



Energía

METODOLOGÍAS

PARA LA ESTIMACIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS



Gustavo Francisco Petro Urrego
Presidente de Colombia

Francia Márquez
Vicepresidenta de Colombia

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Andrés Camacho Morales
Ministro de Minas y Energía

Javier Campillo Jiménez
Viceministro de Energía

Luz Dary Carmona Moreno
Jefe Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales – OAAS

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE

María Susana Muhamad González
Ministra de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Mauricio Cabrera Leal
Viceministro de Políticas y Normalización Ambiental

Lilia Tatiana Roa Avendaño
Viceministra de Ordenamiento Ambiental del Territorio

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH

Rafael Alberto Fajardo Moreno
Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES - Ideam

Ghisliane Echeverry Prieto
Directora general

Elizabeth Patiño Correa
Subdirectora de Estudios Ambientales

Leonado Alfredo Pineda Pardo
Coordinador del Grupo de Cambio Global

Andrés Felipe Tapiero Ríos
Profesional Grupo de Comunicaciones y Prensa

PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO – PNUD

Sara Ferrer Olivella
Representante Residente

Alejandro Pachecho
Representante Residente Adjunto

Jimena Puyana
Gerente de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Catalina Quintero
Analista Jefe en Cambio Climático

Katherine Romero
Profesional en Comunicación Ambiental

FUNDACIÓN NATURA

Clara Ligia Solano
Directora Ejecutiva

Claudia Lorena Franco
Subdirectora Técnica

Nancy Vargas Tovar
Subdirectora Técnica

Sandra Galán
Subdirectora Técnica

Mauricio Rosas
Jefe financiero y contable

Andrea Gutiérrez de Piñeres
Jefe administrativa y de gestión humana

Eliana Garzón
Jefe de Comunicaciones

PROYECTO GEF CBIT “TRANSPARENCIA CLIMÁTICA COLOMBIA”

Laura María Aranguren Niño
Coordinadora

Sergio Andrés Garcés Jiménez
Profesional emisiones fugitivas, Inventario Nacional de Emisiones y Absorciones de Gases de Efecto Invernadero (INGEI)

César Augusto Charris Martínez
Profesional de Comunicaciones

Camilo Sarmiento Monroy
Profesional en Diseño Gráfico

AUTOR

Sergio Andrés Garcés Jiménez
Profesional emisiones fugitivas, Inventario Nacional de Emisiones y Absorciones de Gases de Efecto Invernadero (INGEI)
ORCID - ID: 0000-0002-1770-2135

APORTES TÉCNICOS

Diana Carolina Simancas
Yuber Rodríguez Arturo
Grupo gestión de Emisiones - Fiscalización VORP - Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

Patricia Dávila Pinzón
Edison Yesid Ortiz Durán
Equipo de Monitoreo Reporte y Verificación del sector Minero-energético (MRVme) - CIAT

Nidya Gilma Chaparro Sepúlveda
Líder de equipo de cambio climático - OAAS

REVISIÓN DE ESTILO

Gilberto Barrios

DISEÑO EDITORIAL Y DIAGRAMACIÓN

Matruska Estudio para Editora 3 Ltda.

Fotografías tomadas de www.envato.com (2024)

Las alternativas de cálculo mencionadas se encuentran implementadas en el archivo de Excel para la gestión y determinación de las emisiones fugitivas de petróleo y gas en un campo petrolero. El objetivo de dicha herramienta no es solo estimar las emisiones fugitivas de las facilidades upstream del sector petróleo y gas, sino también permitirles a las compañías maximizar el reporte de sus posibles fuentes de emisión.

*Este documento ha sido elaborado y construido por el Ministerio de Minas y Energía, con asistencia técnica del proyecto GEF-CBIT "Transparencia Climática Colombia", financiado por el Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF por sus siglas en inglés) liderado técnicamente por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - Ideam y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, además, cuenta con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo - PNUD, como agencia implementadora, y la Fundación Natura, en calidad de socio ejecutor.

Cítese como: Ministerio de Minas y Energía (2024). *Metodologías para la Estimación de Emisiones Fugitivas*. Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales -Ideam, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo - PNUD, Fundación Natura y Proyecto GEF-CBIT "Transparencia Climática Colombia".

ISBN (digital): 978-958-5489-28-8

©Ministerio de Minas y Energía
Agosto de 2024
Calle 43 N.o 57-31
Bogotá, D. C.
PBX: 601 220 0300

Se prohíbe el uso comercial de esta publicación y tal podría castigarse de conformidad con las políticas y/o las legislaciones aplicables.

METODOLOGÍAS

PARA LA ESTIMACIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS

CONTENIDO

1. Introducción	9
2. Emisiones fugitivas	11
3. Fugas	16
3.1 Medición directa	17
3.2 Métodos Indirectos	22
3.2.1 EPA	23
3.2.2 CAPP	29
3.3 Árbol de decisión para métodos indirectos	31
4. Quema en teas	32
4.1 Eficiencia de tea	33
4.2 Emisiones por quema en tea	38
5. Venteos	40
5.1 Venteos durante exploración	44
5.1.1 Venteo durante perforación	44
5.1.2 Venteo durante pruebas de pozo	46
5.1.3 Completamiento de pozo	47
5.2 Venteos durante producción	49
5.2.1 Venteo por no funcionamiento de tea	49
5.2.2 Descargue de líquidos	51
5.2.3 Venteos de gas del casing	53
5.2.4 Controladores neumáticos	54
5.2.5 Bombas neumáticas	57
5.2.6 Venteo en tanques de almacenamiento	59
5.2.7 Venteo de compresores	61
5.2.8 Deshidratación con glicol	65
5.2.9 Bombas del glicol	66
5.2.10 Venteo en unidades de remoción de azufre	67
5.2.11 Venteo de actividades no rutinarias	68
5.2.12 Venteos - Blowdowns	69

