CONSOLIDACIÓN DE INSUMOS TÉCNICOS PARA LA ACTUALIZACIÓN DE LA REGULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE QUEMA Y VENTEO DE GAS EN LOS CAMPOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA.

Presentado por:

Shirley Xiomara Martínez Vanegas

Directora:

Martha Isabel Mejía de Alba

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS.

FACULTAD DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES.

PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA AMBIENTAL

BOGOTÁ D.C.

2023

CONSOLIDACIÓN DE INSUMOS TÉCNICOS PARA LA ACTUALIZACIÓN DE LA REGULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE QUEMA Y VENTEO DE GAS EN LOS CAMPOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA.

SHIRLEY XIOMARA MARTINEZ VANEGAS

Código: 20171180059

TRABAJO DE GRADO BAJO LA MODALIDAD DE MONOGRAFÍA PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO AMBIENTAL

MARTHA ISABEL MEJÍA DE ALBA

Ingeniera Química – Maestría en Ingeniería Ambiental

Docente directora

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

Facultad de Medio Ambiente y Recursos Naturales

Ingeniería Ambiental

Bogotá D.C.

2023

NOTA DE ACEPTACIÓN

_____

_____

_____

_____

_____

_____

Martha Isabel Mejía De Alba

Directora

_____

Firma del jurado

DEDICATORIA

A mis padres, que desde el cielo han acompañado cada paso de mi vida y me han brindado la fortaleza para salir adelante.

A mis hermanas, que desde que tengo uso de razón han cuidado de mí y me han formado como persona, les debo todo lo que soy.

A ti y a cada una de las personas que me brindaron una palabra de aliento y apoyo cuando todo parecía demasiado y la idea de rendirme cruzaba mi cabeza.

A mí, como un recordatorio de que puedo con todo en esta vida y soy capaz de alcanzar todos mis sueños.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco profundamente a la docente Martha Isabel Mejía De Alba por su apoyo y guía en cada una de las etapas de este proyecto; por su disposición a compartir su conocimiento, su paciencia y comprensión que hicieron este trabajo posible.

A la Universidad Distrital Francisco José de Caldas por abrirme las puertas y permitirme acceder a educación superior de calidad y cambiar mi percepción de cada aspecto de la vida, por brindarme enseñanzas y amistades que me acompañarán siempre.

Al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible por abrirme las puertas; así mismo, al Grupo de Gestión Ambiental Urbana que me brindó las herramientas básicas para formular este proyecto.

Contenido

1. Introducción 8
2. Planteamiento del problema 9
3. Justificación 11
4. Antecedentes 13
   4.1 Iniciativa “Zero Routine Flaring by 2030” 13
   4.2 Documentos de políticas e iniciativas desarrolladas en Colombia 15
   4.3 CONPES 3943 15
   4.4 Estrategia Nacional de Calidad del Aire 17
   4.5 Estrategia nacional de mitigación de contaminantes climáticos de vida corta 18
   4.6 Coalición Clima y Aire Limpio 20
   4.7 Evaluación de la normativa del sector del petróleo y gas para Colombia: Documento de la CCAC 21
5. Objetivos 24
   5.1 Objetivo general 24
   5.2 Objetivos específicos 24
6. Marco teórico 24
   6.1 Sector petrolero en Colombia 24
   6.2 La cadena del sector hidrocarburos 25
   6.3 Gas asociado 28
   6.4 Composición promedio del gas asociado 29
   6.5 Procesos aplicados al gas asociado 30
      6.5.1 Utilización 30
      6.5.2 Quema (flaring) 30
         6.5.2.1 Descripción de sistemas de quema de antorcha “tea” 31
         6.5.2.2 Tipos de sistemas de Teas 31
         6.5.2.3 Esquema general del sistema de tea 33
         6.5.2.4 Condiciones técnicas para la quema de gas asociado en sistemas de Teas 34
      6.5.3 Venteo de gas 36
   6.6 Causales de quema y venteo 36
   6.7 Quema y venteo de gas en el mundo 37
   6.8 Volúmenes de gas quemado en Colombia 38
   6.9 Emisiones atmosféricas de la quema y venteo de gas asociado 39

6.9.1 Factor de emisión 39
6.9.2 Contaminantes asociados a la quema y venteo de gas asociado 39
6.10 Impactos ambientales de la quema y venteo de gas asociado 42
6.11 Tecnologías para la reducción de la quema y venteo de gas asociado 43
6.12 Países referentes a nivel internacional en materia de regulación de quema y venteo de gas asociado 45
6.12.1 Reino Unido 45
6.12.2 Canadá 46
6.12.3 México 46
6.12.4 Estados Unidos 47
6.12.5 Noruega 48
7. Metodología 49
7.1 Fase I – Diagnóstico normativo nacional 49
7.1.1 Actividad 1: Recolección de información normativa 49
7.1.2 Actividad 2: Consolidación y organización de información 49
7.1.3 Actividad 3. Análisis normativo nacional 50
7.2 Fase II – Compilación de insumos internacionales en materia 50
7.2.1 Actividad 1: Consulta bibliográfica 50
7.2.2 Actividad 2: Síntesis de información 50
7.2.3 Actividad 3: Comparación y extracción de insumos internacionales 50
7.3 Fase III – Identificación de sistemas de control y tecnologías disponibles 51
7.3.1 Actividad 1: Consulta de tecnologías disponibles 51
7.3.2 Actividad 2: Diseño y aplicación de matriz de selección de alternativas. 52
7.4 Fase IV – Consolidación de recomendaciones para la actualización regulatoria 53
7.4.1 Actividad 1: Formulación de recomendaciones 53
7.4.2 Actividad 2: Presentación de resultados ante el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible 53
8. Resultados y discusión 53
8.1 Fase I – Diagnóstico normativo nacional 53
8.2 Fase II – Compilación de insumos internacionales en materia 64
8.2.1 Reino Unido 64
8.2.2 Canadá 68
8.2.3 México 73

8.2.4 Estados Unidos 76
8.2.5 Noruega 79
8.2.6 Síntesis de elementos regulatorios a nivel internacional 82
8.3 Fase III – Identificación de sistemas de control y tecnologías disponibles 88
8.3.1 Revisión bibliográfica 88
8.3.2 Identificación de sistemas de control y tecnologías disponibles para la reducción de las actividades de quema y venteo de gas asociado. 88
8.3.2.1 Captura y compresión del gas natural para su uso (GNC) 90
Descripción genera 90
Condiciones re 91
8.3.2.2 Conversión de Gas natural a líquido (GTL) diésel y otros combustibles sintéticos 93
Descripción genera 93
8.3.2.3 Reinyección o reciclaje del gas asociado al pozo 96
Descripción genera 96
8.3.2.4 Licuefacción del gas asociado o gas natural licuado (GNL) 98
8.3.2.5 Generación de energía con microturbinas alimentadas por gas asociado 103
8.3.3 Matriz de selección de alternativas 107
8.3.4 Análisis matriz de selección y valoración de alternativas. 107
8.4 Fase IV – Consolidación de recomendaciones para la actualización regulatoria 112
9. Conclusiones 114
10. Recomendaciones 117
11. Bibliografía 118

1. Introducción

La industria Petrolera ha sido en los últimos años el motor de la Economía del país, siendo el petróleo el primer producto de exportación con el 55.4% del total de las exportaciones y el principal contribuyente a las finanzas del Estado. Dentro del proceso productivo de este sector, durante la etapa de extracción del petróleo, debido a la caída de presión, se gasifica una porción de los hidrocarburos conocida como "gas asociado", el cual se refiere a aquel que se encuentra tanto en forma disuelta directamente en el crudo como también en forma de gas libre inmediatamente por encima del yacimiento de petróleo (Johnson & Coderre, 2012, como se citan en, Pieprzyk & Rojas, 2015).

El gas asociado, actualmente, es objeto de quema o venteo en las instalaciones de exploración y explotación de petróleo y, según la International Energy Agency (IEA) (2021), la producción de petróleo es, actualmente, responsable de alrededor del 40% de las emisiones de metano, y las fugas en la cadena de valor del gas natural representan el 60% restante.

Teniendo en cuenta que el metano es el principal componente del gas asociado y que este es un poderoso gas contribuyente del cambio climático, a nivel global se ha identificado la necesidad de formular medidas que permitan reducir las emisiones de este compuesto como un elemento necesario de los esfuerzos internacionales para luchar contra el cambio climático; pues, la reducción de las emisiones de metano también puede tener importantes beneficios para la calidad del aire ya que los eventos como fugas no intencionales y venteo intencional y quema, también emiten sustancias contaminantes del aire y compuestos orgánicos volátiles que forman smog (COV).

En esta vía, Colombia a través de la Resolución 181495 de 2009 y la Resolución 40066 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera, exceptuando únicamente el volumen de gas que, por razones de seguridad, debe quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso debe justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía. Sin embargo, pese a la normatividad previamente citada, entre enero y diciembre del 2020 en Colombia se quemaron, aproximadamente, 11910,35 millones de pies cúbicos según los datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

La presente investigación consolida los insumos técnicos y normativos que pretenden orientar la actualización normativa y adaptación tecnológica del sector hidrocarburos para la reducción de las emisiones asociadas a la quema y venteo de gas asociado en Colombia.

2. Planteamiento del problema

En las últimas dos décadas, el sector minero-energético ha adquirido una importancia creciente para Colombia, consolidándose como uno de los sectores estratégicos de la economía nacional puesto que, pasó de representar el 3,5 al 8% del PIB entre los años 1995 y 2015, siendo el sector hidrocarburos el de mayor importancia (Malagón, 2016), ya que la Industria Petrolera colombiana ha sido, en los últimos años, el motor de la economía del país, siendo el petróleo el primer producto de exportación con el 55.4% del total de las exportaciones y el principal contribuyente a las finanzas del Estado. (ANH, s.f)

Dentro del proceso productivo de este sector, durante la etapa de extracción del petróleo debido a la caída de presión se gasifica una porción de los hidrocarburos conocida como gas asociado, el cual se refiere a aquel que se encuentra tanto en forma disuelta directamente en el crudo como también en forma de gas libre inmediatamente por encima del yacimiento de petróleo (Johnson y Coderre, 2012, como se citan en, Pieprzyk & Rojas, 2015). La composición y características de este gas varían en función de la localización geográfica, y del tipo y profundidad del yacimiento; siendo sus componentes principales metano (CH_4) y otros hidrocarburos como el etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) y butano (C_4H_{10}), con pequeñas proporciones de dióxido de carbono (CO_2) y, en algunos casos, con contenido de ácido sulfhídrico (H_2S), nitrógeno (N_2), gases nobles y metales pesados. (Pieprzyk & Rojas, 2015)

Desde el inicio de la exploración, perforación y producción de petróleo en el mundo hace más de un siglo y medio, la quema y venteo de gas se ha implementado como un método para eliminar los gases asociados con el petróleo fundamentado, principalmente, en razones de seguridad, operativas y económicas (Soltanieh et al., 2016). Pese a que se ha identificado el potencial energético del gas asociado y sus posibles utilidades, el aprovechamiento de este recurso se ha visto limitado históricamente por problemas de transabilidad relacionados a sus propiedades físicas y a los retos tecnológicos que implican su manejo, sumado a la falta de capacidad de

procesamiento y transporte (Ayuso, 2017); en consecuencia, el gas asociado es, en su mayoría, objeto de quema o venteo dentro de los campos de explotación de hidrocarburos.

La quema (flaring) es la combustión controlada de los hidrocarburos volátiles presentes en el gas asociado (U.S Department of energy, 2021), este es un proceso visible, que genera calor y ruido el cual se realiza por medio de la combustión en una TEA; por otro lado, el venteo (venting) consiste en la liberación de gas natural directamente a la atmósfera, que se utiliza cuando el gas contiene altas concentraciones de gases inertes, cuando no se tiene el contenido suficiente de hidrocarburos para tener una quema eficiente o durante procesos de deshidratación, mantenimiento o control de presión. (kearns, 2000, como se citan en, Delgado, 2018)

Tanto la quema como el venteo de gas, liberan gases de efecto invernadero que son considerados responsables, en gran medida, del cambio climático; por un lado, las emisiones de contaminantes de la quema son, principalmente, CO_2, combustibles no quemados o subproductos del proceso de combustión; por otro lado, la emisión de gases de efecto invernadero asociado al venteo es mucho mayor teniendo en cuenta que esta actividad implica la emisión directa del gas (principalmente metano) sin ningún tratamiento, contaminante cuyo Potencial de Calentamiento Global (GWP, por sus siglas en inglés) es entre 28 y 36 veces mayor que el del CO_2 (EPA, 2017, como se citan en, Ayuso, 2017).

Teniendo en cuenta los impactos ambientales de estas prácticas y su contribución con el cambio climático, en los últimos años se ha buscado reducir al mínimo las actividades de quema y venteo, así como fortalecer alternativas tecnológicas para el sector, por lo que se han desarrollado una variedad de alternativas para manejar el excedente de gas asociado que, de otro modo, se dirigiría a una TEA, que puede incluir la recolección y compresión de gas en gasoductos para su procesamiento y venta; generación de electricidad o cogeneración de calor y electricidad utilizando turbinas de gas convencionales, micro turbinas u otros motores de gas; y compresión y reinyección del gas a un depósito subterráneo. (Johnson & Coderre, 2012),

De igual manera, se han generado insumos regulatorios y normativos a nivel internacional que ejercen control sobre estas prácticas. En esta vía, Colombia a través de la Resolución 181495 de 2009 y la Resolución 40066 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera, exceptuando únicamente el volumen de gas que, por razones de seguridad, debe quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico

recuperarlo, en cuyo caso debe justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía.

Sin embargo, pese a la normatividad previamente citada, las actividades de quema y venteo de gas asociado siguen siendo utilizadas como mecanismo para el manejo del gas asociado en los campos de exploración y explotación de hidrocarburos como se evidencia en los datos de Producción fiscalizada de gas por campo presentados por la AHN, esto permite evidenciar la deficiencia normativa que tiene actualmente la regulación colombiana, asociada a que la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos no se encuentra contemplada en la Resolución 909 de 2008 que es la que establece las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas.

En ese sentido, es necesario actualizar la normatividad colombiana aplicable al sector de exploración y explotación de hidrocarburos, específicamente a las actividades de quema y venteo, para generar un marco de regulación que permita reducir al máximo estas emisiones que contribuyen con la contaminación atmosférica y el deterioro de la calidad del aire, ya que según (Hajilary, Rezakazemi, & Shahi, 2020) una de las posibles soluciones más destacadas para esta problemática está en generar cambios significativos en las políticas y prácticas gubernamentales actuales aplicables al sector de producción y procesamiento de petróleo y gas, partiendo de la conciencia del impacto ambiental de las actividades de quema y venteo de gas, y la necesidad de ratificar el protocolo de Kioto.

3. Justificación

La contaminación atmosférica se identifica como un factor de riesgo medioambiental de relevancia para la salud pública, puesto que la exposición de la población a la contaminación del aire tiene efectos negativos en la salud, generando costos sociales y económicos representados en enfermedades, restricción en el desarrollo de actividades, atenciones por el sistema de salud y muertes (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2019). Por lo que la disminución de los niveles de contaminación en el aire en los países puede reducir la carga de morbilidad derivada de accidentes cerebrovasculares, cánceres de pulmón y neuropatías crónicas y agudas, entre ellas el asma (OMS, 2021).

En Colombia, los costos asociados a la enfermedad y morbilidad relacionada con la contaminación atmosférica se estiman en 12,3 billones de pesos, equivalentes al 1,5 % del PIB del año 2015 (DNP, 2018) . Como respuesta a esta problemática, Colombia ha formulado diferentes elementos técnicos y normativos para mejorar la calidad del aire y, con esto, reducir los impactos generados a la salud y el ambiente.

Partiendo de la necesidad de formular medidas a corto plazo que permitan mejorar reducir las emisiones de GEI, se identifica como oportunidad, la reducción de emisiones de Metano, teniendo en cuenta que esto permite mitigar el cambio climático y simultáneamente aumentar el suministro de energía disponible (Iniciativa Global de Metano, 2011); en esta vía se han adelantado iniciativas para dar control a las actividades de quema y venteo de gas asociado que son la fuente principal de emisiones de metano en el sector hidrocarburos.

Pese a los insumos técnicos y normativos existentes y la prohibición establecida en la Resolución 181495 de 2009 y la Resolución 40066 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, los eventos de quema y venteo de gas asociado se siguen presentado en las plataformas de exploración y explotación de petróleo en Colombia y los esfuerzos por adaptación a tecnologías sostenibles en el sector hidrocarburos han sido insuficientes.

En ese sentido, se identifica la necesidad de la actualización de la regulación del sector hidrocarburos, específicamente de la normatividad aplicable a las emisiones generadas por las actividades de quema y venteo de gas asociado, por lo cual este trabajo pretende brindar al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible insumos tanto normativos, basados en regulaciones internacionales, como técnicos que incluyan sistemas de control y tecnologías para la modernización del sector hidrocarburos y, así, controlar y reducir las emisiones emitidas por dichas actividades y, de esta manera, contribuir con la calidad del aire, protección de la salud pública y reducir las emisiones de carbono negro para alcanzar en simultáneo los objetivos de calidad y mitigación climática.

4. Antecedentes

4.1 Iniciativa “Zero Routine Flaring by 2030”

Lanzada en 2015 por la (Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGGFR), la Iniciativa Zero Routine Flaring (ZRF) compromete a los gobiernos y las empresas petroleras a poner fin a la quema rutinaria a más tardar en 2030, esta iniciativa está diseñada para facilitar la cooperación entre todas las partes interesadas, de modo que se puedan identificar e implementar soluciones para poner fin a la quema de gas rutinaria. Los gobiernos y las compañías petroleras que lo respaldan se comprometen a informar anualmente sobre su desarrollo y progreso hacia la Iniciativa. Si bien la iniciativa es voluntaria, los compromisos se verifican a través del monitoreo de quemas, y la iniciativa utiliza una variedad de medios, incluidos informes gubernamentales y de empresas y observaciones satelitales, para verificar las reducciones de las quemas rutinarias.

Los miembros de la ZRF ahora representan poco menos del 60 por ciento del total de la quema de gas global. Sin embargo, entre ahora y 2030, busca asegurar un impulso global continuo y compromisos adicionales de los gobiernos y la industria para poner fin a esta práctica industrial contaminante y derrochadora de quemar gas asociado de manera rutinaria.

En relación a esta iniciativa, el Grupo del Banco Mundial (2004) generó el documento las “Normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas”, el cual se preparó a partir de normas, políticas y prácticas óptimas existentes destinadas a reducir la quema y venteo, en complemento con consultas con los sectores del petróleo y gas y los gobiernos de los países donde ser realiza la práctica. El documento, que tiene como propósito clave lograr una reducción efectiva, a escala mundial, del volumen de gases que sean objeto de quema y venteo, ofrece orientación y prácticas óptimas sobre seguimiento y transparencia, y un marco cronológico recomendado para adoptar y alcanzar los objetivos esenciales de las normas.

El objetivo base de las Normas, en materia de quema y venteo, consiste en “No realizar una quema y venteo continuos de gas asociado, a menos que no existan alternativas factibles”. Específicamente relacionado al venteo, el objetivo se refiere a las fuentes de mayor escala, en que la corriente de venteo pueda llegar a eliminarse o, por lo menos, dirigirse a un sistema de quema

eficiente; por otro lado, con respecto a la quema, el objetivo primordial busca encaminar la actividad a un proceso de identificación y evaluación de alternativas de soluciones de utilización de gas para la reducción de la quema de este a través de consultas con interesados clave. De manera complementaria, se recomienda considerar opciones de modificación del enfoque económico o mejorar los incentivos, para garantizar una mayor factibilidad del proyecto.

Así mismo, se define que en los casos en que la quema continúe por diversos factores, se recomienda la adopción de la práctica óptima del sector en materia de diseño y operación de sistemas de quema. El objetivo final de las Normas se define como "Reducir al mínimo la quema y venteo de producción continuos de gas asociado".

Adicionalmente, las normas identifican dentro de los compromisos gubernamentales definir claramente el marco reglamentario y los derechos contractuales aplicables al gas asociado para aumentar al máximo su potencial de comercialización, esto complementado con un seguimiento preciso de los volúmenes generados para encaminar los procesos de priorización y gestión.

Teniendo en cuenta la importancia de la estimación de los volúmenes de quema y venteo de gas asociado, las normas establecen que para los proyectos y plantas existentes la cuantificación del volumen debería realizarse, como mínimo, a través de adecuados cálculos de ingeniería sobre equilibrio de masa y energía. Por otro lado, en los nuevos proyectos y grandes fuentes de quema existentes, se recomienda medir con mayor precisión los volúmenes de quema a través del uso de medidores, cuando resulte factible. En ese sentido, las normas señalan que los proyectos de reducción aceptables en el contexto del Mecanismo para un desarrollo sostenible requerirán un seguimiento más preciso, compatible con la medición de corrientes volumétricas quemadas y con los análisis periódicos de composición gaseosa o la medición directa del valor calorífico utilizados para cuantificar las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero.

Se resalta que las normas se sustentan en un enfoque voluntario basado en la colaboración entre los asociados y otros interesados clave (gobiernos, industrias y consumidores) para superar los obstáculos existentes a la utilización de gas. En consecuencia, su eficacia como medio de reducir la quema y venteo en todo el mundo dependerá de la medida en que se adopten y de que la Asociación de Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGGFR) realice el seguimiento y monitoreo.

4.2 Documentos de políticas e iniciativas desarrolladas en Colombia

A nivel nacional, Colombia ha formulado diferentes elementos técnicos y normativos para mejorar la calidad del aire y con esto reducir los impactos generados a la salud y el ambiente, los cuales se desglosan a continuación.

4.3 CONPES 3943

El documento CONPES 3943 "La política para el mejoramiento de la calidad del aire" aprobado en el año 2018 se construye a partir de la necesidad de abordar de manera integral las causas de la contaminación del aire con el objetivo de reducir las concentraciones de contaminantes en este recurso para proteger la salud y el ambiente, en línea con las directrices de la OMS, y aportando al cumplimiento de las metas establecidas en los ODS a 2030 y en las recomendaciones de la OCDE en materia de calidad del aire.

Para estos fines, la política CONPES establece tres objetivos específicos desarrollados a través de líneas de acción que implican el trabajo articulado entre las entidades del orden nacional y territorial: reducir las emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes móviles; reducir las emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes fijas y; mejorar las estrategias de prevención, reducción y control de la contaminación del aire (DNP, 2018).

Para el cumplimiento de estos objetivos, la política propone acciones para reducir las concentraciones de contaminantes criterio en el aire a través de una serie de adaptaciones que incluyen la renovación y modernización del parque automotor, la reducción del contenido de azufre en los combustibles, la implementación de mejores técnicas y prácticas en la industria, la optimización de la gestión de la información, el desarrollo de la investigación, el ordenamiento del territorio y la gestión del riesgo por contaminación del aire (Departamento Nacional de Planeación et al., 2018) .Así mismo, la política propone recomendaciones a las autoridades ambientales, sugerencias a las entidades territoriales en el sentido de definir acciones para promover la investigación en calidad del aire y sus efectos en la salud y el ambiente.

En cuanto a las emisiones al aire asociadas a fuentes fijas, la política reconoce que las industrias contribuyen a la contaminación del aire y aportan entre el 18% y el 22% de las emisiones contaminantes, debido a la generación de emisiones determinadas por la tecnología de los hornos y calderas empleados en el proceso productivo y al consumo de combustibles derivados del petróleo, carbón, gas natural, biomasa y residuos; adicionalmente, se generan emisiones de compuestos orgánicos volátiles en los tanques de almacenamiento por la evaporación de combustibles líquidos (Agencia Internacional de Energía, 2017, como se citan en, (Departamento Nacional de Planeación et al., 2018) En ese sentido, con el objetivo de reducir las emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes fijas en el plan de acción plantea dos líneas de trabajo: Mejoras técnicas y prácticas ambientales; y acceso a incentivos.

En cuanto a las mejoras técnicas y prácticas ambientales, se destaca la necesidad de orientar el desarrollo de mejores prácticas en la industria con el fin de prevenir, reducir y controlar las emisiones al aire por los diferentes sectores de la industria. Dentro de las acciones contempladas para este fin se encuentra: la identificación y priorización de los sectores productivos de mayor emisión de acuerdo con el inventario nacional de emisiones de contaminantes criterio; diseño y socialización de portafolios para los sectores priorizados con las mejores técnicas prácticas ambientales identificadas; diseño de un instrumento de seguimiento periódico para la identificación de avances y resultados de la implementación de portafolios; diseño de un programa para la implementación de buenas prácticas en la industria de producción de coque en el país; promoción e incentivo del desarrollo de iniciativas en los sectores económicos que se caractericen por el desempeño ambiental; promoción del desarrollo de soluciones innovadoras en el control y reducción de emisiones contaminantes al aire; incorporación de la clasificación de áreas de acuerdo con niveles de contaminación del aire y fuentes de emisión en la reglamentación de usos industriales en los planes de ordenamiento territorial; entre otras.

Por otro lado, la línea de trabajo referente al acceso a incentivos propende mejorar el acceso a incentivos económicos creados por el gobierno nacional para la implementación en la industria de sistemas de control y reducción de emisiones contaminantes al aire. En esta vía, la política plantea una serie de acciones a desarrollar: En primer lugar, la revisión y ajuste del procedimiento actual para acceso a incentivos para la reducción de tiempos de aprobación y simplificación de los requerimientos; y, en segundo lugar, el diseño y formulación de una guía con el procedimiento

para facilitar el acceso de los sectores definidos a recursos financieros de crédito. (Departamento Nacional de Planeación et al., 2018)

Se destaca que el cuerpo del documento de la política para el mejoramiento de la calidad del aire no reconoce o identifica las posibles afectaciones al ambiente por parte de las actividades de quema y venteo en campos de explotación de hidrocarburos, por lo que no genera un marco que permita su regulación y estandarización normativa.

4.4 Estrategia Nacional de Calidad del Aire

La Estrategia Nacional de Calidad de Aire (ENCA), adoptada en el año 2019, busca mejorar la calidad del aire a partir de la reducción de material particulado en áreas urbanas, garantizando la protección del ambiente y la salud de los colombianos. Esta estrategia define las acciones a implementar para el cumplimiento de la meta del cuatrienio definida por el "Pacto por Colombia, pacto por la equidad" (PND) enfocada en la reducción de los niveles de material particulado en aire: mejorar la calidad del aire en las ciudades, de tal forma que se pase de un 22% a un 35% el número de estaciones de monitoreo cumpliendo el objetivo intermedio 3 de la Organización Mundial de la Salud - OMS para PM10: 30 $\mu g/m^3$.

En esta estrategia se definen acciones enmarcadas en los siguientes objetivos específicos: I. Fortalecer y actualizar instrumentos normativos y técnicos que permitan la reducción de emisiones a la atmósfera; II. Fortalecer el conocimiento técnico científico para avanzar en la gestión de la calidad del aire en el país; III. Generar lineamientos para proteger la salud de los ciudadanos y prevenir los estados excepcionales de contaminación atmosférica; IV. Crear las condiciones habilitantes para facilitar la financiación y así fortalecer la gestión integral de la calidad de aire en el país; y, V. Definir los lineamientos del modelo de gobernanza de la calidad del aire para el país.

Relacionado con la generación de instrumentos técnicos y normativos asociados a la reducción de emisiones contaminantes al aire generadas por actividades productivas y de servicio (fuentes fijas), la ENCA, dentro de su plan de acción contempla una serie de actividades a desarrollar, entre las cuales se presenta la formulación de la Estrategia nacional de mitigación de

contaminantes climáticos de vida corta; actualización del marco normativo relacionado con el permiso de emisión atmosférica; evaluación de las emisiones no intencionales de mercurio a partir de información secundaria, para el cumplimiento de los compromisos del Convenio de Minamata; actualización de las normas de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas; y, diseño del protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas.

En cuanto al conocimiento técnico científico para la gestión de la calidad del aire, la ENCA reconoce en sus líneas de acción la necesidad de fortalecer el diseño y operación de los sistemas de vigilancia de calidad del aire en el país, avanzar en el conocimiento de fuentes de emisión y aplicación de modelamiento ambiental, crear una red de conocimiento para generar y socializar información que permita avanzar en la gestión de la calidad del aire y fortalecer el conocimiento de calidad del aire y su efecto en salud pública.

Por otro lado, la ENCA reconoce que es pertinente la actualización del Protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas, considerando los avances en materia de monitoreo continuo, sistemas de control, nuevos métodos de medición, y que, adicionalmente, existen otros contaminantes de interés que aún no cuentan con acciones de seguimiento y control, tales como los compuestos orgánicos volátiles, las emisiones no intencionales de mercurio, las emisiones fugitivas del sector de hidrocarburos y quema en teas, entre otros. En consecuencia, destaca la necesidad de la actualización de la Resolución 909 de 2008, en relación con las emisiones admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas.

4.5 Estrategia nacional de mitigación de contaminantes climáticos de vida corta

La Estrategia nacional de mitigación de contaminantes climáticos de vida corta (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2019) surge bajo la premisa de que, pese a que la principal causa del calentamiento de la Tierra corresponde a las emisiones antropogénicas de dióxido de carbono, los gases de efecto invernadero no son los únicos agentes responsables de estos fenómenos puesto que los contaminantes climáticos de vida corta (Metano, carbono negro, ozono troposférico, hidrofluorobarbonos, entre otros) también contribuyen a esta problemática; lo anterior, teniendo en cuenta que este tipo de contaminantes permanecen en la atmósfera un tiempo

relativamente corto comparados con el CO_2 (entre algunas semanas y entre 10 y 15 años), además afectan la calidad del aire y tienen efectos negativos sobre la salud humana y la vegetación y actúan como forzadores climáticos puesto que contribuyen al cambio climático.

Partiendo de lo anterior, la Estrategia tiene como objetivo general potenciar acciones que contribuyan a la reducción de emisiones de contaminantes climáticos de vida corta en Colombia en el corto y mediano plazo, para lo cual formula un plan de acción para el cumplimiento de los objetivos específicos, que se listan a continuación, para contribuir con este proceso.

Objetivo 1: Adaptar mecanismos de gestión de la información relacionada con los contaminantes climáticos de vida corta, para facilitar la toma de decisiones y el desarrollo de una gestión de mitigación articulada entre las diferentes instituciones.

Objetivo 2: Adoptar y promover el uso de herramientas especializadas que permitan estimar el costo beneficio y los beneficios múltiples asociados a la reducción de emisiones de contaminantes climáticos de vida corta, de las diferentes acciones de mitigación del cambio climático y de reducción de la contaminación del aire, para crear sinergias entre las diferentes estrategias y programas de gobierno.

Objetivo 3: Fortalecer la capacidad institucional para promover la reducción de emisiones de contaminantes climáticos de vida corta.

Objetivo 4: Replicar los casos de éxito de aplicación de las herramientas adoptadas para potenciar y promover nuevas acciones de mitigación de contaminantes climáticos de vida corta mediante la elaboración de metodologías de aplicación para otros sectores o regiones.

