el presente artículo se podrá realizar a través de terceros especializados o directamente por cada Operador. En todo caso, el Operador deberá acreditar que el personal encargado de dicha actividad cuenta con las competencias y entrenamiento específicos para desarrollar las mismas.

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 esta sección. 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: las pruebas de producción de pozos tanto de petróleo y gas asociado como de gas no asociado; la terminación de pozos; y la descarga de líquidos en pozos exploratorios y de explotación; 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. Sin embargo, dichas Fugas de Gas Natural deberán reportarse en el Programa y en el reporte anual de cumplimiento del Programa.

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 durante los primeros 12 meses posteriores a su inicio de operaciones.
2. Para las Facilidades Existentes dentro de los 24 meses posteriores a la entrada en vigencia de la presente regulación.

Parágrafo. Se deberá presentar la Línea Base a la Entidad de Fiscalización dentro de los 30 días siguientes a la fecha máxima de elaboración.

Artículo 46. *Plazo extendido de la presentación de la Línea Base*. Por única vez, los Operadores que cuenten con Facilidades Existentes a la fecha de publicación de la presente regulación, podrán solicitar una prórroga para la presentación de la Línea Base por un periodo de 12 meses adicionales, siempre y cuando presenten estimaciones parciales de emisiones en los plazos establecidos de acuerdo con lo siguiente:

1. Que, en los primeros 12 meses siguientes a la publicación de la presente resolución, le entreguen al ente fiscalizador una estimación de las Fugas de Gas por cada Facilidad de producción operando en territorio nacional.
2. Que, en los siguientes 24 meses posteriores a la publicación de la presente resolución, se entregue al Ente Fiscalizador 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 47. *Seguimiento y actualización de la Línea Base*. Se deberá realizar un seguimiento anual de la Línea Base establecida, el cual debe ser reportado en el informe anual de seguimiento del programa para la detección y reparación de Fugas, del que trata el Título 6 de la presente resolución.

Asimismo, se deberá realizar una actualización de la Línea base cada 3 años a partir de la primera línea base, la cual deberá ser entregada a la Entidad de Fiscalización para su respectiva aprobación

Si derivado de un cambio en la metodología de cuantificación de Fugas de Gas Natural, los Operadores requieren modificar la Línea Base, deberán dar aviso y solicitar la autorización de la Entidad de Fiscalización. Cada actualización de la Línea Base deberá incluir un comparativo con la Línea Base anterior. Es decir, con respecto a la Línea Base que actualiza, así como la identificación de altas y bajas de Equipos y Componentes. Dicha comparación deberá mostrar las variaciones que son producto de cambios metodológicos de la nueva Línea Base.

Artículo 48. *Desviaciones de Fugas de Gas Natural*. Una vez establecida la Línea Base, no se deberá superar el volumen de Fugas de Gas Natural establecido en la misma en los años subsecuentes. En caso de superar dicho volumen, el operador deberá reportar la desviación a la Entidad de Fiscalización y demostrar que esta no se debe a incumplimiento del plan de mantenimiento de las Facilidades, en cuyo caso deberá presentar las acciones para mitigar las Fugas de Gas Natural en el programa para la detección y reparación de fugas del que trata el Título 6 de la presente resolución.

Artículo 49. *Inspecciones y auditorías*. La Entidad de Fiscalización podrá realizar inspecciones y auditorías a las Facilidades para verificar el correcto manejo de las disposiciones estipuladas de las Fugas de Gas Natural.

## TÍTULO 6 PROGRAMA PARA LA DETECCIÓN Y REPARACIÓN DE FUGAS CAPÍTULO 1

### Sobre el programa de detección y reparación de fugas

Artículo 50. *Enfoque de Materialidad*. Los Operadores deberán realizar el programa de detección y reparación de Fugas sobre los activos (Facilidades, Equipos y Componentes) que concentren como mínimo el 95% de las Fugas de Gas Natural.

Artículo 51. *Sobre la elaboración y aprobación del Programa*. 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 anterior.

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 2 inspecciones al año y, en caso de detectar Fugas, se deberán implementar las acciones correctivas correspondientes de acuerdo con lo siguiente:

1. Si fuera posible realizar tal reparación sin que el Equipo interrumpa su operación, las Fugas deberán repararse en un plazo 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 una justificación técnica que permita verificar la imposibilidad de cumplir con dichos plazos.

Las facilidades que operan con un potencial de emisión o fugas menor a 60.000 m<sup>3</sup> estándar por año, estarán exentos del Programa de Detección y Reparación de Fugas. Para mantener esta condición, el Operador deberá demostrar a la Entidad de Fiscalización, de manera anual, que el potencial de emisión no sobrepasa dicho volumen.

Parágrafo. 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 del presente instrumento normativo, cuando resulte aplicable.

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 52. *Implementación del Primer Programa de detección y reparación de fugas*. El Primer Programa deberá iniciar a más tardar 30 días después de que la Entidad de Fiscalización emita su aprobación. El Primer Programa incluirá la definición y cronograma de las actividades orientadas a la detección y reparación de fugas en el periodo de un año, incluyendo aquellas identificadas en la Línea Base, en todos los Equipos y sus Componentes, en las Operaciones en Pozos, que resulten aplicables de acuerdo con lo estipulado en los artículos 50 y 51, así como el plan de mantenimiento de los Equipos para evitar fugas subsecuentes. El Primer Programa se implementará durante el primer año a partir de la autorización por parte de la Entidad de Fiscalización y deberá ser actualizado anualmente.

Artículo 53. *Informes de seguimiento al programa de detección y reparación de fugas*. Se deberá registrar las acciones de detección y reparación de Fugas que se ejecuten tanto dentro como fuera del Programa y entregar un reporte anual a la Entidad de Fiscalización, a través del mecanismo que esta señale. El Informe deberá incluir una descripción del 5% de las Fugas de Gas Natural que hayan quedado fuera por la aplicación del Enfoque de Materialidad.

La Entidad de Fiscalización podrá solicitar informes para aquellos Equipos y sus Componentes que requieran de un mayor seguimiento.

Artículo 54. *Responsable del Programa*. El Operador deberá designar un responsable, o grupo de estos, para la elaboración, gestión y manejo del Programa de Detección y Reparación de Fugas que cuente con el conocimiento y experiencia en: las Facilidades, los procesos operativos, la identificación y cuantificación en materias de fugas, seguridad

industrial, y las operaciones y procesos relacionados con el desarrollo y contenido del programa.

Una vez elaborado el Programa de Detección y Reparación de Fugas, se deberán llevar a cabo las acciones tendientes a la totalidad de su implementación.

Artículo 55. *Evaluación anual del Programa.* Se deberán efectuar evaluaciones de la implementación del Programa de Detección y Reparación de Fugas, por lo menos una vez al año. Dicha evaluación deberá ser realizada por el responsable del Programa y estará conformada, como mínimo, con la siguiente información:

1. Las acciones realizadas;
2. Las acciones no realizadas y/o pendientes, justificando las razones de tal situación;
3. El porcentaje de avance de acciones;
4. Las recomendaciones que se emitan a efecto de llevar a cabo las acciones no realizadas y/o pendientes;
5. El cronograma para dar atención a las recomendaciones, y
6. El seguimiento de las recomendaciones correspondientes a las evaluaciones anteriores, incluyendo fecha de atención y, en su caso, justificación de aquellas que no fueron atendidas.

Artículo 56. *Desempeño anual del Programa.* El desempeño anual del Programa de Detección y Reparación de Fugas se informará por cada una de las facilidades nuevas y existentes, incluyendo Equipos y Componentes, así como las operaciones de pozos que resulten aplicables.

Artículo 57. *Plazo para la entrega del informe anual.* Se deberá entregar a la Entidad de Fiscalización, el informe anual del Programa de Detección y Reparación de fugas del que tratan los artículos 53 y 56 dentro del primer trimestre del año siguiente.