5.3 Venteos en planta de procesamiento	71
5.3.1 Controladores neumáticos	71
5.3.2 Bombas neumáticas	72
5.3.3 Venteos de compresores	73
5.3.4 Deshidratación con glicol	74
5.3.5 Bombas de glicol	74
5.3.6 Venteo en unidades de remoción de azufre	75
5.3.7 Venteo de actividades no rutinarias	75
5.3.8 Venteos - Blowdowns	75
5.4 Consideraciones finales sobre la estimación de las emisiones por venteos	76
6. Bibliografía	77

ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y SÍMBOLOS

AFOLU	Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra (sigla en inglés)
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	Instituto de Petróleo Americano (sigla en inglés)
bbbl	Barriles
CAPP	Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (sigla en inglés)
CCAC	Climate and Clean Air Coalition
CE	Eficiencia de combustión (sigla en inglés)
CH₄	Metano
CMNUCC	Convención Marco de Naciones Unidas contra el Cambio Climático
CO₂	Dióxido de carbono
DRE	Eficiencia de Destrucción de Metano (sigla en inglés)
EPA	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (sigla en inglés)
FID	Detector de ionización de llama
GEI	Gas de efecto invernadero
GOR	Gas-oil Ratio
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
IR	Infrarrojo
LEL	Límite inferior de explosividad
N₂O	Óxido nitroso
NDIR	Sensor de infrarrojo no dispersivo
OVA	Analizador de vapores orgánicos
PC	Pie cúbico
PIGCCme 2050	Plan Integral de Gestión del Cambio Climático minero - energético
ppm	Partes por millón
RMLD	Detector remoto de fugas de metano (sigla en inglés)
scf	Pie cúbico estándar (sigla en inglés)
SOCMI	Industrial de compuestos orgánicos sintéticos (sigla en inglés)
SV	Screening value
TOC	Total de compuestos orgánicos (sigla en inglés)
TVA	Analizador de vapor tóxico (sigla en inglés)
VISR	Radiometría de imágenes de video (VISR)
VOC	Compuesto orgánico volátil (sigla en inglés)
VRU	Unidad de recuperación de vapores (sigla en inglés)

1

INTRODUCCIÓN





En este documento se presenta un compendio de metodologías existentes para la estimación de diferentes fuentes de emisiones fugitivas en campos de petróleo y gas. Para este objetivo se consulta la información presentada por EPA, API, CAPP, la academia y artículos de investigación. Teniendo en cuenta la aplicación de las resoluciones 40066 y 40317, la línea estratégica de emisiones fugitivas dentro del componente de mitigación del PIGCCme 2050 y los esfuerzos realizados por parte del proyecto CBIT, para la mejora de la estimación de las emisiones del sector energía y AFOLU a nivel nacional, este texto sintetiza las diferentes alternativas que tienen las empresas para realizar una estimación de las emisiones fugitivas.

Las alternativas de cálculo mencionadas se encuentran implementadas en el archivo de Excel para la gestión y determinación de las emisiones fugitivas de petróleo y gas en exploración y producción en un campo petrolero. El objetivo de dicha herramienta no es solo estimar las emisiones fugitivas de las facilidades upstream del sector petróleo y gas, sino también permitirles a las compañías maximizar el reporte de sus posibles fuentes de emisión.

La información recopilada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) permitirá profundizar el conocimiento que se tiene sobre las emisiones fugitivas en el upstream a nivel nacional, siendo posible obtener factores de emisión nacionales propios que reflejen la realidad del sector, lo que permite hacer un seguimiento al cumplimiento de las metas planteadas por el sector respecto a la reducción de las emisiones.

En la primera sección se presenta brevemente el concepto de emisiones fugitivas y cómo estas son estimadas y reportadas actualmente frente a la Convención Marco de Naciones Unidas (CMNUCCC), indicando cómo la información que será recopilada por la ANH respecto a las emisiones fugitivas permitirá mejorar la información del inventario nacional e igualmente realizar estimaciones de factores de emisión nacionales que describan de mejor manera la realidad del sector en el territorio nacional.

En la segunda sección se profundiza en el tema de fugas, se mencionan las recomendaciones generales dadas por EPA para la elaboración de campañas de medición e igualmente se presentan diferentes métodos indirectos para la determinación de estas emisiones por fugas. Dichos métodos indirectos son presentados dentro de un árbol de decisión, el cual selecciona la mejor alternativa dependiendo de la información disponible.

En la tercera sección se desarrolla el tema de teas, mostrando al usuario cómo realizar estimaciones sobre las emisiones generadas por la quema en tea, de acuerdo con el compendio API 2021; igualmente se presenta la bibliografía respecto a la determinación de la eficiencia de combustión en tea (CE, por su sigla en inglés) y la eficiencia de destrucción de metano (DRE), presentando al final una ecuación empírica para la estimación de la eficiencia.

Finalmente, se abordará el tema de venteos, identificando las diferentes fuentes de venteos existentes en los segmentos upstream y ofreciendo alternativas de estimación de dichas emisiones para cuando no se cuente con mediciones directas.



2

EMISIONES FUGITIVAS



Según el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC), las emisiones fugitivas de los sistemas de petróleo y gas hacen referencia a aquellas emisiones que se dan por quema en teas, venteos y fugas. A continuación se presenta a cuál corresponde cada una de estas fuentes de emisión:

Tabla 1. Definiciones de los términos venteo, fuga y quema en antorcha.