Objetivo 5: Visibilizar la contribución al fortalecimiento institucional y al cumplimiento de metas de gestión, de las herramientas adaptadas o diseñadas

Para dar cumplimiento a dichos objetivos, dentro de la línea de acción de la política se plantean diferentes acciones como socializar sobre la necesidad de reducción de emisiones de los contaminantes climáticos de vida corta y sobre los beneficios asociados a ello, adaptar y/o diseñar lineamientos para los diferentes tipos de sectores con el fin de que integren en su gestión acciones que tiendan a reducir las emisiones de contaminantes climáticos de vida corta, generar espacios de intercambio y divulgación que permitan identificar proyectos, programas e iniciativas con

resultados exitosos de aplicación de las herramientas adoptadas y evaluar la viabilidad de réplica, elaborar y establecer mecanismos para actualizar y publicar periódicamente el inventario nacional de emisiones de carbono negro e integrar la información relacionada en los sistemas de monitoreo, reporte y verificación existentes y en desarrollo para facilitar el acceso a la información como base para la toma de decisiones, entre otras.

En ese sentido, la Estrategia nacional de mitigación de contaminantes climáticos de vida corta reconoce que implementar acciones para reducir las emisiones de los contaminantes climáticos de vida corta a la atmósfera, produce beneficios múltiples en términos de mejorar la calidad del aire y reducir el calentamiento del clima en el corto plazo; en esta vía, plantea una serie de medidas costo efectivas para la reducción de emisiones de carbono y metano por sector productivo. Específicamente, aplicado al sector hidrocarburos, plantea recuperar, aprovechar el gas y las emisiones fugitivas durante la producción de gas y petróleo y reducir las fugas en los sistemas de transmisión y distribución de gas y petróleo.

4.6 Coalición Clima y Aire Limpio

Según la ONU, la coalición Clima y Aire limpio (CCAC, por sus siglas en inglés) se identifica a nivel internacional como el único esfuerzo de carácter global que une a las organizaciones de gobierno, la sociedad civil y el sector privado comprometidas a mejorar la calidad del aire y proteger el clima en las próximas décadas a través de la reducción de los contaminantes climáticos de vida corta en todos los sectores; con este fin, busca crear, implementar y compartir soluciones inmediatas que aborden el cambio climático a corto plazo para mejorar la vida de las personas rápidamente y garantizar un desarrollo sostenible para las generaciones futuras.

Esta iniciativa surge en febrero de 2012, cuando los gobiernos de Bangladesh, Canadá, Ghana, México, Suecia y Estados Unidos, y el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) se unieron para lanzar la (CCAC) para reducir los Contaminantes de Corta Vida. Parte de los debates desarrollados en el marco de la COP19 abordaron el trabajo de esa iniciativa y la oportunidad que representa la reducción de ese tipo de agentes contaminantes para la lucha contra el cambio climático (Rodríguez & Valtierra, 2013), el enfoque inicial de la

coalición está centrado en el metano, carbono negro y muchos hidrofluorocarbonos, apuntándose a la protección del medio ambiente y la salud pública, a la promoción de la seguridad alimentaria y energética, y a encarar el problema del cambio climático a corto plazo. (CCAC, 2014)

Según la información presentada en el sitio oficial de la CCAC, Colombia desde el 2012 es país socio de la Coalición, en el año 2020, asumió un papel de liderazgo al unirse al Comité Directivo por un período de dos años. El trabajo de la CCAC está alineado con las acciones del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para mitigar el cambio climático y desarrollar estrategias para prevenir y controlar la contaminación del aire. Actualmente, Colombia participa en el SNAP (Supporting National Action and Planning), en las iniciativas relacionadas a ladrillos, salud urbana y metano mineral. Destacando que, como parte de su trabajo con la Iniciativa SNAP, Colombia desarrolló un Estrategia Nacional para la Mitigación de los Contaminantes Climáticos de Vida Corta (SLCPs) en 2018.

Por otro lado, Colombia es uno de los países apoyados por la CCAC bajo la iniciativa Oil and Gas Peer-to-Peer Regulatory Support, la cual es una iniciativa que busca ayudar al sector a regular las emisiones de manera focalizada. Este proceso ha sido guiado por el Ministerio de Energía y Minas con el objetivo de desarrollar un instrumento normativo que “establezca los requisitos técnicos mínimos para la prevención y control de emisiones fugitivas en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos hasta el punto de control, tanto en territorio continental como actividades en alta mar ".

En materia normativa, Colombia ha aprobado políticas nacionales integrales sobre cambio climático, incluido un compromiso de 2015 con reducir el 20% de sus emisiones proyectadas de gases de efecto invernadero para 2030, como parte de sus contribuciones determinadas a nivel nacional o compromiso con la mitigación del cambio climático

4.7 Evaluación de la normativa del sector del petróleo y gas para Colombia: Documento de la CCAC

Este informe presenta una evaluación y recopilación de las mejores estrategias estatales, provinciales y nacionales para limitar las emisiones de metano de las actividades y equipos de

petróleo y gas nuevos y existentes que Colombia debe considerar a medida que desarrolla sus nuevas políticas para las emisiones de este sector.

Partiendo de la evolución temporal de las regulaciones del metano, al igual que la comprensión de la efectividad de estas reglas, este informe representa un análisis de las regulaciones que están en vigor o han sido propuestas formalmente en los Estados Unidos, Canadá y México al primero de mayo de 2019.

En primer lugar, el informe presenta un conjunto de recomendaciones de alto nivel para que los formuladores de políticas en Colombia las utilicen como referencia a medida que desarrollan políticas regulatorias para reducir las emisiones de metano, para lo cual plantean una vía regulatoria recomendada. El informe sustenta que Colombia puede asegurar reducciones de emisiones de bajo costo y reducir el desperdicio de recursos a través de regulaciones gubernamentales bien elaboradas basadas en las mejores prácticas como las empleadas en México, Canadá, algunas zonas de Estados Unidos y provincias canadienses. Se resalta que muchos de los programas implementados en estos territorios utilizan elementos tecnológicos y de procedimientos comunes, por lo cual la evaluación regulatoria ofrece un conjunto de enfoques normativos sustentados en factores como la efectividad, la facilidad de implementación para el gobierno, los costos de cumplimiento (incluidos los costos de transacción), así como las consideraciones políticas.

Dentro de las recomendaciones, la CCAC plantea la necesidad del establecimiento de metas orientadas a la reducción de emisiones de metano del sector petróleo y gas por parte de los formuladores de políticas en Colombia y la regulación normativa asociada. En ese sentido, el informe plantea que, en la medida de lo posible, el programa regulatorio de Colombia debe esforzarse por incorporar estas cualidades:

Obligatorio: Los enfoques voluntarios han logrado una aceptación limitada por parte de las empresas y, por lo general, solo han incluido una pequeña parte de la huella operativa de las empresas participantes. Los enfoques obligatorios tienen una clara ventaja al garantizar que todas las empresas limiten las emisiones de metano y lo hagan en todos los equipos y operaciones cubiertos.

Exhaustivo: El enfoque regulatorio debe esforzarse por ser integral, incluidas todas las fuentes de emisiones significativas, tanto nuevas como existentes. La regulación de nuevas fuentes asegura el uso de las mejores prácticas desde el principio, cuando la instalación de equipos de emisión baja o nula es más rentable, mientras que la regulación de las fuentes existentes generalmente presenta una oportunidad para reducciones significativas de emisiones. Además, para aprovechar el conjunto completo de oportunidades de mitigación de bajo costo en la industria, las regulaciones deben considerar abordar todo el sector, incluida la extracción, el almacenamiento, el refinamiento y la distribución.

Transparente: Un sistema de informes bien diseñado y un plan de información pública y accesible generarán confianza pública en el programa de reducción de emisiones.

Explicable: Se pueden utilizar inspecciones gubernamentales o auditorías de terceros para evaluar si las empresas reguladas de petróleo y gas cumplen con los requisitos. Las regulaciones deben ser ejecutables mediante sanciones por incumplimiento. Además, para garantizar la precisión, todos los informes deben estar firmados por un funcionario cualificado.

Facilitar la innovación: La regulación incluye mecanismos para apoyar la innovación continua, tanto en tecnologías de mitigación como en enfoques de monitoreo. Esto incluye procedimientos para aprobar nuevos enfoques y eliminar gradualmente los métodos más antiguos.

Flexibilidad de cumplimiento: Muchos programas regulatorios altamente efectivos se basan en prácticas de mantenimiento y estándares específicos de tecnología detallados para fuentes nuevas y existentes. En el sector de hidrocarburos esta especificidad evita lagunas jurídicas, promueve la comprensión de las soluciones y crea una cultura de minimizar la ventilación y las fugas mediante la creación de un conjunto de normas claramente aplicables.

En esta vía, el informe de la CCAC recomienda a Colombia considerar las regulaciones que requieren estándares basados en tecnología y prácticas de mantenimiento para cada tipo de equipo; de igual manera, presenta algunos sistemas regulatorios sólidos del sector hidrocarburos basados en estándares tecnológicos que incluyen medidas para la reducción del venteo de gas asociado de los pozos de petróleo, la detección y reparación de fugas periódicas para todos los

equipos aéreos, y la reducción de la ventilación no intencional e intencional (por diseño) del equipo mediante el uso de equipos y prácticas modernas.

5. Objetivos

5.1 Objetivo general

Consolidar los fundamentos técnicos y normativos para la actualización de la regulación de fuentes fijas de la actividad de quema y venteo de gas en campos de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia.

5.2 Objetivos específicos

- Diagnosticar la normativa colombiana vigente aplicable a las fuentes fijas de quema y venteo de gas asociado, en el marco de la explotación petrolera.
- Compilar elementos normativos internacionales para la regulación de emisiones generadas por las actividades de quema y venteo de gas en la industria petrolera.
- Identificar sistemas de control y tecnologías disponibles para la reducción de las emisiones atmosféricas asociadas a la quema y venteo de gas en campos de explotación petrolera.
- Formular recomendaciones para la actualización regulatoria del sector de exploración y explotación de hidrocarburos, en las actividades de quema y venteo de gas asociado.

6. Marco teórico

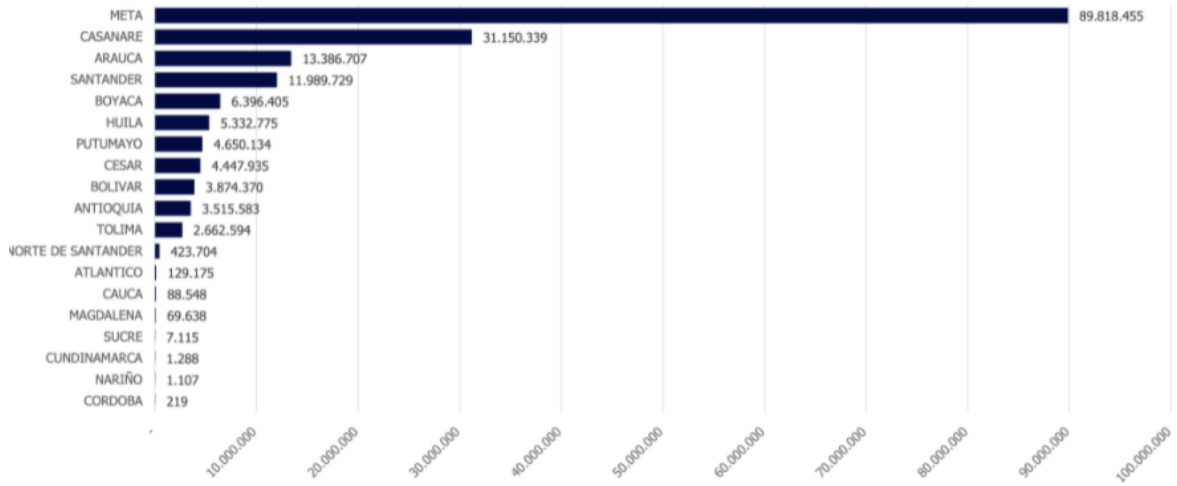
Este capítulo presenta la información teórica consultada para el desarrollo de la investigación, el panorama de la industria petrolera en Colombia, la cadena productiva, las generalidades del gas asociado, los procesos por los que este es sometido, las emisiones asociadas y sus impactos potenciales.

6.1 Sector petrolero en Colombia

El potencial petrolífero (crudo y gas natural) de Colombia se estima en más de 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, distribuidos en 18 cuencas sedimentarias que abarcan un área de 1.036.400 km²; se estima que al rededor del 89% de esa área sedimentaria se encuentra disponible para adelantar trabajos de exploración y explotación de petróleo y gas natural. La figura 1 presenta la distribución de las cuencas sedimentarias en el territorio nacional.

La industria petrolera ha sido en los últimos años el motor de la economía del país, siendo el petróleo el primer producto de exportación con el 55.4% del total de las exportaciones y el principal contribuyente a las finanzas del Estado. En el territorio nacional, las cuencas de mayor actividad exploratoria son las de los valles Superior y Medio del Magdalena, Catatumbo, La Guajira, cordillera Oriental, Putumayo y Llanos Orientales. A nivel departamental, Meta, Casanare y Arauca presentan la producción más alta de barriles de petróleo como se observa en la figura 1.

Figura 1. *Producción acumulada de petróleo 2021 (Bbl) por Departamento*



Fuente: Estadísticas de producción (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2021)

6.2 La cadena del sector hidrocarburos

Los combustibles de hidrocarburos son el principal proveedor de energía en el mundo; actualmente, suplen más del 70% de todas las necesidades energéticas globales y seguirán siendo una fuente de energía primaria en las próximas décadas, y se prevé que el desarrollo en general y

el crecimiento económico seguirán dependiendo, en gran medida, de la exploración de combustibles fósiles (Weldu & Assefa, 2017, como se citan en, Al-Khori, Bicer, Aslam, & Koç, 2021).

Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la cadena del sector hidrocarburos corresponde al conjunto de actividades económicas relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación o procesamiento y comercialización de los recursos naturales no renovables conocidos como hidrocarburos, entendidos estos como material orgánico compuesto, principalmente, por hidrógeno y carbono; se incluye también la regulación y administración de estas actividades.

La cadena de valor de los hidrocarburos consta de dos grandes áreas: Upstream y Downstream. El sector de Upstream, también conocido como exploración y producción, incluye las actividades de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y de gas natural, tanto subterráneas como submarinas, la perforación de pozos exploratorios y, posteriormente, la perforación y explotación de los pozos que llevan el petróleo crudo o el gas natural hasta la superficie. Dentro de esta fase se contemplan las etapas de exploración sísmica, exploración perforatoria y la producción.

Por otro lado, el sector Downstream se refiere, comúnmente, a las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural, así como también a la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural. En la Tabla 1 se presenta la descripción de las etapas de la cadena del sector hidrocarburos.

Tabla 1. *Etapas de la cadena del sector hidrocarburos*

Sector	Etapa	Descripción
Upstream	Exploración sísmica	Proceso mediante el cual ondas de energía atraviesan las capas de roca, se devuelven hasta la superficie y llegan a equipos especializados conocidos como geófonos, los cuales reciben la información y la transmiten a un equipo de control; el producto final que se obtiene de la exploración sísmica es una imagen representativa de las capas que hay debajo de la tierra.
	Exploración perforatoria	Consiste en la perforación de pozos, cuya finalidad es llegar hasta la capa de roca donde, posiblemente, se pudieron acumular los hidrocarburos (petróleo y gas).

Sector	Etapa	Descripción
		Esta etapa inicia, por lo general, después de que se obtiene la información del estudio sísmico.
	Producción	Es el proceso mediante el cual se extraen los hidrocarburos (petróleo y gas) desde la capa de roca hasta la superficie. Esto, por medio de dos mecanismos: a través de válvulas llamadas Árbol de Navidad, cuando los hidrocarburos fluyen a la superficie por sí solos, o mediante una máquina llamada Balancín, cuando este necesita ayuda para subir a la superficie.
Downstream	Refinación	Esta etapa consiste en transformar el petróleo sometiéndolo a temperaturas altas, que alcanzan los 400 grados centígrados, para obtener productos derivados. Proceso mediante el cual se transforma una gran variedad de productos derivados, principalmente, combustibles (ACPM y gasolina) y petroquímicos (vaselina, cepillos, llantas, plásticos).
	Transporte	Consiste en transportar los productos de la extracción desde la boca del pozo hasta los sitios de almacenamiento y procesamiento, como son las estaciones de bombeo, refinerías y centros de comercialización como los puertos. Los hidrocarburos se transportan a través de oleoductos (petróleo), gasoductos (gas), carrotanques (petróleo) y buques (petróleo).
	Comercialización	En este proceso se contemplan todas aquellas actividades de carácter comercial, para colocar los productos a disposición de los usuarios. Normalmente se utilizan distribuidores mayoristas o minoristas.

Fuente: (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2008)

En la figura 2 se presenta de manera resumida lo presentado anteriormente.

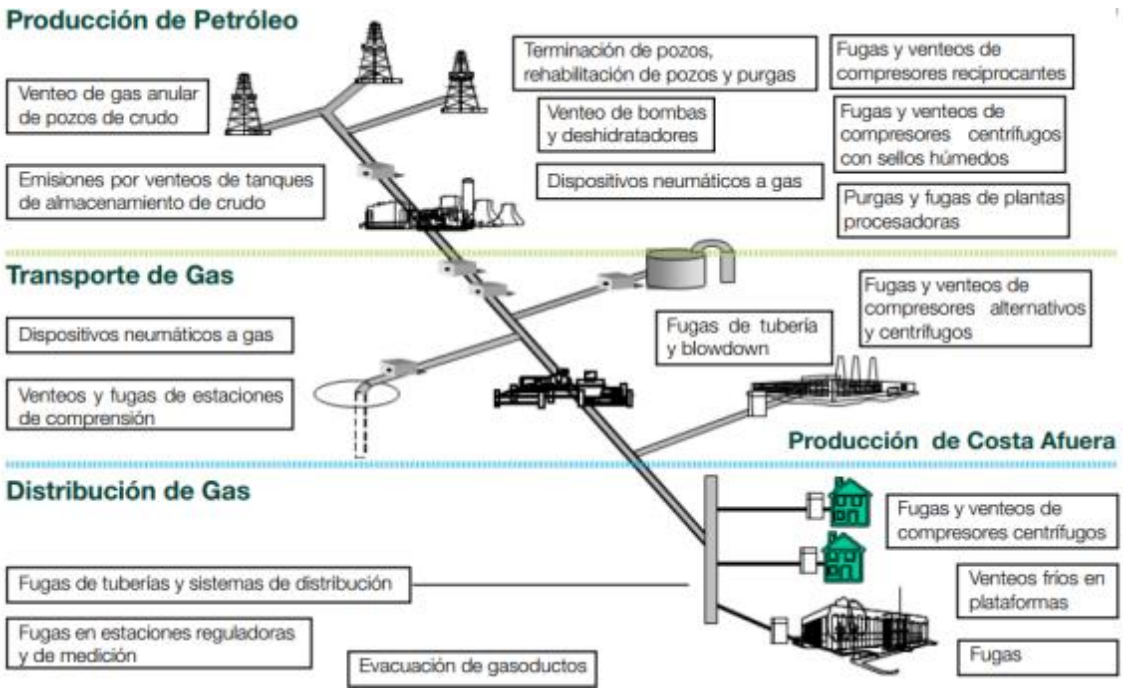
Figura 2. *Cadena del sector hidrocarburos*



Fuente: (ANH, s.f)

Según la (International Energy Agency (IEA), 2021), la producción de petróleo es, actualmente, responsable de alrededor del 40% de las emisiones de metano, y las fugas en la cadena de valor del gas natural representan el 60% restante, donde las operaciones upstream de petróleo y gas generan más de las tres cuartas partes de las emisiones totales, y el segmento downstream representa la parte restante. En la Figura 3 se presentan las principales fuentes de emisiones de metano en el sector de petróleo y gas las cuales se relacionan con el gas asociado a los hidrocarburos.

Figura 3. *Principales fuentes de emisión de metano en el sector petróleo y gas*



Fuente: (Delgado, 2018)

En la mayoría de las instalaciones productoras de petróleo y gas, inicialmente el fluido fluye naturalmente hacia la superficie bajo la presión del agujero inferior; cuando el fluido producido llega a la superficie, es conducido a las unidades de separación donde el crudo se separa del gas disuelto (gas asociado) y del sulfuro de hidrógeno (H_2S) y luego se almacena para ser transportado en camiones cisterna (Papailias & Mavroidis, 2018).

6.3 Gas asociado

El gas asociado es el gas natural crudo que emerge de los pozos de petróleo durante el proceso de extracción de hidrocarburos y, comúnmente, es una mezcla de metano y otros hidrocarburos, principalmente etano, propano, butanos y pentanos. El gas asociado también contiene vapor de agua, sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), helio, nitrógeno y otros compuestos menores. Teniendo en cuenta que el componente principal de este gas es el metano, la liberación directa del gas libera una cantidad significativa de este a la atmósfera junto con H_2S y compuestos orgánicos volátiles (COV). (Buzcu-Guven et al., 2010).

6.4 Composición promedio del gas asociado

La composición del gas asociado depende, principalmente, de la región geográfica, así como el tipo y profundidad del yacimiento (Delgado, 2018), por lo cual se han generado aproximaciones a la composición generalizada de este recurso, tal como se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2. *Composición generalizada del gas natural del piedemonte*

Componente	Fórmula	Porcentaje Molar
Nitrógeno	N_2	0.45
Dióxido de Carbono	CO_2	5.35
Metano	CH_4	73.94
Etano	C_2H_6	11.02
Propano	C_3H_8	5.28
I-Butano	C_4H_{10}	1.1
n-Butano	C_4H_{10}	1.39
I-Pentano	C_5H_{12}	0.6
n-Pentano	C_5H_{12}	0.45
Hexano	C_6+	0.43
Total		100

Fuente: (Zamora, 2016)

En el mismo estudio se presenta el resultado de una cromatografía normalizada con adición de humedad y H_2S para el gas del piedemonte llanero.

Tabla 3. *Cromatografía normalizada Gas al sur de la Cuenca de los Llanos Orientales*

Componente	Fórmula	Porcentaje Molar	Peso Molecular
Agua	H_2O	0.2527	18.0153
Sulfuro de hidrógeno	H_2S	0.0007	34.082

Nitrógeno	N_2	0.4488	28.135
Dióxido de Carbono	CO_2	5.3359	44.1
Metano	CH_4	73.745	16.42
Etano	C_2H_6	10.9909	30.069
Propano	C_3H_8	5.266	44.096
I-Butano	C_4H_{10}	1.0971	58.122
n-Butano	C_4H_{10}	1.3863	58.122
I-Pentano	C_5H_{12}	0.5984	72.149
n-Pentano	C_5H_{12}	0.4488	72.149
Hexano	C_6+	0.4288	93.188
Total		100	

Fuente: (Zamora, 2016)

6.5 Procesos aplicados al gas asociado

Según Johnson y Coderre (2012), como se citan en, (Pieprzyk & Rojas, 2015) el gas asociado es objeto de distintos procesos como la utilización, la quema (flaring) y el venteo (venting).

6.5.1 Utilización

El gas asociado puede ser almacenado en la red de gas natural, o utilizarse in situ para la generación de energía, licuarse para ser utilizado como gas licuado del petróleo (GLP) o reinyectarse en el pozo petrolero.

6.5.2 Quema (flaring)

La quema o flaring es el proceso utilizado como método de disposición de gas en las operaciones de producción de gas y petróleo, que es visible y genera calor y ruido; el cual se realiza por medio de la combustión en una TEA, un sistema compuesto por ductos que colectan y conducen los gases hacia un quemador asistido en algunos casos, por vapor. (Kearns, 2000, como se citan en, Delgado, 2018)

El objetivo de una antorcha o TEA es consumir gases de manera segura, confiable y eficiente y, a través de la oxidación, producir emisiones menos contaminantes a la atmósfera. La

eficiencia de la antorcha o eficiencia de combustión (CE) es una medida de la efectividad del proceso de combustión en la oxidación total del combustible a CO_2, la cual afecta significativamente la composición de las emisiones. Cuando ocurren ineficiencias, se emiten a la atmósfera como hollín, compuestos orgánicos volátiles, sulfuro de hidrógeno, etc. (Soltanieh, Zohrabian, Gholipour, & Kalnay, 2016)

6.5.2.1 Descripción de sistemas de quema de antorcha "tea"

Los sistemas de Tea son dispositivos necesarios en las distintas operaciones que se realizan en un campo petrolero, este sistema pretende la eliminación segura de los de gases de hidrocarburos en la instalación en condiciones de emergencia o de parada, o cuando el gas no puede ser almacenado o usado comercialmente. (Duarte, 2016)

Según Cadena & Ruiz (2016), cualquier sistema de Teas debe ser diseñado para conseguir desempeñar las siguientes funciones: Como sistema de inertización de gases al reducir a nivel de suelo las concentraciones de sustancias peligrosas; como sistema de seguridad al proporcionar seguridad en la gestión y el transporte de sustancias inflamables; y para reducir los compuestos volátiles orgánicos, así como las emisiones de hidrocarburos.

Así mismo, los sistemas de Teas se usan ampliamente para disponer gases de purga y residuales en refinerías, gas asociado no recuperable que viene con el crudo de los pozos y otras aplicaciones no relaciones con la industria del gas y del petróleo. (Mondragón, 2015)

6.5.2.2 Tipos de sistemas de Teas

Existen dos tipos principales de teas: elevadas y a nivel de suelo.

Tea elevada:

Este tipo de sistemas de quema de gases son los más ampliamente utilizados en la industria del petróleo y en las plantas químicas debido a que poseen gran capacidad para manejar mayores cargas. Este sistema consiste en la recogida del gas residual y condensado de toda la planta para así llevar todo el acumulado a una altura recomendable y realizar la combustión de este gas. Los gases residuales a incinerar se envían a una antorcha vertical de la altura de la pila que puede variar desde 9 a 97 metros. En este tipo de sistemas la dispersión segura y adecuada de los gases tóxicos

resultantes de la combustión depende de la elevación adecuada de la boquilla de la antorcha. (Duarte Pulido, 2016)

Según Ramirez & Emigdio (2014), los quemadores elevados se clasifican a su vez según su estructura de soporte.

- Quemador autosoportado: Se instala para alturas de 45 a 91 m, suele utilizarse en condiciones de poca altura y espacio, para su construcción se une tubería (de mayor a menor diámetro); se usan tres diámetros, el mayor se sujeta a: un tanque con sello, un separador de líquidos o un arrestador; como desventaja, este tipo de sistema es propenso a presentar oscilaciones rítmicas por el viento y limitarse a una altura máxima de 91 m y sólo permitir una boquilla.
- Quemador de torre: Se instala para alturas de 46 a 183 m, está compuesto por perfiles estructurales para formar una torre triangular o rectangular, según el número de boquillas; por la solidez y resistencia que presentan soportan dos o tres boquillas; sin embargo, presentan como desventaja el poco espacio interior de la estructura que limita la colocación de los arrestadotes; es ideal para sistemas con poco espacio y que requieran de más de una boquilla
- Quemador cableado: Este tipo de quemador se recomienda para alturas mayores a 183 m, en estos, no se necesita estructura, se emplea un único diámetro de tubería (hasta la boquilla); se construye equilibrando la tubería con cables o contraventeos a fin de soportar efectos sísmicos, del viento y su peso.

Teas a nivel de suelo

Este sistema consiste en un quemador con accesorios localizados al nivel del suelo o cerca de éste, el cual puede o no estar protegido y debe permitir el desarrollo de la llama y la emisión de los productos. La ventaja de éste consiste en que protege la llama (en comparación con el elevado) que requiere de más terreno por no estar protegido, pero los quemadores, controles y protección pueden representar inversión de capital alto, además, si el sistema de encendido (o el piloto) falla, este tipo de quemadores no permite la dispersión de los gases. (Ramirez & Emigdio, 2014)

La principal ventaja de este tipo de Teas es que el nivel de luminosidad y de radiación puede ser reducido a niveles menores que en las Teas elevadas, llegando incluso a poder ser cero

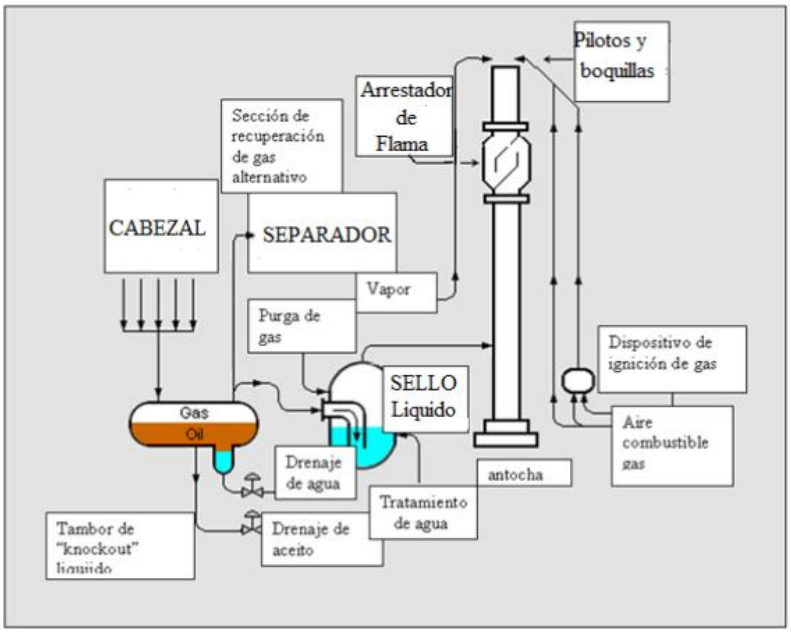
en algunos diseños. Por contraparte, su elevado costo hace que sean empleadas principalmente en aquellas situaciones donde se requiere baja emisión de luz y calor; y los habitantes aledaños pueden verse expuestos a altos niveles de ruido. (Mondragón, 2015)

6.5.2.3 Esquema general del sistema de tea

Según Ramirez & Emigdio (2014) en aspectos generales el sistema de quemador de Teas está constituido por los siguientes elementos:

- Cabezal de desfogue: Es la tubería a la cual se conectan todos los ramales de tubería de gas relevado para su conducción hasta el quemador.
- Cilindro o tanque separador (knockout drum): Consiste en una trampa para colectar líquidos y sólidos arrastrados por la corriente gaseosa con el objetivo de que estos no lleguen a la boquilla del quemador puesto que estos limitan la combustión.
- Tanque de sello de líquido: Es un recipiente, normalmente de agua, cuya función es impedir el retroceso de flama hacia el cabezal de desfogue.
- Arrestador de flama: Dispositivo instalado en la chimenea conformado a base de mamparas o múltiples elementos metálicos de diámetro menor a 1cm, cuyo objetivo es prevenir un eventual retroceso de flama desde la boquilla del quemador hacia el sistema
- Chimenea: Tubería vertical ascendente del quemador para descargar los fluidos relevados para su combustión.
- Boquilla del quemador: Es el accesorio localizado en el extremo de la chimenea o tubería ascendente, en el cual el combustible y el aire se mezclan a velocidades, turbulencias y concentraciones necesarias para mantener un encendido y una combustión estable.
- Pilotos y sistema de ignición: Son dispositivos de seguridad que garantizan que se mantenga encendida la flama. Involucran normalmente un suministro externo de gas combustible y aire auxiliares.

Figura 4. *Esquema general del sistema de quemador de antorcha "Tea"*



Fuente: (Ramirez & Emigdio, 2014)

6.5.2.4 Condiciones técnicas para la quema de gas asociado en sistemas de Teas

El diseño, instalación y operación de los sistemas de Teas están regulados bajo estándares industriales a nivel internacional como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 4. *Estándares internacionales industriales aplicables al diseño y funcionamiento de Teas*

Norma	Expedido por	Descripción
API RP 520	American Petroleum Institute	Dimensionamiento, selección e instalación de dispositivos de alivio de presión en refinerías.
API STD 521	American Petroleum Institute	Sistemas de alivio y despresurización
API STD 537	American Petroleum Institute	Detalles de teas en general para refinerías y servicios petroquímicos.
ASME Boiler and Pressure Vessel Code	American Society of Mechanical Engineers	Especificación de materiales, reglas para la construcción de recipientes a presión y calificación de soldaduras.