Si a la fecha de entrega del primer informe anual, la implementación del Programa de Detección y Reparación de Fugas se encuentra en desarrollo se deberá reportar el porcentaje de avance del mismo.

Artículo 58. *Incorporación de Equipos y/o Componentes.* Los Operadores que incorporen Equipos y/o Componentes nuevos que no estén considerados en la Línea Base y que se identifiquen como fuentes o posibles fuentes de Fugas de Gas Natural, deberán incluirlos como parte del Programa de Detección y Reparación de Fugas, así como incluir una sección en la que se reporten la inclusión y exclusión de los Equipos y Componentes en el informe anual de seguimiento.

## CAPÍTULO 2

### Detección de Fugas de Gas Natural

Artículo 59. *Plazo para la cuantificación de volúmenes de Gas Natural provenientes de Fugas.* La cuantificación deberá realizarse dentro de las 48 horas siguientes a la detección. En algunos casos, se puede realizar después de este plazo, siempre y cuando la fuga requiera de una Inspección Técnica Riesgosa, previo aviso y justificación técnica ante la Entidad de Fiscalización.

Artículo 60. *Etiquetado y registro de las Fugas de Gas Natural.* Se deberán identificar el equipo y/o Componente que presente fuga, indicando con una etiqueta la fecha de detección, una vez se estime el flujo volumétrico de la fuga. La etiqueta solo podrá ser removida cuando se haya reparado exitosamente la fuga. Igualmente, se deberá llevar un registro de la ubicación de las fugas de Gas Natural detectadas en Equipos y Componentes y aquellas reparadas; todo lo anterior, puede ser verificado por la Entidad de Fiscalización.

## CAPÍTULO 3

### Reparación de Fugas de Gas Natural

Artículo 61. *Reparación exitosa de las Fugas de Gas Natural.* Los Operadores están obligados a reparar exitosamente las fugas de Gas Natural que sean detectadas. Se entenderá que una Fuga fue reparada exitosamente, cuando esta se reduzca a menos de 500 ppm, de acuerdo con los plazos establecidos previamente en el artículo 51, o bien cuando los instrumentos utilizados para la detección, no detecten emisiones visibles.

Artículo 62. *Plazos para la inspección de las reparaciones.* Dentro de los 30 días siguientes a la reparación de cada una de las fugas de Gas Natural, el Operador deberá entregar a la Entidad de Fiscalización, un informe de las actividades desarrolladas para reparar la Fuga con los registros que certifiquen la reparación o correcciones realizadas. En caso de que las fugas de Gas Natural persistan, deberá desarrollar las acciones adicionales que se requieran hasta que la reparación sea exitosa.

Artículo 63. *Equipos y/o Componentes que no pueden ser reparados o sustituidos en tiempo.* Cuando los Equipos y/o Componentes no puedan ser reparados o sustituidos en el tiempo requerido en el artículo 51 debido a inconvenientes de entrega o disponibilidad, 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. Como máximo luego de 15 días de lograr la reparación, el Operador deberá presentar un informe de las actividades desarrolladas con los registros que certifiquen el correcto funcionamiento del equipo.

## TÍTULO 7

### ACCIONES MÍNIMAS Y EQUIPOS PARA LA PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN DE LAS FUGAS DE GAS NATURAL

#### CAPÍTULO 1

##### Bombas Neumáticas

Artículo 64. *Bombas neumáticas en Facilidades Nuevas.* Durante la fase de diseño de Facilidades Nuevas, los Operadores propenderán por seleccionar bombas neumáticas accionadas por aire comprimido o bombas eléctricas incluyendo las fotovoltaicas u otras que se encuentren dentro de las buenas prácticas.

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.

Sustituir las bombas neumáticas que usan Gas Natural presurizado por aquellas que sean accionadas con electricidad o aire comprimido. Contar con un programa operativo para disminuir las emisiones de la bomba neumática, 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.

#### CAPÍTULO 2

##### Compresores

Artículo 66. *Compresores en Facilidades Nuevas.* Durante la fase de diseño de Facilidades Nuevas, se deberán seleccionar compresores centrífugos que utilicen sellos secos. Asimismo, cuando se determine el uso de compresores recíprocos herméticos, estos deberán estar conectados a un equipo de conservación de gases y vapores cuando las condiciones técnicas así lo permitan, o a un sistema de quema controlada.

Artículo 67. *Compresores en Facilidades Existentes.* Los Operadores que cuenten con Facilidades Existentes que tengan compresores centrífugos con sellos húmedos, deberán implementar las siguientes mejores prácticas:

1. Redirigir las emisiones durante la desgasificación de los sellos húmedos a un Equipo de Conservación de Vapores, o
2. Reemplazar los sellos húmedos por sellos secos.
3. Otra reconocida por las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo y aprobada por la Entidad de Fiscalización.

Asimismo, los Operadores que cuenten con Facilidades Existentes que tengan compresores recíprocos, deberán implementar Buenas Prácticas mediante la inclusión de las siguientes acciones, entre otras:

1. Reemplazar los empaques del vástago del compresor;
2. Ajustar y alinear las piezas de la empaquetadura del vástago, o
3. Capturar las emisiones y dirigirlas a un equipo de conservación de vapores.

Artículo 68. *Captura del Gas Natural proveniente de las purgas.* Se deberá capturar el Gas Natural proveniente de las purgas de los compresores y conducirlo para ser aprovechado mediante el autoconsumo o por inyección; de no ser factible su aprovechamiento, deberá ser enviado a un sistema de Tea.

#### CAPÍTULO 3

##### Controladores neumáticos

Artículo 69. *Controladores neumáticos en Facilidades Nuevas.* Durante la fase de diseño de Facilidades Nuevas, se propenderá por seleccionar controladores neumáticos como buena práctica, implementando las siguientes acciones:

1. Incorporar el uso de aire comprimido sustituyendo el uso de Gas Natural, y/o
2. Seleccionar controladores que sean accionados con electricidad, incluyendo los fotovoltaicos, solenoides y los motores servo.
3. Otras reconocidas por las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo y aprobada por la entidad de Fiscalización.

Artículo 70. *Controladores neumáticos en Facilidades Existentes.* Las Facilidades Existentes que cuenten con controladores neumáticos accionados con Gas Natural, de acuerdo con las características de las Facilidades y procesos de las actividades que desarrollen, deberán implementar las siguientes mejores prácticas, entre otras, cuando las condiciones técnicas en relación al aprovechamiento del gas natural así lo permitan:

1. Sustituir el uso de Gas Natural por aire comprimido;
2. Reemplazar controladores neumáticos por mecánicos, o

3. Sustituir los controladores neumáticos por aquellos que sean accionados con electricidad, entre ellos los fotovoltaicos, solenoides y los motores servo.

4. Otras reconocidas por las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo y aprobada por la entidad de Fiscalización.

Artículo 71. *De la comprobación de hermeticidad.* Al momento de llevar a cabo el Programa de Detección y Reparación de Fugas se deberá comprobar, por medio de los instrumentos autorizados en la presente regulación, la hermeticidad de los controladores neumáticos de venteo intermitente cuando no se encuentren en uso.

#### CAPÍTULO 4

##### Deshidratadores

Artículo 72. *Deshidratadores en las Facilidades Nuevas.* Durante la fase de diseño de Facilidades Nuevas, se deberán seleccionar equipos de separación primaria y secundaria que incorporen las mejores prácticas tanto en su operación como mantenimiento, para el control de fugas de gas natural.

Artículo 73. *Deshidratadores en las Facilidades Existentes.* Las Facilidades Existentes que tengan deshidratadores de glicol, deberán controlar las Fugas de Gas Natural, incluyendo las provenientes de los Equipos asociados a su operación.