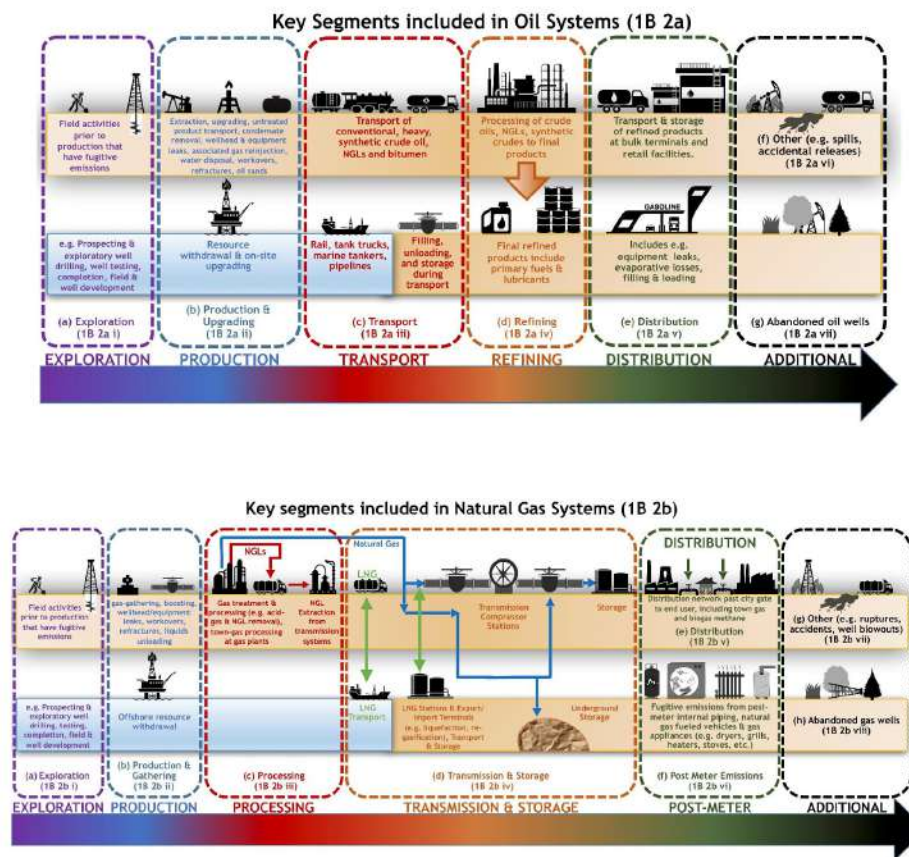
Emisión fugitiva	Descripción
Venteco	<p>Los venteos son descargas que se realizan a la atmosfera como resultado de procesos, el mismo diseño del equipo ó practicas operacionales. Existen gran variedad de posibles fuentes de venteo en las operaciones. El tipo de fuentes de emisión suele ser muy específico dependiendo del segmento de la cadena de producción en el que se encuentre, sin embargo, para maximizar el reporte de estos se usa la combinación de diferentes métodos de estimación, desde mediciones directas hasta factores de emisión específicos de la fuente.</p>
Fuga	<p>Una fuga en petróleo y gas se refiere a la liberación no intencionada de hidrocarburos, ya sea en forma de líquido o gas, desde sistemas de producción, transporte, almacenamiento o distribución de petróleo y gas. Estas fugas pueden ocurrir en diferentes etapas de la cadena de suministro de hidrocarburos, desde los yacimientos de petróleo o gas hasta el consumidor final.</p> <p>Las fugas en petróleo y gas pueden tener varias causas, como fallas mecánicas, desgaste de equipos, corrosión, errores humanos o condiciones operativas inadecuadas. Estas fugas pueden implicar la liberación de metano. Cualquier equipo presurizado tiene el potencial de tener fugas; estas fugas generalmente ocurren a través de válvulas, bridas, sellos u otros equipos relacionados con componentes de sistemas de crudo o gas en funcionamiento. Según la Resolución 40066 de 2022, se considera fuga si la concentración que se obtiene de gases está por encima de 500 ppm.</p>
Quema en antorcha	<p>Las teas son usadas en todos los segmentos de la cadena de petróleo y gas para manejar gas natural que no puede ser económicamente aprovechable en campo derivado de las operaciones rutinarias, no rutinarias y emergencias. En la industria se utilizan gran variedad de teas, algunas verticales o horizontales o asistidas por aire o vapor de agua. CO₂ y N₂O se generan como producto de la reacción de combustión. El CH₄ se tiene como producto por la reacción incompleta combustión.</p>

Fuente: Refinamiento IPCC, 2019.

En la actualidad, el equipo del Inventario Nacional de Emisiones y el MRVme del sector utiliza la metodología IPCC 2006 para la estimación de las emisiones fugitivas en toda la cadena de petróleo y gas, emisiones que son tenidas en cuenta para el Inventario Nacional de Emisiones. Sin embargo, se cuenta igualmente con el refinamiento IPCC 2019, que corresponde a una serie de mejoras dadas por la CMNUCCC para el reporte de esas emisiones; en ese sentido, con la información sobre las emisiones conseguidas en el marco de la Resolución 40317 se busca reportar las emisiones fugitivas del sector upstream con información nacional siguiendo las directrices de dicho refinamiento.

Las siguientes imágenes muestran los diferentes segmentos de la industria del petróleo y gas para los cuales se deben estimar las emisiones fugitivas.

Figura 1. Segmentos considerados para el reporte de emisiones a nivel nacional para los sistemas de crudo y gas.



Fuente: Refinamiento IPCC, 2019.

Respecto a la imagen anterior, se deben hacer las siguientes precisiones:

- A la hora de reportar las emisiones se debe distinguir entre aquellas que provienen de sistemas de petróleo y aquellas provenientes de gas. Lo anterior se puede prestar para confusiones, porque la producción de crudo implica producción de gas asociado por más mínima que sea. Por tal motivo la distinción entre un sistema y el otro se hace por el GOR, en general campos que trabajen con valor de GOR menores a 100 000 scf/bbl son tratados como sistemas de crudo y aquellos mayores a este límite son tratados como sistemas de gas, lo anterior alineado con el refinamiento IPCC 2019.
- A nivel sectorial, se estiman las emisiones de los segmentos upstream, midstream y downstream. No obstante, con la información recolectada en el marco de las resoluciones 40066 y 40317 de 2022, solo se recogerá información del sector upstream, el cual comprende las emisiones 1B2ai y 1B2aii (exploración y producción en sistemas de petróleo) y 1B2bi, 1B2bii y 1B2biii (exploración, producción y procesamiento en sistemas de gas).
- Según los lineamientos de reporte del refinamiento IPCC 2019, el país debe reportar las emisiones que ocurren en las plantas de tratamiento y procesamiento de gas. Cabe anotar que lo anterior puede generar confusiones, porque en la mayoría de los casos estas plantas están en las mismas facilidades.