Fuente: (Mondragón, 2015)

Por su parte, Garzón & Amézquita (2013) presentan algunos de los requerimientos de diseño y funcionamiento de los sistemas de Teas basados en los estándares internacionales los cuales se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 5. *Requerimientos básicos de diseño y funcionamiento de un quemador de gas Tea.*

Variable	Requerimiento
Condiciones de ubicación de la Teas	• 50 metros a distancia de los pozos. (sin incluir pozos de disposición de agua o pozos de inyección de agua). • 50 metros de distancia de los tanques de almacenamiento que contengan liquidas inflamables o vapores inflamables. • 25 metros de distancia de cualquier equipo de procesamiento de petróleo y gas
Distancia respecto a propiedad pública	• 100 metros de las mejoras superficiales en las vías. (para vías en estudio o en investigación la distancia debe ser de 40 metros, también para vías públicas y carreteras de libre acceso al público) • 100 metros de distancia a cualquier propiedad que se encuentre habitada.
Altura de la Teas	• La Tea debe estar diseñada de manera que la intensidad máxima de radiación térmica a nivel del suelo no excederá de 4,73 KW/m2 . • Las Tea situadas a una distancia de 5 veces la altura de los edificios vecinos deberán tener una altura de al menos 2,5 veces la altura del edificio más alto. • Las Teas que se instalen para la disposición de gas amargo o gas acido que contengan más de 10 mol/Kmol H_2S deberán tener una altura mínima de 12 metros sobre el nivel del suelo.
Valor calorífico del gas de entrada	• El valor calorífico del gas que entre a la Tea durante las quemas rutinarias no de ser menor a los 20 MJ/m3 con las siguientes excepciones: • Cuando la Tea tenga un historial de funcionamiento óptimo con el menor número de fallas posibles durante la operación, el gas que entre a la Tea podrá tener un valor calorífico no menor a los 12 MJ/m3 • Cuando la Tea reporte fallos en su operación que conlleven a la generación de olores ofensivos, debe mantener un valor calorífico no menor a los 20 MJ/m3.
Velocidad de salida del gas	• Las Teas asistidas por vapor y no asistidos durante el proceso de operación se podrá manejar con una velocidad de salida menor a 18.3 m/s (60 ft/seg). • La velocidad de salida real de la Tea se podrá determinar si se divide el caudal volumétrico del gas a ser quemado (en unidades de emisión a temperatura estándar y presión estándar), como se establece en el método 2 de la EPA.

Fuente: (Garzón & Amézquita, 2013)

6.5.3 Venteo de gas

Las operaciones de venteo en campos de exploración y explotación de hidrocarburos corresponden a la liberación no visible de gas natural directamente a la atmósfera que, en ocasiones, causa ruido dependiendo de la presión y el caudal del gas que está siendo liberado. Se establece que las operaciones de venteo son seguras cuando el gas es liberado a altas presiones y es más liviano que el aire promoviendo así una mejor mezcla entre los gases hidrocarburos con el aire y disminuyendo la concentración y la probabilidad de explosión (Kearns, 2000, como se citan en, Delgado, 2018). Para Henderson (2015), los procesos de venteo generan, principalmente, gas metano y son útiles cuando el gas contiene altas concentraciones de gases inertes, cuando no se tiene el contenido suficiente de hidrocarburos para tener una quema eficiente o durante procesos de deshidratación, mantenimiento o control de presión (Delgado, 2018).

6.6 Causales de quema y venteo

Los factores geológicos determinan la mezcla de hidrocarburos que produce un pozo, pero la tecnología y las condiciones económicas y productivas determinan qué parte del metano y los LGN (Gas natural licuado) se capturan y venden, y qué parte no (Agerton, Gilbert, & Upton Jr, 2021). Según el (U.S Department of energy, 2019), dentro de las categorías de quema y venteo de gas natural en la industria de petróleo y gas natural se destacan tres: Quema por razones operacionales y de seguridad, quema por razones económicas, y ventilación por razones operativas como se resume en la Tabla 4.

Tabla 6. *Causales de quema y venteo en la industria del petróleo y gas*

Categoría	Causales
Quema por razones operacionales y de seguridad	Desvío y eliminación del influjo de gas (retroceso) durante la perforación.
	Desvío y disposición del gas producido durante las pruebas de pozo.
	Desvío y disposición de gas de retorno durante el proceso de terminación del pozo.
	Eliminación de gas natural desviado del equipo de procesamiento o compresión de petróleo y gas debido a

	operaciones de mantenimiento, condición alterada del sistema o emergencia de liberación de presión
	Eliminación de volúmenes relativamente pequeños de gas residual de la operación de rutina del equipo utilizado en una instalación de procesamiento de petróleo o gas.
Quema por razones económicas	Gas asociado producido con petróleo crudo que tiene un mercado listo, pero donde la construcción e instalación de una infraestructura de recolección, compresión y venta del gas no es económica, o donde la expansión requerida del sistema existente no es económica.
	Gas asociado producido con petróleo crudo que tiene un mercado listo, pero donde la infraestructura de recolección, compresión y venta del gas está en construcción, pero aún no está operativa, y donde los factores económicos requieren una producción temprana de petróleo por adelantado para la captación de gas natural.
Ventilación por razones operativas	Ventilación de gas natural desviado del equipo de procesamiento o compresión de petróleo y gas debido a una condición alterada del sistema o una emergencia de liberación de presión.
	Purga de gas de equipos de procesamiento, tuberías o compresores antes de las reparaciones.
	Emisiones fugitivas de fugas de equipos (por ejemplo, válvulas de descarga atascadas, escotillas de tanques de almacenamiento abiertas, sellos de brida agrietados).
	Emisiones de rutina de las columnas destiladoras de destilación de glicol y los tanques de expansión, y las unidades de endulzamiento de amina gas natural
	Ventilación para evitar la acumulación de presión en el petróleo crudo, condensado, o tanques de almacenamiento de agua que funcionan sin sistemas de recuperación de vapor.

Fuente: Adaptado de (U.S Department of energy, 2019)

6.7 Quema y venteo de gas en el mundo

En la industria mundial del petróleo, la quema de gas asociado a través de la combustión de descarga directa a la atmósfera es una preocupación ambiental importante (Johnson & Coderre, 2012). Se estima que más de 4,6 billones de pies cúbicos de gas asociado se quemaron a nivel mundial en el año 2019, según los indicadores de desarrollo del Banco Mundial del año 2020; además, basándose en los precios del gas de la Junta Nacional del Petróleo del Reino Unido y del

Henry Hub de EE. UU., esto representa alrededor de $ 19 mil millones de euros y $ 9,5 mil millones de dólares, respectivamente, de ingresos desperdiciados (Okoro, Adeleye, Okoye, & Maxwell, 2021), que, a su vez, representa un equivalente de 300 a 400 millones de toneladas de emisiones de CO_2 al año (Sarkari, Jamshidi, Ahmadi Khoshooei, & Fazlollahi, 2022).

De igual manera, un informe de una asociación mundial de la industria basado en datos autoinformados voluntarios, establece que la quema representó una cuarta parte del CO_2 y emisiones de metano asociados al sector "upstream" en 2019, el venteo por su parte, contribuyó con el 51% de las emisiones de metano y las fugas el 17% (IOGP 2020, como se cita en, Agerton et al., 2021)

En consecuencia, la quema y el venteo de gas asociado es un ejemplo del uso ineficaz de los recursos energéticos y una característica común de las naciones productoras de petróleo, con implicaciones directas en el desempeño macroeconómico y la sostenibilidad ambiental de los países (Okoro et al., 2021).

6.8 Volúmenes de gas quemado en Colombia

Partiendo de los datos públicos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de la producción fiscalizada de gas entre los años 2016 y 2021, se construyeron la tabla 5 y la figura 4, las cuales presentan los volúmenes de gas quemado por año en millones de pies cúbicos, en la cual se identifica al 2018 como año pico de volumen de quema de gas asociado en los campos de exploración y explotación petrolera en Colombia. Cabe destacar que la contingencia sanitaria generada por la pandemia del COVID-19 frenó a nivel mundial los sectores económicos y actividades productivas; de allí que se entienda la disminución de los volúmenes de gas quemados.

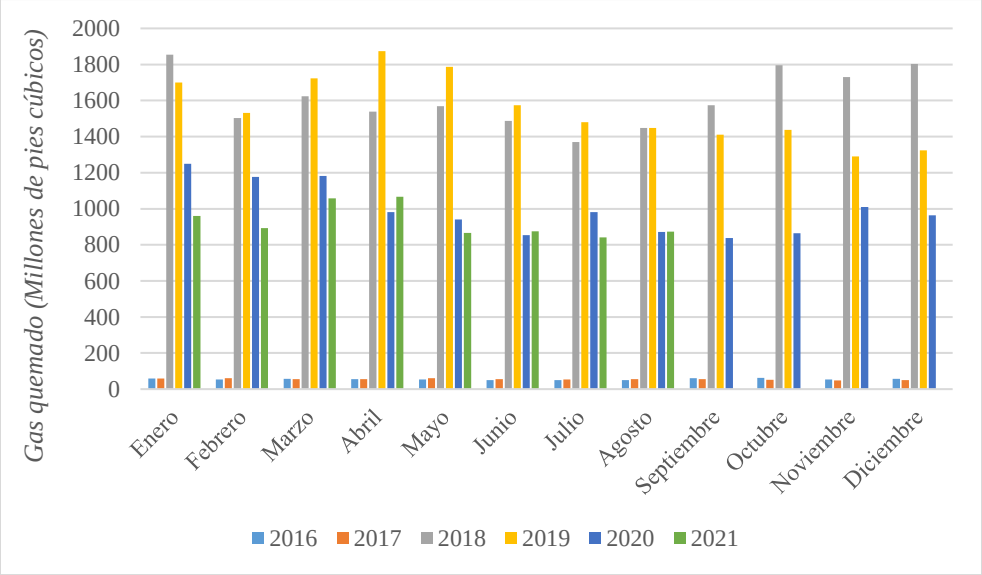
Tabla 7. *Gas quemado en Colombia entre los años 2016 y 2021 (en Millones de pies cúbicos)*

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	58.41	58.55	1854.08	1699.70	1249.72	959.31
Febrero	53.16	60.36	1503.10	1531.56	1176.41	892.21
Marzo	56.61	54.55	1624.07	1722.75	1181.47	1058.26
Abril	55.10	55.99	1538.51	1873.18	981.74	1066.3
Mayo	53.51	60.82	1568.04	1786.74	941.16	866.5
Junio	50.33	54.56	1486.68	1573.59	852.88	875.25
Julio	49.42	53.54	1370.47	1479.24	981.36	840.48

Agosto	50.30	55.49	1447.42	1448.78	871.05	872.87
Septiembre	61.35	54.52	1573.26	1410.94	836.89	
Octubre	62.84	50.93	1796.61	1436.76	863.51	
Noviembre	53.32	47.34	1731.08	1290.11	1010.47	
Diciembre	57.83	49.53	1802.11	1323.48	963.69	
Total anual	662.18	656.19	19295.43	18576.84	11910.35	

Fuente: (ANH, s.f)

Figura 5. *Volúmenes de gas quemado por año en Colombia en Millones de pies cúbicos.*



Fuente: Elaborado a partir de los datos de producción fiscalizada de gas (ANH, s.f)

6.9 Emisiones atmosféricas de la quema y venteo de gas asociado

6.9.1 Factor de emisión

La relación entre la cantidad de gas asociado (generalmente, en metros cúbicos) y el barril de petróleo producido se denomina factor de emisión (FE); el factor de emisión puede variar significativamente, desde 1 hasta más de 50 m^3 por barril de petróleo según el campo petrolero. Sin embargo, el factor de emisión promedio global de cinco años es de alrededor de 5 m^3 de gas por barril de petróleo producido. (Soltanieh et al., 2016)

6.9.2 Contaminantes asociados a la quema y venteo de gas asociado

Por un lado, durante la quema se originan junto con dióxido de carbono material particulado en forma de hollín, petróleo no quemado y monóxidos de carbono (especialmente, cuando el valor calórico del gas de combustión es bajo) así como otros productos secundarios potenciales cuando se presenta combustión incompleta; adicionalmente, cuando el gas de combustión crudo contiene ácido sulfhídrico (H_2S), puede producirse también dióxido de azufre (SO_2); algunas mediciones adelantadas en Alberta, Canadá, han demostrado la existencia de más de 150 compuestos orgánicos volátiles (COV), incluido el formaldehído (H_2CO) y más de 60 hidrocarburos poliaromáticos (PAH) como productos de la combustión del gas asociado (Leahey, Preston, & Strosher, 2001, como se cita en, Soltanieh et al., 2016); por otro lado, el venteo del gas asociado implica la liberación directa de grandes cantidades de metano (su principal componente) junto con H_2S y compuestos orgánicos volátiles (COV) a la atmósfera. (Pieprzyk & Rojas, 2015), debido a esto, diversos autores sustentan que el proceso de venteo genera emisiones de mayor relevancia ambiental con respecto a la quema del gas asociado.

Sin embargo, se resalta que la combustión de gas en antorcha produce importantes emisiones de metano cuando el gas asociado tiene presencia de líquidos y la mezcla entre el gas natural y el aire no es correcta generando una combustión incompleta (Henderson, 2015, como se cita en, Delgado, 2018). En general, se supone que las antorchas funcionan con una eficiencia del 98%, lo que significa que el 2% del gas residual no se quema y, aproximadamente, 2 millones de toneladas métricas por año de metano se liberan a la atmósfera (Methane Guiding Principles, 2019); sin embargo, cabe destacar que la eficiencia real de las TEAS solo se puede obtener mediante la medición de la composición de los gases ventilados y de la antorcha, esta es una tarea poco viable económicamente, que no es realizada por las compañías petroleras en todas las fuentes de quema de gas (Soltanieh et al., 2016).

Tomando como base los datos de producción fiscalizada de gas de la ANH presentados en la tabla N° 5, y partiendo de la densidad estándar del gas natural reportada en la literatura (0.737 kg/m^3) se realizó el cálculo de las emisiones por contaminante para la quema de gas según los factores de emisión de la European Environment Agency (2019), los resultados se presentan a continuación.

Tabla 8. *Emisiones atmosféricas asociadas a la quema de gas, en kg/año*

	Factor	Unidadesc	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nox	1.4	kg/Mg	19,347.2	19,172.2	563,760.8	542,765.4	347,988.5	217,119.2
CO	6.3	kg /Mg	87,062.4	86,275.1	2,536,923.6	2,442,444.4	1,565,948.4	977,036.3
NMVOC	1.8	kg /Mg	24,875.0	24,650.0	724,835.3	697,841.3	447,413.8	279,153.2
Sox	0.013	kg /Mg	179.7	178.0	5,234.9	5,040.0	3,231.3	2,016.1
TSP	2.6	kg /Mg	35,930.5	35,605.6	1,046,984.3	1,007,992.9	646,264.4	403,221.3
PM10	2.6	kg /Mg	35,930.5	35,605.6	1,046,984.3	1,007,992.9	646,264.4	403,221.3
PM2.5	2.6	kg /Mg	35,930.5	35,605.6	1,046,984.3	1,007,992.9	646,264.4	403,221.3
Pb	4.9	mg/Mg	0.06771523	0.06710282	1.97316279	1.89967898	1.21795987	0.75991713
Cd	20	mg/Mg	0.27638869	0.27388906	8.05372568	7.75379177	4.97126478	3.10170259
Hg	4.7	mg/Mg	0.06495134	0.06436393	1.89262553	1.82214107	1.16824722	0.72890011
As	3.8	mg/Mg	0.05251385	0.05203892	1.53020788	1.47322044	0.94454031	0.58932349
Cr	1.3	mg/Mg	0.01796527	0.01780279	0.52349217	0.50399647	0.32313221	0.20161067
Cu	1.6	mg/Mg	0.0221111	0.02191112	0.64429805	0.62030334	0.39770118	0.24813621
Ni	38	mg/Mg	0.52513852	0.52038922	15.3020788	14.7322044	9.44540309	5.89323492
Se	0.43	mg/Mg	0.00594236	0.00588861	0.1731551	0.16670652	0.10688219	0.06668661
ZN	520	mg/Mg	7.18610601	7.12111558	209.396868	201.598586	129.252884	80.6442673

Fuente: Datos obtenidos a partir de (ANH, s.f); (European Environment Agency, 2019)

De igual manera, se presenta el cálculo de las emisiones realizado a partir de los factores de emisión de la EPA, los resultados se presentan en la tabla 7.

Tabla 9. *Emisiones atmosféricas asociadas a la quema de gas, factores EPA en kg/año*

Compuesto	factor	Unidades	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Hidrocarburos totales	0.14	lb/10^6Btu	44,673	44,269	1,301,723	1,253,244	803,505	501,328
Óxidos de Nitrógeno	0.068	lb/10^6Btu	21,698	21,502	632,265	608,719	390,274	243,502
Hollín	177	mg/L	3,319	3,289	96,710	93,109	59,696	37,246
COV	0.66	lb/10^6Btu	210,600	208,695	6,136,693	5,908,153	3,787,952	2,363,403
CO	0.31	lb/10^6Btu	98,918	98,023	2,882,386	2,775,041	1,779,190	1,110,083

Fuente: Datos obtenidos a partir de (ANH, s.f); (European Environment Agency, 2019)

6.10 Impactos ambientales de la quema y venteo de gas asociado

Los impactos ambientales asociados a la quema y venteo de gas asociado son globales, regionales y locales (Ismail & Umukoro, 2012). Como se mencionó previamente, además de emisiones de gases de efecto invernadero, la producción de petróleo y gas es una fuente de compuestos orgánicos volátiles (COV), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO_2), monóxido de carbono (CO) y partículas (PM), y pueden contribuir a la formación de ozono troposférico (McDonald-Buller et al., 2021). Esta emisión de contaminantes altera las propiedades fisicoquímicas del aire, por su parte, la presencia de NO_x y COV incrementa el smog fotoquímico incluido el ozono, fenómeno relacionado con la lluvia ácida, fenómeno de naturaleza corrosiva que causa daños generalizados al medio ambiente, devastando la vegetación y las aguas superficiales (Hassan & Kouhy, 2013, como se cita en, Soltanieh et al., 2016).

Las comunidades aledañas son las más susceptibles a recibir estos impactos, se ha reportado que en las zonas donde se ubican las empresas petroleras hay una cantidad significativa de contaminación térmica y acústica local cerca de los sitios de quema; de igual manera, los contaminantes emitidos durante las actividades de quema y venteo de gas asociado, en condiciones atmosféricas desfavorables como la inversión térmica, se asocian con problemas graves a la salud pública, como asma, trastornos sanguíneos, cáncer o bronquitis crónica en los humanos que viven en las áreas circundantes (Hassan & Kouhy, 2013). Adicionalmente, según la combustión en TEA emite un químico letal conocido como benceno que causa convulsiones, daño cromosómico y defectos de nacimiento (Osuoka & Roderick, 2005, como se cita en, Hassan & Kouhy, 2013).

Por su parte, Soltanieh et al. (2016), plantean que las actividades de quema y venteo de gas generan un impacto directo sobre la agricultura, teniendo en cuenta que la contaminación térmica de las TEAS afecta a las poblaciones microbianas que participan en el proceso de descomposición de la materia orgánica y formación de nitrógeno, generando así, la disminución de la materia orgánica y el nitrógeno total, la formación de humedad en la capa superior del suelo, la disponibilidad de nutrientes; por tanto, la quema de gas impacta negativamente en la fertilidad y capacidad productiva del suelo y los ciclos biogeoquímicos de nutrientes lo que a futuro genera efectos negativos tanto en los cultivos como en los ecosistemas naturales de la zona.

6.11 Tecnologías para la reducción de la quema y venteo de gas asociado

Según el Centro Mario Molina (2016), el sector petrolero en México posee diferentes alternativas para lograr la reducción de emisiones y quema de metano; en este estudio, se identifica que las principales oportunidades de reducción que no representan inversiones significativas para las empresas y que, por tanto, tienen alta rentabilidad son: Instalar Unidades recuperadoras de vapor en tanques de petróleo y tanques de condensados, captura de gas en los sellos húmedos de los compresores, mejorar las prácticas de captura del gas en los mantenimientos rutinarios, implementar mejores prácticas y programas para la detección y reparación de fugas las operaciones costa afuera, costa adentro, recolección y compresión, plantas procesadoras de gas y las instalaciones de gas natural licuado (GNL). De acuerdo con la Enviromental Defense Fund, las primeras dos medidas pueden reducir 1.4 y 0.2 $MtCO_2e$ anuales respectivamente a un costo negativo de -70 pesos (mexicanos) por tonelada de CO_2e reducida (EDF-ICF, 2015). Se recomienda que estas medidas se fomenten entre las empresas de petróleo y gas, por medio de su asociación con iniciativas internacionales como son el programa Natural Gas STAR y la Global Methane Initiative.

Por otro lado, en este mismo estudio se identifican principales oportunidades de reducción que conllevan inversiones significativas tales como: evitar el venteo en la producción de petróleo costa afuera, mejorar la eficiencia de los quemadores de CH_4, impedir las fugas en los tanque de almacenamiento de petróleo, reemplazar los empaques del vástago de los compresores, disminuir las fugas en las estaciones de compresión y en la distribución del gas.

Los autores, llegan a la conclusión de que la medida de mitigación de emisiones de metano más cuantiosa es evitar el venteo de gas en operaciones costa afuera utilizando quemadores de alta eficiencia. De acuerdo con el documento elaborado por Enviromental Defense Fund, “Análisis económico de las oportunidades de reducción de emisiones de metano en la industria mexicana del petróleo y gas natural”, dicha medida puede reducir hasta 2.5 $MtCO_2e$ al año con un costo de 61 pesos (mexicanos) por tonelada de CO_2e reducida (EDF-ICF, 2015). Resaltando que, para este tipo de medida, se puede conseguir apoyo de cooperación internacional, por ejemplo, el otorgado por el Banco Mundial bajo el programa Zero Routine Flaring by 2030. (Centro Mario Molina, 2016)

Para la International Energy Agency (IEA) (2020), es importante minimizar el flujo de nuevos proyectos que podrían requerir el proceso de quema; por lo cual se debe generar una regulación, rigurosa selección y diseño de los nuevos proyectos. Para las fuentes de quema existentes, en la mayoría de los casos, la solución óptima para la quema es extender la red de gas natural. Pero incluso en ausencia de conexión a la red de gas (a veces no es una opción práctica para campos petrolíferos remotos), existen alternativas que pueden ofrecer usos productivos para el gas natural.

Uno de estos constituye las instalaciones portátiles de GNC o mini-LNG para tratar el gas in situ. El GNC comprime el gas en la boca del pozo para transportarlo en camiones a distancias cortas para su uso en el campo o hasta las instalaciones de procesamiento de gas cercanas; en 2015, la EPA de EE. UU. Estimó que con esta tecnología se podría eliminar hasta el 89% del gas quemado en el campo Bakken.

Otra de las alternativas presentadas por la IEA contempla las plantas de conversión de gas a metanol o de gas a líquidos a pequeña escala. El Departamento de Energía de EE. UU. Está explorando una serie de opciones posibles, por ejemplo, catalizadores multifuncionales para desarrollar productos a partir de corrientes de gas asociadas, con un enfoque en equipos de conversión modular. De igual manera, se contempla la generación de energía eléctrica directa in situ. El gas que, de otro modo se quemaría, se captura y se convierte en energía eléctrica que se puede usar en las instalaciones o se podría vender nuevamente a una red eléctrica.

En esta vía, la iniciativa Methane Guiding Principles (2019) presenta una serie de estrategias para reducir la quema de gas asociado que se basan en cinco líneas principales las cuales se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 10. *Métodos para reducir la quema de gas asociado*

Estrategia de mitigación	Descripción
Prevenir la necesidad del envío a antorcha	Agregar un segundo separador en el diseño de pozos
Recuperar los gases que se envían a quema para su venta como gas natural o líquidos de gas natural	Agregar unidades de recuperación de vapores en los tanques
	Reducir el envío a antorcha durante las pruebas de pozo y la terminación de pozos
	Comprimir el gas natural y transportarlo por carretera

Estrategia de mitigación	Descripción
	Recuperar los líquidos de gas natural
Almacenamiento de los gases que de otra forma se quemarían	Almacenamiento de los gases reinyectándolos en el reservorio
Buscar usos alternativos para los gases enviados a quema	Utilizar los gases para generar electricidad
Mejorar la eficiencia de combustión	Mejorar la combustión en antorchas con control de vapor o aire
	Mejorar la combustión en pequeñas antorchas sin posibilidad de control con vapor o aire

Fuente: (Methane Guidinig Principles, 2019)

6.12 Países referentes a nivel internacional en materia de regulación de quema y venteo de gas asociado

Partiendo de la necesidad de recopilar insumos internacionales para la actualización normativa en Colombia se seleccionaron cinco países que en distintas medidas han implementado acciones para reducir las actividades de quema y venteo de gas asociado y sus impactos relacionados. A continuación se presenta el contexto macro de dichos países en materia ambiental.

6.12.1 Reino Unido

Según los datos del Banco Mundial entre 2012 y 2021, la producción de petróleo en el Reino Unido fluctuó alrededor de un 15 % con respecto a la media, y finalizó en un nivel ligeramente más bajo en 2021 que en 2012. El volumen de gas quemado y la intensidad de la quema en el Reino Unido se redujeron en, aproximadamente, un tercio durante este período. Al año 2019 se tenían registradas 76 fuentes individuales de quema de gas asociado.

Históricamente, aunque la quema y el venteo han representado menos del 1% de las emisiones totales de GEI en el Reino Unido, han representado casi el 25% de las emisiones de la industria del petróleo y el gas, principalmente de la quema. Los datos de la Oil & Gas Authority (OGA) sugieren que la intensidad de la quema es alta para un grupo relativamente pequeño de instalaciones. (World bank, 2021)

Ante esta situación, el Reino Unido respaldó la iniciativa Zero Routine Flaring by 2030 del Banco Mundial en 2020, también participa en la Iniciativa Global de Metano y la CCAC. En diciembre de 2020, el Reino Unido presentó una actualización de las Contribuciones Determinadas

a Nivel Nacional, (NDC por sus siglas en inglés) ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en la que el gobierno se comprometió a reducir las emisiones de GEI en toda la economía desde el nivel de 1990 en al menos un 68 % para 2030.

6.12.2 Canadá

Canadá tiene considerables recursos en tierra y en alta mar, en el año 2019 produjo el 6% del petróleo crudo del mundo y el 4% del gas natural. Las provincias de Alberta, Saskatchewan y los sitios de la costa afuera representaron alrededor del 50%, 30% y 15% de la producción de petróleo de Canadá, respectivamente. (World Bank, 2021)

A nivel nacional, Canadá ha adoptado distintos compromisos para la reducción de emisiones de metano asociadas a la quema y venteo de gas asociado en los campos de exploración y explotación petrolera; en 2016 respaldó la iniciativa Zero Routine Flaring by 2030 del Banco Mundial; así mismo, hace parte de la Iniciativa Global de Metano y la CCAC (World Bank, 2021). En esta línea, en la 26.ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Canadá se unió a 110 países para respaldar el Compromiso mundial de metano, que comprometía a los países a tomar medidas en toda la economía para reducir el metano en un 30 % para 2030. Canadá fue el primer país en señalar un objetivo ambicioso para lograr al menos una reducción del 75 % en las emisiones de metano del sector del petróleo y el gas en relación con los niveles de 2012 para 2030. (Enviroment and Climate Change Canada, 2022)

6.12.3 México

México es un país petrolero, se estima que es el quinto país emisor mundial de contaminación por metano proveniente de la industria de petróleo y gas; sin embargo, también se encuentra entre los veinte principales países productores de gas en el mundo, con uno de los menores costos de descubrimiento, producción y desarrollo, y una tasa de restitución de hidrocarburos cercana al 90%.(World bank, 2021)

En México, el 73% del total de gas natural es gas asociado, producido mayormente en las Regiones Marinas y Norte del país. El venteo a la atmosfera y la combustión en quemadores son

operaciones frecuentes en la producción de petróleo y gas en dicho país, donde la infraestructura de tuberías para el manejo del gas está incompleta, y no puede ser reinyectado en los yacimientos. (Ayuso, 2017)

En consecuencia, el país ha adelantado distintas acciones con el objetivo de reducir las emisiones asociadas, particularmente, en junio de 2016, en la Cumbre de Líderes de América del Norte desarrollada en Ottawa, Canadá, los Presidentes de México y Estados Unidos, así como el Primer Ministro de Canadá, suscribieron la "Declaración de Líderes de América del Norte sobre la Alianza del clima, energía limpia y medio ambiente", donde se estipula la meta regional de reducir las emisiones de metano del sector de petróleo y gas en un 40% a 45% al año 2025, con intenciones a lograr las metas de sus contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional, y explorar posibles oportunidades adicionales para la reducción de metano, a partir del desarrollo e implementación de regulaciones federales que reduzcan las emisiones en instalaciones del Sector Hidrocarburos. (World bank, 2021)

6.12.4 Estados Unidos

Según los datos del Banco Mundial, la producción de petróleo crudo en los Estados Unidos aumentó alrededor de las tres cuartas partes entre 2012 y 2021, mientras que el volumen de gas quemado disminuyó de 9,5 bcm a 8,8 bcm. Comparado con 2012, la intensidad de las llamaradas fue, aproximadamente, un 45 % menor en 2020 y según el último recuento de fuentes de quema se identificaron 2655. (World bank, 2021c)

A nivel internacional, Estados Unidos respaldó la iniciativa Zero Routine Flaring by 2030 del Banco Mundial en 2016, también participa en la Iniciativa Global de Metano y la CCAC. Adicionalmente, en 2021, Estados Unidos se reincorporó al Acuerdo de París y presentó un informe NDC revisado a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, estableciendo un objetivo para reducir sus emisiones netas de GEI en toda la economía en un 50-52% por debajo de los niveles de 2005 para 2030. El NDC no menciona la quema o ventilación, pero la reducción de las emisiones de metano de los pozos y los sistemas de tuberías de gas natural se citan entre las medidas importantes que Estados Unidos planea tomar para controlar las emisiones de GEI distintas del CO_2. (World bank, 2021c)

6.12.5 Noruega

Noruega cuenta con las mayores reservas de hidrocarburos de Europa y es el quinto mayor exportador de petróleo crudo a nivel mundial; sin embargo, registró la intensidad de quema más baja de todos los países bajo revisión cada año entre 2012 y 2021. Noruega produjo aproximadamente la misma cantidad de petróleo en 2021 que Kazajstán y México, pero estos países quemaron entre 10 y 43 veces más gas asociado que Noruega. Es de destacar que entre 2012 y 2021, la producción de petróleo aumentó ligeramente en Noruega, pero tanto el volumen de gas quemado como la intensidad de la quema se redujeron en tres quintas partes y según los datos publicados solo existen veintiocho fuentes de quema individuales en el último recuento realizado en 2019. (World Bank, 2021b)

Así mismo, Noruega ejerce jurisdicción sobre importantes recursos de gas natural ubicados en el lecho marino de la plataforma continental de Noruega, siendo un país principalmente productor más no consumidor por lo que cuenta con una participación importante en el mercado de exportación a través de gasoductos al mercado europeo, incluida Gran Bretaña.(Berntsen & Leerberg, 2022)

A nivel internacional, el gobierno de Noruega respaldó la iniciativa Zero Routine Flaring by 2030 del Banco Mundial en 2016; así mismo, Noruega participa en la Iniciativa Global del Metano y la CCAC. Ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Noruega adoptó en 2016 el objetivo de reducir las emisiones de GEI en toda la economía del nivel de 1990 del 40 % al 50-55 % para 2030. (World Bank, 2021b)

Internamente, las consideraciones ambientales y climáticas son una parte integral de las políticas de la industria petrolera de Noruega. La industria petrolera noruega tiene estándares ambientales locales y globales más altos que la mayoría de los otros países productores de petróleo y gas. Según Ayuso (2017) redujo sustancialmente sus índices de venteo, emisiones fugitivas y quema de gas a través de esquemas regulatorios incrementales, el reconocimiento de la pérdida económica que implican estas prácticas, y una cercana cooperación entre las autoridades.