A efecto de llevar a cabo dicho control, se deberán implementar una o más de las siguientes acciones:

1. Optimización de la circulación del glicol;
2. Uso de bombas eléctricas;
3. Reemplazo por deshidratadores desecantes;
4. Instalación de tanques separadores de líquido;
5. Conectar la unidad de regeneración de glicol a un equipo de conservación de gases y vapores;
6. Redirigir el Gas Natural de alivio a Destrucción, y
7. Otras reconocidas por las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

Artículo 74. *Excepción al uso de deshidratadores desecantes.* Cuando por factores de seguridad no fuera viable el uso de deshidratadores desecantes se podrá hacer uso de deshidratadores de glicol.

#### CAPÍTULO 5

##### Operaciones de estimulación y terminación de pozos

Artículo 75. *Emisiones provenientes de la terminación de pozos.* Se deberán utilizar Equipos de recuperación de gases y vapores para el aprovechamiento del Gas Natural o bien, un sistema de Tea de baja presión para reducir la emisión de Gas Natural provenientes de la terminación de pozos. Se exceptúan de lo anterior, los casos en los que el Gas Natural no tenga suficiente poder calorífico para permitir la combustión.

Artículo 76. *Quema del Gas Natural.* Tratándose de pozos en los cuales el Gas Natural recuperado no pueda dirigirse a un equipo de conservación, se deberán dirigir el Gas Natural a un sistema de Tea de baja presión o a un sistema de destrucción.

#### CAPÍTULO 6

##### Descarga de líquidos en pozos

Artículo 77. *Métodos para la descarga de líquidos.* Con el objeto de reducir las Fugas de Gas Natural, los Operadores deberán implementar uno o más de los siguientes métodos, previo a la descarga de líquidos con el objeto de reducir las Fugas de Gas Natural:

1. Sarta de velocidad;
2. Barras espumantes;
3. Émbolo viajero;
4. Bombeo de superficie, y
5. Bombeo de fondo de pozo.
6. Otra reconocida por las Buenas prácticas de la industria del petróleo y aprobada por la entidad de fiscalización.

La descarga manual podrá ser empleada cuando se demuestre a la Entidad de Fiscalización, que los métodos mencionados en el presente artículo no tienen viabilidad técnica o económica.

En cualquier caso, los Operadores deberán incluir la cuantificación del Gas Natural desperdiciado en la descarga de líquidos en pozos, en los informes de seguimiento al Programa de Detección y Reparación de Fugas.

#### TÍTULO 8

##### DISPOSICIONES FINALES

Artículo 78. *Informe mensual de gas natural y procesado.* Modificar el formato "Formato 30 SEE "Informe Mensual sobre Producción, Plantas y Consumos de Gas

Natural y Procesado" a que se refiere el artículo 3° de la Resolución 80412 de 1995, para que en su lugar se adopte el formato contenido en el anexo 3 de la presente resolución, el cual se denominará Formato 30 DH "Informe Mensual sobre Producción, Plantas y Consumos de Gas Natural y Procesado".

Artículo 79. *Entrega de información a la Entidad de Fiscalización.* Los Operadores deberán hacer entrega de la información de acuerdo con los parámetros establecidos para tal fin.

Parágrafo 1°. Toda la información técnica de la que trata la presente resolución (informes, solicitud de permisos, y demás información asociada) deberá ser firmada por un ingeniero de petróleos con su respectiva matrícula profesional.

Parágrafo 2°. La información técnica entregada, aportará al sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación de Emisiones de Gases Efecto Invernadero establecido por el Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 80. *Conservación de la información.* La siguiente información se deberá conservar por un periodo de 3 años:

1. La información de los Equipos, incluyendo sus Componentes, así como de las operaciones en pozos, que generen o presenten fugas de Gas Natural, y la información de respaldo que hayan utilizado para la cuantificación de las mismas.
2. La documentación que avale las competencias del responsable del Programa, para los fines que la Entidad de Fiscalización establezca.
3. La bitácora de la Facilidad con las actividades sujetas a la presente resolución.
4. El registro de las acciones implementadas del Programa de Detección y Reparación de Fugas.
5. Los documentos originales correspondientes a cada inspección técnica trimestral que lleven a cabo, así como de la cuantificación de las emisiones.

Deberá conservarse durante todo el ciclo de vida de las operaciones, la información de respaldo que hayan utilizado para identificar las fuentes o posibles fuentes de emisiones de metano, en sus Facilidades, Equipos, incluyendo sus Componentes, así como en las Operaciones en Pozos, incluyendo, pero sin limitarse a: planos y diagramas de proceso.

La Entidad de Fiscalización podrá solicitar la exhibición de la información en cualquier momento dentro del plazo establecido en este artículo.

Artículo 81. *Límites de emisiones.* En el marco del Plan Integral de Gestión del Cambio del Cambio del sector minero energético adoptado por la Resolución 40350 de 2021, y en su estrategia de fortalecimiento empresarial, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que este delegue podrá establecer los límites de emisiones fugitivas para los equipos involucrados en el proceso de tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos.

Artículo 82. *Sanciones.* El no cumplimiento a las disposiciones contenidas en la presente resolución será sancionado conforme a las disposiciones aplicables, entre estas, el artículo 67 del Decreto Ley 1056 de 1953, Código de Petróleos, el artículo 21 de la Ley 10 de 1961 o aquellas disposiciones que los modifiquen, adicionen o sustituyan.

Artículo 83. *Transición.* Las disposiciones contenidas en la presente Resolución se aplicarán teniendo en cuenta el siguiente régimen de transición, sin perjuicio de la transición que se establezca en particular para cada medida, en la normativa arriba señalada.

1. Todos los permisos de quema otorgados por la Entidad de Fiscalización antes de la entrada en vigencia de la presente Resolución permanecerán vigentes por el término que en ellos se señala y se regirán por las disposiciones legales vigentes al momento del otorgamiento del permiso.

2. Las solicitudes de permisos de quema que se encuentren radicadas y en curso ante la Entidad de Fiscalización, al momento de la entrada en vigencia de la presente resolución, serán tramitadas en los términos de la normatividad vigente al momento de su radicación.

3. Con el fin de lograr el adecuado seguimiento y supervisión del cumplimiento de esta regulación, la Entidad de Fiscalización, en un plazo de 6 meses, deberá publicar las reglas para la entrega y reporte del Programa de Detección y Reparación de las fugas de Gas Natural, que deberán cumplir los Operadores. Dichas reglas incluirán al menos los datos, medios y plazos para la entrega de información de fugas de Gas Natural.

Artículo 84. *Derogaciones.* La presente resolución deroga todas las disposiciones que le sean contrarias, en especial el artículo 52 de la Resolución 18 1495 del 2009 y el artículo 20 de la Resolución 40687 del 2017.

Artículo 85. *Vigencia.* La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 11 de febrero de 2022.

El Ministro de Minas y Energía,

Diego Mesa Puyo.

Anexo 1

Ecuación API 2009 del documento titulado *Compendium Of Greenhouse Gas Emissions Methodologies For The Oil And Natural Gas Industry*. Washington DC 2009 – "Vásquez & Beggs" (VBE)

$$SG_x = SG_i \times \left[ 1.0 + 0.0005912 \times API \times T_i \times \log \left( \frac{P_i + 14.7}{114.7} \right) \right]$$

Donde:

- SG<sub>x</sub> = Gravedad del gas disuelto a 100 psig.
- SG<sub>i</sub> = Gravedad del gas disuelto a condiciones iniciales. Donde el aire = 1. En caso de que no se conozca este factor, se puede asumir como SG<sub>i</sub> = 0.9.
- API = Gravedad API del hidrocarburo líquido a condiciones finales.
- T<sub>i</sub> = Temperatura a las condiciones del separador en °F.
- P<sub>i</sub> = Presión a condiciones del separador en psig.