- Respecto a las plantas de tratamiento de gas, las emisiones que allí ocurran se reportan en los sistemas de gas; sin embargo, en campos de crudo con gas asociado las emisiones fugitivas derivadas del tratamiento del gas asociado se reportan en la categoría correspondiente para sistemas de gas.

A continuación se hace referencia a los segmentos de exploración, producción y procesamiento:

Tabla 2. Descripción de los segmentos de exploración, producción y procesamiento de gas.

Segmento	Descripción
Exploración	Este segmento incluye emisiones fugitivas (venteos y quema en antorcha) de todas las actividades en el campo antes de la producción (por ejemplo, prospección y perforación de pozos exploratorios, pruebas de pozos/tubulares y completamientos).
Producción	<p>Para los sistemas de crudo el segmento de producción incluye emisiones fugitivas de la producción de petróleo (incluyendo fugas, venteos y quema en antorchas) desde el cabezal del pozo de petróleo o en las minas de arenas bituminosas o esquistos hasta el inicio del sistema de transmisión de petróleo.</p> <p>Para los sistemas de gas este segmento incluye emisiones fugitivas (fugas, venteos y quema en antorcha) desde el cabezal del pozo de gas hasta la entrada de las plantas de procesamiento de gas o, cuando no se requiere procesamiento, hasta los puntos de conexión en los sistemas de transmisión de gas. En la etapa de producción los pozos se utilizan para extraer gas crudo de formaciones subterráneas. Las emisiones surgen de los propios pozos (por ejemplo, a través de fugas en el cabezal del pozo y durante trabajos de reparación y refracturas) y de equipos en el sitio del pozo, como controladores neumáticos, deshidratadores y separadores. Las fuentes de emisiones en la recolección y aumento de producción también se incluyen dentro del sector de producción.</p>
Planta de tratamiento de gas - procesamiento de gas	Este segmento incluye emisiones fugitivas (fugas, venteos y quema en antorchas) provenientes de instalaciones de procesamiento de gas. En esta etapa se eliminan líquidos de gas natural (NGL) y otros componentes (por ejemplo, azufre) del gas crudo, lo que resulta en gas de calidad para ser inyectado en el sistema de transmisión. Las fuentes de emisión incluyen compresores, fugas de equipos, controladores neumáticos, gas no quemado proveniente de motores y quema, así como CO ₂ proveniente de la quema y la eliminación de gas ácido.

Fuente: Refinamiento IPCC, 2019.

Finalmente, con el fin de dar mayor claridad al lector, la siguiente tabla resume el gas de efecto invernadero al que se le hará seguimiento, de acuerdo con el diferente tipo de emisión fugitiva en cada uno de los segmentos del sector upstream.

Tabla 3. Relación entre el tipo de GEI, tipo de emisión fugitiva y segmento upstream.

Fugitiva	GEI	Exploración	Producción (facilidad)	Procesamiento de gas (facilidad)
Fugas	CO ₂		X	X
	CH ₄		X	X
	N ₂ O			
Venteos	CO ₂	X	X	X
	CH ₄	X	X	X
	N ₂ O			
Teas	CO ₂	X	X	X
	CH ₄	X	X	X
	N ₂ O	X	X	X

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede evidenciar en la tabla anterior, durante la etapa de exploración no se consideran las emisiones por fugas, esto se debe a que los montajes de exploración operan de manera intermitente en el tiempo y desde los mismos lineamientos que da el refinamiento IPCC 2019, donde se indica que dichas emisiones pueden ser consideradas como cero. Por otro lado, el óxido nitroso no es un constituyente del gas natural, por tal motivo, las fugas o venteos de gas natural no implicarían emisiones de este. Por último, en cuanto al uso de antorchas, se considera CO₂, CH₄ y N₂O, este último gas surge como un subproducto de la combustión.

3 FUGAS



Las fugas corresponden a emisiones no intencionadas que se dan en los diferentes componentes de las instalaciones de petróleo y gas. Las fugas pueden tener varias causas como fallas mecánicas, desgaste de equipos, corrosión, errores humanos o condiciones operativas inadecuadas. Estas implican generalmente liberación de metano. Cualquier equipo presurizado cuenta con el potencial de tener fugas, las que generalmente ocurren a través de válvulas, bridas, sellos u otros equipos relacionados con componentes de sistemas de crudo o gas en funcionamiento.

En esta sección se mencionan algunas generalidades para ser tenidas en cuenta a la hora de la realización de campañas de medición directa en las facilidades de petróleo y gas. Seguidamente se presenta un compendio de diferentes metodologías indirectas para la estimación de dichas emisiones fugitivas y, finalmente, se muestra un árbol de decisión que permitirá seleccionar el factor de emisión más adecuado para un componente, de acuerdo con la información disponible.

3.1 Medición directa

Para el levantamiento de una línea base de fugas dentro de una facilidad de petróleo y gas será necesario contar con dos clases de instrumentos diferentes. Inicialmente, y en la medida de lo posible, se debe detectar qué componentes presentan fugas para posteriormente realizar una cuantificación de la tasa de fuga de los estos. Se entiende que por temas relacionadas con garantizar la integridad del personal que está realizando la medición o por viabilidad técnica, algunas veces no será posible realizar ni la detección ni la cuantificación de la tasa de fuga sobre un componente, en ese sentido se deben considerar los métodos indirectos para dicho componente.

Inicialmente se debe contar con un valor de “screening” de los diferentes componentes de la facilidad, de acuerdo con la Resolución 40317 de 2023, aquellos componentes para los cuales esta medición indique valores a 500 ppm serán considerados como componentes con fugas y su tasa de fuga debe ser posteriormente determinada y reportada.

Antes de entrar en detalle sobre los métodos de detección y cuantificación se presentan los componentes que en su mayoría son susceptibles de fugas en las facilidades de petróleo y gas. A continuación se presenta una tabla con los diferentes procesos y equipos/componentes y la causa más común existente para fugas:

Tabla 4. Fuente común de fuga de diferentes componentes en facilidades de petróleo y gas.