7. Metodología

La metodología que fue implementada para dar cumplimiento a los objetivos planteados en la presente investigación se desarrolló a partir de cuatro fases, como se explica a continuación:

7.1 Fase I – Diagnóstico normativo nacional

7.1.1 Actividad 1: Recolección de información normativa

Inicialmente, se llevó a cabo la investigación documental de la normatividad colombiana vigente aplicable a las actividades de quema y venteo de gas asociado en el sector de exploración y explotación de hidrocarburos, haciendo uso de diarios oficiales y demás elementos normativos disponibles. Como fuentes de información se contemplaron, entre otros, los sitios oficiales de distintas entidades como el Ministerio de Minas y Energía (Minenergía), la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI), el Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano (SIPG), la Secretaría Distrital de Ambiente de Bogotá (SDA), el Gestor normativo de la página del Espacio Virtual de Asesoría de Gestión Pública (EVA), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Minambiente). De igual manera, se limitó la búsqueda empleando palabras clave como: Quema, venteo, gas asociado, emisiones atmosféricas, autorización de quema, TEA, monitoreo de emisiones, gas natural.

7.1.2 Actividad 2: Consolidación y organización de información

Una vez obtenida la base de información normativa, se realizó la consolidación de los diferentes elementos normativos y políticos consultados en una matriz de información denominada “Matriz de normatividad” la cual se encuentra dividida según el tipo de documento consultado, año de expedición, entidad por la cual fue emitida, y una breve descripción del documento y su relación con el sector hidrocarburos, específicamente, con las actividades de quema y venteo de gas asociado.

7.1.3 Actividad 3. Análisis normativo nacional

Una vez consolidada y clasificada la información, se realizó un análisis de los elementos normativos consultados con el fin de identificar oportunidades de actualización.

7.2 Fase II – Compilación de insumos internacionales en materia

7.2.1 Actividad 1: Consulta bibliográfica

Se llevó a cabo la revisión bibliográfica de documentos oficiales y de investigación sobre los diferentes elementos normativos y regulatorios que se han implementado en países como Estados Unidos, México, Canadá, Reino Unido y Noruega, para reducir o controlar las actividades de quema y venteo de gas en campos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como sus impactos asociados. Se seleccionaron dichos países teniendo en cuenta que estos hacen parte de la Coalición Clima y Aire Limpio para la reducción de contaminantes de vida corta (CCAC) y son considerados grandes productores de petróleo y gas; de igual manera, la revisión de información preliminar permitió establecer que dichos países han formulado e implementado distintos elementos regulatorios y normativos en materia de quema y venteo de gas útiles para la presente investigación. Como fuente de información se recurrió a documentos oficiales de instituciones internacionales como: Climate & Clean Air Coalition (CCAC), la International Energy Agency (EIA), la Enviromental Protection Agency (EPA), Oil and Gas Authority (OGA), el Banco Munidal, entre otros.

7.2.2 Actividad 2: Síntesis de información

A partir de la información recolectada se consolidó una tabla de síntesis de información que presenta los elementos regulatorios más relevantes de cada país y su año de implementación.

7.2.3 Actividad 3: Comparación y extracción de insumos internacionales

Con base en la información recolectada y clasificada, se identificaron puntos de convergencia entre las diferentes medidas regulatorias que se han adaptado en los países mencionados, con el fin de tomar elementos clave y mecanismos de regulación que podrían ser implementados a través de la actualización normativa en Colombia.

7.3 Fase III – Identificación de sistemas de control y tecnologías disponibles

7.3.1 Actividad 1: Consulta de tecnologías disponibles

Se consultaron documentos de investigación elaborados en los últimos diez años centrados en los sistemas de control y tecnologías existentes para la reducción de emisiones atmosféricas asociadas a la quema y venteo de gas asociado en el sector hidrocarburos, de las cuales se seleccionaron cinco alternativas tecnológicas para su comparación.

Para desarrollar una revisión sistemática de la información, se utilizaron parámetros de información siendo los principales: tipo de documento, profundidad del tema, cobertura cronológica, lugar de aplicación, e idioma. De igual manera, basado en la información presentada en la "Guía para realizar búsquedas efectivas" de la Dirección del Sistema de Bibliotecas de la Universidad Finis Terrae (2021), se llevaron a cabo las siguientes actividades para la revisión bibliográfica:

- Identificación de los conceptos fundamentales y palabras clave: Quema y venteo de gas asociado, emisiones atmosféricas, reducción de contaminantes, tecnologías para la reducción de emisiones atmosféricas emitidas por TEAS.
- Delimitación de fuentes de información: Se utilizaron fuentes de información primarias y secundarias como artículos académicos y científicos, documentos oficiales de entidades gubernamentales a nivel nacional e internacional, libros, tesis y trabajos de grado, patentes e informes de sitios web especializados.
- Selección de recursos de información: Se entiende por recursos de información aquellas herramientas que permiten acceder a las fuentes de información; en esta investigación utilizaron catálogos bibliotecarios, portales y sitios web especializados, repositorios

institucionales a nivel nacional e internacional, bibliotecas digitales y bases de datos como lo son ScienceDirect, Scielo, ProQuest, SpringerLink, entre otras.

- Selección de información relevante para la investigación: Se tomaron en cuenta aspectos que permitieron identificar la utilidad del documento para la monografía como el título, los autores, el resumen y los resultados.

7.3.2 Actividad 2: Diseño y aplicación de matriz de selección de alternativas.

Partiendo de la información consultada se seleccionaron cinco tecnologías según la disponibilidad de información, nivel de desarrollo y capacidad de réplica en el contexto colombiano; estas tecnologías fueron comparadas y evaluadas a partir de una matriz de selección de alternativas, la cual se desarrolló tomando como base la metodología planteada por Cortés & Romero (2016), la cual consiste en la implementación de una matriz de semaforización para la evaluación de tecnologías con base a cinco criterios.

Los criterios analizados fueron: a) Aplicabilidad (Fácil implementación y manejo), b) Baja inversión de capital, c) Eficiencia, d) Reducción del impacto ambiental, y e) Facilidades para la replicación y adaptación social; estos criterios se adaptaron de las metodologías planteadas por (Cortés & Romero, 2016) y (Gómez, 2017)

Cada uno de los criterios previamente mencionados fue valorado cuantitativamente en tres rangos, como se muestra en la tabla 9.

Tabla 11. *Rangos de valoración de criterios*

Valoración	Descripción
1	Baja conveniencia
5	Conveniencia media
10	Alta conveniencia

Fuente: Adaptado de (Cortés & Romero, 2016)

Posteriormente, se realizó la sumatoria de la valoración de cado uno de los criterios dando como resultado la conveniencia neta de cada tecnología. Dicha sumatoria se clasificó como se indica a continuación.

Tabla 12. *Clasificación de conveniencia neta de las tecnologías*

Valoración	Color	Descripción
(0 – 16)	Rojo	Menor conveniencia
(17 – 33)	Amarillo	Conveniencia media
(34 a 50)	Verde	Alta conveniencia

Fuente: Adaptado de (Cortés & Romero, 2016)

A partir de esta información se construyó una matriz de selección, la cual permitió identificar el sistema de control y/o tecnología más apropiada para la reducción de emisiones atmosféricas asociadas a la quema y venteo de gas asociado en el sector hidrocarburos.

7.4 Fase IV – Consolidación de recomendaciones para la actualización regulatoria

7.4.1 Actividad 1: Formulación de recomendaciones

Tomando como base la información recolectada en las fases previas, se formularon recomendaciones para la actualización y/o modificación de la normatividad regulatoria de las actividades de quema y venteo de gas asociado en el sector hidrocarburos.

7.4.2 Actividad 2: Presentación de resultados ante el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Posterior a la sustentación de la presente investigación ante el Proyecto Curricular de Ingeniería Ambiental, se espera presentar las recomendaciones y resultados obtenidos ante el Grupo de Gestión Ambiental Urbana (GAU) del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, como insumos para la actualización de la normatividad en materia.

8. Resultados y discusión

8.1 Fase I – Diagnóstico normativo nacional

Como producto de la investigación documental de elementos normativos a nivel nacional, desarrollada a partir de fuentes de información oficiales, se obtuvo la base de información normativa aplicable a las actividades de quema y venteo. Estos documentos fueron analizados para la identificación de aspectos puntuales aplicables a las actividades y las obligaciones de cada uno de los actores involucrados en el sector, partiendo de esto se consolidó la "*Matriz de normatividad aplicable a las actividades de quema y venteo de gas asociado durante las etapas de exploración*

y explotación de hidrocarburos en Colombia" presentada en la Tabla 11, la cual caracteriza los documentos consultados según el año de expedición, la entidad emisora, una breve descripción del elemento normativo, y los artículos y obligaciones relacionados al sector hidrocarburos haciendo énfasis en las actividades de quema y venteo de gas asociado.

Tabla 13. *Matriz de normatividad aplicable a las actividades de quema y venteo de gas asociado*

Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Constitución política de Colombia	1991	Congreso de la República	Carta magna de la República de Colombia
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art. 79	Todas las personas tienen derecho a gozar de un ambiente sano, y es deber del Estado proteger la diversidad e integridad del ambiente, conservar las áreas de especial importancia ecológica y fomentar la educación para el logro de estos fines.	
	Art. 80	El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución.	
	Art. 332	El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Ley 10	1961	Congreso de la República	Por la cual se dictan disposiciones en el ramo de petróleos.
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art. 15	Todo concesionario de exploración y explotación de petróleos de propiedad nacional, pagará al Gobierno sobre el gas produciendo los mismos porcentajes de participaciones establecidos en esta Ley para el petróleo crudo. Este pago lo hará en el campo de la producción, en especie o en dinero, a elección del Gobierno. Quedan exentos del pago de esta participación: a. El gas estrictamente necesario para la extracción del petróleo crudo, siempre y cuando el contratista presente un informe completo y demostrativo, que sea aceptado explícitamente por el Ministerio de Minas y Petróleos en resolución especial; b. El gas que se confine al yacimiento, de acuerdo con la técnica, previa aprobación del Ministerio de Minas y Petróleos, cuando la operación se justifique económicamente; c. Los gases que se destinen al consumo interno de la concesión en explotación.	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Ley 99	1993	Congreso de la República	Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones.
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art. 5	Funciones del Ministerio de Ambiente. Corresponde al Ministerio del Medio Ambiente dentro de sus diferentes funciones dictar regulaciones de carácter general tendientes a controlar y reducir las contaminaciones geosférica, hídrica, del paisaje, sonora y atmosférica, en todo el territorio nacional.	
	Art. 49	Obligatoriedad de la licencia ambiental. La ejecución de obras, el establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos, pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje requerirán de una Licencia Ambiental.	

	Art. 52	Competencia del Ministerio del Medio Ambiente. El Ministerio del Medio Ambiente otorgará de manera privativa la Licencia Ambiental en los siguientes casos: 1. Ejecución de obras y actividades de exploración, explotación, transporte, conducción y depósito de hidrocarburos y construcción de refinerías.	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Ley 141	1994	Congreso de la República	Por la cual se crean el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables, se establecen las reglas para su liquidación y distribución y se dictan otras disposiciones.
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art. 21	Valor de referencia para la liquidación de las regalías generadas por la explotación de hidrocarburos. El valor de la referencia para efectos de regalías por concepto de gas, se establecerá con base en el precio promedio ponderado de realización de todo el gas nacional en los sitios de entrega por parte de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol. Deduciendo los costos de transporte y de manejo para llegar al precio en boca de pozo, en cada caso. Parágrafo 1°. Para efectos de liquidar la regalía por explotación de gas no se tendrá en cuenta el que se reinyecte a los yacimientos, ni el del gas que se utilice para la operación del campo.	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Ley 1931	2018	Congreso de la República	Por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático.
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art. 2	En el marco de la presente Ley se adoptan los siguientes principios orientadores para su implementación y reglamentación: 1. Autogestión: Las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, desarrollarán acciones propias para contribuir a la gestión del cambio climático con arreglo a lo dispuesto en esta Ley y en armonía con las acciones desplegadas por las entidades públicas. … 9. Responsabilidad: Las personas naturales y jurídicas, públicas o privadas, contribuirán al cumplimiento de los compromisos asumidos por el país en términos de cambio climático, así como a adelantar acciones en el ámbito de sus competencias que garanticen la sostenibilidad de las generaciones futuras.	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Ley 2056	2020	Congreso de la República	Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del sistema general de regalías.
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art.7	Funciones del Ministerio de Minas y Energía y de sus entidades adscritas y vinculadas. *B. Funciones de las entidades adscritas y vinculadas del Ministerio de Minas y Energía que participan en el ciclo de las regalías.* … 2. La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, además de las funciones establecidas en la ley, ejercerá las siguientes funciones relacionadas con la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos	

		hidrocarburíferos: ejercerá el seguimiento y control de los contratos y convenios; verificará la medición y monitoreo a los volúmenes de producción y verificará el correcto desmantelamiento, taponamiento y abandono de pozos y facilidades.	
	Art. 16	Exploración y explotación. El ejercicio de la exploración y explotación será realizado por quienes sean beneficiarios de derechos para explorar y explotar recursos naturales no renovables, en cumplimiento de la normativa aplicable vigente, velando por el cumplimiento especial de disposiciones ambientales. El pago de regalías deberá acreditarse acorde con los volúmenes de producción, que serán medidos y reportados por el explotador, sin perjuicio de los requerimientos que se realicen en desarrollo de la actividad de fiscalización.	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Decreto Ley 2811	1974	Presidencia de la República	Por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art. 73	Corresponde al gobierno mantener la atmósfera en condiciones que no causen molestias o daños o interfieran el desarrollo normal de la vida humana, animal o vegetal y de los recursos naturales renovables.	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Decreto 1073	2015	Presidencia de la República	Por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art. 2.2.1.1.1.5	Estándares y normas para la Exploración y Explotación de los Yacimientos convencionales continentales y costa afuera. 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. *(Decreto 1616 de 2014, art. 1)*	
	Art. 2.2.1.1.1.6	Otras disposiciones aplicables a la exploración y explotación de yacimientos convencionales continentales y costa afuera. 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 medioambiente, de salubridad y de seguridad industrial, así como el Convenio 174 de la OIT y todos aquellos que los modifiquen. *(Decreto 1616 de 2014, art. 2)*	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Resolución 909	2008	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones.
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art.69	Obligatoriedad de construcción de un ducto o chimenea. Toda actividad que realice descargas de contaminantes a la atmósfera debe contar con un ducto o chimenea cuya altura y ubicación favorezca la dispersión de éstos al aire, cumpliendo con los estándares de emisión que le son aplicables.	
	Art. 71	Localización del sitio de muestreo. Todas las actividades industriales, los equipos de combustión externa, las actividades de incineración de residuos y los hornos crematorios que realicen descargas de contaminantes a la atmósfera deben contar	

		con un sistema de extracción localizada, chimenea, plataforma y puertos de muestreo que permitan realizar la medición directa y demostrar el cumplimiento normativo. La altura de la chimenea, diámetro y localización de los puertos de muestreo deben construirse de acuerdo a los métodos y procedimientos adoptados en el Protocolo para el Control y Vigilancia de la Contaminación Atmosférica Generada por Fuentes Fijas. En todo caso, aquellas actividades, en las cuales la ubicación del punto de descarga, debido a las condiciones físicas de la fuente (inclinación, área superficial de la fuente, seguridad de acceso) imposibiliten la medición directa, podrán estimar sus emisiones a través de balance de masas o finalmente por medio de la utilización de factores de emisión de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA), de acuerdo con lo establecido en el Artículo 110 del Decreto 948 de 1995.	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Resolución 181495	2009	Ministerio de Minas y Energía	Por la cual se establecen medidas en materias de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art 39.	Pruebas de pozos. Todo pozo en producción debe ser probado por lo menos una vez al mes, con una duración mínima de seis horas, con el fin de determinar los volúmenes y parámetros (GOR y BSW) de fluidos producidos, o siempre que cambien las condiciones operacionales, para efectos de detectar variaciones en la producción.	
	Art. 52	Se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización. Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad debe quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía Parágrafo 3. Excepcionalmente se podrá quemar gas, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía, quien autorizará el volumen máximo de gas a quemar, así como el tiempo máximo durante el cual se pueda realizar la quema. Parágrafo 4. Todo gas que se queme, desperdicie o emita a la atmósfera sin tener en cuenta las condiciones o excepciones determinadas en este artículo, serán objeto del pago de regalías. (Derogado por Art. 84 de la resolución 40066 de 2022)	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Resolución 755	2013	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales	Por la cual se instruye a las subdirecciones técnicas de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales sobre las actividades consideradas modificaciones menores de las licencias ambientales o planes de manejo ambiental establecidos para los sectores de hidrocarburos y eléctrico y se fijan otras directrices.
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art. 1	Objeto. La presente resolución tiene por objeto instruir a las Subdirecciones Técnicas de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales en el sentido de establecer las actividades consideradas modificaciones menores o de ajuste normal dentro del giro ordinario de los proyectos sometidos a Licencia Ambiental o Plan de Manejo Ambiental de los sectores de hidrocarburos y eléctrico, las cuales, por estar autorizadas en sí mismas mediante esta Resolución, no requerirán adelantar trámite de modificación de la Licencia Ambiental o del Plan de Manejo según el siguiente listado:	

		I. Sector hidrocarburos … 4. En las actividades petroleras 4.2. Cambio de equipos generadores de emisiones atmosféricas por equipos de tecnología más eficiente, de manera tal que las emisiones de gases, material particulado y de ruido sean menores. Esta actividad sólo aplica para el caso de desarrollos convencionales.	
	Art. 2	Procedimiento. Previo a la ejecución de las actividades descritas en el Art. 1, el titular de la Licencia Ambiental o Plan de Manejo Ambiental de cada proyecto, obra o actividad deberá presentar ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) un informe con destino al expediente de las actividades a ejecutar, a efectos de ser tenido en cuenta en el proceso de seguimiento y control ambiental que se realizará en los términos del artículo 39 del Decreto 2820 de 2010, o la norma que lo modifique o sustituya, el cual contendrá la siguiente información: 1. Descripción de la actividad incluyendo planos o mapas de localización y su respectiva geo-referenciación. 2. Justificación de que la actividad se adecúa a una de las causales mencionadas en el Art. 1.	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Resolución 40687	2017	Ministerio de Minas y Energía	Por la cual se establecen los criterios técnicos para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos costa afuera en Colombia.
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art. 20	Venteo y quema de gas. Durante el desarrollo de la perforación exploratoria, el interesado, en concordancia con lo establecido por la autoridad ambiental competente en el marco de la Licencia Ambiental, podrá quemar los volúmenes de gas que se recuperen en superficie como resultado de las siguientes actividades: 1. Operaciones de control de pozo. 2. Pruebas iniciales de producción. Parágrafo. El venteo de gas está prohibido como actividad rutinaria. Podrá efectuarse en caso que un evento de control de pozo así lo requiera.	
Documento normativo	**Año de expedición**	**Entidad emisora**	**Descripción general**
Resolución 40066	2022	Ministerio de Minas y Energía	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.
	Artículos	**Obligaciones**	
	Art. 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	
	Art. 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 Inviable recuperar y utilizar conforme a lo señalado en esta Resolución.
	Art. 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.
	Art. 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
	Art. 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.
	Art. 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.
	Art. 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.
	Art. 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 Quemas provenientes de Eventos Planeados y de Eventos No Planeados.
	Art. 11	Quema rutinaria de gas natural. Los volúmenes correspondientes a la Quema Rutinaria de Gas Natural deben estar plenamente justificados, y la quema del Gas Económicamente Inviable se deberá sustentar.
	Art. 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.
	Art. 16	Volumen de quema de gas natural económicamente inviable. Para efectos de sustentar un volumen de quema de Gas Natural Económicamente Inviable, el Operador deberá presentar un Estudio Técnico – Económico según las características señaladas en la resolución. 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

	Art. 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 Inviable 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.
	Art. 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.
	Art. 23	Quema de gas que contenga ácido sulfhídrico (H_2S). 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_2S) de la corriente del gas de quema, atendiendo las disposiciones ambientales aplicables.
	Art. 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.
	Art. 25	Venteo intencional de gas natural asociado en etapa de exploración. El operador debe evitar el venteo intencional de gas natural asociado en la etapa de exploración mediante el aprovechamiento del mismo o mediante la recolección y quema controlada.
	Art. 26	Venteo intencional de gas natural durante la perforación exploratoria. Durante la perforación exploratoria se debe evitar el venteo 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 venteo 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.
	Art. 30	Venteo intencional de gas natural asociado en etapa de explotación. Durante la explotación de hidrocarburos está prohibido el venteo 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 venteos 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 9o de la resolución 40048 de 2015 o la norma que la modifique o sustituya que resulten aplicables, con la justificación respectiva.

	Art. 32	Aprovechamiento del gas natural de venteo intencional. El operador, con el fin de aprovechar el gas de venteo 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. 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.
	Art. 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.
	Art. 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.

El diagnóstico normativo llevado a cabo ilustrado en el Anexo 1 permitió establecer que, actualmente, en Colombia las actividades de quema y venteo de gas asociado en campos de exploración y explotación de hidrocarburos están reguladas, en su mayoría, por la Resolución 40066 de 2022 en la que se establece que está prohibido en el territorio nacional la quema y venteo de gas asociado con excepción de los volúmenes quemados o venteados por seguridad, razones operacionales, o porque es inviable económicamente darle otro tratamiento del gas asociado; los cuales son autorizados bajo el permiso anual para la quema y venteo que solicita el operador ante la entidad de fiscalización.

Así mismo, fue posible identificar que la regulación actual no exige un nivel determinado de eficiencia de quema en las TEAS pues, aunque se plantea la necesidad de verificación de la eficiencia de los equipos, no se define un nivel de eficiencia requerido para garantizar la combustión completa del gas asociado y así reducir las emisiones de GEI asociadas.

Una característica importante de la regulación actual es que no exige la caracterización del gas asociado o las emisiones generadas por lo cual no se cuenta con la información por campo de las características de las emisiones generadas, esto imposibilita generar estándares de emisión para los contaminantes asociados a la quema y venteo de gas asociado, lo cual se identifica como una oportunidad de actualización partiendo de que la Estrategia Nacional de Calidad del Aire (2019) reconoce que es pertinente el reajuste del Protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas, considerando los avances en materia de monitoreo continuo, sistemas de control, nuevos métodos de medición y que, adicionalmente, existen otros contaminantes de interés que aún no cuentan con acciones de seguimiento y control, tales como los compuestos orgánicos volátiles, las emisiones fugitivas del sector de hidrocarburos y quema en TEAS.

Por otro lado, la Estrategia Nacional de Mitigación de Contaminantes Climáticos de Vida corta reconoce la necesidad de recuperar, aprovechar el gas y las emisiones fugitivas durante la producción de gas y petróleo, lo cual se logra con la inversión en adaptación tecnológica e investigación para el desarrollo de proyectos que permitan reducir las emisiones de GEI asociados a la quema y venteo, o alternativas sostenibles para estas actividades. Para un operador de pozo esto representa grandes inversiones económicas que resultan poco atractivas pues, en el contexto actual, la regulación Colombiana no cuenta con incentivos monetarios o fiscales que promuevan

o apoyen iniciativas de la industria del petróleo y gas para la eliminación de las actividades de quema y venteo y mitigación de las emisiones asociadas, por lo que se considera pertinente plantear instrumentos que incentiven la innovación continua tanto en tecnologías de reducción de emisiones como en enfoques de monitoreo. Así mismo, es importante que los operadores tengan acceso a información técnica validada por las entidades del gobierno sobre las mejores prácticas y tecnologías que se pueden adaptar en sus operaciones para la disminución de las emisiones contaminantes asociadas al tratamiento o disposición del gas asociado.

8.2 Fase II – Compilación de insumos internacionales en materia

A nivel internacional se han adelantado diferentes mecanismos regulatorios para ejercer control sobre las actividades de quema y venteo de gas asociado en los campos de exploración y explotación de hidrocarburos con el objetivo de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero asociadas, especialmente de los contaminantes climáticos de vida corta, como lo es el metano. En esta sección se pretende exponer los resultados de la recopilación de información internacional referente a elementos normativos y regulatorios aplicados en cinco países para el control de las actividades de quema y venteo de gas asociado.

Los elementos regulatorios de quema y venteo de gas se refieren a acuerdos entre la institución que regula la quema y venteo de gas, los operadores y otras partes interesadas; en este sentido, son documentos vinculantes para todas las partes, de conformidad con las facultades de la entidad reguladora previstas en la legislación primaria y secundaria correspondiente (ESMAP, 2004) . Las regulaciones internacionales consultada abarcan, principalmente, los aspectos referentes a la solicitud y aprobación de permisos, medición y reporte de volúmenes de quema y monitoreo y cumplimiento.

8.2.1 Reino Unido

Las actividades de quema y venteo en Reino Unido han estado sujetos al consentimiento del secretario de estado durante décadas, según la Sección 12 de la *Ley de Energía de 1976* y la Ley de Petróleo de 1998, los operadores deben contar con autorizaciones para realizar actividades

de quema y venteo de hidrocarburos durante las operaciones de producción; posteriormente, la *Ley de Energía de 2016* transfirió ciertos poderes del secretario de estado, incluida la emisión de autorizaciones para quema y venteo, a la OGA, que se formó en 2015 dentro del Departamento de Energía y Cambio Climático. Con la aprobación de la *Ley de Energía*, la OGA se convirtió en un regulador independiente.

Desde su creación, el objetivo principal de la OGA o también llamada North Sea Transition Authority (NSTA), ha sido maximizar la recuperación económica de los recursos de petróleo y gas en la plataforma continental del Reino Unido (UKCS). Este objetivo, conocido como MER UK, se estableció como una prioridad del gobierno en 2015 y fue el motor para la creación de la OGA. (World bank, 2021)

La última actualización de la regulación aplicable a las actividades de quema y venteo en los campos de exploración y explotación petrolera en Reino Unido fue la Guía para quema y venteo, publicada en el año 2021 por la NSTA, la cual incorpora una gama de obligaciones para la industria del petróleo y el gas del Reino Unido para alcanzar emisiones cero, incluido la obligación de garantizar que se recupere el valor máximo de los hidrocarburos económicamente recuperables. Esto incluye la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de fuentes como la quema y el venteo.

La (North Sea Transition Authority (NSTA), 2021) espera que la industria se adhiera a los siguientes principios en relación con la quema y el venteo en todas las áreas del Reino Unido, en cada una de las etapas del ciclo de vida del petróleo y el gas:

- La quema y venteo y las emisiones asociadas deben estar en los niveles más bajos posibles en todas las circunstancias.
- Alcanzar cero quema y venteo de rutina para 2030.
- Todos los nuevos desarrollos deben planificarse y desarrollarse sobre la base de quema y venteo de rutina cero.

La regulación anterior establecía que la OGA no examinaría en detalle las solicitudes de autorización con niveles de quema inferiores a 40 toneladas (1,6 millones de pies cúbicos) por día o niveles de venteo inferiores a 4 toneladas por día de una sola instalación durante la

producción. De acuerdo con la nueva guía, la OGA considerará en detalle todas las solicitudes de consentimiento, independientemente de la cantidad.

Según la política de *"Flaring and ventig during the production phase"* (Oil & Gas Authorithy, 2016) las solicitudes de autorización requeridas por parte de los generadores de emisiones son emitidas por la OGA; señalando que la regulación ambiental de la industria del petróleo y el gas, incluido el cumplimiento de los permisos de quema y venteo, permanece en la Offshore Petroleum Regulator for Environment & Decommissioning (OPRED) para las operaciones en alta mar, y la Agencia Escocesa de Protección del Medio Ambiente; Recursos Naturales Gales; la Agencia Ambiental de Irlanda del Norte dentro del Departamento de Agricultura, Medio Ambiente y Asuntos Rurales; y la Agencia de Medio Ambiente regulan las emisiones de GEI de la quema en instalaciones de petróleo y gas en tierra. Cada agencia gestiona y supervisa los permisos de GEI y los planes de emisiones en su jurisdicción (World bank, 2021).

Para la emisión de autorizaciones de quema y venteo, la OGA clasifica las fuentes de quema y venteo en cuatro categorías: quema de carga base, quema por cambios operativos, apagado de emergencia y ventilaciones apagadas. Los consentimientos se emiten sobre el terreno.

- Categoría 1: Quema de carga base. Esta categoría incluye todo el gas utilizado para la operación segura y eficiente, tanto en la instalación como el funcionamiento en condiciones normales del sistema de quema; de igual manera, hacen parte de esta categoría los volúmenes de cualquier gas que deba desecharse como parte de los procesos de producción y la quema en chimenea en las instalaciones que no poseen facilidades para la liberación o transporte de gas. Un ejemplo típico son todas las purgas y los pilotos de procesos llevados a cabo en planta, en los cuales los gases liberados alimentan el sistema de quema para su combustión.

- Categoría 2: Quemado por cambios operativos. Esta categoría incluye la quema de gas resultante de la puesta en marcha y el cierre planificado de los equipos durante la producción, también incluye el gas que no cumple con las especificaciones de exportación y los casos de quema causada por la falta temporal de acceso a un gasoducto de transporte de gas de terceros o casos similares.

- Categoría 3: Apagado de emergencia. Esto incluye cualquier gas quemado durante un apagado de emergencia o proceso de desconexión del proceso del equipo o las instalaciones de la planta, incluido el cierre de los pozos.

- Categoría 4: Venteo sin encender. Esta categoría cubre los gases inertes y los gases de hidrocarburos que pueden descargarse a un respiradero atmosférico. La Ley de Energía requiere que tanto los gases inertes como los de hidrocarburos obtenidos del área autorizada que sean objeto de venteo estén contemplados por la autorización emitida por la OGA. De igual manera, esta categoría incluye el venteo de los gases de los tanques de almacenamiento de petróleo crudo a bordo, por ejemplo, para las unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) durante las operaciones de llenado de petróleo crudo. Se resalta que los respiraderos pueden contener nitrógeno, dióxido de carbono, vapor de agua, hidrocarburos y posiblemente trazas de compuestos de azufre, etc. y los operadores generadores deben proporcionar una composición promedio anual estimada de las corrientes ventiladas en la sección de notas de la aplicación del respiradero.

(Oil & Gas Authorithy, 2016)

Para obtener la autorización de quema o venteo, los operadores deben garantizar la incorporación de objetivos de cero emisiones netas en la toma de decisiones corporativas en todas las fases del ciclo de vida del proceso productivo; en esta vía, las autorizaciones solo son otorgadas una vez es demostrado que se evaluaron todas las opciones para reducir la quema y el venteo cuando solicitan autorizaciones y cuando desarrollan planes creíbles para llegar a cero quemas y venteos de rutina.