Una vez obtenida la SG<sub>x</sub> calculamos R<sub>s</sub>, que es la relación del gas producido por barriles de crudo producido (conegido a 60° F) en pies cúbicos/ bbl a través de la siguiente fórmula:

$$R_s = C_1 \times SG_x \times (P_i + 14.7)^{C_2} \times \exp \left( \frac{C_3 \times API}{T_i + 460} \right)$$

Donde:

- SG<sub>x</sub> = Gravedad del gas disuelto a 100 psig.
- P<sub>i</sub> = Presión a condiciones del separador en psig.
- API = Gravedad API del hidrocarburo líquido a condiciones finales.
- T<sub>i</sub> = Temperatura a las condiciones del separador en °F.

Para API ≤ 30°API, C1= 0.0362; C2= 1.0937; and C3= 25.724.  
Para API > 30°API, C1= 0.0178, C2= 1.187, and C3= 23.931.

"Las emisiones de gas flash estimadas por la ecuación de Vásquez & Beggs (VBE) son en términos de hidrocarburos totales. Por lo tanto, se debe hacer una estimación del contenido de metano CH<sub>4</sub> en la ventilación del tanque por Flashing Gas. Dos (2) estudios<sup>1</sup> publicados midieron las emisiones de pérdida por evaporación de los tanques, incluida la composición del gas de ventilación del tanque. Dedujeron que el contenido promedio de metano CH<sub>4</sub> en la ventilación del tanque fue del 27,4% de volumen. Este valor se recomienda en ausencia de datos específicos del sitio".

El siguiente paso, convertir las unidades de R<sub>s</sub> (pos/bbl) a (m<sup>3</sup>gas / m<sup>3</sup>crudo) así:

$$R_s = \left( \frac{pcs}{bbl} \right) \times \left( \frac{1 \text{ m}^3 \text{ gas}}{35.3147 \text{ pcs}} \right) \times \left( \frac{1 \text{ bbl crudo}}{0.1589873 \text{ m}^3 \text{ crudo}} \right)$$

Como el principal contaminante de los gases emitidos es el metano CH<sub>4</sub>, su unidad de medición ambiental se expresa en Toneladas por Año (Ton/año). Así que valor obtenido

<sup>1</sup>Ogla, marzo de 1997; Ogla, mayo de 1997. Petrol. Vol. III, 1992.

anteriormente del gas disuelto (CH<sub>4</sub>) en el crudo como R<sub>s</sub> (m<sup>3</sup> gas / m<sup>3</sup> crudo) se realiza así:

$$E_{CH_4} = (R_s) \times (\text{Producción de crudo m}^3/\text{día}) \times (365 \text{ días/año}) \times (\text{Concentración } 27.4 \text{ Kg mole CH}_4 \text{ (o el obtenido desde la cromatografía en porcentaje) / 100 kg mole de Gas}) \times (\text{Peso } 16 \text{ kg CH}_4 \text{ / Kg mole CH}_4) \times (1 \text{ Kg mole de Gas} / 23.685 \text{ m}^3) \times (1 \text{ Ton} / 1000 \text{ kgs}).$$

Anexo 2

Equation EPA 2020 of chapter 7, AP 42, Fifth Edition Compilation of Air Pollutant Emissions Factors, Volume 1: Stationary Point and Area Sources

**Pérdidas totales** o emisiones totales son equivalentes a la sumatoria de todos los vapores generados en las dos (2) condiciones de estado operacional del tanque y del fluido. Este análisis se aplica para tanques verticales de techo fijo.

$$L_T = L_S + L_W$$

Donde: (1-1)

- L<sub>T</sub> = Emisiones o Pérdidas totales rutinarias (lb/año).
- L<sub>S</sub> = Emisiones o Pérdidas en reposo (lb/año). Ver ecuación (1-2).
- L<sub>W</sub> = Emisiones o Pérdidas por llenado de crudo y su bombeo (lb/año). Ver ecuación (1-35).

**A. Emisiones por Quietud o Reposo (L<sub>S</sub>)**

Emisiones que se generan cuando el tanque se ha llenado y se encuentra en reposo.

$$L_S = 365 V_V W_V K_E K_S$$

Donde: (1-2)

- L<sub>S</sub> = Pérdidas por quietud o reposo (lb/año).
- V<sub>V</sub> = Volumen que ocupará el gas (pies<sup>3</sup>), se obtiene de ecuación (1-3).
- W<sub>V</sub> = Densidad del gas liberado (lb/pie<sup>3</sup>), ver ecuación (1-22).
- K<sub>E</sub> = Factor de expansión del gas liberado (por día), ver ecuación (1-5), (1-12) o (1-13).
- K<sub>S</sub> = Factor de saturación del gas liberado (adimensional), ver ecuación (1-21).
- 365 = Número de días por año (días/año).

**Volumen Ocupado por el Gas Liberado (V<sub>V</sub>):**

$$V_V = \left( \frac{\pi}{4} D^2 \right) H_{VO}$$

Donde:

- V<sub>V</sub> = Volumen ocupado por el gas liberado (pie<sup>3</sup>).
- D = Diámetro del tanque (pie), ver ecuación (1-14) para tanques horizontales.
- H<sub>VO</sub> = Altura dentro del tanque después del llenado de crudo (pies); Ver ecuación (1-16). Use H<sub>P</sub>/2 desde la ecuación (1-15) para tanques horizontales.

Teniendo las ecuaciones (1-2) y (1-3) podemos remplazar y simplificar lo siguiente para emisiones por reposo. Este es una ecuación parcial.

$$L_S = 365 K_E \left( \frac{\pi}{4} D^2 \right) H_{VO} K_S W_V$$

Donde: (1-4)

- L<sub>S</sub> = Pérdidas por quietud o reposo (lb/año).
- 365 = Número de días por año (días/año).
- K<sub>E</sub> = Factor de expansión del gas liberado (por día), ver ecuación (1-5), (1-12) o (1-13).
- D = Diámetro (pies), ver la ecuación (1-14) para tanques horizontales.

- H<sub>VO</sub> = Altura dentro del tanque después del llenado de crudo (pies); Ver ecuación (1-16).
- K<sub>S</sub> = Factor de saturación del gas liberado (adimensional); Ver ecuación (1-21). Use H<sub>P</sub>/2 desde la ecuación (1-15) para tanques horizontales.
- W<sub>V</sub> = Densidad del gas liberado (lb/pie<sup>3</sup>), ver ecuación (1-22).

**Factor de Expansión del Gas Liberado (K<sub>E</sub>):**

Este factor tiene algunas consideraciones de cálculo, a continuación, la nota precedente de la Norma API 2009 concluye lo siguiente:

- a. K<sub>E</sub> depende de las propiedades del líquido "DENTRO" del tanque y la configuración de la escotilla de ventilación (sets de válvulas de venteo). Ver ecuación (1-5).
- b. K<sub>E</sub> debe ser es mayor que cero, porque si K<sub>E</sub> es menor que cero, no se presentará pérdidas por quietud o reposo.
- c. K<sub>E</sub> representa la fracción de vapores en el espacio de vapor, que son expulsados por un aumento dado de temperatura. el valor de (1) indicaría que todo el gas ha sido expulsado. Por lo tanto, el valor de K<sub>E</sub> debe ser menor e igual a 1 ya que físicamente no es posible expulsar más del 100% del gas que está presente.

$$0 < K_E \leq 1 \quad (1-5)$$

$$K_E = \frac{\Delta T_V}{T_{LA}} + \frac{\Delta P_V - \Delta P_D}{P_A - P_{VA}}$$

Donde:

- ΔT<sub>V</sub> = Promedio diario de temperatura del gas liberado (°Rankine), ver Nota 1.
- ΔP<sub>V</sub> = Promedio diario de la presión del gas liberado (psi); ver Nota 2.
- ΔP<sub>D</sub> = Presión de Ajuste de los respiraderos del tanque (psi); ver Nota 3.
- P<sub>A</sub> = Presión atmosférica (psia).
- P<sub>VA</sub> = Presión de vapor al promedio diario de la temperatura de la superficie del líquido (psia), ver Notas 1 y 2 de la ecuación (1-22).
- T<sub>LA</sub> = Promedio diario de la temperatura de la superficie del líquido (°Rankine), ver Nota 3 de la ecuación (1-22).