Equipo/componente	Fuente común de fuga
Bombas	Usualmente ocurren en el sello del eje de transmisión.
Válvulas	Las fugas se presentan en el sello del vástago de la válvula y son causadas con frecuencia por el deterioro del empaque o “O-ring”.
Conectores/bridas	Fallas en las juntas o pernos mal ajustados para las bridas.

Equipo/componente	Fuente común de fuga
Conexiones para muestreos	Es usual que la válvula para muestreo se encuentre afectada por fenómenos como: fouling, corrosión o apriete excesivo de pernos.
Compresores	Los compresores, tanto centrífugos como reciprocantes, periódicamente desarrollan fugas alrededor de juntas, bridas, válvulas y conectores, ya que estas unidades suelen experimentar vibraciones y fluctuaciones de temperatura y presión durante su funcionamiento.
Dispositivos de liberación de presión	Las fugas suelen ocurrir si el tapón de la válvula no está asentado correctamente, está operando muy cerca del punto de ajuste o si el sello está desgastado, dañado o contaminado con residuos del proceso. Las fugas de los discos de ruptura pueden ocurrir alrededor de la junta del disco si la junta no se instala correctamente.
Open-Ended Lines	Las fugas pueden ocurrir debido a la fuga a través de una válvula de cierre que ventila o drena el equipo de proceso a través de una línea abierta hacia la atmósfera. Esto a menudo se debe a que la válvula no está cerrada correctamente o a que los residuos ensucian el asiento de la válvula.

Fuente: Tomado de (CCAC, 2017b).

Desde el Cimate & Clean air Coalition se han desarrollado una serie de guías técnicas para los miembros del Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) sobre emisiones fugitivas, y en la segunda guía publicada se habla de las fugas habituales en los campos de petróleo y gas (CCAC, 2017b).

Según estas guías, los componentes potenciales o fuentes de fugas de estos equipos incluyen bridas, conexiones roscadas y de compresión, empaquetaduras de vástago en válvulas, sellos de bombas, componentes de compresores, fugas a través de válvulas en dispositivos de alivio de presión que ventean a la atmósfera, tapas de acceso a tanques, medidores y líneas abiertas. No se consideran fugas las emisiones de equipos diseñados para ventilar como parte de las operaciones normales, como los controladores neumáticos impulsados por gas, el caso anterior correspondería a un venteo.

En teoría, cualquier equipo de análisis puede ser usado, siempre y cuando este cumpla con los criterios establecidos en el método 21 de la EPA. Estos instrumentos deben contar con una probeta de prueba conectada a una bomba, a través de la cual se absorbe una muestra continua en la interfaz del componente. La respuesta del instrumento será proporcional a la concentración de la fuga en ppmv. Se debe tener en cuenta el concepto de "factor de respuesta", el cual relaciona la concentración real del componente censado con aquel que fue detectado por el instrumento. Para la realización de la campaña de detección la probeta de muestreo del instrumento de medición portátil debe ser colocada sobre la interfaz del componente para obtener un valor. Esta medición no corresponde a un dato de la tasa de fuga, sin embargo, en efecto ayuda a identificar si existe fuga o no.

Los equipos usados para la detección pueden funcionar bajo diferentes principios físicos, siendo los tres principales ionización, absorción infrarroja y combustión. Los detectores de ionización operan ionizando la muestra y luego determinando la carga producida. Dos métodos de ionización usados son ionización de flama y fotoionización. Los detectores de flama iónica (FID) en teoría determinan el contenido total de carbono de la muestra, y para este tipo de detectores el CO_2 o CO no presenta interferencias. No obstante, si se suele ver afectada por el vapor de agua, típicamente se utiliza un filtro para eliminar el material particulado de la muestra. Los detectores fotovoltaicos utilizan luz ultravioleta para ionizar los componentes, aunque estos son usados típicamente en facilidades de procesamiento de químicos donde se pueden dar fugas de otros componentes orgánicos. Los sensores infrarrojos no dispersivos (NDIR) operan bajo la capacidad de absorción de diferentes gases. Para este tipo de instrumentos, el CO_2 y el vapor de agua pueden interferir en la medición. Este tipo de instrumentos suelen ser usados cuando la composición del gas fugado corresponde únicamente a un solo componente. Por último, los detectores por combustión se diseñan para medir la conductividad térmica del gas o el calor generado por la combustión el mismo. A estos detectores se refieren típicamente como “hot wire”, y no son específicos a mezclas de gases (EPA, 1995).

Respecto al método 21 de la EPA ¹, en este se establecen los lineamientos para el uso de detectores de compuestos orgánicos en fugas, en términos generales, los siguientes son los requerimientos que dicho equipo debe cumplir:

1. El detector del instrumento VOC deberá responder a los compuestos que se están detectando. Los tipos de detectores que pueden cumplir con este requisito incluyen, pero no se limitan a oxidación catalítica, ionización de llama, absorción infrarroja e ionización fotoeléctrica.
2. El instrumento deberá ser capaz de medir la concentración definida de fuga especificada en la regulación.
3. La escala del medidor del instrumento deberá ser legible hasta $\pm 2,5$ % de la concentración definida de fuga especificada.
4. El instrumento deberá estar equipado con una bomba eléctricamente impulsada para asegurar que se proporcione una muestra al detector a una velocidad de flujo constante. La velocidad nominal de flujo de la muestra, medida en la punta de la sonda de muestra, deberá ser de 0,10 a 3,0 l/min (0,004 a 0,1 ft³/min) cuando la sonda esté equipada con un tapón de lana de vidrio o un filtro que se pueda usar para evitar el bloqueo del instrumento.
5. El instrumento deberá estar equipado con una sonda o extensión de sonda o muestreo que no exceda los 6,4 mm (1/4 de pulgada) de diámetro exterior, con una única abertura en el extremo para la admisión de la muestra.
6. El instrumento deberá ser intrínsecamente seguro para operar en atmósferas explosivas.
7. Antes de poner en funcionamiento el instrumento se deben seguir las instrucciones del fabricante para el período recomendado de calentamiento y ajustes preliminares. Seguidamente se debe determinar un factor de respuesta para cada compuesto a medir, ya sea mediante pruebas o fuentes de referencia. Las pruebas del factor de respuesta son necesarias antes de poner el analizador en servicio y no necesitan repetirse en intervalos subsiguientes.
 - Calibrar el instrumento con el compuesto de referencia según la regulación aplicable.
 - Realizar tres mediciones alternando entre la mezcla de gas de calibración y gas cero.
 - Calcular el factor de respuesta para cada repetición y el factor de respuesta promedio.
8. Los factores de respuesta del instrumento para cada VOC individual a medir deben ser inferiores a 10. La prueba de precisión de la calibración debe completarse antes de poner el analizador en servicio y en intervalos de tres meses o en el próximo uso, lo que ocurra más tarde.