De manera complementaria, los operadores de pozos deben informar a la OGA tan pronto como quede claro que existe un riesgo de incumplimiento del consentimiento de quema o venteo. La OGA solo considerará las variaciones del consentimiento como una opción de último recurso y requiere el tiempo adecuado para evaluar las solicitudes, en los casos en los que no sea aplicables, se contempla la posibilidad de reducir o detener la producción para mantenerse dentro de los límites del consentimiento.(Kulovic, 2021)

Así mismo, los campos de exploración y explotación de hidrocarburos deben informar los datos de quema y venteo y las emisiones de estas actividades a través del Sistema de Monitoreo Ambiental y de Emisiones, la base de datos ambiental de la industria de petróleo y gas del Reino Unido.

Finalmente, la *Guía de quema y venteo de OGA del 2021*, plantea la necesidad de incluir regulaciones que obliguen a los operadores a medir, monitorear y administrar su composición de gas de quema y la eficiencia de combustión de la TEA y usar la mejor tecnología disponible para cuantificar, medir y monitorear el gas de venteo; lo anterior, para poseer información más detallada que permita tener control sobre las emisiones asociadas a estas actividades, puesto que actualmente en materia solo existe un informe de carácter voluntario de emisiones ambientales debido a la quema.

8.2.2 Canadá

En materia de legislación ambiental, la *Ley de Protección Ambiental de Canadá, 1999*, es la que regula la prevención de la contaminación y la gestión de desechos en asuntos de aplicación interprovincial o internacional. En el sector hidrocarburos, es la *Ley de Operaciones de Petróleo y Gas de Canadá de 1999* la que rige la exploración, producción, procesamiento y transporte de petróleo y gas en áreas marinas controladas por el gobierno federal; además, los gobiernos provinciales cuentan con una legislación específica que rige la exploración y producción de petróleo y gas natural, así como la quema y venteo, puesto que la Constitución de Canadá otorga autoridad exclusiva a las provincias para regular el desarrollo minero dentro de sus límites, por lo que tienen reguladores independientes de petróleo y gas. En ese sentido, los gobiernos federal y provincial (así como territorial e indígena) comparten la autoridad en materia ambiental.

Según World Bank (2021) las actividades de quema y venteo de gas asociado se encuentran prohibidas bajo el documento normativo "*Regulaciones de Perforación y Producción de Petróleo y Gas de Canadá" (2009),* exceptuando los casos de emergencia o cuando el regulador federal de energía lo permita. En esta vía, este documento establece que la solicitud de autorización de quema o venteo debe incluir la justificación, la tasa, la cantidad y la duración de la quema o venteo.

Por otro lado, la Ley Canadiense de Protección Ambiental de 1999 (CEPA), establece que el gas de hidrocarburo que ha sido capturado y conservado debe conservarse hasta que sea (a) utilizado en la instalación como combustible en un dispositivo de combustión que libera a la atmósfera como máximo el 5% del gas de hidrocarburo quemado; (b) entregado; o (c) inyectado en un depósito geológico subterráneo con un propósito distinto al de eliminar el gas como desecho. (Gobierno de Canadá, 2022)

Así mismo, de manera anual los operadores de pozo deben presentar un informe de producción siguiendo las indicaciones del documento "*Pautas de informes de eventos de CER de 2018"* que incluyen detalles sobre el pronóstico de producción y la conservación del gas, así como los esfuerzos para maximizar la recuperación y reducir los costos. El informe también debe demostrar cómo el operador gestiona o pretende gestionar el recurso y evitar el desperdicio.

En materia de compilación y publicación de datos, Canadá cuenta con el Inventario Nacional de Emisiones de Contaminantes, que es el inventario de emisiones de contaminantes legislado y de acceso público de Canadá; realizan informes publicados mensual y anualmente. Para lograr mantener este inventario, los operadores deben preparar un inventario completo de las cantidades de emisiones de contaminantes y reportar las fuentes de emisión. De manera complementaria, los reguladores ambientales y de energía provinciales a menudo tienen informes más detallados sobre los volúmenes quemados y las emisiones disponibles.(World Bank, 2021)

El compilatorio regulatorio canadiense contempla una serie de herramientas fiscales para garantizar el cumplimiento de las normas y de los objetivos a nivel nacional. Algunos ejemplos de incentivos fiscales efectivos incluyen pagos de regalías o impuestos reducidos; de igual manera, el comercio de emisiones a través de créditos de compensación de carbono también se ha implementado con éxito en varias jurisdicciones canadienses, incluidas Alberta, Columbia Británica y Quebec; es importante resaltar que teniendo en cuenta los altos rendimientos que son comunes en los sectores del petróleo y energía, es necesario tener una economía atractiva para justificar las inversiones del proyecto a implementar para la reducción de emisiones por campo.

Así mismo, se definen algunos ejemplos de sanciones fiscales tales como tarifas adicionales o pagos de regalías sobre unidades de gas quemadas y / o ventiladas, o multas sobre volúmenes de gas quemadas o ventiladas, especialmente cuando no están aprobadas por el ente regulador de cada

jurisdicción. Las sanciones pueden variar en función de varios factores, como la composición del gas que se quema o ventila; por ejemplo, las sanciones varían cuando se asocia a metano o dióxido de carbono frente a sulfuro de hidrógeno. El éxito de estas acciones se sustenta en que los proyectos de reducción de quema y venteo son más atractivos que pagar las multas directamente. (Cap Op Energy, 2017)

Como medida complementaria de incentivo económico, el Gobierno de Canadá lanzó el Fondo de Reducción de Emisiones (ERF, por sus siglas en inglés) a finales del año 2020, como una medida de respuesta al COVID-19 para apoyar a los trabajadores del petróleo y el gas mediante el apoyo a inversiones que reducen o eliminan el metano y otras emisiones de GEI de las operaciones de petróleo y gas. El ERF tiene 3 corrientes:

- El Programa de implementación en tierra, el cual respalda la implementación de infraestructura y soluciones para reducir el metano y otras emisiones de GEI de venteo y quema en operaciones de petróleo y gas upstream y midstream.
- El Programa de implementación en alta mar, que apoya la implementación de tecnologías para reducir las emisiones de GEI de la industria de petróleo y gas en alta mar de Terranova y Labrador y para mejorar el desempeño ambiental de las actividades relacionadas con derrames de petróleo.
- El Programa de RD&D en alta mar apoya la investigación, el desarrollo y la demostración de tecnologías y soluciones que reducen las emisiones de GEI en la industria de gas y petróleo en alta mar de Terranova y Labrador.

(Enviroment and Climate Change Canada, 2022)

Regulaciones provinciales

Como se explicó, al nivel interno las provincias de Canadá tienen la potestad para generar adaptaciones internas de las regulaciones propuestas a escala nacional. En la tabla 12 se resumen los elementos regulatorios más relevantes de las tres provincias consideradas grandes productoras al interior de Canadá.

Alberta

En Alberta, Bajo la Ley de Conservación de Petróleo y Gas, las Reglas de Conservación de Petróleo y Gas exigen que todos los titulares de licencias y operadores deben cumplir con los requisitos de la Directiva 060 de la Regulación 151/1971. La Directiva se aplica a todos los aspectos y sectores de la producción de petróleo y gas y establece que las instalaciones que se queman o ventilan más de 900 m^3/ día de solución al día deben tomar medidas para eliminar la quema, la incineración y la ventilación.

Las empresas también deben notificar a la entidad "Alberta Energy Regulator" antes de planificar cualquier operación de quema o venteo, además gestionar los gases residuales e informar periódicamente cuánto se quema y ventea, responder a las preguntas o inquietudes planteadas por el público con respecto a su quema o venteo, y proporcionar un desglose detallado de los costos asociados con su quema y venteo.

Adicionalmente, como componente de la Directiva 060, se inició la publicación del informe anual de vigilancia de campo (ST57) y la presentación de informes anuales de quema y venteo a nivel de pozo por compañía por ubicación denominados "Upstream Petroleum Industry Emissions". Esto proporciona una de las miradas más detalladas a la quema en el mundo. (Liu, 2021)

Columbia Británica

En virtud de la Ley de Actividades de Petróleo y Gas, el Reglamento de Perforación y Producción describe las directrices para la gestión de las emisiones fugitivas y de ventilación, los límites de quema, las normas de notificación y notificación de quema y los requisitos de rendimiento de las chimeneas, donde la Comisión de Petróleo y Gas de BC es responsable de supervisar el cumplimiento.

Saskatchewan

Por su parte, en Saskatchewan las actividades de quema y venteo se regulan bajo la Ley de Conservación de Petróleo y Gas, las Regulaciones de Conservación de Petróleo y Gas de 2012, esta provincia establece que el gas liberado de un pozo de petróleo o una instalación por quema o venteo no debe exceder los 900 m3/ día a menos que sea una emergencia y se haya tomado un

nivel razonable de precaución para proteger la salud humana, la seguridad pública, la propiedad y el medio ambiente.

Adicionalmente, en diciembre de 2019, el Gobierno de Saskatchewan publicó la *Directiva PNG036: Requisitos* de venteo y quema para proporcionar límites de venteo y quema en las instalaciones de petróleo y gas, así como restricciones en la quema temporal durante pozos. En este se establece la quema y venteo regulada bajo la figura de permiso de quema, otorgado bajo la justificación técnica que incluye análisis de gases, modelo de dispersión atmosférica, volúmenes de venteo y antorcha máximos y promedio, previsiones de producción de gas y el levantamiento de instalaciones o pozos que muestre residencias/viviendas cercanas. Se destaca que la Directiva PNG036 establece la prohibición de venteo de volúmenes de gas que contenga H_2S en una concentración superior a 10 mol/kmol medida en la fuente. (Gobierno de Canadá, 2022). En la Tabla 12 se presenta una síntesis de los instrumentos regulatorios de las tres provincias con mayor producción de petróleo en Canadá.

Tabla 14. *Síntesis de elementos regulatorios de las actividades de quema y venteo de gas asociado de las provincias productoras de petróleo en Canadá*

Alberta	Columbia británica	Saskatchewan
Reglamento de Reducción de Emisiones de Metano, incorporando: Directiva 060 (Directiva sobre quema, incineración y venteo de la industria petrolera aguas arriba) y la Directiva 017 (Requisitos de Medición para Operaciones de Petróleo y Gas)	Regulación de Perforación y Producción	Las Regulaciones de Gestión de Emisiones de Petróleo y Gas
Reducción de emisiones Alberta	Programa de Crédito de Regalías de Infraestructura Limpia y Programa de Regalías de Infraestructura de Crecimiento Limpio	Directiva PNG036: Requisitos de venteo y quema
Programa de Emisiones de Metano	Reglamento de instalaciones de procesamiento de petróleo y gas	Directiva PNG017: Requisitos de medición para operaciones de petróleo y gas
Programa de Evaluación de Oportunidades de Línea de Base y Reducción	Fondo de Industria Clean BC	Plan de acción de metano

Fuente: (Enviroment and Climate Change Canada, 2022)

Actualmente, el Gobierno de Canadá se encuentra en el proceso de modificación de las regulaciones federales existentes para las emisiones de metano del sector del petróleo y el gas a

fin de lograr al menos una reducción del 75 % en el metano del petróleo y el gas para 2030 en relación con 2012. Para esto, se desarrolló un estudio de análisis del estado normativo, y se identificó la necesidad de desarrollar un sistema integral de monitoreo y reporte de emisiones consistente a nivel nacional. (Gobierno de Canadá, 2022)

Con estas regulaciones, Environment and Climate Change Canada (ECCC) estima que, entre 2018 y 2035, las emisiones de metano se reducirán en aproximadamente 10 millones de toneladas métricas. Los beneficios climáticos totales de esas reducciones son de alrededor de 845 millones de toneladas métricas de CO_2 equivalente durante las próximas décadas, por lo que esta regla tiene beneficios climáticos similares a cerrar doce centrales eléctricas de carbón o sacar diez millones de automóviles de la carretera, de igual manera la ECCC estima que las regulaciones resultarían en beneficios netos de CAN $ 8,9 mil millones.

8.2.3 México

En cuanto al marco regulatorio de las actividades de quema y venteo, en 2008, el Congreso Mexicano expidió la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, DOF: 28/11/2008. En el artículo 3 asigna a la CNH la responsabilidad de regular el uso de gas natural para minimizar la quema y venteo de gas en la exploración y producción de petróleo y gas; por otro lado, el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos de 2014 afirma la responsabilidad de la CNH de fiscalizar el uso del gas natural asociado. De igual manera, el sector de petróleo y gas de México también está sujeto a la Ley General sobre el Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente del 2021 y otras normas técnicas ambientales emitidas por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales [SEMARNAT]) y ASEA . (World bank, 2021)

Para dar cumplimiento a los objetivos adoptados ante la comunidad internacional, México emitió algunas regulaciones para la recolección de información sobre las emisiones de gases de efecto invernadero en todo el país, creando el Reglamento de la “Ley General de Cambio Climático en Materia del Registro Nacional de Emisiones o regulación de gases de efecto invernadero”, emitida por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), que creó el registro de gases de efecto invernadero de México y el sistema de notificación, Registro Nacional

de Emisiones (RENE) el cual permite establecer la línea base para la emisión de regulación en materia de emisiones de GEI por actividades de quema y venteo.

Adicionalmente, la ley general de cambio climático establece como uno de los objetivos de las políticas de mitigación de cambio climático a nivel nacional, reducir la quema y venteo de gas para reducir las pérdidas en los procesos de extracción y en los sistemas de distribución y garantizar el aprovechamiento máximo del gas en instalaciones industriales, petroleras, gaseras y de refinación; y de manera complementaria, promover la transferencia de tecnología y financiamiento para reducir la quema y venteo de gas, y así disminuir las pérdidas de éste, en los procesos de extracción y en los sistemas de distribución, y suscitar su aprovechamiento sustentable. (Congreso general de los Estados Unidos Mexicanos, 2012)

Los compromisos climáticos internacional adoptados por México incluían el desarrollo e implementación de regulaciones federales para la reducción de las emisiones de metano. En respuesta, el 6 de noviembre de 2018, México emitió los "Lineamientos para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano del Sector Hidrocarburos", que involucra toda la cadena de valor de los hidrocarburos (desde la exploración hasta la distribución) e incluye tanto las fuentes nuevas como las existentes, el cual prohíben el venteo de gases, excepto en casos de emergencia (Cota & Serna, 2020).

El reglamento establece un plazo de 12 meses a partir de su publicación para el desarrollo de un "Programa de Prevención y Control Integrado de Emisiones de Metano" (PPCIEM), que incluye un diagnóstico de las emisiones de referencia. Para esto, los Regulados deberán elaborar un diagnóstico de las emisiones de metano que se presenten en los equipos, incluyendo sus Componentes, así como en las operaciones en pozos, de las Instalaciones de los Proyectos en donde se lleven a cabo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Este diagnóstico debe incluir la identificación de las emisiones de metano, la clasificación de las emisiones de metano, y la cuantificación de las emisiones de metano.

Por otra parte, dentro de esta regulación se destaca que es obligación de los operadores evaluar alternativas para aprovechar el gas o bien, optar por su conservación, partiendo del análisis de características y componentes del gas sustraído. Esta regulación, a su vez establece que el Operador Petrolero podrá aprovechar el Gas Natural Asociado en las siguientes actividades:

I. Autoconsumo durante la operación dentro de la misma Área de Asignación o Contractual:

a) Como combustible en turbinas, compresores, motores, entre otros;
b) Dispositivos neumáticos,
c) Cualquier uso que implique un beneficio para el Operador Petrolero, tal como la generación o cogeneración de energía eléctrica.

II. Bombeo Neumático u otros sistemas artificiales de levantamiento, que requieran la inyección de gas.

III. Conservación, a través de su reinyección al propio yacimiento u otros, para su posterior aprovechamiento.

IV. Transferencia

(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016)

Para evaluar y comparar las alternativas de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en el Análisis Técnico Económico, los Operadores Petroleros deberán tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

I. Composición del Gas Natural Asociado.

II. Volumen de Gas Natural Asociado a producir al extraer el Petróleo.

III. Cercanía entre el punto de extracción y las instalaciones de procesamiento del Gas Natural Asociado.

IV. Ubicación de la infraestructura que permita el transporte y almacenamiento del Gas Natural Asociado.

V. Valor Económico del Gas Natural Asociado, al momento de evaluar las alternativas de aprovechamiento.

VI. Monto de las inversiones para procesar, transportar o almacenar o desarrollar y mantener la continuidad operativa de la infraestructura necesaria, para llevar a cabo el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado durante las actividades de Exploración o de Desarrollo para la Extracción de los Hidrocarburos.

(Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016)

Así mismo, se encuentra obligado a presentar ante las autoridades un Programa de Inversiones, Operación y Mantenimiento a las Instalaciones dedicadas a la conservación, aprovechamiento y, en su caso, a la destrucción controlada de gas, incluyendo los resultados del

estudio PVT (Presión, Volumen, Temperatura) referido a los fluidos del yacimiento y en especial al gas asociado, en el cual se deberá reportar al menos, el contenido en porcentaje de: Gases inertes (Nitrógeno, Helio y Argón); Gases ácidos (Ácido Sulfhídrico y dióxido de carbón), Componentes ligeros (Metano, Etano, Propano, Butano y Pentano), Componentes pesados (Parafinas, Naftas y aromáticos) y Compuestos con azufre e hidrocarburos con metales.

Adicionalmente, los operadores deberán establecer medidas para prevenir o minimizar la combustión proveniente de las emisiones de azufre derivadas de la combustión, especificando las condiciones operativas y de diseño para las mismas; y establece la prohibición del venteo del gas que contenga más de 2 a 3 mol de H_2S (ácido sulfhídrico) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2009).

8.2.4 Estados Unidos

De acuerdo con el NTL-4ª (Documento regulatorio para operadores de concesiones de petróleo y gas es Estados Unidos), se permite la quema o venteo sin obligación de regalías o autorización previa de la oficina de administración de tierras (BLM por sus siglas en inglés) si los volúmenes se consideran "perdidos inevitablemente", definidos de la siguiente manera:

- Los volúmenes se pierden durante emergencias temporales, como la falla de un compresor u otro equipo, el alivio de presiones anormales del sistema u otras condiciones que resultan en la quema o venteo de gas. Dicha ventilación o quema no puede exceder las 24 horas por incidente o un total acumulativo de 144 horas para el arrendamiento durante cualquier mes calendario.
- Los volúmenes se pierden durante la descarga o limpieza de un pozo durante las pruebas de evaluación de rutina. Dicha quema o venteo no puede exceder las 24 horas.
- Los volúmenes se pierden durante las pruebas iniciales de producción, sin exceder los 30 días o 50 mmcf de gas, lo que ocurra primero.
- Los vapores de gas se liberan de los tanques de almacenamiento u otros recipientes de producción de baja presión. Un supervisor regional de BLM puede determinar que los operadores deben recuperar dichos vapores.

- El petróleo y el gas se pierden como resultado de fallas en las líneas, mal funcionamiento del equipo, explosiones, incendios o eventos similares. Si un supervisor regional de BLM determina que la pérdida fue el resultado de la negligencia o la falta de adopción por parte del operador de todas las medidas razonables para evitar la pérdida, las pérdidas no pueden clasificarse como "pérdida inevitable".

Por otro lado, el BLM puede aprobar una solicitud de quema o venteo de gas asociado de pozos de petróleo si el operador justifica la propuesta bajo alguno de los siguientes documentos:

1. Un informe técnico y económico del operador que demuestre que

- Los gastos necesarios para comercializar o utilizar el gas de manera beneficiosa no están económicamente justificados, y
- La conservación del gas, si se requiere, conduciría al abandono prematuro de las reservas de petróleo recuperables y, en última instancia, a una mayor pérdida de energía equivalente que la que se recuperaría con la quema o venteo del gas.

2. Un plan de acción del operador que eliminará la quema o venteo dentro de un año a partir de la fecha de aplicación.

(World bank, 2021c)

De manera complementaria, la regulación establece que se debe informar el volumen de petróleo o gas producido, ya sea vendido, evitable o inevitablemente perdido, ventilado o quemado, o utilizado con fines beneficiosos. Esta información, agregada por región, está disponible en línea en la Administración de Información de Energía. Se basan en informes resumidos voluntarios de los Estados que, a su vez, dependen de los informes de los propios productores. Sin embargo, no todos los estados recopilan o informan datos de quema y venteo a la Administración de Información de Energía y no siguen necesariamente los mismos estándares para la recopilación y publicación de la información. Por tanto, este conjunto de datos está incompleto y hay inconsistencias entre los datos estatales y los datos publicados en línea por la Administración de Información de Energía. (Department of the interior: United States, 1980)

Los Estados que conforman US tienen la potestad para adaptar regulaciones internas específicas que se adapten a las características del territorio.

Por su parte, Colorado tiene una de las tasas de quema más bajas entre los estados productores de petróleo. A través del Proyecto de Ley 19-1261 de la Cámara, estableció como objetivo reducir sus emisiones de GEI a un 26% por debajo de los niveles de 2005 para 2025, un 50% por debajo de los niveles de 2005 para 2030 y un 90% al año 2050. (World bank, 2021c)

Para dar cumplimiento a este objetivo, todas las nuevas instalaciones de explotación de hidrocarburos deben presentar un plan de captura de gas como parte de su solicitud de permiso. Este plan de captura de gas debe incluir un compromiso para conectar la instalación de producción a una línea de recolección antes de que comience la producción o un plan sobre cómo el operador conectará la instalación a una línea de recolección o cómo usará el gas natural para un uso beneficioso. Si no se implementa el plan de captura de gas, la entidad reguladora puede exigir que se cierre el pozo hasta que haya un plan de captura de gas aceptable. De igual manera, la Regla 903 de la Serie 900 de Prevención de Impacto Ambiental, 2021 exigen una eficiencia de diseño del 98% para la combustión de gas en la TEA. Este requisito está en consonancia con la legislación nacional de la EPA

Según el World bank (2021) otro de los Estados productores de petróleo de mayor importancia es Dakota del Norte, del cual es posible resaltar que cuenta con un incentivo fiscal para disminuir los volúmenes de gas asociado quemado, para lo cual los operadores deben solicitar la certificación por un ente externo como pozo petrolero que emplea un sistema para evitar la quema de gas, bajo esta certificación dicho gas está exento de impuestos durante 2 años y 30 días a partir de la fecha de la primera producción si se cumple alguna de estas condiciones:

- El gas se usa en el sitio del pozo para generar electricidad y se consume al menos el 75% del gas.
- El gas se recolecta en el sitio del pozo mediante un sistema que toma al menos el 75 por ciento del volumen de líquidos de gas y gas natural (más del 50 por ciento de propano y moléculas más pesadas) para consumo benéfico, como la producción de productos petroquímicos o fertilizantes.

En la tabla 13 se presenta un resumen compilatorio de la normatividad en materia en algunas zonas de Estados Unidos.

Tabla 15. *Principales instrumentos de regulación aplicables a las actividades de quema y venteo en Estados Unidos en el sector hidrocarburos.*

Estado	Regulación para prevención del desperdicio	Límites a la quema, bonificaciones / exenciones	Proceso de permiso e intervención pública	Recopilación de datos, mantenimiento de registro, acceso público
Alaska	Prohíbe el desperdicio de petróleo y gas, incluida la liberación, quema o escape al aire libre.	Únicamente se permite la quema por 1 hora en caso de emergencias o pruebas del sistema.	No aplica	La liberación de gas, casos de incendio o escapes requieren de informes escritos y cumplimiento de aviso.
Colorado	La exploración y producción de recursos debe realizarse de acuerdo con la salud pública, el bienestar, la seguridad y la prevención de residuos.	Se prohíbe la ventilación y el quemado innecesarios o excesivos a menos que sea por seguridad. De lo contrario se requiere dar aviso y solicitar permiso.	Se requiere explícito aviso y aprobación anticipada para la quema.	Notificación al despacho de emergencia o al contacto local del gobierno de manera mensual.
Montana	Prevenir el desperdicio de recursos de petróleo y gas, maximizar la recuperación eficiente del recurso, proteger los derechos correlativos de los propietarios de minerales.	No hay límites para la quema de gas durante 60 días, no se necesita un permiso por 6 meses y no se requieren permisos por menos de 100 mcf por día.	Los operadores deben enviar declaración justificada bajo análisis del recurso, estudio económico de costos del mercado y alternativas para la quema.	La BPGC guarda registros físicos de los datos de quema reportados por los operadores por campo de exploración.
Dakota del Norte	Prohíbe el desperdicio, promueve la producción de gas para venta y transporte, pero los operadores están autorizados a hacer quema del gas por un año.	Quema ilimitada permitida por un año, exenciones subsecuentes permitidas si la captura del gas es económicamente inviable.	Los operadores se presentan ante la NDIC para solicitar permiso de quema por más de un año, para lo que solicitan planes de captura de as.	No aplica
Texas	El desperdicio de recursos está prohibido para la protección del interés público y privado.	Quema de gas ilimitada por 10 días y quema de hasta 50mcf por día hasta por 190 días por medio de permisos.	Los operadores solicitan ante la TRC el permiso que se emite por 45 días. Después de 180 días debe aclararse en una audiencia.	La TRC solicita recopilación de datos automatizados en computadora y control de los permisos.
Wyoming	Se prohíben los desechos de petróleo y gas, pero se permite la quema en antorcha en casos de perforación, terminación o pruebas de pozos.	Puede quemarse hasta 60 mcf de gas por día sin previo aviso y quemarse durante 15 días para la prueba inicial. Necesita permiso para quemas más de 60mcf o más de 15 días.	Quema y venteo únicamente autorizado por la BLM.	Los requisitos de la BLM son poco claros por lo cual hay subregistro de las empresas de gas y de hidrocarburos.

Fuente: Adaptado de (Cap Op Energy, 2017)

8.2.5 Noruega

En Noruega las actividades de quema y venteo de gas asociado en TEA se encuentran prohibidas bajo la Ley No. 72 relativa a las Actividades Petroleras *de* 1996, o también conocida como la Ley del Petróleo de Noruega de 1996; en esta, se prohíbe la quema de gas en cantidades superiores a las necesarias para la seguridad operativa a menos que lo apruebe la Dirección del Petróleo de Noruega (NPD). El NPD, dependiente del Ministerio de Energía del Petróleo (MPE), es la institución a cargo de la política, la regulación y el cumplimiento de la quema y venteo de gas asociado en campos de exploración y explotación de hidrocarburos; de manera complementaria, el Ministerio de Clima y Medio Ambiente de Noruega desarrolla políticas climáticas y ambientales integradas, y su agencia subordinada, la Agencia Ambiental de Noruega, es el regulador ambiental. (World Bank, 2021b)

La Sección 23 de las Regulaciones a la Ley Relativa a las Actividades Petroleras, 1997, indican que se requiere que el operador solicite ante el Ministerio de Energía del Petróleo (MPE) un permiso para quemar o ventear gas, con una copia de la solicitud presentada al NPD. Es el MPE quien especifica la cantidad que se puede producir, inyectar o ventilar durante períodos fijos, y el NPD vela por el cumplimiento de estas cantidades para esto, los representantes de dichas entidades tienen la potestad de acceder a los buques e instalaciones para la inspección de las actividades petroleras; también pueden acceder a todos los datos y materiales existentes necesarios para realizar la supervisión regulatoria, y tienen derecho a participar en las actividades de encuesta. (World Bank, 2021b)

Según las medidas adoptadas, los desarrolladores de petróleo y gas deben llegar a un acuerdo con los planes de utilización de gas antes de llevar a cabo cualquier operación de desarrollo de campo, y la responsabilidad de informar y monitorear recae sobre sus hombros. Están, por tanto, obligados a establecer un sistema de control interno que asegure su cumplimiento, y también tienen la obligación de comprobar periódicamente la calibración de los sensores, cada seis meses. En esta vía, las empresas operadoras que cuenten con permisos de quema deben presentar un informe al MPE indicando la cantidad de gas quemado diariamente, y periódicamente se debe analizar la composición del gas a partir de la cromatografía de gases proporcional de flujo continuo o del muestreo proporcional de flujo automático.

Esto permite que las emisiones del sector del petróleo y el gas en Noruega estén bien documentadas, el MPE publica datos en su sitio web y, adicionalmente, la Asociación Noruega de

Petróleo y Gas, ha establecido una base de datos nacional para informar todas las emisiones de la industria, llamada EPIM Environment Hub en el que todos los operadores reportan datos de emisiones a la atmósfera y vertidos al mar directamente. Los datos se publican anualmente en el Informe de Recursos Descubrimientos y Campos.

Según el artículo 3 de la Ley del Petróleo de Noruega (1996) el titular de la licencia para la exploración y explotación de petróleo obtiene la titularidad de todo el petróleo y el gas producidos. Como resultado, el titular de la licencia es dueño de todo el gas que se quema o ventea, y adquiere compromisos económicos asociados.

En consecuencia, Noruega plantea instrumentos para restringir las emisiones de GEI como el comercio de emisiones y el impuesto al CO_2 que proporcionan incentivos financieros para minimizar las emisiones. Noruega fue uno de los primeros países del mundo en introducir un impuesto al carbono, en 1990, y bajo Ley del Impuesto sobre el CO_2 (1990) exige el pago de un impuesto sobre el CO_2 por el gas natural quemado o venteado y descargado a la atmósfera durante la producción y el transporte de petróleo y gas, a menos que el parlamento lo exima de otro modo. Para dar cumplimiento a esta ley, el operador calcula, informa y paga el monto total del impuesto al NPD en nombre de todos los demás licenciatarios.

Según Berntsen & Leerberg (2022), el impuesto al carbono ha sido una fuerza impulsora para el desarrollo de nuevas tecnologías y procedimientos operativos, por ejemplo, el "sistema de antorcha cerrada" que minimiza la quema no rutinaria. Esto sumado al plan de comercio de gases de efecto invernadero ha agregado costos directos adicionales que desaconsejan a los desarrolladores que involucren la quema de gas asociado dentro de sus actividades rutinarias. Igualmente, el gobierno de Noruega cuenta con incentivos fiscales para las inversiones en gas asociado, que están fomentando las innovaciones técnicas y el uso de las mejores prácticas tecnológicas posibles.

La regulación de la quema y venteo de gas en Noruega no solo avanza con una política de protección ambiental positiva, sino que también impulsa el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas y contribuye al desarrollo de muchos campos petroleros, y para Ayuso (2017) la aplicación de este marco normativo se ve facilitada por la proximidad a los grandes mercados de gas natural de Europa, en sinergia con una infraestructura de transporte de gasoductos existente asociado a las grandes reservas de gas natural de Noruega. En consecuencia, la inversión

incremental para monetizar el gas es mucho menor que en países no ubicados cerca de grandes mercados como los de África; por lo que, en el contexto de Noruega, la reducción de la quema de gas natural asociado es mucho más fácil y económicamente viable.

8.2.6 Síntesis de elementos regulatorios a nivel internacional

La información recopilada permite identificar los elementos regulatorios más importantes de cada uno de los países, las tablas 14 y 15 pretenden resumir dicha información.