**NOTAS**

Para resolver ecuación (1-5)

**Nota 1. Consideraciones de Temperatura**

ΔT<sub>V</sub> es el rango de temperatura diaria, del espacio que ocupará el gas en el tanque dentro de un periodo de tiempo dado y es calculado por la ecuación 1.6 para tanques sin aislamiento.

$$\Delta T_V = \left( 1 - \frac{0.8}{2.2 (H_V/D) + 1.9} \right) \Delta T_A + \frac{0.042 \alpha_S I + 0.026 (H_V/D) \alpha_S I}{2.2 (H_V/D) + 1.9} \quad (1-6)$$

Donde:

$\Delta T_V$  = Promedio diario de la temperatura del gas liberado ( $^{\circ}$ R Rankine).  
 $H_S$  = Altura del cuerpo del tanque (pies). Sin el techo.  
 $D$  = Diámetro del tanque (pies).  
 $\Delta T_A$  = Promedio diario de la Temperatura del ambiente ( $^{\circ}$ R Rankine), ver Nota 4.  
 $\alpha_R$  = Absorción solar del techo del tanque (adimensional), ver (tabla 7.1-6).  
 $\alpha_S$  = Absorción solar del cuerpo del tanque (adimensional), ver (tabla 7.1-6).  
 $I$  = Promedio diario del factor de la insolación total (Btu/pie<sup>2</sup> d), ver (Tabla 7.1-7).

**Caso a) Tanque sin aislamiento**

API asigna como valor predeterminado de  $H_S/D=0.5$  y asume que de  $\alpha_R=\alpha_S$ , lo que resulta en una condición de cálculo para un tanque sin ningún tipo de aislamiento.

$$\Delta T_V = 0.7 \Delta T_A + 0.02 \alpha I \quad (1-7)$$

Donde:

$\alpha$  = Promedio de la absorción solar de la superficie del tanque (adimensional).

**Caso b) Tanque Parcialmente Aislado**

Existe un método más exacto para contabilizar el promedio diario del rango de temperatura del gas, para tanques donde tienen aislamiento de forma parcial, es decir, el cuerpo del tanque tiene aislamiento, pero el techo no lo tiene, se aplica la siguiente ecuación:

$$\Delta T_V = 0.6 \Delta T_A + 0.02 \alpha_R I \quad (1-8)$$

**Caso c) Tanque Totalmente Aislado**

Si el tanque tiene aislamiento total, entonces el valor de  $\Delta T_V$  es cero porque no hay transferencia de temperatura con el medio ambiente.

$$\Delta T_V = 0$$

**Nota 2. Consideraciones de Presiones**

( $\Delta P_V$ ), se refiere a la presión de vapor de la superficie del líquido a una temperatura promedio diaria durante un periodo de tiempo dado y se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_V = P_{VX} - P_{VY} \quad (1-9)$$

Donde:

$\Delta P_V$  = Presión de vapor promedio diario (psia).  
 $P_{VX}$  = Presión de vapor a la temperatura máxima de la superficie del líquido (psia), ver Nota 5.  
 $P_{VY}$  = Presión de vapor a la temperatura mínima de la superficie del líquido (psia), ver Nota 5.

Si el tanque tiene aislamiento total y una temperatura constante, entonces el valor de ( $\Delta P_V$ ) es cero, porque no hay transferencia de temperatura con el medio ambiente.

**Nota 3. Consideraciones para la Presión de Venteo**

El rango de ajuste de presión de los respiraderos o venteos del tanque, ( $\Delta P_B$ ), en psig, es obtenido por la siguiente ecuación:

$$\Delta P_B = P_{BP} - P_{BY} \quad (1-10)$$

Donde:

$\Delta P_B$  = Rango de Presión de ajuste del respiradero del tanque (psig).  
 $P_{BP}$  = Ajuste del respiradero para ventear gas (psig).  
 $P_{BY}$  = Ajuste del respiradero para succionar aire (psig).

- Si los valores de ( $P_{BP}$ ) Y ( $P_{BY}$ ) no son conocidas se puede asumir que:

$$P_{BP} = 0.03 \text{ psig}$$

$$P_{BY} = (-0.03) \text{ psig}$$

- Si el techo del tanque es atornillado o remachado por lo cual no es hermético, se asumirá que  $\Delta P_B$  es igual a cero, aun si el respiradero para el venteo es usado.

**Nota 4. Consideraciones de la Temperatura Ambiente ( $\Delta T_A$ )**

$\Delta T_A$  refiere al rango de temperatura ambiente diaria promediado durante todos los días en un periodo de tiempo dado, como un año. La temperatura promedio día del ambiente, se calcula por la siguiente ecuación:

$$\Delta T_A = T_{AX} - T_{AY} \quad (1-11)$$

Donde:

$\Delta T_A$  = Promedio diario de la Temperatura ambiente ( $^{\circ}$ R).  
 $T_{AX}$  = Máxima temperatura ambiente promedio durante al año. ( $^{\circ}$ R).  
 $T_{AY}$  = Mínima temperatura ambiente promedio al año ( $^{\circ}$ R).  
 $(^{\circ}$ R) =  $459.7 + ^{\circ}$ F.

**Nota 5. Consideraciones de Presión de Vapor ( $\Delta P_B$ )**

La presión de vapor asociada con las máximas y las mínimas temperaturas de la superficie del líquido ( $P_{VX}$ ) y ( $P_{VY}$ ) son calculadas sustituyendo respectivamente las correspondientes temperaturas de ( $T_{X}$ ) y ( $T_{Y}$ ) en las ecuaciones (1-25) o (1-26), después de haber convertido las temperaturas en las unidades indicadas. Si ( $T_{X}$ ) y ( $T_{Y}$ ) son desconocidas la (figura 7.1-17) puede ser usada para calcular estos valores. En el caso de tanques totalmente aislados que mantienen la temperatura constante, la presión promedio del vapor deberá ser tomada como cero.

Si el líquido almacenado en el tanque tiene una presión de vapor menor que 0.1 psia y la configuración de la escotilla para el venteo no es mayor que  $\pm 0.03$  psig la ecuación (1-12) o la ecuación (1-13) puede ser usada para un aceptable cálculo de las pérdidas.

Fin de Notas.

**Otra Alternativa para calcular ( $K_E$ )**

**Factor de Expansión del Gas Liberado ( $K_E$ ):** Para el caso de Colombia podemos tomar las siguientes condiciones:  
 Si la ubicación, el color y la condición del tanque son conocidas,  $K_E$  puede ser conocida usando la siguiente ecuación (1-12) en lugar de la ecuación (1-5):

$$K_E = 0.0018 [0.7(T_{AX} - T_{AY}) + 0.02 \alpha I] \quad (1-12)$$

Donde:

$K_E$  = Factor de expansión del gas dentro por el espacio vacío (por día).  
 $T_{AX}$  = Máxima temperatura promedio diaria del ambiente ( $^{\circ}$ R).  
 $T_{AY}$  = Mínima temperatura promedio diaria del ambiente ( $^{\circ}$ R).  
 $\alpha$  = Absorción solar de la superficie del tanque (adimensional).  
 $I$  = Promedio diario de insolación total en una superficie horizontal, Btu/(pies<sup>2</sup>/día).  
 0.0018 = Constante ( $^{\circ}$ R)<sup>-1</sup>.  
 0.7 = Constante (adimensional).  
 0.02 = Constante, ( $^{\circ}$ R pies<sup>2</sup>/día) /Btu.