¹ <https://www.epa.gov/emc/method-21-volatile-organic-compound-leaks>

- Realizar tres mediciones alternando entre gas cero y el gas de calibración especificado.
 - Calcular la diferencia promedio algebraica entre las lecturas del medidor y el valor conocido.
 - La precisión de la calibración debe ser igual o inferior al 10 % del valor del gas de calibración.
9. La prueba de tiempo de respuesta es necesaria antes de poner el instrumento en servicio y si se realiza alguna modificación en el sistema de bombeo de la muestra o la configuración del flujo.
- Introducir gas cero en la sonda de muestra del instrumento y medir el tiempo para alcanzar el 90 % de la lectura estable final.
 - Realizar esta secuencia de prueba tres veces y registrar los resultados.
 - El tiempo de respuesta del instrumento debe ser igual o inferior a 30 segundos, con todos los componentes relevantes en su lugar durante la determinación del tiempo de respuesta.

Recientemente se han implementado otras técnicas para la detección de fugas, las que se resumen a continuación y son presentadas por OGMP V2 (CCAC, 2017b):

Optical Gas Imaging: el uso de cámaras de infrarrojos (IR) permite detectar emisiones de gas de hidrocarburos en instalaciones de petróleo y gas. Estas cámaras utilizan la absorción de luz IR por parte de los hidrocarburos para visualizar las fugas en tiempo real. Además de detectar metano, las cámaras IR pueden identificar una amplia gama de compuestos. Estas son fáciles de usar y cuentan con funciones como zoom e inversión de imagen para mejorar la visualización de las emisiones. Se recomienda realizar inspecciones anuales de fugas de componentes y equipos utilizando detectores fijos de LEL para alertar sobre concentraciones explosivas. Al utilizar las cámaras IR es importante asegurarse de que sean intrínsecamente seguras y tomar precauciones de seguridad al operarlas. No requieren calibración y pueden reemplazar las lentes para detectar emisiones a diferentes distancias.

Detectores láser: la detección láser es una tecnología útil para localizar fugas de metano en instalaciones de petróleo y gas. El Remote Methane Leak Detector (RMLD) es un dispositivo popular que utiliza un láser infrarrojo para detectar la presencia de metano en una columna de gas. El RMLD puede detectar metano a una distancia máxima de 30 metros y no dará falsos positivos para otros hidrocarburos. El dispositivo utiliza dos láseres, uno infrarrojo invisible y otro verde visible, para ayudar a los operadores a confirmar la ubicación de las fugas. El RMLD es intrínsecamente seguro y puede examinar rápidamente cientos de componentes por hora. Tiene un rango de medición de 0 a 99,999 ppm-m y puede operar en un amplio rango de temperatura y humedad. El RMLD es portátil y emplea una batería recargable con una duración de hasta ocho horas.

Uso de agua jabonosa: el método de detección de fugas con burbujas de jabón, conocido como “soaping”, es una técnica rápida y económica, que consiste en rociar una solución de jabón en componentes pequeños y accesibles para detectar fugas. Si hay una fuga se formarán burbujas de jabón. Esta técnica es efectiva para encontrar conexiones y ajustes sueltos, pero no es adecuada para aberturas grandes. Las fugas identificadas pueden repararse apretando los componentes correspondientes. Aunque la mayoría de las fugas de metano que se reparan de manera rentable suelen ser más grandes que las detectadas mediante “soaping”, esta práctica es fácil de incorporar en programas de mantenimiento existentes debido a su bajo costo y rapidez. Los operadores pueden examinar alrededor de 100 componentes por hora utilizando el “soaping”. Es importante tener en cuenta que el “soaping” no es adecuado para equipos expuestos a temperaturas extremas.

Analizador de vapor orgánicos y/o tóxicos: los Analizadores de Vapor Orgánico (OVA) y los Analizadores de Vapor Tóxico (TVA) son detectores portátiles de hidrocarburos que se utilizan para identificar fugas de metano. Los OVA cuentan con un detector de ionización de llama (FID) que mide la concentración de vapor orgánico en un rango de 9 a 10.000 ppm, mientras que los TVA combinan un FID con un detector de fotoionización (PID) para medir concentraciones de vapor orgánico superiores a 10.000 ppm. Estos dispositivos se utilizan colocando la sonda de succión cerca de sellos u aberturas donde puede haber fugas de metano. Los OVA y TVA

pueden medir la concentración de metano en el área circundante a una fuga. El uso de estos dispositivos es relativamente lento, examinando alrededor de 40 componentes por hora, y requiere calibraciones frecuentes. Aunque las concentraciones medidas no son una medición directa de la cantidad de emisiones, se pueden convertir en tasas de emisión aproximadas utilizando ecuaciones de correlación SOCM1.

Detectores acústicos: para detectar fugas a través de válvulas internas se utilizan dispositivos portátiles de detección acústica que captan la señal acústica generada cuando el gas a presión escapa a través de una válvula mal cerrada o sellada. Estos dispositivos permiten a los operadores visualizar y registrar la intensidad de la señal, lo que proporciona una idea relativa del tamaño de la fuga. Los detectores acústicos pueden captar tanto señales de alta como de baja frecuencia y son especialmente útiles para detectar fugas en válvulas de difícil acceso. En entornos ruidosos se utilizan detectores de alta frecuencia que se colocan directamente sobre el equipo para captar las señales ultrasónicas. Estos detectores permiten localizar la ubicación de la fuga al detectar aumentos en la intensidad del sonido. Aunque los detectores ultrasónicos pueden ser sensibles al ruido de fondo, la mayoría cuenta con capacidades de ajuste de frecuencia para afinar la detección de una fuga específica.