Tabla 16. *Síntesis de los instrumentos regulatorios aplicables a las actividades de quema y venteo de gas asociado en el sector hidrocarburos para los países analizados (parte A).*

	Reino unido	Canadá
Última modificación	2021	En proceso
Compromisos internacionales	Iniciativa Zero Routine Flaring by 2030, Iniciativa Global de Metano y la CCAC.	Iniciativa Zero Routine Flaring by 2030, Iniciativa Global de Metano y la CCAC.
Metas	Reducir las emisiones de GEI en toda la economía desde el nivel de 1990 en al menos un 68 % para 2030.	Reducir del 75 % en las emisiones de metano del sector del petróleo y el gas respecto a niveles de 2012 para 2030.
Jurisdicción	Nacional	Federal y provincial
Autoridad reguladora	Agencias ambientales en Escocia, Gales e Irlanda del Norte.	Regulador de Energía de Canadá (CER) / reguladores provinciales.
Proceso de permisos o autorizaciones de quema	Los operadores deben contar con autorizaciones para realizar actividades de quema y venteo de hidrocarburos durante las operaciones de producción.	El operador debe realizar la solicitud de autorización de quema o venteo, que debe incluir la justificación, la tasa, la cantidad y la duración de la quema o venteo
Medición y reporte	Los operadores también informan los datos de quema y venteo y las emisiones de estas actividades a través del Sistema de Monitoreo Ambiental y de Emisiones, la base de datos ambiental de la industria de petróleo y gas del Reino Unido mantenida por OPRED.	Canadá cuenta con el Inventario Nacional de Emisiones de Contaminantes. Los operadores deben preparar un inventario completo de las cantidades de emisiones de contaminantes y reportar las fuentes de emisión
Puntos destacables	Se debe informar a la OGA tan pronto como quede claro que existe un riesgo de incumplimiento del consentimiento de quema o venteo. La Guía de quema y venteo de OGA del 2021, plantea la necesidad de incluir regulaciones que obliguen a los operadores a medir, monitorear y administrar su composición de gas de quema y la eficiencia de combustión de la TEA y usar la mejor tecnología disponible para cuantificar, medir y monitorear el gas de venteo.	El Gobierno de Canadá cuenta con un Fondo de Reducción de Emisiones (ERF, por sus siglas en inglés), como una medida de respuesta al COVID-19 para apoyar a los trabajadores del petróleo y el gas mediante el apoyo a inversiones que reducen o eliminan el metano y otras emisiones de GEI de las operaciones de petróleo y gas. Cuenta con sanciones fiscales tales como tarifas adicionales o pagos de regalías sobre unidades de gas quemadas y / o ventiladas que varían en función de la composición del gas objeto de quema o venteo

Fuente: (Autores, 2022)

Tabla 17. *Síntesis de los instrumentos regulatorios aplicables a las actividades de quema y venteo de gas asociado en el sector hidrocarburos para los países analizados (parte B).*

	México	Estados Unidos	Noruega
Última modificación	2018	2017	1997
Compromisos internacionales	Iniciativa Zero Routine Flaring by 2030, Iniciativa Global de Metano y la CCAC.	Iniciativa Zero Routine Flaring by 2030, Iniciativa Global de Metano y la CCAC.	Iniciativa Zero Routine Flaring by 2030, Iniciativa Global de Metano y la CCAC.
Metas	Reducir las emisiones de metano del sector de petróleo y gas en un 40% a 45% al año 2025.	Reducir las emisiones netas de GEI en toda la economía en un 50-52% por debajo de los niveles de 2005 para 2030.	Reducir las emisiones de GEI en toda la economía del nivel de 1990 del 40 % al 50-55 % para 2030
Jurisdicción	Nacional.	Federal / Estatal	Nacional
Autoridad reguladora	Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) / Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).	Oficina de Seguridad y Cumplimiento Ambiental (BSEE), Agencia de Protección Ambiental (EPA)	Ministerio de Clima y Medio Ambiente de Noruega / Dirección del Petróleo de Noruega (NDP) / Agencia Ambiental de Noruega / Ministerio de Energía del Petróleo (MPE)
Proceso de permisos o autorizaciones de quema	El venteo está permitido solo por razones de seguridad en casos de emergencia. La autorización para quemar gas asociado se incluye en la aprobación del plan de exploración o desarrollo en el que se debe presentar un estudio para evaluar y comparar las alternativas de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado.	Las condiciones varían según el Estado, ver tabla 13.	El operador solicita al MPE la autorización para quemar o ventear gas, con una copia de la solicitud presentada al NPD. El MPE especifica la cantidad que se puede producir, inyectar o ventilar durante períodos fijos. Solo se permite por condiciones de seguridad operativas al igual que el venteo.
Medición y reporte	El operador debe medir y reportar los volúmenes del gas natural asociado, al registro de gases de efecto invernadero de México y el sistema de notificación, Registro	El operador debe informar el volumen de petróleo o gas producido, ya sea vendido, evitable o inevitablemente perdido, ventilado o quemado,	Los operadores de pozo deben presentar un informe al MPE indicando la cantidad de gas quemado diariamente, y periódicamente se debe analizar la composición del gas a partir de la cromatografía de gases.

	Nacional de Emisiones (RENE) el cual permite establecer la línea base para la emisión de regulación en materia de emisiones de GEI por actividades de quema y venteo.	o utilizado con fines beneficiosos. Esta información, agregada por región, está disponible en línea en la Administración de Información de Energía	Noruega cuenta con una base de datos nacional para informar todas las emisiones de la industria, llamada EPIM Environment Hub en el que todos los operadores reportan datos de emisiones a la atmósfera y vertidos al mar directamente
Puntos destacables	Es obligación de los operadores evaluar alternativas para aprovechar el gas o bien, optar por su conservación, partiendo del análisis de características y componentes del gas sustraído. Para evaluar y comparar las alternativas de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en el Análisis Técnico Económico los operadores deben conocer entre varios aspectos la composición del gas asociado. Reconoce la necesidad de promover la transferencia de tecnología y financiamiento para reducir la quema y venteo de gas.	En Colorado todas las nuevas instalaciones de explotación de hidrocarburos deben presentar un plan de captura de gas como parte de su solicitud de permiso. Esto incluye un compromiso para conectar la instalación de producción a una línea de recolección de gas antes de que comience la producción. En Dakota del Norte existe como incentivo fiscal la exención de impuestos al gas que sea reutilizado, reinyectado o aprovechado de alguna manera certificable.	Noruega fue uno de los primeros países del mundo en introducir un impuesto al carbono exige el pago de un impuesto sobre el CO_2 por el gas natural quemado o venteado y descargado a la atmósfera durante la producción y el transporte de petróleo y gas. Noruega cuenta con incentivos fiscales para las inversiones en gas asociado, que están fomentando las innovaciones técnicas y el uso de las mejores prácticas tecnológicas posibles.

Fuente: (Autores, 2022)

La revisión de elementos regulatorios internacionales permitió identificar que, de manera transversal, distintos países de alta producción petrolera como lo son Estados Unidos, Canadá, Noruega, Reino Unido y México, han adaptado como objetivo la eliminación de las actividades rutinarias de quema y venteo de gas asociado en los campos de exploración y explotación de hidrocarburos en concordancia con la participación en iniciativas internacionales como la Iniciativa Zero Routine Flaring by 2030, Iniciativa Global de Metano y la Coalición Clima y Aire Limpio, de las cuales Colombia también es participe.

Fue posible identificar que en cada uno de los países analizados se busca la reducción máxima de las emisiones del sector hidrocarburos, por lo cual se plantea la prohibición de actividades de quema y venteo de gas asociado exceptuando, únicamente, los volúmenes necesarios en condiciones de emergencia o por seguridad. En esta vía, los países mantienen la figura de "permiso o autorización de quema y venteo" como un instrumento de control obligatorio para las industrias del sector petrolero que permiten conocer los volúmenes quemados por cada industria y así contar con insumos para inventarios nacionales de emisiones para la toma decisiones.

Adicionalmente, la solicitud del permiso o autorización de quema exige en algunos casos como México, evaluar alternativas para aprovechar el gas o bien, optar por su conservación, partiendo del análisis de características y componentes del gas sustraído; por lo que el permiso solo es concedido una vez se comprueba por la autoridad reguladora que las actividades de quema y venteo se encuentran justificadas y no existe una alternativa viable para el tratamiento del gas asociado. En esta vía, en Colorado (Estados Unidos) todas las nuevas instalaciones de explotación de hidrocarburos deben presentar un plan de captura de gas como parte de su solicitud de permiso, sumado a un compromiso para conectar la instalación de producción a una línea de recolección de gas antes de que comience la producción.

A partir del análisis de información parece preciso destacar que algunos países, como es el caso de México y Noruega, exigen además del monitoreo de volúmenes de quema y venteo de gas, la caracterización y monitoreo de las propiedades del gas quemado y venteado para proveer los datos de emisiones basados en medición directa y no por estándares y balances químicos como se implementa en la mayoría de los países.

Así mismo, los países analizados presentan puntos de convergencia como lo es el principio de diseño de nuevos proyectos basados en emisiones cero, el cual busca que las nuevas industrias formulen el desarrollo de sus funciones partiendo de la base de cero emisiones de GEI a través de la implementación de nuevas tecnologías y optimización en cada una de las etapas del proceso productivo.

Por otro lado, se resalta que las adaptaciones tecnológicas necesarias para la optimización de los procesos que conllevan a la reducción de emisiones asociadas a la quema y venteo de gas asociado, requieren de inversiones económicas considerables por lo cual es necesario generar elementos que presenten una economía atractiva para justificar dichas inversiones; en esta vía, se considera pertinente complementar el sistema regulatorio con medidas de tipo fiscal como incentivos y multas para promover la transformación tecnológica del sector. En este caso, Canadá y Noruega resultan grandes ejemplos de la efectividad de estas medidas.

Por su parte, Canadá ha tenido éxito al implementar el Fondo de Reducción de Emisiones, el cual brinda apoyo a iniciativas que reducen o eliminan el metano y otras emisiones de GEI de las operaciones de petróleo y gas; desde la implementación de infraestructura y soluciones para reducir el metano y otras emisiones de venteo y quema en operaciones de petróleo y gas durante las etapas upstream (exploración, descubrimiento y producción del petróleo y el gas) y midstream (transporte de los combustibles); tanto en tierra como en alta mar, incluyendo el apoyo a la investigación, el desarrollo y la demostración de tecnologías y soluciones que reducen las emisiones de GEI en la industria.

Noruega, por su parte, busca reducir las actividades de quema y venteo al exigir el pago de un impuesto sobre el CO_2 por el gas natural quemado o venteado y descargado a la atmósfera durante la producción y el transporte de petróleo y gas. Esta medida contribuye con la reducción de emisiones asociadas a las actividades, pues fomenta las innovaciones técnicas y el uso de las mejores prácticas tecnológicas posibles ya que resulta más viable para los operadores generar estas adaptaciones dentro de su proceso e instalaciones que el pago del impuesto.

Finalmente, se destaca que estas regulaciones se encuentran en constante actualización y adaptación a las condiciones de la industria y posibilidades tecnológicas, por lo que reconocen las oportunidades de mejora para la reducción de emisiones asociadas a la quema y venteo de gas asociado, como lo son la transferencia de tecnología y financiamiento de investigación para el

desarrollo de alternativas sostenibles para la quema y venteo, y el desarrollo de metodologías e instrumentos para medir, monitorear y administrar la composición del gas de quema y venteo y la eficiencia de combustión de la TEA, con el objetivo de generar una mejora en la calidad de datos reportados por los operadores que constituyen la base de los grandes inventarios nacionales utilizados como insumo en la toma de decisiones en materia ambiental a nivel nacional e internacional.

8.3 Fase III – Identificación de sistemas de control y tecnologías disponibles

8.3.1 Revisión bibliográfica

Inicialmente se realizó la investigación documental de los diferentes sistemas de control y tecnologías disponibles para reducir las emisiones asociadas a la quema y venteo de gas asociado. En el Anexo 2 se presenta la síntesis de los documentos consultados durante esta fase: su título, autores, año de publicación, lugar de aplicación, un breve resumen de los aspectos principales y si se identifica como relevante o no para la búsqueda en cuestión.

8.3.2 Identificación de sistemas de control y tecnologías disponibles para la reducción de las actividades de quema y venteo de gas asociado.

Una de las medidas más importantes para enfrentar el cambio climático es la reducción de las emisiones de metano, que es el segundo gas de efecto invernadero más importante, después del bióxido de carbono (Centro Mario Molina, 2016). Como se ha expuesto a lo largo del documento, las actividades de quema y venteo de gas asociado contribuyen de manera significativa con las emisiones de GEI dentro del sector hidrocarburos. En esta vía, se han desarrollado en distintas escalas iniciativas, proyectos y avances tecnológicos para reducir los impactos asociados, algunas de estas tecnologías se presentan en la tabla 17.

Tabla 18. *Tecnologías para la recuperación de gas quemado o venteado en la fase upstream (excluyendo emisiones fugitivas)*

Tecnología	Estado	Descripción
Reinyección	Madura	Compresión de gas para represurizar áreas de yacimientos de petróleo, para mantener/aumentar la producción de petróleo, o para almacenamiento subterráneo. No aplicable en todas las formaciones geológicas.

Gas licuado de petróleo (GLP)	Madure	Compresión y enfriamiento de gas para separar la fracción pesada de carbono del gas para producir GLP. El gas asociado tiene un mayor porcentaje de propano y butano en comparación con gas no asociado. El almacenamiento y transporte de GLP a los mercados locales es generalmente relativamente fácil.
Gas natural licuado (GNL)	Madura	Tecnología para transformar gas natural en líquido por enfriamiento a aproximadamente a temperaturas de -162°C, y para almacenar antes del envío a través de buques transportadores de GNL (en alta mar) o contenedores (en tierra). El transporte terrestre de gas como GNL a menudo se denomina "gasoducto virtual".
GNL flotante	En desarrollo a pequeña escala.	Nueva tecnología que combina la producción flotante en alta mar en aguas profundas con la producción de GNL (No aplicable generalmente para volúmenes de gas a pequeña escala).
Gas natural comprimido (GNC)	Madura	Tecnología para comprimir gas natural a 1/200 o menos del volumen original, almacenado y transportado en cilindros a presión. Potencialmente una alternativa rentable al GNL para pequeñas volúmenes o distancias cortas al mercado (<500 km).
Gas natural hidratado (NGH)	Etapa muy temprana	Tecnología para cristalizar gas natural en forma sólida. El NGH es menos denso que GNL pero más barato de producir, almacenar y transportar. Se están investigando aplicaciones al gas asociado.
Gas natural adsorbido (ANG)	Etapa temprana	Almacenamiento de gas natural en recipiente con alta capacidad de adsorción de gas (por ejemplo, marcos metal-orgánicos-MOF), abriendo el potencial para almacenar más gas que en otros buques.
Gas a líquido (GTL)	Madura (etapa temprana para aplicaciones a pequeña escala)	Tecnología para convertir químicamente gas en crudo sintético, combustibles para transporte, nafta, y otros líquidos especiales.
Conversión de gases al metanol, dimetil éter, y amoníaco		Tecnología para convertir el metano que se encuentra en el gas asociado en metanol (y posteriormente éter dimetílico) o amoníaco. Comúnmente utilizado en los estados productores de petróleo del Golfo Pérsico.
Gas a energía	Madura	Construcción de centrales eléctricas a gas para suministrar electricidad para operaciones de campo en el sitio o transporte a los consumidores a través de líneas eléctricas.

Fuente: (Lorenzato, Tordo, Van Den Berg, Howells, & Sarmiento-Saher, 2022)

Conforme a la revisión bibliográfica realizada, se realizó la preselección de cinco tecnologías o sistemas de control que brindan alternativas para la quema y venteo de gas asociado, o cuya implementación genera la reducción de emisiones de GEI asociadas a estas actividades. Estas tecnologías fueron preseleccionadas teniendo en cuenta el acceso a información, nivel de desarrollo y posibilidades de adaptación y replicación en el contexto colombiano; las tecnologías se presentan a continuación.

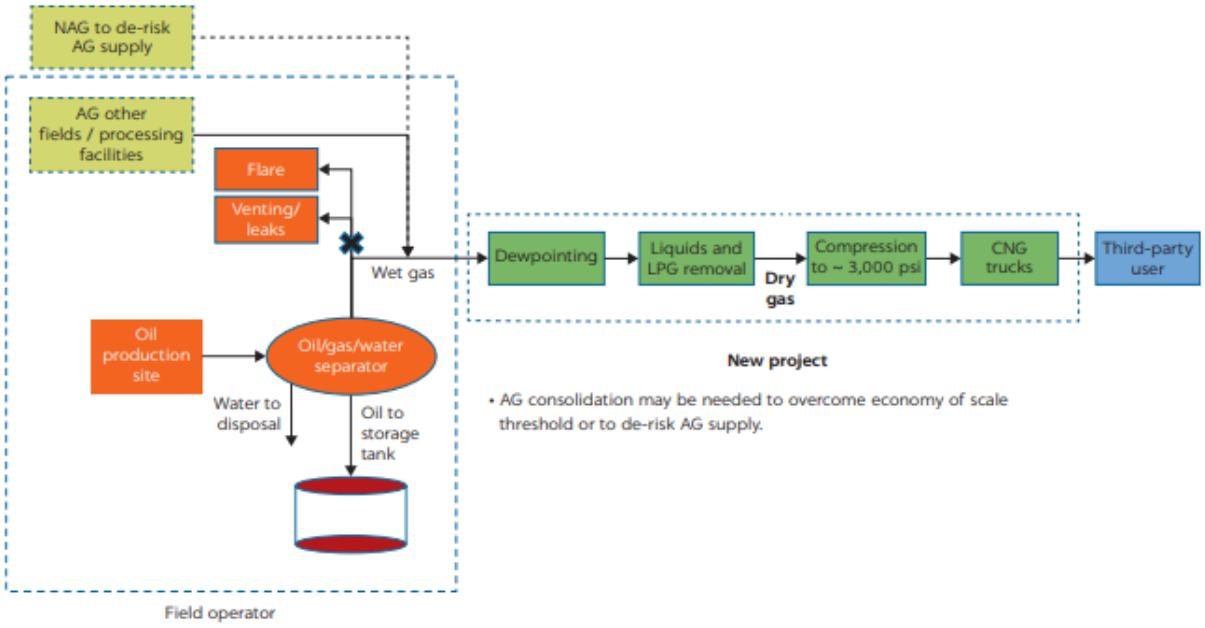
8.3.2.1 Captura y compresión del gas natural para su uso (GNC)

Descripción general

El gas natural puede ser capturado y comprimido en la plataforma del pozo y ser transportado en camiones a una planta de procesamiento de gas o a una zona donde pueda ser empleado como combustible, este proceso se utiliza como una alternativa para evitar la quema y venteo del gas asociado.

La tecnología GNC (Gas Natural comprimido) consiste en comprimir el gas asociado, que se compone principalmente de metano (CH_4), a menos del 1% de su volumen a presiones entre 8300 y 30.000 kPa (Soltanieh et al., 2016). Este gas se almacena y distribuye en recipientes en formas cilíndricas o esféricas duros, a una presión normal de 200 a 220 bar (2900 a 3200 psi). Cuanto mayor sea la presión, más gas se puede contener en una unidad de espacio (Odumugbo y Oyedoh, 2008, citado en, Odumugbo, 2010)

Figura 6. *Esquema del proceso de gas natural comprimido*



Fuente: (Lorenzato et al., 2022)

El GNC requiere las siguientes etapas:

1. La compresión: En la cual se toma el gas natural del campo de producción, de un gasoducto de transporte o de una red de distribución y mediante compresores se aumenta la presión del gas que

se deposita en cilindros o tanques diseñados para el caso. La presión máxima utilizada para el gas comprimido es de 3600 psig.

2. El transporte y almacenamiento: los cilindros o tanques se transportan en vehículos por carretera o vía fluvial.

3. La descompresión: Utilizando válvulas para expandir el gas se reduce la presión y se inyecta el gas a las redes de distribución para llevarlo a los usuarios finales.

(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

Condiciones requeridas

El GNC se considera atractivo cuando la distancia para transportar el gas al mercado está en la región de 500 a 2500 km y la producción es moderada. El GNC, generalmente, debe tener un tratamiento previo para alcanzar la calidad adecuada para las tuberías, de modo que pueda transportarse por carretera a una instalación de procesamiento de gas. El transporte de GNC a una instalación de procesamiento de gas, generalmente, es económicamente viable para instalaciones onshore de un único pozo o "single well" que se encuentran a distancias entre 30 y 40 km de la instalación. El transporte de GNC por carretera a distancias más largas también puede ser rentable para instalaciones con varios pozos o "multi-well". (Odumugbo, 2010)

Según Carbon Limits AS (2015) el gas, que de otro modo podría ser enviado al proceso de quema, puede pasar por tratamiento para eliminar el agua, el azufre y el dióxido de carbono, y luego comprimirse en la propia instalación para producir gas natural comprimido.

Costos e implementación

Según Mansoor & Tahir (2021) la tecnología GNC involucra gastos de capital alto, de igual manera análisis realizado por Lorenzato et al. (2022), la solución GNC es financieramente atractiva solo para sitios de llamaradas medianas y grandes. Pues se presenta una Tasa Interna de Retorno de la inversión, del 16% en antorchas medianas y del 23% en antorchas grandes. Sin embargo, para antorchas pequeñas las variables económicas arrojan resultados negativos lo que refleja inviabilidad económica en este tipo de escenario.

Ventajas

Cuando el gas asociado se encuentra en condiciones de temperatura y presión estándar se ve limitada la cantidad de energía por unidad de volumen que se puede obtener en un espacio dado. Lo anterior es uno de los factores que hace costoso el transporte del gas natural por ductos cuando se compara con el transporte de otros energéticos (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004); en ese sentido, la tecnología de GNC se identifica como un mecanismo atractivo para reducir la quema de gas mediante la utilización de gas asociado (metano) varado en pozos en alta mar, donde la construcción de tuberías o plantas de GNL son económicamente inviables. De igual manera, siendo esta una tecnología móvil y flexible, se puede utilizar en campos petroleros donde la producción de gas es relativamente corta. (Soltanieh et al., 2016)

Este enfoque puede ser económicamente factible en pozos ubicados cerca de una planta de procesamiento o red de distribución o, incluso, si el gas comprimido se puede usar para alimentar equipos dentro del campo de producción. (U.S Department of energy, 2021)

Desventajas

El transporte del gas desde los campos hasta la red principal de gasoductos puede tener costos significativos, especialmente cuando las plataformas de producción se encuentran en ubicaciones remotas (Beltrán-Jiménez, Chávez-Rodríguez, & Szklo, 2018); adicionalmente, diversos estudios indican que el GNC tiene una densidad de energía considerablemente más baja en comparación con el Gas Natural Licuado, lo que lo convierte en una opción poco favorable en el caso de mayores volúmenes de producción de gas asociado y/o distancias más largas al mercado, ya que se requeriría una mayor cantidad de camiones para la entrega del producto a los consumidores. (Mansoor & Tahir, 2021).

Eficiencia e impacto ambiental

En cuanto a la reducción de emisiones y recuperación de coste, se observa que algunos estudios han sugerido que los volúmenes óptimos de gas para esta estrategia son aproximadamente 200.000 pies cúbicos estándar por día (5.700 m^3 estándar por día) para campos con antorcha única y de 600.000 a 700.000 pies cúbicos estándar por día (17.000 a 20.000 m^3 estándar por día) para campos con múltiples antorchas. Las soluciones más rentables pueden lograr una reducción del envío a antorcha hasta del 90%. (Carbon Limits AS, 2015, citado en Methane Guiding Principles, 2019)

8.3.2.2 Conversión de Gas natural a líquido (GTL) diésel y otros combustibles sintéticos

Descripción general

La tecnología de gas a líquido (GTL, por sus siglas en inglés) es un término que se usa con frecuencia en el contexto de la conversión de gas natural a combustibles líquidos a través de la tecnología Fischer−Tropsch (FT) (Mansoor & Tahir, 2021).Esta tecnología se utiliza para producir productos líquidos sintéticos (diesel, nafta, queroseno, lubricantes, solventes y ceras) a partir de gas natural o gas asociado, facilitando el transporte de los productos a los grandes mercados.

Esta tecnología se fundamenta en que el CH_4 del gas natural y el gas asociado se puede convertir en metanol, el cual se usa, además, para producir éter dimetílico y olefinas como etileno y propileno en sistemas de reactores simples, condiciones operativas convencionales y catalizadores comerciales; así mismo, el metano del gas asociado también se puede convertir en amoníaco a través del proceso. Este método es bastante común en los estados productores de petróleo del Golfo Pérsico, especialmente en Arabia Saudita, Qatar y los Emiratos Árabes Unidos, así como en Trinidad, otro importante productor de metanol y amoníaco (Buzcu-Guven, Harriss, & Hertzmark, 2010).

Actualmente, los procesos GTL son del tipo de ruta indirecta, en los que el proceso comienza con la producción intermedia de gas de síntesis en lugar de la conversión directa de metano a un producto líquido. Cabe destacar que se han llevado a cabo investigaciones sobre la síntesis directa de combustible líquido a partir de gas natural mediante el acoplamiento oxidativo y la oxidación selectiva de metano a metanol, pero los bajos rendimientos y la economía impidieron su comercialización. (Mansoor & Tahir, 2021)

Según Obayopo (2014), citado por Delgado (2018), el proceso de conversión de gas natural a líquido se da en 3 etapas:

1. Producción del gas de síntesis, mediante la mezcla de CO y H_2. Este gas, a su vez, pude ser producido a partir de tres rutas:

- Oxidación parcial: El gas natural reacciona con el oxígeno puro a temperaturas entre 1200 y 1500 °C. El proceso es llamado oxidación parcial catalítica ya que el catalizador aumenta la productividad en el tiempo.

- Reformado por vapor: En esta se transforma el gas natural con la ayuda de vapor y un catalizador en un gas de síntesis rico en hidrogeno, bajo temperaturas de 800 a 1000°C. Este proceso no requiere de oxígeno ni altas temperaturas para producir H_2 y CO_2.
- Reformado auto térmico: Es una combinación de reformado por vapor y oxidación parcial. También es conocido como reacciones endotérmicas de gas de síntesis y requiere bajas temperaturas de reacción

2. La segunda etapa es llamada reacción Fischer Tropsch, una reacción altamente exotérmica, durante la cual el gas de síntesis (CO y H_2) pasa a través de un reactor que puede ser de cama móvil (parte de los productos recirculan a través de la tubería para contribuir en el enfriamiento del sistema), o de cama fija (poseen un catalizador en la tubería para la reacción).

3. La tercera etapa consiste en la conversión del gas obtenido en combustibles como gasolina, queroseno y diésel. El porcentaje obtenido de combustible depende de la tecnología utilizada, la naturaleza del catalizador, las condiciones de reacción y otros factores químicos.

La siguiente figura ilustra de manera sintética el proceso de GTL previamente descrito.

Figura 7. *Diagrama sintético del proceso de conversión de gas a líquido*



Fuente: (Delgado, 2018)

Condiciones requeridas

En los procesos de conversión de gas asociado a líquido es necesario realizar la desulfuración del gas para aumentar la eficiencia del proceso y evitar posibles impurezas en los subproductos obtenidos; sin embargo, se registra que el proceso tolera pequeñas cantidades de CO_2. (International Bank for Reconstruction and Development, 2021).

Es posible utilizar la tecnología GTL esencialmente en cualquier lugar donde exista gas natural, desde plataformas marinas hasta sitios terrestres relativamente deshabitados. Esta tecnología ofrece una alternativa a la quema de gas asociado cuando no existen tuberías o gasoductos. Los líquidos se pueden transportar en tuberías de líquidos o en camiones cisterna. Por lo que ofrece la oportunidad de monetizar un recurso así como de reducir las emisiones indeseables a la atmósfera. (Hall, 2005)

Costos e implementación

La literatura consultada no presenta datos de costos estimados de implementación, se describen costos de capital históricamente altos (como otras tecnologías GTL/GTC), aunque los costos se han reducido en los últimos años (International Bank for Reconstruction and Development, 2021)

Ventajas

La tecnología GTL permite el aumento significativo en el valor del producto y la comerciabilidad, mejora las posibilidades de transporte de productos, los proveedores de tecnología afirman tener la capacidad de operar con volúmenes de gas asociados tan bajos como 1 MMscfd, la mayoría de los proveedores de tecnología ofrecen soluciones escalables modulares. (International Bank for Reconstruction and Development, 2021)

Desventajas

Por otro lado, la tecnología GTL presenta algunas limitaciones pues el gas asociado requiere algún tratamiento previo, es decir, eliminación de H_2S y C_3+ antes de la unidad de gas de síntesis, así mismo el proceso es sensible a las impurezas como la humedad, CO_2 y muy sensible a H_2S; además, los incrementos en utilización de energía son considerables y se requiere suministro de agua; finalmente, se destaca que existe liberación significativa de CO_2 como resultado de la conversión catalítica. (International Bank for Reconstruction and Development, 2021)

Eficiencia e impacto ambiental

El proceso de producción de gas de síntesis genera CO_2 como subproducto, lo cual aumenta la huella de carbono de la tecnología; así mismo, las tecnologías GTL son relativamente intensivas en energía (International Bank for Reconstruction and Development, 2021). Adicionalmente, esta tecnología puede lograr una alta calidad en el combustible final; por ejemplo, en el caso de

obtención de diésel, su composición está dada exclusivamente de parafinas con contenido de hidrocarburos no aromáticos y olefinas. Adicionalmente, el combustible obtenido puede estar libre de Azufre y de Nitrógeno. Así mismo, el diésel obtenido está asociado a menores niveles de emisiones de hidrocarburos sin quemar, monóxido de Carbono, óxidos de Nitrógeno, y de material particulado en comparación al diésel convencional. (Universidad Nacional de Colombia, 2014)

8.3.2.3 Reinyección o reciclaje del gas asociado al pozo

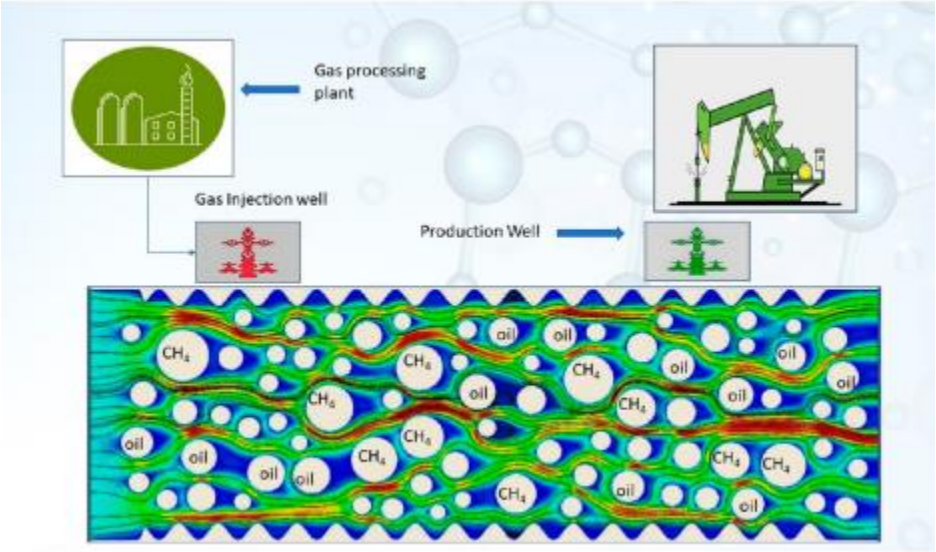
Descripción general

La reinyección de gas asociado al pozo es un método comúnmente utilizado para conservar el gas para uso futuro o para aumentar la eficiencia del proceso de producción de petróleo, mientras se utiliza el gas asociado que, de lo contrario, sería quemado o ventilado. Esta tecnología involucra la instalación de un compresor de gas para volver a presurizar el gas de formación de baja presión. (Buzcu-Guven et al., 2010).