Para la ubicación de Colombia, sugerimos tomar datos climatológicos del país para determinar las temperaturas máximas y mínimas.

**Diámetro  $D_E$**

Primero, asumiendo que el tanque está lleno hasta la mitad, el área de la superficie del líquido dentro del tanque es aproximadamente igual a la longitud del tanque multiplicado por el diámetro del tanque. Ahora, asuma que esta área está representada por un círculo, es decir, que el líquido es un cilindro vertical. Por lo tanto, el diámetro efectivo ( $D_E$ ) entonces es igual a:

$$D_E = \sqrt{\frac{LD}{\pi}} \quad (1-14)$$

Donde:

$D_E$  = Diámetro efectivo del tanque (pies).  
 $L$  = Longitud del tanque horizontal (pies), para tanques con puntas redondeadas, use la longitud total.  
 $D$  = Diámetro del tanque horizontal (pies).

Suponiendo que el volumen del tanque horizontal pueda ser aproximadamente igual al área de la sección transversal del tanque multiplicado por la longitud del tanque, se puede calcular una altura efectiva ( $H_E$ ), de un cilindro vertical equivalente así:

$$H_E = \frac{\pi}{4} D \quad (1-15)$$

( $D_E$ ) debería ser usado en lugar de ( $D$ ) en la ecuación (1-4) para calcular las pérdidas emitidas mientras que el tanque está en reposo (o en la ecuación 1-3, si calcula el volumen del espacio del gas dentro del tanque). Este método arroja un valor muy aproximado de emisiones para tanques horizontales.

**Espacio ocupado por el gas desde la altura del líquido ( $H_{VO}$ )**

El espacio ocupado por el gas desde la altura del líquido ( $H_{VO}$ ) es la altura de un cilindro de un tanque con diámetro ( $D$ ), en el cual este volumen es equivalente al espacio no llenado con líquido para un tanque con techo fijo, más el volumen por debajo del cono o domo del techo. El espacio de vapor desde la altura del líquido, ( $H_{VO}$ ) es calculado desde la siguiente ecuación:

$$H_{VO} = H_S - H_L + H_{RO} \quad (1-16)$$

Donde:

$H_{VO}$  = Espacio ocupado por el gas desde la altura del líquido (pies). Use ( $H_E/2$ ) desde la (ecuación 1-15) para tanques horizontales.  
 $H_S$  = Altura del cuerpo del tanque (pies).  
 $H_L$  = Altura del nivel de líquido (pies).  
 $H_{RO}$  = La altura corregida a su forma geométrica, ver Nota 1 para techos cónicos o Nota 2 para techos en forma de domo.

**NOTAS**

Para resolver ecuación (1-16)

**Nota 1: Para techo en forma de cono.** La sección del techo ( $H_{RO}$ ) es calculado así:

$$H_{RO} = (1/3)H_R \quad (1-17)$$

Donde:

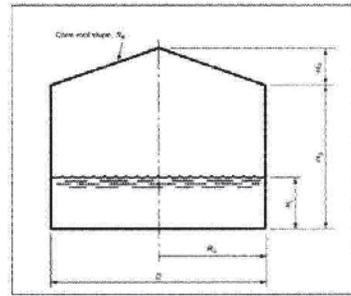
$H_{RO}$  = Es la altura corregida según el espacio cónico del tanque (pies).  
 $H_R$  = Es la altura del techo del tanque, en pies.

$$H_R = S_R R_S \quad (1-18)$$

Donde:

$S_R$  = Pendiente de la caída del techo del tanque (pies/pie), si es desconocida se puede usar un valor estándar de 0,0625.  
 $R_S$  = Radio del tanque (pies).

En la siguiente figura se aprecia en forma esquemática las alturas anteriormente nombradas.



Dimensiones en un tanque de techo cónico.  
Fuente: API Chapter evaporative loss measurement, 2002.

Nota 2: Para tanque con techo en forma de domo ( $H_{RO}$ ), es calculado así:

$$H_{RO} = H_R \left[ \frac{1}{2} + \frac{1}{6} \left( \frac{H_R}{R_S} \right)^2 \right] \quad (1-19)$$

Donde:

- $H_{RO}$  = Es la altura corregida según el espacio domo del tanque, en pies.
- $R_S$  = Radio del tanque, (pies).
- $H_R$  = Altura del techo del tanque, en pies. ( $H_R$ ) es calculado con la siguiente ecuación:

$$H_R = R_R - (R_R^2 - R_S^2)^{0.5} \quad (1-20)$$

Donde:

- $H_R$  = Altura del techo del tanque (pies).
- $R_R$  = Radio del domo del tanque (pies).
- $R_S$  = Radio del tanque (pies).

El valor de ( $R_R$ ) usualmente tiene un rango desde 0.8D - 1.2D, Donde D = 2 ( $R_S$ ). Si ( $R_R$ ) es desconocido, el diámetro del tanque es usado en su lugar. Si el diámetro del tanque es usado como valor de ( $R_R$ ), las ecuaciones (1-19) y (1-20) se reducen a  $H_{RO} = 0.137 R_S$  y  $H_R = 0.268 R_S$ .

Fin de Notas.

Factor de saturación de venteo del gas ( $K_S$ )

$$K_S = \frac{1}{1 + 0.053 P_{VA} H_{VO}} \quad (1-21)$$

Donde:

- $K_S$  = Factor de saturación del gas venteado, adimensional.
- $P_{VA}$  = Presión de vapor a la temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (psia) ver Notas 1 y 2 para la ecuación 1-22.
- $H_{VO}$  = Espacio ocupado por el gas desde la altura del líquido (pies), ver ecuación (1-16).
- 0.053 = Constante (psia-pie)<sup>-1</sup>.

Densidad del vapor almacenado ( $W_V$ )

$$W_V = \frac{M_V P_{VA}}{R T_V} \quad (1-22)$$

Donde:

- $W_V$  = Densidad del gas (lb/pie<sup>3</sup>).
- $M_V$  = Peso molecular del gas (lb/lb-mol) ver Nota 1.
- $R$  = Constante de los gases ideales 10.371 (psi-pie<sup>3</sup>/lb-mol).
- $P_{VA}$  = Presión de vapor a la temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (psia) ver Notas 1 y 2.
- $T_V$  = Temperatura promedio del gas (°R), ver Nota 6.

NOTAS

Para resolver ecuación (1-22)

Nota 1. **Peso Molecular del Vapor ( $M_V$ )**

Cuando las mezclas de líquidos orgánicos se almacenan en un tanque, el peso molecular del vapor ( $M_V$ ) puede calcularse a partir de la composición del líquido, así:

$$M_V = \sum M_i Y_i = \sum M_i \left( \frac{P_{Xi}}{P_{VA}} \right) \quad (1-23)$$

Donde:

- $M_i$  = Peso molecular de cada componente
- $Y_i$  = Fracción molar de cada componente
- $P_{Xi}$  = Presión parcial de cada componente
- $P_{VA}$  = Presión de vapor total del líquido almacenado, por la ley de Raoult.

$$P_{VA} = \sum P_{Xi} \quad (1-24)$$

Todos los análisis que se ha realizado por medio de las ecuaciones anteriores (1-24) descritas, están bajo el escenario de una mezcla de hidrocarburos almacenados en un tanque que generan vapores, por lo tanto, seguiremos bajo este mismo esquema de tomar como referencia la mezcla de hidrocarburos y NO por cada componente.