Finalmente, se presenta una lista de alternativas de cuantificación de la tasa de fugas (CCAC, 2017b):

Turbine Meter (Medidor de turbina): el medidor de turbina es un dispositivo de medición utilizado para cuantificar flujos de emisiones de hidrocarburos. Utiliza una turbina mini de 2 pulgadas y un sensor magnético para registrar las rotaciones de la turbina, lo que se convierte en un volumen de flujo acumulado mediante calibración. El dispositivo se instala en tuberías con ciertas especificaciones y requiere un sellado adecuado. Debido a que mide el flujo en volumen real, se necesita convertir el volumen a volumen estándar usando la temperatura y presión del gas. El conocimiento previo de los diámetros de las líneas de ventilación es crucial para adaptar el medidor correctamente.

Calibrated Vent Bags (Bolsas de ventilación calibradas): las bolsas de ventilación calibradas son bolsas no elásticas de volumen calibrado cuando están completamente infladas (por ejemplo, 0,085 m³ o 3 ft³), fabricadas en plástico antiestático y con un cuello diseñado para sellarse fácilmente alrededor de las tuberías de ventilación. La medición se realiza midiendo el tiempo que lleva la expansión de la bolsa hasta alcanzar su capacidad máxima. La temperatura del gas se mide para permitir la corrección del volumen a condiciones estándar. Además, se debe analizar la composición del gas para determinar el contenido de metano en el gas liberado, ya que en algunos casos el aire también puede estar presente en la ventilación, resultando en una mezcla de gas y aire. Una ventaja clave de la técnica de expansión de bolsas en comparación con medidores rotativos (por ejemplo, el medidor de turbina) es que no ejerce una contrapresión significativa en el componente ventilado. Esto elimina cualquier posible interferencia con la operación de ventilación y permite mediciones con una caída de presión baja. Las bolsas están disponibles en diferentes tamaños y volúmenes conocidos, calibrados durante su fabricación. Se recomienda utilizar bolsas de ventilación calibradas en fuentes de emisión con presiones cercanas a la atmosférica para garantizar que sea seguro manipularlas, que la temperatura se encuentre por debajo del máximo especificado por el fabricante de las bolsas de ventilación y que la fuente de emisión completa pueda ser rápidamente abarcada y sellada de forma hermética en el cuello de la bolsa durante la medición.

La medición con bolsas de ventilación calibradas requiere la participación de dos personas. Una coloca rápidamente el cuello de la bolsa sobre la fuente de emisión de manera que capture todas las emisiones de gas y asegure que la bolsa se despliegue adecuadamente durante la inflación para evitar rasgaduras o pliegues en la bolsa, y la segunda cronometra la inflación de la bolsa y recibe comandos de inicio/parada de la primera persona. La composición del gas y la temperatura se registran para ajustar a condiciones estándar. Se toman varias mediciones para cada fuente para obtener un valor promedio.

Vane anemómetro: el vane anemómetro es un sensor de velocidad de flujo de rueda de paletas y una unidad portátil que muestra la velocidad medida del gas. Es útil para medir líneas abiertas y salidas de tuberías con área conocida. No requiere la captura completa de emisiones. Se coloca en la abertura de la tubería o se inserta en un puerto para medir la velocidad máxima de emisiones. Se correlaciona la velocidad con el número de

revoluciones de la paleta detectadas por un captador magnético. El rango típico de medición de velocidad es de 0,4 a 80 metros/segundo, con una incertidumbre de 0,9 a 1,5 %.

El rango de temperatura del sensor es -15 a 260 °C, mientras que la unidad portátil opera de 0 a 50 °C. Funciona con una batería de 9 voltios con duración de 30 horas y almacenamiento de 1.000 registros. Para precisión, se debe medir en el centro de la tubería y medir la temperatura del flujo. Se puede utilizar un medidor adecuado para evitar sobrepasar el rango o tener suficiente flujo para la medición. Se recomienda evitar contrapresión. Para calibrar se deben seguir las instrucciones del fabricante.

Anemómetro de alambre caliente (Hotwire): el anemómetro de alambre caliente es similar a uno de paletas y se coloca en el flujo de gas a través de una tubería abierta o un puerto en una tubería de flujo. Contiene un alambre caliente expuesto que se calienta mediante una corriente constante o se mantiene a una temperatura fija cuando se introduce en el flujo de gas en movimiento. Mide la velocidad del gas al calibrar la corriente eléctrica que pasa por el alambre, ya que el calor se disipa por el flujo de gas. Es útil para medir salidas de aire, líneas abiertas y flujos en tuberías cerradas conocidas. El rango de medición de la velocidad del flujo es de 0,2 a 200 metros por segundo, traducible a una tasa de flujo volumétrico multiplicando por el área del flujo.

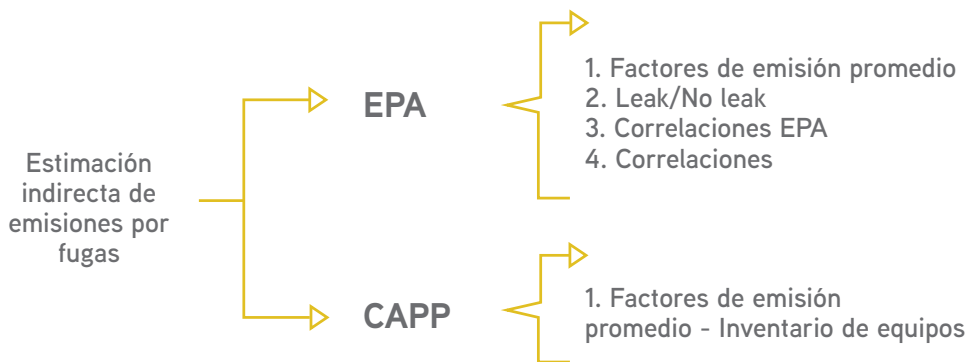
La precisión varía con la velocidad del flujo: 2 % para velocidades hasta 40 m/s y 2,5 % para mayores a 40 m/s. Puede trabajar hasta 1,6 MPa por encima de la presión atmosférica y en un rango de temperatura de -10 a 140 °C. Los anemómetros de alambre caliente son menos precisos en flujos limpios, pero pueden ser la única opción en flujos sucios con líquido o partículas pegajosas que podrían dañar otros dispositivos.