La reinyección o el reciclaje de gas asociado a menudo se aplican en alta mar para impulsar la recuperación de petróleo al mantener la presión del yacimiento y, al mismo tiempo, reducir o eliminar la necesidad de instalaciones de transporte de gas, por lo cual se identifica como una opción atractiva para pequeños volúmenes de gas asociado pues su objetivo es utilizar pequeños volúmenes de gas que, anteriormente, se quemaban debido al volumen relativamente pequeño durante la producción. Sin embargo, para yacimientos con reservas sustanciales de gas, la reinyección a menudo se considera antieconómica (Odumugbo, 2010, como se cita en, Soltanieh et al., 2016).

El gas reinyectado, al ser el gas más liviano que el petróleo forma una capa de gas definida; que contribuye en la conservación de energía y el nivel de producción y la disminución del tiempo de recobro; además de formar la capa, el gas puede disolverse en el petróleo disminuyendo su viscosidad, aumentando el flujo y manteniendo una tasa de flujo mayor como se muestra en la figura 7.

Figura 8. *Esquema de proceso de reinyección de gas asociado*



Fuente: (Mansoor & Tahir, 2021)

Condiciones requeridas

Distintos autores establecen que la tecnología de reinyección no es aplicable en algunas formaciones geológicas. Por ejemplo, agregar demasiada presión a los yacimientos poco profundos puede iniciar un flujo descontrolado de petróleo y gas. Así mismo, este mecanismo es utilizado a menudo en los casos en que la inversión en infraestructura de procesamiento o exportación no es rentable (Soltanieh et al., 2016).

Costos e implementación

El costo de implementar sistemas de reinyección de gas asociado varía significativamente según varios factores, incluida la ubicación del pozo, la cantidad de gas asociado producido, la distancia y la capacidad de la infraestructura de transporte. Además, estos costos pueden verse influenciados por la tecnología, los requisitos normativos y ambientales utilizados en el sistema de reinyección. (Alzahabi et al., 2016)

Particularmente, un estudio publicado en el Journal of Energy en 2019, analizó los costos de implementar sistemas de reinyección de gas asociados a varios campos petroleros en América Latina (Zapata et al., 2019). Los autores reportan que los costos varían ampliamente según el tamaño y la ubicación del campo, pero en general, el costo de capital para instalar un sistema de reinyección oscila entre $200 y $400 USD por barril de petróleo equivalente producido.

Ventajas

Además de la reducción de gases de efecto invernadero, la reinyección del gas asociado aumenta la recuperación de petróleo al disminuir la viscosidad del mismo con la ayuda de CO (Mansoor & Tahir, 2021) y el aumento de presión que ocasiona que se disuelva y expanda en el crudo favoreciendo también el flujo de este. Adicionalmente, según Aregbe (2017) citado por Delgado (2018), la reutilización del gas asociado en procesos de inyección de gas es una alternativa que, además de mitigar la emisión de gases contaminantes, genera rentabilidad mayor en comparación con los procesos de quema y venteo de gas.

Desventajas

Dentro de las desventajas más estudiadas se identifica que la reinyección de gas asociado requiere de una fuente de gas cercana, también depende de la separación del petróleo y gas luego de producción y el proceso se ve condicionado por las variables de permeabilidad del yacimiento (Delgado, 2018)

Eficiencia e impacto ambiental

Desde finales de la década de 1970, Nigeria se ha dedicado a la inyección de gas, siendo la primera en el campo Akri-Oguta. A la fecha, se reinyectan alrededor de 1,5 bcf/d de gas (Ibikunle, 2006). Igualmente, desde el año 2000, el despliegue de esta tecnología en Kazajistán ha evitado anualmente la liberación de más de 49 millones de toneladas de CO_2 a la atmósfera (Fariña, 2010); otro caso exitoso de proyecto de reinyección en un yacimiento petrolífero se dio en el sudeste asiático, el cual tuvo como objetivo reducir las emisiones de GEI en 2,65 millones de toneladas de CO_2 eq conservando el gas del campo petrolero que sería objeto de quema y venteo (Buzco-Guven et al., 2010).

8.3.2.4 Licuefacción del gas asociado o gas natural licuado (GNL)

Descripción general

El GNL (gas natural licuado) es gas natural que se ha enfriado hasta su forma líquida a temperaturas entre -145 °C y -163 °C, con el objetivo de facilitar y asegurar el almacenamiento o transporte no presurizado por carretera, ferrocarril o alta mar. Su densidad energética típica asciende a unos 22 MJ/litro, es decir, 2,5 veces superior al GNC y más de 600 veces la del mismo

volumen de gas natural en condiciones estándar.(International Bank for Reconstruction and Development, 2021)

La producción del GNL se presenta en las denominadas plantas de licuefacción, mediante estas se llevan a cabo dos procesos principales: el pre tratamiento y la licuefacción del gas. Durante el primero, los compuestos ácidos como el CO_2 y el H_2S, además del vapor de agua, el mercurio y otras impurezas son removidas. (Restrepo, Saldarriaga Cortés, Salazar Isaza, López Restrepo, & Tibaquirá Giraldo, 2021)

Pre tratamiento

Previo al proceso de licuefacción se realiza un pre tratamiento del gas con el objetivo de remover las especies químicas, tales como el agua, el dióxido de carbono, el ácido sulfhídrico, los hidrocarburos pesados y el mercurio. Este pre tratamiento incluye una serie de procesos que permiten realizar la remoción de estas especies químicas con potencial de solidificación, para así alcanzar las especificaciones necesarias para la licuefacción y atender requisitos de seguridad y responsabilidad ambiental (Restrepo et al., 2021). En la tabla 18, se presentan los procesos y requisitos mínimos descritos para el pre tratamiento del gas asociado.

Tabla 19. *Remoción de impurezas del gas asociado en el proceso de pre tratamiento*

Proceso	Descripción	Requerimientos mínimos
Endulzamiento	- Reducción de fenómenos de corrosión. - Transformación del sulfuro de hidrógeno en azufre. - Proceso basado en el uso de metildietanolamina	H_2S (3.3 ppm) CO_2 (50 ppm)
Deshidratación	- Prevención de la solidificación del agua durante la licuefacción. - Reducción de fenómenos de corrosión	H_2O (1 ppm)
Remoción de mercurio	- Reducción de problemas en los equipos fabricados en aluminio.	Hg (10 ng/m^3)
Remoción NLGs	- Prevención de la solidificación de hidrocarburos y compuestos aromáticos en los intercambiadores de calor criogénicos	C_5+ hidrocarburos (1000 ppm) Aromáticos (10 ppm)
Remoción de mercaptanos	- Los mercaptanos son corrosivos y tóxicos. - Deben separarse del sulfuro de hidrógeno. - Pueden ocasionar problemas durante el proceso de remoción de compuestos ácidos	0 ppm
Remoción de nitrógeno	- Uso de evaporadores tipo flash. - Reducción de la probabilidad de ocurrencia del fenómeno de estratificación del GNL. - Reducción de la temperatura y la presión del GNL sin consumo energético adicional. - El punto de ebullición del nitrógeno es similar al punto de ebullición del metano.	1 % V/V

	- Uso de columnas de destilación para reducción de pérdidas de metano.	
Remoción de gas líquido de propano (GLP)	- Uso de una columna de destilación simple para una remoción moderada. - El proceso de remoción de GLP depende de factores como la composición del gas, la capacidad disponible y el nivel de remoción requerido	No especificado

Fuente: (Restrepo et al., 2021)

Licuefacción

La licuefacción es el proceso donde el gas asociado intercambia calor con un fluido más frío y, posteriormente, pasa por expansión causando la reducción en la temperatura (Perry, 1997, citado en Restrepo et al., 2021). El gas natural se lleva hasta la fase de mezcla líquido-vapor y, para ello, se usa una planta de licuefacción donde un refrigerante es sometido a una serie de procesos de expansión y compresión, y se rechaza calor hacia un ambiente de baja temperatura. En la actualidad, las plantas de licuefacción emplean ciclos como: en cascada, de refrigerante mixto y de expansión (Mokhatab et al., 2014, citado en Restrepo et al., 2021)

Ciclo de refrigeración en cascada: Durante este proceso se emplean múltiples subciclos de refrigeración que son controlados de manera independiente. En cada uno de los circuitos, el refrigerante se evapora a diferentes condiciones de temperatura y presión. Este tipo de técnicas son utilizadas mayoritariamente en plantas con grandes capacidades de producción, por lo que demandan altos costos de inversión, pero presentan bajos riesgos técnicos. (Restrepo et al., 2021)

Ciclo de refrigeración de refrigerante mixto. En este ciclo, el enfriamiento se realiza mediante el uso de una mezcla de hidrocarburos livianos y nitrógeno. Esta mezcla permite alcanzar temperaturas criogénicas y, a su vez, reducir el número de compresores requeridos por el sistema y disminuir el consumo de energía. Así mismo, estos sistemas requieren una menor cantidad de intercambiadores de calor, los cuales, a su vez, son de menores dimensiones y derivan en un sistema de refrigeración más compacto. (Restrepo et al., 2021)

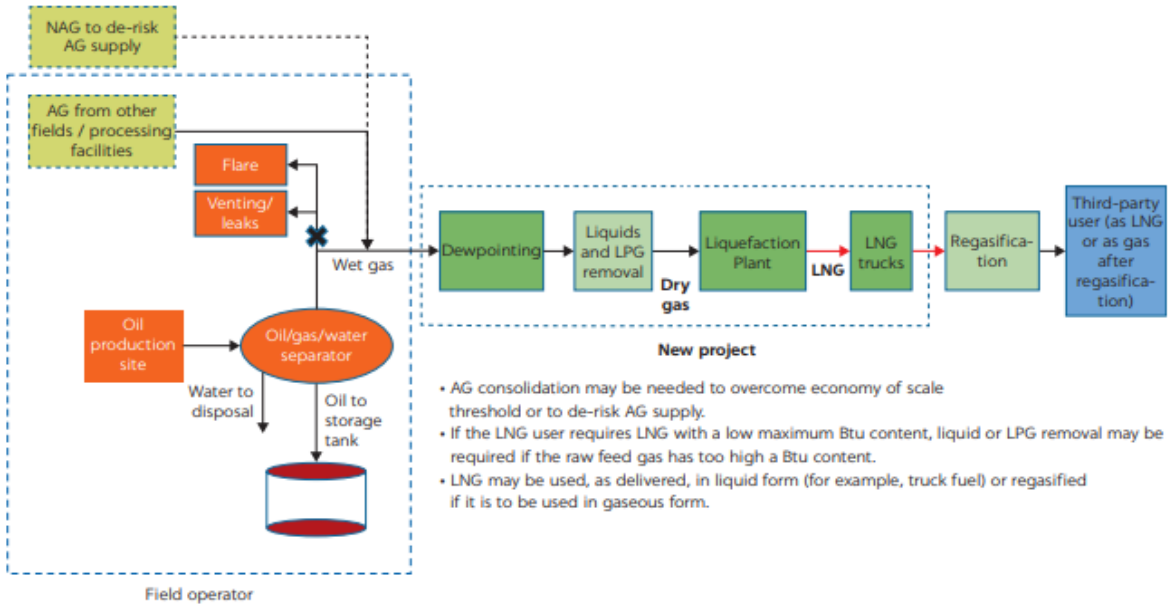
Ciclo de expansión de gas. En este ciclo, el gas es licuado mediante el uso de nitrógeno, el cual se encuentra en fase gaseosa en todo el proceso e intercambia calor sensible con el gas natural. Generalmente, estos ciclos cuentan con procesos de expansión que pueden ser simples o dobles, y son aprovechados para reducir los requerimientos de energía de los compresores. Así mismo, pueden emplear propano para realizar un enfriamiento previo del gas y mejorar la

eficiencia del ciclo. Estas tecnologías son principalmente empleadas para la licuefacción a pequeña escala. (Restrepo et al., 2021)

Una vez termina el proceso de licuefacción, el GNL es transportado y, al llegar a su destino, puede ser regasificado para su utilización, este proceso consiste en llevar el GNL a su estado gaseoso mediante el aumento controlado de la temperatura.(Universidad Nacional de Colombia, 2014)

La figura 8 ilustra de manera sintética el esquema de esta tecnología.

Figura 9. *Esquema sintético proceso de GNL*



Fuente: (Lorenzato et al., 2022)

Condiciones requeridas

El proceso de licuefacción requiere el pre tratamiento para eliminar el CO_2, mercurio y compuestos azufrados. (International Bank for Reconstruction and Development, 2021). Este proceso es de gran importancia puesto que es a partir del pre tratamiento del gas que el proceso de licuefacción puede ser diseñado para que el GNL alcance una concentración de metano de, aproximadamente, un 100 % (Restrepo et al., 2021). Es importante destacar que el GNL debe ser almacenado en tanques especiales que constan de una pared interna metálica, una pared intermedia aislante y una pared externa de hormigón, esto con el fin de minimizar la entrada de calor ambiente. (Universidad Nacional de Colombia, 2014)

Costos e implementación

La eficiencia económica del proyecto depende en gran medida del valor del GNL en comparación con los combustibles alternativos en el mercado. Según los datos reportados por Carbon Limits AS (2015), citado en Methane Guiding Principles (2019), en cuanto a la reducción de emisiones y rentabilidad, el coste pueden ser inferior a US $ 0.07 por metro cúbico estándar (US $ 2.00 por mil pies cúbicos estándar), considerando caudales de gas de 10,000 m^3 estándar por día y ubicaciones onshore en un radio de 80 km de la instalación de procesamiento de gas. De igual manera, el estudio realizado por Lorenzato et al. (2022) afirma que la solución de GNL a pequeña escala es financieramente atractivo solo para sitios de TEA o antorchas medianas (5 mmscf/d) y grandes (10 mmscf/d), teniendo una tasa interna de retorno de la inversión del 20% para pozos de antorcha medianos y del 24% para grandes antorchas. Así mismo, el estudio refleja variables económicas negativas para las pequeñas antorchas (1 mmscf/d).

Ventajas

Se destaca que la construcción de una planta de GNL a pequeña escala puede ser una solución atractiva para los campos en zonas remotas, ubicadas lejos del sistema centralizado de suministro de gas, donde existe demanda de gas natural. (International Bank for Reconstruction and Development, 2021). De igual manera, el GNL puede ser transportado en grandes cantidades a través de buques o camiones cisterna a bajo costo puesto que este compuesto es incoloro e inodoro, no es explosivo y posee un bajo volumen específico (Restrepo et al., 2021).

Por otra parte, Arteconi & Polonara, (2013), citado en Restrepo et al. (2021), sugiere que en Colombia el GNL puede ser empleado para el abastecimiento de transporte de carga por carretera (camiones y tractocamiones) debido a que, en estos vehículos, se pueden almacenar grandes cantidades de energía en tanques con reducidos requisitos de peso y espacio y, así, recorrer distancias importantes antes de cada recarga.

Desventajas

Si bien el GNL tiene una densidad de energía más alta que el GNC, el GNL también exige un costo de capital más alto, lo que puede hacerlo económicamente poco atractivo para pequeñas empresas. Adicionalmente, en la mayoría de los casos, el GNL debe pasar por un proceso de regasificación después de la entrega a los consumidores, lo que requiere la disponibilidad de terminales especiales (conocidas como plantas o terminales de regasificación), cabe destacar que

esta situación excluye las aplicaciones con uso directo de GNL, es decir, como combustible de motor para vehículos (International Bank for Reconstruction and Development, 2021)

Eficiencia e impacto ambiental

Las plantas de GNL a pequeña escala generan emisiones atmosféricas ya que, normalmente, entre el 10 y el 15 % del gas se quema para alimentar el equipo de proceso/producción en el caso de la generación de electricidad en el sitio. Sin embargo, JGC Holdings Corporation señala que el impacto ambiental negativo de la tecnología puede ser minimizado, como por ejemplo usando la electrificación del conductor en la planta y la aplicación de fuentes de energía renovable para alimentar el equipo, lo que conlleva a la reducción de emisiones asociadas. (International Bank for Reconstruction and Development, 2021)

De igual manera, los datos reportados por Restrepo et al. (2021) reflejan que en el 2018, el 65.4 % del gas asociado quemado (34.54 MPCD) en Colombia pudo ser utilizado para producir GNL. Los cual presenta ventajas desde el punto de vista ambiental, puesto que, por cada kilogramo de gas asociado quemado, se calcula una emisión de alrededor 2.33 kg de CO_2 y 0.053 kg de NO; por tanto, se habría evitado la emisión de, aproximadamente, 622.83 TPA de CO_2 y 14.16 TPA de NO si el gas quemado en TEAS entre los años 2016 y 2018 se hubiese usado para la producción de GNL.

8.3.2.5 Generación de energía con microturbinas alimentadas por gas asociado

Descripción general

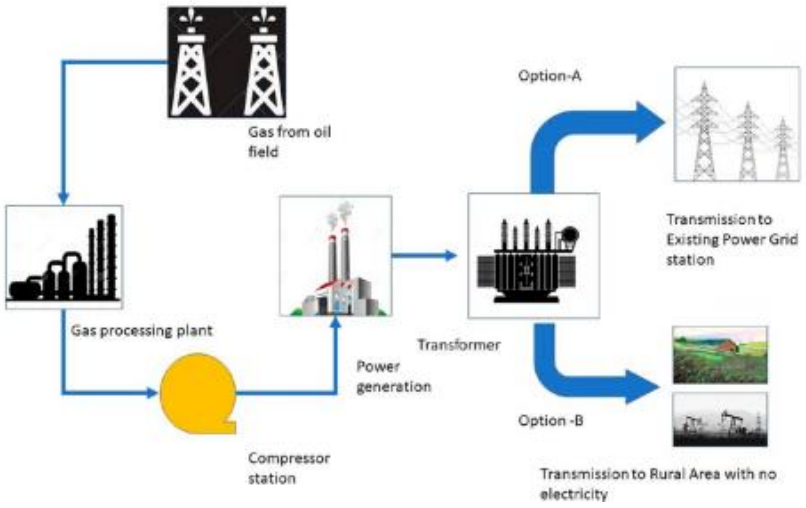
Para los pozos de exploración y explotación de hidrocarburos que no están conectados a la red eléctrica, la tecnología de conversión de gas en energía se puede utilizar como sustituto de la generación típica de diésel para suplir las necesidades de energía del campo petrolero durante las diferentes operaciones, como perforación, terminación de pozos y producción de petróleo (Mansoor & Tahir, 2021).

Las microturbinas son pequeñas turbinas de combustión con potencias de 25 kW a 500 kW. El funcionamiento de una microturbina es similar a una turbina convencional; inicialmente, el gas de combustión se expande en una o más secciones de la turbina produciendo energía mecánica rotacional mediante un eje para accionar el compresor y el generador eléctrico (Hernandez & Gómez, s.f.). Al igual que las turbinas de gas más grandes, se pueden usar en la generación de solo

energía o en sistemas combinados de calor y energía (CHP) (International Bank for Reconstruction and Development, 2021), esta combinación de calor y electricidad, también llamada cogeneración, es una alternativa eficiente, limpia y confiable para la utilización de gas asociado para generar electricidad y calor simultáneamente. Las plantas combinadas de calor y energía capturan y utilizan el calor que se genera como subproducto de la generación de electricidad y, normalmente, se desperdicia en las plantas de energía convencionales.

De las microturbinas la energía sale con cierto voltaje y es enviado a un transformador que permite bajar el voltaje al valor requerido, de acuerdo con la solicitud del sistema de levantamiento del pozo. Finalmente, la energía del transformador puede ser direccionada a una red existente de transmisión de energía (Hernádez & Rodríguez, 2014), como se observa en la figura 9.

Figura 10. *Opciones de transmisión de energía de pozos petroleros*



Fuente: (Mansoor & Tahir, 2021)

Condiciones requeridas

Dependiendo del proveedor de tecnología, las microturbinas y las turbinas de gas a pequeña escala pueden operar con una variedad de combustibles, incluido el gas natural, los gases ácidos (con alto contenido de H_2S), gases de bajo poder calorífico y combustibles líquidos como gasolina, queroseno y combustible diésel/combustible destilado para calefacción, gas condensado y aceite de pirólisis. Según Capstone Green Energy, citado en (International Bank for Reconstruction and Development, 2021), el gas asociado debe acondicionarse para cumplir con los requisitos de especificación del gas de alimentación. Para esto, el gas debe sobrecalentarse 15 °C por encima

del punto de rocío a la presión de suministro de combustible, que oscila entre 65 y 75 psig según el tipo de modelo; así mismo, las microturbinas en general tienden a ser menos exigentes con la calidad del gas de alimentación en comparación con otras soluciones de generación de energía y tienen una tolerancia significativa a contaminantes como H_2S y N_2.

Costos e implementación

Durante la revisión bibliográfica no se encontraron datos sobre el retorno de la inversión de esta tecnología; sin embargo, Obando (2014) citado por Delgado (2018) afirma que "Los costos de operación y mantenimiento de la turbina de gas son muy bajos comparados con un generador diésel"; de igual manera, Buzcu-Guven, Harriss, & Hertzmark (2010) argumentan que las microturbinas son turbinas de combustión que producen menos emisiones y son más confiables y económicas que otras tecnologías de generación de energía a pequeña escala. Así mismo, el "Estudio técnico y financiero para el aprovechamiento del excedente de gas del campo casabe para generación de energía de pozos petroleros de Ecopetrol S.A" (Hernádez & Rodríguez, 2014) encontró que los proyectos de generación de energía pueden ser financieramente viables en el contexto Colombiano.

Ventajas

La generación de energía a partir de gas asociado utilizando microturbinas puede ser una alternativa atractiva para campos de exploración y explotación costa afuera y el gas asociado con características que dificultan su procesamiento, como alto contenido de CO_2 (Rodrigues, 2022); en ese sentido, esta tecnología es considerada como una de las más apropiadas para la recuperación de gas de quema, debido a la mayor flexibilidad de los procesos de generación de energía y a la aplicabilidad en diversas composiciones y caudales de gas (Nezhadfard & Khalili-Garakani, 2020). Además, algunas microturbinas son capaces de operar con una composición variable de gas asociado, lo que la empresa considera una gran ventaja competitiva.

Se destaca que debido a su tamaño compacto, las microturbinas son más adecuadas para ubicaciones en alta mar en comparación con otras soluciones de generación de energía (International Bank for Reconstruction and Development, 2021). Esta tecnología tiene un amplio desarrollo y se ha aplicado con éxito en diferentes regiones para la generación autónoma de calor y energía durante, aproximadamente, dos décadas.

Desventajas

Una de las limitaciones clave para la implementación de esta tecnología en un campo individual suele ser una demanda energética in situ insuficiente y la ausencia de consumidores potenciales. Adicionalmente, según el proveedor de las microturbinas es posible que el gas asociado requiera de un pre tratamiento puesto que algunos equipos tienen especificaciones de gas de alimentación.(International Bank for Reconstruction and Development, 2021)

Eficiencia e impacto ambiental

Estas turbinas de combustión producen menos emisiones, pese a tener un tamaño más pequeño, un número reducido de piezas móviles garantizan una eficiencia similar a las tecnologías convencionales de generación de energía a pequeña escala. Suponiendo que una microturbina funciona con gas natural con un poder calorífico medio de 48,5 MJ/kg24y densidad de 0,68 kg/SCM, 1 MMSCFD puede producir de 27,5 a 31,3 GWh de energía al año (International Bank for Reconstruction and Development, 2021).

Los sistemas de microturbinas se han implementado para utilizar el gas asociado en todo el mundo. Uno de estos proyectos es el 'Oil Field Flare GASES' (OFFGASES) financiado por el Departamento de Energía de Estados Unidos que exploró varias formas prácticas de utilizar el gas asociado en los pozos de petróleo en California y descubrió que con las tecnologías emergentes de microturbinas, el gas quemado en los campos petroleros de California se puede utilizar para generar hasta a 400 MW de electricidad.(Buzcu-Guven et al., 2010)

Cabe destacar que el uso de gas asociado como gas de alimentación de microturbinas da como resultado la producción de CO_2, CO y NOx, teniendo en cuenta que esta tecnología está basada en la combustión, por lo que las emisiones exactas de gases de efecto invernadero dependerán del combustible utilizado para operar el sistema. Algunas empresas proveedoras señalan que sus productos logran una combustión de hidrocarburos superior al 99 %, lo que supera el rendimiento de las unidades recíprocas de gas y es menor el impacto ambiental en comparación con las tecnologías de ventilación o combustión incompleta. (International Bank for Reconstruction and Development, 2021)

Se resalta que la aplicación de microturbinas y turbinas de gas a pequeña escala permite hacer un uso beneficioso del gas asociado que, de otro modo, se quemaría. La principal ventaja de

este método es la capacidad de desplazar las instalaciones generadoras que tienen una mayor intensidad de carbono, como los generadores diésel, que se usan comúnmente en lugares remotos. (International Bank for Reconstruction and Development, 2021)

8.3.3 Matriz de selección de alternativas

Partiendo de las tecnologías descritas previamente, se realizó la comparación de las mismas a través de una matriz de selección de alternativas basada en cinco criterios: Aplicabilidad, baja inversión de capital, eficiencia, reducción del impacto ambiental y facilidades para la replicación y adaptación social. Estos criterios fueron valorados para cada una de las alternativas de acuerdo con la información recolectada. Ver Tabla 19.

8.3.4 Análisis matriz de selección y valoración de alternativas.

Como resultado de la aplicación de la matriz de selección de alternativas se obtuvo que de las cinco tecnologías analizadas, tres presentan conveniencia media de implementación para la reducción de emisiones atmosféricas asociadas a la quema y venteo de gas asociado en el sector hidrocarburos, siendo estas los sistemas de Gas natural licuado (GNL), Gas natural comprimido (GNC) y Gas a líquido (GTL), diésel y combustibles sintéticos. Por otro lado, las tecnologías de Reinyección del gas asociado al pozo y Generación de energía con micro turbinas alimentadas por gas asociado obtuvieron los valores más altos de conveniencia neta siendo esta última, la más apropiada según los valores numéricos obtenidos.

Teniendo en cuenta que todas las tecnologías arrojan, como mínimo, una conveniencia media es posible inferir que cada una de estas puede ser implementada en un campo de exploración y explotación de hidrocarburos, según las características de los yacimientos y niveles de producción ya que, como se evidenció en el análisis, la toma de decisiones a la hora de seleccionar una de estas tecnologías se verá condicionada por factores como la inversión de capital, los riesgos tecnológicos, el mercado interno y su infraestructura, junto con el entorno político y las estrategias empresariales (Soltanieh et al., 2016) y, especialmente, los niveles de producción de gas asociado pueden hacer que una tecnología sea práctica para un campo, mientras que aplicar la misma tecnología puede no ser razonable en otro lugar.

Pese a que este trabajo realizó una comparación general de las alternativas, generalmente se requieren evaluaciones específicas del sitio para elegir la mejor práctica (Buzcu-Guven et al., 2010). Sin embargo, las distintas investigaciones llevadas a cabo en materia permiten establecer un paralelismo con el estudio desarrollado y encontrar puntos de convergencia.

Tabla 20. *Matriz de selección y valoración de alternativas*

Tecnología	Aplicabilidad		Baja inversión de capital		Eficiencia		Reducción del impacto ambiental		Facilidades para la replicación y adaptación social		Total
	C	Observaciones	C	Observaciones	C	Observaciones	C	Observaciones	C	Observaciones	
Gas Natural comprimido (GNC)	5	El gas resultante ocupa mayor espacio y presenta dificultad de almacenamiento teniendo en cuenta los niveles de presión requeridos.	1	Se registra retorno de la inversión entre el 16 al 23% para antorchas y medianas, pero para antorchas pequeñas no existe retorno de la inversión. Adicionalmente, existen Costos adicionales por descompresión.	10	Se han registrado datos de eficiencia de hasta el 90% de tratamiento de gas asociado.	5	Se generan emisiones por camiones pesados que se utilizan para entregar GNC a los consumidores, igualmente existe la posibilidad de derrame de los aceites que utilizan los equipos hidráulicos para la lubricación. Además, los compresores tienden a causar contaminación acústica	5	La replicación de esta tecnología se encuentra sujeta a la distancia del receptor del GNC pues se considera atractivo cuando la distancia para transportar el gas al mercado está en la región de 500 a 2500 km y la producción es moderada.	26
Gas a líquido (GTL), diésel y combustibles sintéticos	5	Se encuentra en desarrollo por lo cual no existe un mercado comercial de la misma, sin embargo es una alternativa atractiva en los campos que no cuentan con tuberías o gasoductos	1	La literatura argumenta que los costos de inversión son altos en comparación a las demás tecnologías debido a que el proceso requiere de producción de gas de síntesis.	10	Bajo este proceso es posible obtener diésel de alta calidad compuesto únicamente por parafinas con contenido de hidrocarburos no aromáticos y olefinas, libre de Azufre y Nitrógeno.	5	Pese a que el diésel obtenido se asocia a niveles bajos de emisiones de hidrocarburos, azufre y CO_2, los equipos empleados para la producción de gas de síntesis y la reacción Fischer Tropsch se asocian a altos consumos de energía.	1	Debido al estado de desarrollo de la tecnología existe baja oferta en el mercado de la misma lo que evita su fácil replicación	22
Reinyección del gas asociado al pozo	5	Es una alternativa particularmente atractiva para los pequeños volúmenes de gas asociado. Se destaca que no es aplicable para yacimientos poco profundos.	10	Distintos autores argumentan que esta tecnología requiere de baja inversión de capital ya que no involucra la inversión en infraestructura de procesamiento y exportación de gas.	5	Existe información que reporta que la eficiencia de la reinyección es variable y depende de las condiciones del reservorio particular.	10	La reutilización del gas asociado en procesos de inyección de gas es una alternativa que además de mitigar la emisión de gases contaminantes, genera rentabilidad mayor en comparación con los procesos de quema y venteo de gas.	10	Reporta complejidad de construcción baja, debido a su alta experiencia comercial lo que facilita su replicabilidad.	40

Gas Natural Licuado (GNL)	5	Esta tecnología puede no ser la más atractiva para pequeñas antorchas, y debido al pre tratamiento riguroso que exige dificulta el manejo y operación de la tecnología	5	Pese a que la tecnología requiere de una inversión de capital alta, algunos estudios soportan que es posible obtener un retorno de la inversión entre el 20 al 24% para antorchas granes y medianas.	10	Algunos proyectos se han diseñado para obtener GNL con una concentración de 100% de metano.	5	Se ha reportado que esta tecnología permite que alrededor del 65,4% del gas asociado que sería objeto de quema pueda ser utilizado para producir GNL reduciendo de esta manera las emisiones de COV implicadas en el proceso de quema.	5	Esta tecnología tiene un amplio desarrollo histórico por lo cual tiene alta disponibilidad debido a la madurez comercial del mercado; sin embargo, registra una complejidad de construcción alta debido a los equipos requeridos durante el proceso.	30
Generación de energía con microturbinas alimentadas por gas asociado	10	El proceso no requiere de pre tratamientos intensivos, puede ser implementado en cualquier tipo de campo, especialmente en aquellos que no están conectados a la red eléctrica No requiere de condiciones de manejo y operación compleja.	10	Según la literatura los costos de inversión de esta tecnología son bajos y algunos estudios reflejan que la implementación de este tipo de proyectos es económicamente viable en el contexto colombiano.	10	Algunas microturbinas del mercado presentan eficiencia de combustión superior al 99% (superando la eficiencia de los sistemas de quema incompletos).	5	Pese a que esta tecnología permite utilizar el gas asociado que de otra manera sería quemado, distintos autores reportan que la generación de energía puede generar emisiones de CO2, CO y NOX puesto que la tecnología funciona partiendo de la combustión.	10	Es una tecnología disponible a nivel comercial con alta madurez en el mercado, adicionalmente su tamaño compacto le permite se adaptada tanto en plataformas en tierra como en alta mar. De igual manera cuenta con aplicabilidad en diversas composiciones y caudales de gas por lo que puede ser replicado en pozos con grandes variaciones en la composición de gas asociado.	45

Fuente: (Autores, 2022)

Es posible afirmar que, para los pozos con distancias relativamente cortas a los mercados y bajos volúmenes de producción de gas, la generación de electricidad puede ser alternativa económica a la quema. (Soltanieh et al., 2016), teniendo en cuenta que esta tecnología no requiere de grandes inversiones de capital y posee un amplio desarrollo en el mercado comercial lo que facilita su implementación en yacimientos con condiciones variadas, ya que como se establece en (International Bank for Reconstruction and Development, 2021) esta tecnología cuenta con aplicabilidad en diversas composiciones y caudales de gas.