Nota 2. **Presión de Vapor Real ( $P_{VA}$ )**

Para la estimación de emisiones de gas, la presión de vapor real es la suma de las presiones parciales en equilibrio ejercidas por cada componente de un líquido volátil orgánico, como se muestra en la ecuación (1-24).

Para obtener la presión de vapor real para crudos, se presenta las siguientes (4) métodos:

- a) Procedimiento ASTM D 6377.
- b) Nomograma, figura (7.1-13a).
- c) Cálculo matemático de la regresión de la transformada logarítmica a distintos valores de temperatura, figura (7.1-13b).
- d) Ecuación cálculo constantes A & B con Presión Reid.
- e) Ecuación de Atonine (para almacenamiento de compuestos orgánicos) figura (7.1-16).

Aclaraciones:

- a) La presión de vapor real puede determinarse en laboratorios por (2) metodologías, ASTM D 2879 o para crudos con una presión de vapor real mayor a 3.6 psia, ASTM D 6377, u obtenerse a partir de textos de referencia estándar. Para los compuestos del petróleo, la presión de Vapor Real ( $P_{VA}$ ) puede calcularse con el conocimiento de la Presión de Vapor Reid, dada por la metodología ASTM D 323.

- b) Para crudos la Presión de Vapor Real, también puede determinarse a partir de las Figura (7.1-13a) o de la ecuación descrita en la Figura (7.1-13b) conociendo la Presión de Vapor Reid. Para crudos con una presión de vapor real mayor a 3.6 psia aplique el procedimiento ASTM D 6377 para obtener la presión de vapor real.

Para usar las Figuras 7.1-13a, 7.1-13b la temperatura de almacenamiento ( $T$ ) en la Figura 7.1-13a se tomará como la temperatura de la superficie del líquido, ( $T_{LA}$ ) y debe determinarse en grados Fahrenheit. La presión Reid deberá tomarse a 100°F, sin embargo, la máxima temperatura de almacenamiento del fluido del tanque nos indicará de igual forma la máxima evaporación del gas.

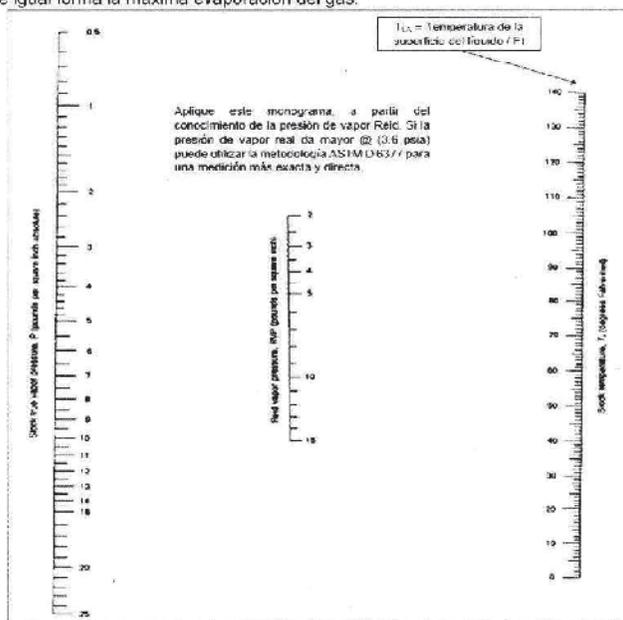


Figura 7.1-13a Nomograma para cálculo de la presión de vapor real.  
Presión de vapor real de crudos con una presión de vapor Reid de 2 a 15 libras por pulgada cuadrada.  
Fuente: Norma API Greenhouse Technical compilation.

- c) Esta es la ecuación de Presión de Vapor Real ( $P_{VA}$ ), para los crudos con una presión de vapor Reid conocida entre 2 a 15 psi. Esta ecuación fue obtenida del análisis de regresión<sup>1</sup> de algunos puntos leídos de la figura (7.1-13a) sobre un rango específico de la presión de vapor Reid.

Figura 7.1-13b. Ecuación para la presión de vapor real de petróleos crudos con una presión Reid

$$P = \exp \left\{ \left[ \left( \frac{2,799}{T + 459.6} \right) - 2.227 \right] \log_{10}(RVP) - \left( \frac{7,261}{T + 459.6} \right) + 12.82 \right\}$$

Donde:

$$A = 12.82 - 0.9672 \ln(RVP)$$

$$B = 7,261 - 1,216 \ln(RVP)$$

- $RVP$  = Presión de vapor Reid (psi).
- $\ln$  = Función del logaritmo natural.

entre 2 a 15 libras por pulgada cuadrada. Ver aclaraciones b.

- i. En estadística, el análisis de la regresión es un proceso estadístico para estimar las relaciones entre variables.
  - ii. Un diagrama que representa relaciones entre tres o más variables por medio de una serie de escalas, de manera que el valor de una variable se puede encontrar mediante una construcción geométrica simple, p. dibujando una línea recta que se cruza con las otras escalas en los valores apropiados.
- d) Para medir directamente la presión de vapor real ( $P_{VA}$ ) a una temperatura dada, se puede utilizar el procedimiento ASTM D 6377, este método puede aplicarse para múltiples temperaturas y calcular valores distintos de  $P_{VA}$ . Como alternativa adicional la Ecuación (1-25) se aplica para obtener valores de presión real a distintos valores de temperatura que consiste en realizar una regresión de la transformada logarítmica de temperatura versus presión de vapor y así obtener constantes A y B para calcular  $P_{VA}$ .

$$P_{VA} = \exp \left[ A - \left( \frac{B}{T_{LA}} \right) \right] \quad (1-25)$$

Donde:

- $P_{VA}$  = Presión de Vapor Real (psia).
- $\exp$  = Función exponencial.
- $A$  = Constante en la ecuación de presión de vapor. (Adimensional).
- $B$  = Constante en la ecuación de presión de vapor. (°R).
- $T_{LA}$  = Temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (°R); Ver Nota 3.

Para el petróleo crudo almacenado, las constantes A y B pueden calcularse a partir de la Presión de Vapor Reid, utilizando las ecuaciones de la Figura (7.1-16), sin embargo, se sabe que las ecuaciones de la figura (7.1-16) tienen desviaciones, por lo tanto, el uso del procedimiento ASTM D 6377 es más preciso. Tenga en cuenta que en la ecuación (1-25) la variable ( $T_{LA}$ ) se determina en grados Rankine en lugar de grados Fahrenheit.

**Figura 7.1-16. Ecuación EPA para determinar las constantes A y B de la Presión de Vapor para crudos en almacenamiento.**

**Nota 3. Temperatura promedio de la superficie del líquido (T<sub>LA</sub>).**

Se refiere a la temperatura promedio de la superficie del líquido durante un año. API asume por defecto la relación entre la altura del cuerpo del tanque y su diámetro Hs/D=0,5 y al mismo tiempo que la absorción solar de la superficie del techo es igual a la absorción solar del cuerpo del tanque. La ecuación (1-28) no debe usarse para tanques aislados.

$$T_{LA} = 0.4T_{AA} + 0.6T_B + 0.005 \alpha I \quad (1-28)$$

- Donde:
- T<sub>LA</sub> = Temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (°R).
  - α = Absorción solar de la superficie del cuerpo del tanque, dimensional.
  - T<sub>AA</sub> = Promedio diario de la temperatura ambiente (°R).
  - T<sub>B</sub> = Temperatura del líquido "bulk".
  - I = Promedio diario del Factor de insolación total en Colombia.

Si se usa (T<sub>LA</sub>) para calcular el (P<sub>VA</sub>) de las Figuras 7.1-13a, 7.1-13b, (T<sub>LA</sub>) debe convertirse de °Rankine a °Fahrenheit (°F=°R-459.7).

**Nota 4. Promedio Diario de la Temperatura Ambiente (T<sub>AA</sub>)**

$$T_{AA} = \frac{T_{AX} + T_{AN}}{2} \quad (1-30)$$

- Donde:
- T<sub>AA</sub> = Promedio diario de la temperatura ambiente (°R).
  - T<sub>AX</sub> = Promedio de la temperatura máxima diaria del ambiente (°R).
  - T<sub>AN</sub> = Promedio de la temperatura mínima diaria del ambiente (°R).

**Nota 5. Temperatura Aparente del Líquido (T<sub>B</sub>)**

$$T_B = T_{AA} + 0.003 \alpha_s I \quad (1-31)$$

- Donde:
- T<sub>B</sub> = Temperatura aparente dentro del líquido (°R).
  - T<sub>AA</sub> = Promedio diario de la temperatura ambiente (°R). Como se calculó en la nota 4.
  - α<sub>s</sub> = Absorción solar de la superficie de la lámina o carcasa del tanque (adimensional) ver Tabla 7.1-6.

**Nota 6. Promedio de la Temperatura de Vapor (T<sub>v</sub>)**

$$T_v = 0.7T_{AA} + 0.3T_B + 0.009 \alpha I \quad (1-33)$$

- α = Absorción solar de la superficie del tanque, dimensional.

Fin de Notas.

Una vez finalizado los cálculos de todas las ecuaciones anteriores vistas que corresponden al despeje de la variable (L<sub>s</sub>), emisiones generadas por quietud y evaporación descrito en el punto A inicial, retomamos la siguiente variable (L<sub>w</sub>), que corresponde a emisiones por trabajo o llenado, y así complementamos el análisis total de la metodología EPA.

**B. EMISIONES POR TRABAJO o LLENADO (L<sub>w</sub>)**

Hace referencia hacia las emisiones que se producen dentro del tanque por efectos de llenado y agitación del crudo. Pueden ser estimadas desde la siguiente ecuación:

$$L_w = V_Q K_N K_P W_V K_B \quad (1-35)$$

- Donde:
- L<sub>w</sub> = Emisiones de gas mientras el tanque se llena (lb/año).
  - V<sub>Q</sub> = Volumen neto de emisiones por uso o llenado (pie<sup>3</sup>/año) ver nota 1.
  - K<sub>N</sub> = Factor del producto por pérdidas durante el uso o llenado, (adimensional). Para los crudos K<sub>N</sub> = 0,75; para todos los demás líquidos orgánicos K<sub>N</sub> = 1.
  - W<sub>V</sub> = Densidad del gas, lb / pie<sup>3</sup>, ver ecuación (1-22).
  - K<sub>B</sub> = Factor de corrección por ajustes de venteo (adimensional), para ventilaciones abiertas ver nota 2 y para un rango de ajustes de venteo hasta ± 0.03 psig, entonces K<sub>B</sub> = 1.
  - K<sub>N</sub> = Factor de pérdidas por las veces que se usa los tanques (saturación), adimensional; Para el número de veces que use el tanque durante un año si son mayores de 36, K<sub>N</sub> = (180 + N) / 6N y si son menores o iguales a 36, K<sub>N</sub> = 1.

N = Número de veces que se usa el tanque por año (rotación), dimensional.

$$N = \sum H_{Q1} / (H_{LX} - H_{LN}) \quad (1-36)$$

- Donde:
- H<sub>LX</sub> = Altura máxima del líquido, (pies). Si se desconoce la altura máxima del líquido, para tanques verticales use 1 pie menos de la altura del cuerpo del tanque y para el uso de tanques horizontales (π/4)D, donde D es el diámetro de la sección transversal del tanque horizontal.
  - H<sub>LN</sub> = Altura mínima del líquido, (pies). Si se desconoce la altura mínima del líquido, para tanques verticales use 1 y para tanques horizontales usar 0.
  - ΣH<sub>Q1</sub> = Suma anual de los incrementos de nivel de líquido (llenados) (pie/año).

$$\sum H_{Q1} = (5.614 Q) / ((\pi/4)D^2) \quad (1-37)$$

- 5.614 = Factor de conversión de barriles a pies cúbicos, (pie<sup>3</sup>/Bbl).
- Q = Volumen neto del tanque que se usa en el año, (bbl/año). Para tanques horizontales, D= D<sub>E</sub> en la ecuación (1-14).

**NOTAS.**

Para resolver ecuación (1-35)

**Nota 1. Emisiones Netas por Pérdidas de Volumen (V<sub>Q</sub>)**

Generalmente los volúmenes de llenado son aproximadamente iguales a los volúmenes de vaciado, el volumen asociado a los incrementos de nivel de líquido se calcula con la siguiente ecuación:

$$V_Q = 5.614 Q \quad (1-38)$$

- 5.614 = Factor de conversión de pies cúbicos a barriles
- Q = Uso anual neto del tanque en barriles por año

**Nota 2. Factor de Corrección para el ajuste de Venteo (K<sub>B</sub>)**

Si los ajustes para la ventilación del tanque son mayores a valores típicos de 0.03 psig y si se cumple la condición en la expresión (1-40) se debe determinar un factor de corrección por venteo (K<sub>B</sub>) usando la ecuación (1-41).

Si,

$$K_N \left[ \frac{P_{BP} + P_A}{P_I + P_A} \right] > 1.0 \quad (1-40)$$

Luego:

$$K_B = \frac{\left[ \frac{P_I + P_A}{K_N} - P_{VA} \right]}{P_{BP} + P_A - P_{VA}} \quad (1-41)$$

Donde:

- K<sub>B</sub> = Factor de corrección de ajuste (setting) por venteo, (adimensional).
- P<sub>I</sub> = Presión del gas a condiciones normales de operación (psig). (P<sub>I</sub>) es una lectura de presión real (en el manómetro). Si el tanque se mantiene a la presión atmosférica (sin efectuar presión de vacío o a una presión constante) P<sub>I</sub> sería 0.
- P<sub>A</sub> = Presión atmosférica, psia.
- K<sub>N</sub> = Factor adimensional de saturación por el número de usos del tanque, ver ecuación (1-35).
- P<sub>VA</sub> = Presión de vapor a la temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (psia), ver Nota 1 y 2 para la ecuación (1-22).
- P<sub>BP</sub> = Presión de ajuste (setting) del venteo del tanque, psig.

**Anexo 3  
Formato 30 DH**

Distribución de copia		Fecha		MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS		Forma No. 320H Revisión: Ed. 01	
Ejecutor		Copia Oficina de Zona		Copia Operador			
<b>INFORME MENSUAL SOBRE PRODUCCIÓN, PLANTAS Y CONSUMOS DE GAS NATURAL Y PROCESADO</b>							
OPERADOR		CONTRATO		MES		AÑO	
CORPORACIÓN DE GAS Y PROCESADO							
DAÑO	GAS DE FORMACIÓN K.P.C.	PROPIANO (Galones)	BUTANO (Galones)	GASOLINA NATURAL (Galones)	FORMACIÓN PROCESADA K.P.C.	CONSUMO EN EL CAMPO K.P.C.	CONSUMO EN LAS PLANTAS K.P.C.
PRODUCTOS OBTENIDOS DEL GAS							
Total Gas Procesado en Planta	Propano (Galones)	Butano (Galones)	Gasolina Natural (Galones)	Gas transformado en Gasolina y Butano (K.P.C.)	Consumo en el Campo (K.P.C.)	Entregado a Gasoducto (K.P.C.)	Consumo de Gas Procesado
CONSUMO DE GAS PROCESADO							
		Usado en Bombas Neumáticas (K.P.C.)		Usado en Instalación			
Representante del Operador Nombre y Matricula Profesional C.P.R.				Representante de la Entidad de Fiscalización Nombre y Matricula Profesional C.P.R.			