Así mismo, la reinyección de gas asociado parece ser una alternativa atractiva para pequeños volúmenes de gas que no justifican el desarrollo de procesos complejos de gran infraestructura, ya que esta alternativa reporta complejidad de construcción baja, debido a su alta experiencia comercial lo que facilita su replicabilidad (Mansoor & Tahir, 2021).

Por otro lado, si los volúmenes de gas son superiores a 10 mcm por día y las distancias a los mercados son superiores a 2000 km, los sistemas de generación de GNL y GTL pueden ser los más apropiados (Soltanieh et al., 2016), pues pueden obtenerse compuestos de interés comercial y transportar los líquidos a través de camiones cisterna a los mercados.

Según el estudio de análisis de las tecnologías GNL y GTL citado por Mansoor & Tahir (2021), se encontró que, en comparación con la tecnología GTL, el GNL tiene requisitos de infraestructura menos complejos y representa mayores niveles de eficiencia de conversión; adicionalmente, los costos generales de capital del ciclo de vida completo de GNL y GTL son comparables; sin embargo, el costo operativo de GNL es ligeramente inferior al de GTL por lo cual puede representar menor costo de capital para la implementación y manejo del proyecto. Así mismo, es necesario destacar que según Zhang y Pang, (2005) citado por (Soltanieh et al., 2016) el precio de los productos de GNL requiere contratos a largo plazo, por tanto, al final, la decisión de instalar una unidad de GNL o GTL dependerá de otros factores, como las necesidades del mercado local, los recursos disponibles, las prioridades de las empresas y los gobiernos. En conclusión, es posible asegurar que la tecnología de GNL puede presentar una ventaja considerable sobre la de GTL teniendo en cuenta que esta última es más compleja, menos eficiente y más costosa que una instalación de GNL, debido al pre tratamiento intensivo requerido para la obtención de compuestos de calidad a partir del gas asociado. Cabe destacar que ambas tecnologías permiten la obtención de combustibles que son alternativas ecológicas al carbón y al petróleo

crudo; por un lado, los productos de GNL se utilizan, generalmente, como combustibles en la generación de energía, la calefacción y los procesos industriales y, por otra parte, el GTL atiende a un mercado de energía diferente, estos productos ocupan un nicho de mercado valioso, especialmente para mezclarse con combustibles convencionales para cumplir con las regulaciones de emisiones cada vez más estrictas (Mansoor & Tahir, 2021)

Sin embargo, es necesario destacar que los pequeños volúmenes de gas intermitente no son económicamente atractivos para los principales vendedores de gas, particularmente para las instalaciones o tuberías de GNL; en estos casos, puede ser implementada la tecnología de GNC, enfoque que puede ser económicamente factible en pozos que se encuentran cerca de una planta de procesamiento u otro lugar donde el gas pueda ingresar al sistema de tuberías (20 a 25 millas, o menos); o también puede ser una alternativa viable si el gas comprimido se puede usar para alimentar equipos dentro del campo de producción, (U.S Department of energy, 2021). Una ventaja considerable de las instalaciones de GNC es que el tiempo de construcción de estas es bastante más corto (30 a 36 meses) que el de las instalaciones de GNL que, normalmente, duran alrededor de 4 a 5 años (Mansoor & Tahir, 2021) (Buzcu-Guven et al., 2010), siendo la mayor limitación del GNC las inversiones de capital requeridas y el proceso añadido de regasificación que se incorpora según los requerimientos del consumidor.

Finalmente, cabe resaltar que la selección de una tecnología para un campo particular debe realizarse bajo las características de este; así mismo, los esfuerzos de la industria para reducir las emisiones de GEI relacionadas con la quema y venteo de gas asociado deben estar respaldados por regulaciones e incentivos gubernamentales para prevenir las actividades de quema (Mansoor & Tahir, 2021), ya que estas adaptaciones tecnologías requieren de inversión económica considerable.

8.4 Fase IV – Consolidación de recomendaciones para la actualización regulatoria

Teniendo en cuenta los hallazgos de las fases previas de la investigación, se consolidaron las siguientes recomendaciones para la actualización normativa de las actividades de quema y venteo de gas asociado en los campos de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia:

a. Proceso interinstitucional y de conocimiento público

Teniendo en cuenta que se han identificado oportunidades de mejora para la actualización de la normativa aplicable a las actividades de quema y venteo, se recomienda que este proceso se debe realice bajo la cooperación interinstitucional entre el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Minas y Energía, instituciones como la Agencia Nacional de Hidrocarburos, y demás entidades adscritas; involucrando de manera transversal al gremio del sector. De esta manera, se garantiza la participación de todas las partes interesadas en la formulación de nuevas medidas, la retroalimentación de las mismas y, así mismo, un mayor alcance y posibilidad de éxito en la implementación.

b. Monitoreo de emisiones asociadas a las actividades involucrando nuevas tecnologías

Bajo los resultados obtenidos, es recomendable contemplar la posibilidad de implementar métodos avanzados de medición y monitoreo de emisiones atmosféricas puesto que, actualmente, los valores de emisión de GEI en los campos de exploración y explotación de hidrocarburos se calculan a partir de estimaciones según el número de instalaciones, los volúmenes de producción de petróleo y gas y en factores de emisión generales. En ese sentido, existe la oportunidad de implementar nuevas opciones de monitoreo de emisiones de metano, como es el caso de Canadá que, en su proceso de actualización regulatoria, está contemplando el uso de tecnologías como: satélites que pueden ofrecer escaneos de área amplia para identificar fugas muy grandes, con cobertura temporal variable, proporcionando instantáneas de las emisiones; o aviones pilotados con sensores montados que brindan una cobertura de área amplia y una mayor capacidad para mediciones en el sitio en comparación con los sistemas terrestres; o incluso vehículos aéreos no tripulados (drones) con sensores en sistemas de propulsión rotatoria y de ala fija para detectar emisiones de metano a distancias cortas y medias.

c. Sistema de registro de información de emisiones de GEI asociados a la quema y venteo de gas asociado

El país debe fortalecer el sistema de registro de información por campo de los valores de quema y venteo de gas asociado y sus emisiones asociadas, pues, contar con registros de medición directa de las emisiones de GEI en campos de exploración y explotación de hidrocarburos le

permitiría al país fortalecer las bases de información y formular normas basadas en el desempeño ambiental ya que, de esta manera, puede contar con bases teóricas y empíricas para la consolidación de políticas públicas y toma de decisiones en materia; de igual forma, conocer las características del gas producido en el país permitirá identificar las variaciones por campo y estandarizar valores máximos de concentración de contaminantes criterio y, de esta manera, avanzar con la actualización del protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas.

d. Formulación e implementación de medidas económicas como incentivo para la reducción de emisiones de GEI

Se recomienda evaluar la posibilidad de implementar algunas de las medidas económicas exitosas de otros países. Una de estas es formular un impuesto sobre el gas quemado y venteado en TEAS como una estrategia para desincentivar estas actividades que, como fue expuesto a lo largo del documento, están asociadas a emisiones importantes de gases de efecto invernadero. Esto, a partir de los avances que han desarrollado países como Noruega, Nigeria y Brasil en materia.

De manera complementaria, se recomienda implementar en la regulación nacional del sector, la creación de fondos de promoción de inversión e incentivos económicos para la implementación de tecnologías apropiadas pues, como se evidenció, el desarrollo de proyectos tecnológicos alternativos a la quema y venteo de gas asociado, requiere de inversiones de capital considerables por lo cual se deben generar escenarios económicamente atractivos para la industria y, de esta manera, lograr un equilibrio entre una regulación sólida, y acciones voluntarias adoptadas por la industria que garanticen la reducción o eliminación de la actividades de quema y venteo de gas asociado y las emisiones atmosféricas relacionadas.

9. Conclusiones

- El gas asociado es un remanente de la exploración y explotación de hidrocarburos con potencial de aprovechamiento económico; sin embargo, actualmente, gran parte de este gas es objeto de quema y venteo debido a razones de seguridad o por la falta de tecnologías para su aprovechamiento. Adicionalmente, se estima que estas actividades son

responsables, aproximadamente, del 40% de las emisiones de metano del sector hidrocarburos; en consecuencia, a nivel internacional se ha adelantado iniciativas para reducir estas emisiones teniendo en cuenta que el metano es un poderoso gas contribuyente al cambio climático.

- Es posible afirmar que las emisiones contaminantes de las actividades de quema y venteo de gas asociado se ven condicionados por la composición del gas que, a su vez, varía en función del tipo y profundidad del yacimiento, y la ubicación geográfica. Sin embargo, distintas fuentes reportan que el metano, dióxido de carbono, material particulado, dióxido de azufre y compuestos orgánicos volátiles (COV) son algunos de los contaminantes emitidos durante las actividades de quema y venteo de gas asociado, los cuales alteran las propiedades fisicoquímicas del aire ocasionando daños generalizados al medio ambiente y la salud pública.
- Teniendo en cuenta que Colombia en la "Estrategia nacional de mitigación de contaminantes climáticos de vida corta" (2019) identifica la necesidad de implementar acciones para reducir las emisiones de los COV; que, en el 2015, el país adoptó el compromiso de reducir el 20% de sus emisiones proyectadas de gases de efecto invernadero a 2030; y que hace parte de la Coalición Clima y Aire Limpio desde el año 2012, es posible concluir que a nivel nacional se debe implementar medidas efectivas para controlar y reducir las actividades de quema y venteo de gas asociado, pues en la "Estrategia Nacional de Calidad del Aire" (2019) se reconoce que las emisiones fugitivas del sector de hidrocarburos y quema en TEAS aún no cuentan con acciones de seguimiento y control.
- Bajo la normatividad Colombiana actual la actividades de quema y venteo de gas asociado se encuentran prohibidas con excepción de los volúmenes quemados o venteados por seguridad, razones operacionales, o porque es inviable económicamente darle otro tratamiento; sin embargo, se concluye que existen algunas oportunidades de actualización regulatoria, teniendo en cuenta que la regulación actual no exige un nivel determinado de eficiencia de quema en las TEAS, ni tampoco la medición de emisiones en el punto de la chimenea, por lo que en los escenarios permitidos en la legislación no existe control o registro sobre las emisiones atmosféricas.

- A partir de la revisión bibliográfica de los elementos regulatorios internacionales aplicables a las actividades de quema y venteo de gas asociado fue posible evidenciar que existe un esfuerzo a nivel global por reducir las emisiones atmosféricas asociadas al sector hidrocarburos, que se ve reflejado en organismos internacionales como lo son la Iniciativa Zero Routine Flaring by 2030, Iniciativa Global de Metano y la Coalición Clima y Aire Limpio que tienen como finalidad formular mecanismos para alcanzar la eliminación de las actividades rutinarias de quema y venteo de gas asociado.
- El análisis aplicado a las regulaciones de Estados Unidos, Canadá, Noruega, Reino Unido y México evidenció que en su mayoría estos países permiten las actividades de quema y venteo de gas asociado únicamente bajo la figura de permiso o autorización de quema en condiciones de emergencia o seguridad. Se destaca que algunas de las medidas más eficientes para ejercer control en estos países incluyen: el monitoreo de volúmenes de quema y venteo de gas y la caracterización del mismo por medición directa (México y Noruega); la exigencia de formulación y diseño de nuevos proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos con emisiones cero de GEI; incentivos económicos y tributarios a los proyectos de reducción o eliminación de metano y otras emisiones de GEI (Canadá); e implementación de impuestos sobre el CO_2 quemado (Noruega).
- Según los resultados obtenidos a partir de la matriz de selección y valoración de alternativas tecnológicas, es necesario hacer un análisis específico para la selección de la tecnología más apropiada para cada campo, puesto que la toma de decisiones se verá condicionada por factores como la inversión de capital, los riesgos tecnológicos, el mercado interno, la infraestructura, las características de los yacimientos y los niveles de producción.
- La matriz de selección de alternativas junto con la revisión documental permitió establecer que la tecnología de generación de energía con microturbinas, es la alternativa más viable para campos con niveles de producción de gas bajos, que se encuentren a distancias relativamente cortas de mercado, debido su bajo costo de capital, facilidad de replicación y eficiencia de conversión; por otro lado, para grandes niveles de producción de gas y con distancias mayores a los mercados, es recomendable implementar la tecnología de gas natural licuado (GNL) ya que permite obtener compuestos de interés comercial sin la necesidad de tratamientos intensivos del gas asociado.

- El proceso de investigación permitió identificar oportunidades de mejora para la actualización de la normatividad asociada a quema y venteo de gas asociado; este proceso se debe realizar de manera interinstitucional involucrando a todos los actores del sector. Así mismo, se resalta la importancia de los sistemas de información de volúmenes de quema y venteo y las emisiones de GEI asociadas, las cuales se recomienda deben ser medidas usando tecnologías como satélites y drones que permitan conocer con exactitud los valores de emisión de cada campo. Finalmente, se destaca la importancia de complementar la regulación con medidas fiscales y de incentivos económicos que promuevan la reducción de emisiones de GEI asociadas a la quema y venteo de gas asociado.

10. Recomendaciones

- Se recomienda reforzar, por parte de las entidades públicas el proceso de publicación y divulgación de información técnica y normativa en los portales de información, para garantizar el acceso a documentos que son insumo para proyectos de investigación y toma de decisiones de interés público.
- Durante la revisión documental, se evidenció que no existe información de las características y composición del gas asociado por campo en Colombia y. como se estableció en el documento, la ubicación geográfica y el tipo de yacimiento condicionan la composición del gas, por lo cual se recomienda adelantar estudios que permitan caracterizar a nivel nacional el gas asociado producido y, así mismo, las emisiones asociadas cuando este es objeto de quema y venteo.
- Una de las limitaciones durante la evaluación y selección de tecnologías para el control de emisiones de GEI, fue que el proceso se llevó a cabo de manera general con datos teóricos, por lo cual, para campos de producción particulares, se recomienda realizar un estudio específico donde se puedan contar con los datos de producción y características geográficas y, de esta manera, comparar los sistemas de control para así seleccionar la tecnología apropiada según el caso.

- Se recomienda fortalecer los convenios de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas con entidades públicas, especialmente las adscritas al SINA para garantizar la participación de la academia en la investigación y la toma de decisiones.
- Se recomienda realizar una socialización con el Grupo de Gestión Ambiental Urbana del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para dar alcance al proyecto desarrollado con el objetivo de soportar y dar insumos para la actualización normativa aplicable a las actividades de quema y venteo de gas asociado,

11. Bibliografía

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2008). *Cadena productiva de los hidrocarburos*. Bogotá.

Agerton, M., Gilbert, B., & Upton Jr, G. B. (2021). *Title: The Economics of Natural Gas Venting, Flaring and Leaking in U.S. Shale: An Agenda for Research and Policy **. Retrieved from http://econbus-papers.mines.edu/working-papers/wp202102.pdf

Al-Khori, K., Bicer, Y., Aslam, M. I., & Koç, M. (2021). Flare emission reduction utilizing solid oxide fuel cells at a natural gas processing plant. *Energy Reports*, *7*, 5627–5638. https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2021.08.164

Ayuso, M. (2017). Análisis de las prácticas de quema y venteo de gas natural natural asociado. Obstáculos y avances en Latinoamérica. *ENERLAC*, *I*(1). Retrieved from http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/15/165

Beltrán-Jiménez, K., Chávez-Rodríguez, M. F., & Szklo, A. (2018). Associated natural gas flare in the integrated market of the southern cone. *Energy Strategy Reviews*, *22*, 337–347. https://doi.org/10.1016/J.ESR.2018.10.005

Berntsen, F., & Leerberg, E. (2022). *Oil & Gas Laws and Regulations Report 2022 Norway*. Retrieved from https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/norway

Buzcu-Guven, B., Harriss, R., & Hertzmark, D. (2010). *Gas Flaring and Venting: Extent, Impacts, and Remedies*. Retrieved from https://scholarship.rice.edu/bitstream/handle/1911/91392/CARBONFlaring_paper_Birnur_

FINALwith_cover_secured.pdf?sequence=1

Cadena, D., & Ruiz, S. (2016). *Automatización de un sistema de TEAS bajo simulación con ASPEN HYSYS y RSLOGIX 5000*. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Cap Op Energy. (2017). *Flaring in Canada: Overview and Strategic Considerations*. Retrieved from https://radiclebalance.com/wp-content/uploads/2020/06/eccc_-_flaring_report_-_part_2_20170331.pdf?__cf_chl_managed_tk__=pmd_epaAqOQjVM_qTn_Do5.Wkh7qb5fq_edYuIFSDOnvgJc-1635296738-0-gqNtZGzNA3ujcnBszQi9

Carbon Limits AS. (2015). *Improving utilization of associated gas in US tight oil fields*. Retrieved from https://www.catf.us/wp-content/uploads/2015/04/CATF_Pub_PuttingOuttheFire.pdf

CCAC. (2014). *Directrices y Reglas para la Incorporación de Socios, Actores e Implementadores – Compilación de Decisiones*.

Centro Mario Molina. (2016). *Estrategias para la reducción de emisiones y quema de Metano en México*. Retrieved from https://centromariomolina.org/wp-content/uploads/2016/05/RE_EstrategiasReduccionEmisionesyQuemaMetano.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2004). *Compresión y transporte de gas natural comprimido -GNC- propuesta regulatoria para consulta*.

Comisión Nacional de Hidrocarburos. *Resolución CNH.06.001/09*. , (2009).

Comisión Nacional de Hidrocarburos. *Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos*. , (2016).

Congreso general de los Estados Unidos Mexicanos. *LEY GENERAL DE CAMBIO CLIMÁTICO*. , Pub. L. No. DOF 02-04-2015 (2012).

Cortés Molina, N., & Romero Rodríguez, N. H. (2016). *Diseño de las tecnologías ambientalmente apropiadas para la finca "La Libertad". en la vereda Laguna Verde del municipio de Zipacón* (Universidad Distrital Francisco José de Caldas). Retrieved from https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/5074/RomeroHasbleidyCortésNatalia2015.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Cota, M., & Serna, M. (2020). *Regulaciones mexicanas para Emisiones de Metano: un llamado para reducir la carga administrativa*. Retrieved from https://talanza.energy/wp-content/uploads/2021/01/PUBLICACION-ARCHIVO301596235745.pdf

Delgado, L. (2018). *Alternativas de reducción de quema y venteo de gas asociado en la industria petrolera*. Retrieved from https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7125/1/262651-2018 I-GA.pdf

Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Salud y Protección Social, Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Comercio, I. y T., & Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Ministerio de Vivienda, C. y T. M. de T. *Documento CONPES 3943: Política para el mejoramiento de la calidad del aire*. , (2018).

Department of the interior: United States. *Notice to Lessees and Operators of Onshore Federal and Indian Oil and Gas Leases (NTL-4A)*. , (1980).

Dirección del Sistema de Bibliotecas de la Universidad Finis Terrae. (2021). *Guía para realizar búsquedas efectivas*. Retrieved from https://uft.cl/images/biblioteca/descargables/guia-para-realizar-busquedas-efectivas-abril-2021.pdf

Duarte Pulido, H. (2016). *Diseño de un sistema de elevación de una TEA portatil para el quemado de gases de pozos petroleros de prueba*.

Enviroment and Climate Change Canada. (2022). *Reducing Methane Emissions from Canada's Oil and Gas Sector*. (March), 17.

ESMAP. (2004). *Regulation of Associated Gas Flaring and Venting A Global Overview and Lessons from International Experience*. Retrieved from https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/Rpt_GBL_RegOfGasFlaringandVenting.pdf

European Environment Agency. (2019). Venting and flaring. In *EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook*. Retrieved from https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019/part-b-sectoral-guidance-chapters/1-energy/1-b-fugitives/1-b-2-c-venting/view

Garzón, C., & Amézquita, D. (2013). *Marco técnico como base para la reglamentación*

ambiental de las emisiones atmosféricas en la operación de las Teas en el sector hidrocarburos. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_ambiental_sanitaria/590

Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGGFR). (n.d.). Zero Routine Flaring by 2030 (ZRF) Initiative. Retrieved October 20, 2021, from https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030/about

Gobierno de Canadá. (2022). Marco regulatorio propuesto para reducir las emisiones de metano del petróleo y el gas para lograr el objetivo de 2030 - Canada.ca. Retrieved November 21, 2022, from https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/reducing-methane-emissions/proposed-regulatory-framework-2030-target.html

Gómez Amaya, J. A. (2017). *Fortalecimiento del sistema de tecnologías apropiadas para la generación de energías limpias en el Parque Natural Chicaque* (Universidad Distrital Francisco José de Caldas). Retrieved from https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/13071/GomezAmayaJuliánArmando2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Grupo del Banco Mundial. (2004). *Normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas*. Retrieved from www.worldbank.org

Hajilary, N., Rezakazemi, M., & Shahi, A. (2020). CO2 emission reduction by zero flaring startup in gas refinery. *Materials Science for Energy Technologies*, *3*, 218–224. https://doi.org/10.1016/J.MSET.2019.10.013

Hall, K. R. (2005). A new gas to liquids (GTL) or gas to ethylene (GTE) technology. *Catalysis Today*, *106*(1–4), 243–246. https://doi.org/10.1016/J.CATTOD.2005.07.176

Hassan, A., & Kouhy, R. (2013). Gas flaring in Nigeria: Analysis of changes in its consequent carbon emission and reporting. *Accounting Forum*, *37*(2), 124–134. https://doi.org/10.1016/J.ACCFOR.2013.04.004

Hernádez, C., & Rodríguez, O. (2014). *Estudio técnico y financiero para el aprovechamiento del excedente de gas del campo casabe para generación de energia de pozos petroleros de ecopetrol S.A* (Universidad Industrial de Santander). Retrieved from http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2014/152306.pdf

Hernandez, L., & Gómez, J. (n.d.). *Microturbinas: Una Tecnología eficiente para la generación distribuida MICROTURBINAS Una Tecnología para la generación distribuida*. Retrieved from http://www.microturbine.com/news/

Iniciativa Global de Metano. (2011). *Metano de Vertederos: Reducción de las Emisiones, Avance de las Oportunidades de Recuperación y Utilización*. Retrieved from www.globalmethane.org

International Bank for Reconstruction and Development. (2021). *Report on Small-scale Technologies for Utilization of Associated Gas*. (October). Retrieved from www.worldbank.org

International Energy Agency (IEA). (2020). *Flaring Emissions. Tracking report*. Retrieved from https://www.iea.org/reports/flaring-emissions

International Energy Agency (IEA). (2021). *Methane Emissions from Oil and Gas* . Retrieved from https://www.iea.org/reports/methane-emissions-from-oil-and-gas

Ismail, O. S., & Umukoro, G. E. (2012). Global Impact of Gas Flaring. *Energy and Power Engineering*, *4*, 290–302. https://doi.org/10.4236/epe.2012.44039

Johnson, M. R., & Coderre, A. R. (2012). Opportunities for CO2 equivalent emissions reductions via flare and vent mitigation: A case study for Alberta, Canada. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, *8*, 121–131. https://doi.org/10.1016/J.IJGGC.2012.02.004

Kulovic, N. (2021, June). *UK's OGA orders zero routine flaring & venting for all by 2030 latest - Offshore Energy*. Retrieved from https://www.offshore-energy.biz/uks-oga-orders-zero-routine-flaring-venting-for-all-by-2030-latest/

Leahey, D. M., Preston, K., & Strosher, M. (2001). Theoretical and Observational Assessments of Flare Efficiencies. *Journal of the Air & Waste Management Association*, *51*, 1610–1616. https://doi.org/10.1080/10473289.2001.10464390

Liu, A. (2021). *History of Alberta gas flaring and venting regulations*. Retrieved from https://www.ivey.uwo.ca/energycentre/news/blog/2021/09/history-of-alberta-gas-flaring-and-venting-regulations/

Lorenzato, G., Tordo, S., Van Den Berg, B., Howells, M., & Sarmiento-Saher, S. (2022). *Financing Solutions to Reduce Natural Gas Flaring and Methane Emissions*.

Malagón, J. (2016). *La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia*. Retrieved from https://www.anh.gov.co/la-anh/Gestin Documental/La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia.pdf

Mansoor, R., & Tahir, M. (2021). Recent Developments in Natural Gas Flaring Reduction and Reformation to Energy-Efficient Fuels: A Review. *Energy and Fuels*, *35*(5), 3675–3714. https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.0C04269/ASSET/IMAGES/MEDIUM/EF0C04269_0031.GIF

McDonald-Buller, E., McGaughey, G., Grant, J., Shah, T., Kimura, Y., & Yarwood, G. (2021). Emissions and air quality implications of upstream and midstream oil and gas operations in Mexico. *Atmosphere*, *12*(12). https://doi.org/10.3390/ATMOS12121696/S1

Methane Guiding Principles. (2019). *Reducción de las Emisiones de Metano: Guía de mejores prácticas*. Retrieved from https://methaneguidingprinciples.org/wp-content/uploads/2021/01/Reducción-Emisiones-Metano-Guía-Antorchas-ES.pdf

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2019). *Estrategia nacional para la mitigación de contaminantes climáticos de vida corta*. Retrieved from https://www.ccacoalition.org/en/file/7282/download?token=kyxSNjZo

Mondragón, J. (2015). *Propuesta de guía ambiental para el quemado de gas en instalaciones de exploración y producción petrolera en Colombia.* Universidad Libre de Colombia.

Nezhadfard, M., & Khalili-Garakani, A. (2020). Power generation as a useful option for flare gas recovery: Enviro-economic evaluation of different scenarios. *Energy*, *204*, 117940. https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2020.117940

North Sea Transition Authority (NSTA). (2021). Flaring and venting. Retrieved November 21, 2022, from https://www.nstauthority.co.uk/licensing-consents/consents/flaring-and-venting/

Odumugbo, C. A. (2010). Natural gas utilisation in Nigeria: Challenges and opportunities. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, *2*(6), 310–316. https://doi.org/10.1016/J.JNGSE.2010.08.004

Oil & Gas Authorithy. (2016). *Flaring and venting during the production phase*. Retrieved from https://www.ogauthority.co.uk/media/2467/flaring-and-venting-during-the-production-phase-1016.pdf

Okoro, E. E., Adeleye, B. N., Okoye, L. U., & Maxwell, O. (2021). Gas flaring, ineffective utilization of energy resource and associated economic impact in Nigeria: Evidence from ARDL and Bayer-Hanck cointegration techniques. *Energy Policy*, *153*, 112260. https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2021.112260

OMS. (2021). Calidad del aire y salud. Retrieved October 15, 2021, from https://www.who.int/es/news-room/fact-sheets/detail/ambient-(outdoor)-air-quality-and-health

ONU. (n.d.). Coalición Clima y Aire Limpio. Retrieved October 19, 2021, from https://www.unep.org/es/explore-topics/climate-change/what-we-do/coalicion-clima-y-aire-limpio

Osuoka, A., & Roderick, P. (2005, June 1). *Gas Flaring in Nigeria. A Human Rights, Environmental and Economic Monstrosity*. Retrieved from https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:36070409

Papailias, G., & Mavroidis, I. (2018). Atmospheric emissions from oil and gas extraction and production in Greece. *Atmosphere*, *9*(4). https://doi.org/10.3390/ATMOS9040152

Pieprzyk, B., & Rojas, P. (2015). *Quema y venteo de gas asociado. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal*. Retrieved from https://www.era-er.com/es/system/files/downloads/flaring_venting_es.pdf

Ramirez, G., & Emigdio, A. (2014). *Lquema de gas asociado a la extracciónde crudo y su impacto ambiental*. Universidad Nacional Autónoma de México, México.

Restrepo, A., Saldarriaga Cortés, C. A., Salazar Isaza, H., López Restrepo, J. C., & Tibaquirá Giraldo, J. E. (2021). Gas Natural Licuado: Una opción para la transición energética en Colombia. In *Gas Natural Licuado: Una opción para la transición energética en Colombia*. https://doi.org/10.22517/9789587225921

Rodrigues, A. C. C. (2022). Decreasing natural gas flaring in Brazilian oil and gas industry.

Resources Policy, *77*, 102776. https://doi.org/10.1016/J.RESOURPOL.2022.102776

Rodríguez, A., & Valtierra, M. (2013, November 22). Sobre la Coalición Clima y Aire Limpio (CCAC) +. Retrieved October 19, 2021, from https://aida-americas.org/es/blog/sobre-la-coalición-clima-y-aire-limpio-ccac

Sarkari, M., Jamshidi, B., Ahmadi Khoshooei, M., & Fazlollahi, F. (2022). Flare gas reduction: A case study of integrating regeneration gas in flash gas compression network. *Fuel*, *318*, 123661. https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2022.123661

Soltanieh, M., Zohrabian, A., Gholipour, M. J., & Kalnay, E. (2016). A review of global gas flaring and venting and impact on the environment: Case study of Iran. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, *49*, 488–509. https://doi.org/10.1016/J.IJGGC.2016.02.010

U.S Department of energy. (2021). *Flaring and Venting Reduction Research & Development Activities*. Retrieved from https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-08/Flaring and Venting Report to Congress Report.pdf

Universidad Nacional de Colombia. (2014). *Estudio de tecnologías disponibles para incentivar el uso del gas combustible en el sector transporte*. Bogotá, D. C.

Weldu, Y. W., & Assefa, G. (2017). The search for most cost-effective way of achieving environmental sustainability status in electricity generation: Environmental life cycle cost analysis of energy scenarios. *Journal of Cleaner Production*, *142*, 2296–2304. https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2016.11.047

World bank. (2021a). Global Flaring and Venting Regulations: United Kingdom. Retrieved November 21, 2022, from https://flaringventingregulations.worldbank.org/united-kingdom#section2

World bank. (2021b, September). Global Flaring and Venting Regulations: Mexico. Retrieved November 21, 2022, from https://flaringventingregulations.worldbank.org/mexico

World bank. (2021c, November). Global Flaring and Venting Regulations: United States. Retrieved November 21, 2022, from https://flaringventingregulations.worldbank.org/united-states-federal-offshore

World Bank. (2021a, September). Global Flaring and Venting Regulations: Canadá. Retrieved November 21, 2022, from https://flaringventingregulations.worldbank.org/canada-federal

World Bank. (2021b, September). Global Flaring and Venting Regulations: Norway. Retrieved November 21, 2022, from https://flaringventingregulations.worldbank.org/norway