Muestreador de alto volumen: es un dispositivo de succión de aire que mide la concentración de hidrocarburos combustibles. Convierte el flujo de aire y la concentración de hidrocarburos en una tasa de flujo volumétrico del gas succionado. Captura emisiones de fugas y puede usar diferentes accesorios para asegurar la captura total. Su rango medible es de 0,01 a 100 %. Utiliza un anemómetro térmico para monitorear la tasa de flujo. Tiene una tasa de fuga medible de 0,02 a 18 m³/h y opera entre 0-50 °C. Usa una batería recargable y es intrínsecamente seguro. La precisión es ±10 % de la velocidad de fuga. Se calibra cada 30 días y debe ajustarse para evitar dilución excesiva. No distingue metano de otros hidrocarburos. Se debe calibrar antes y después de cada campaña de medición comparando con un medidor de flujo de gas separado.

3.2 Métodos indirectos

El siguiente diagrama resume algunas de las diferentes metodologías indirectas existentes para la estimación de emisiones por fugas:

Figura 2. Resumen de métodos indirectos para estimación de emisiones por fugas en facilidades de petróleo y gas.



Fuente: Elaboración propia, 2023.

Como se evidencia en el diagrama anterior, se diferencian dos grandes metodologías: la primera corresponde al grupo de aquellas desarrolladas por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA), ofreciendo alternativas como el factor de emisión promedio, el cual es posible aplicar con inventarios de los componentes de la facilidad o el inventario de componentes con fugas; una opción determinada "Leak/No Leak", que se basa en la clasificación de los componentes dependiendo del valor de screening obtenido; otra que consiste en utilizar las correlaciones planteadas por la EPA, y, finalmente, la EPA ofrece algunos lineamientos para la elaboración de correlaciones propias a nivel de la facilidad. Por el otro lado se encuentra una metodología creada por la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo y Gas (CAPP), que se basa en un inventario de equipos para la realización de la estimación de fugas.

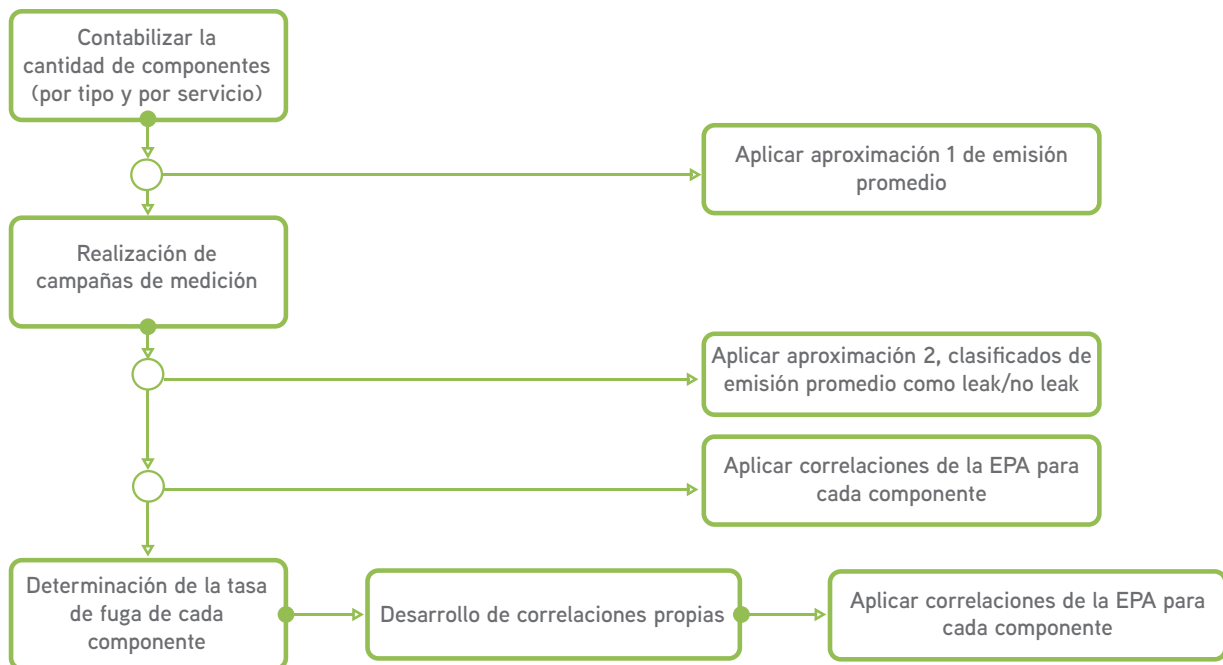
3.2.1 EPA

La EPA ha desarrollado un protocolo para estimar las emisiones originadas por fugas en equipos. Este protocolo (EPA, 1995) fue concebido con el propósito de generar estimaciones de emisiones para una variedad de equipos industriales. De manera general, se proponen cuatro opciones para determinar los valores de las fugas:

- Factor de emisión promedio.
- Enfoque de rango de detección preliminar (Leak/No leak).
- Correlación establecida por la EPA.
- Correlaciones específicas para cada unidad.

Cada una requiere secuencialmente más información para poder ser estimada, dando la opción de refinar las estimaciones dependiendo de la información que alcanzó a ser extraída del sistema. El siguiente diagrama resume la información necesaria para la aplicación de cada una de estas alternativas:

Figura 3. Selección de metodología indirecta para estimación de fugas de acuerdo con EPA.



Fuente: Adaptado de EPA, 1995.

Excepto el primer método, todos requieren “screening values” para la determinación de las emisiones, permitiendo conocer la concentración en ppmv de la fuga.

Enfoque de emisiones por factor promedio

Este enfoque, respaldado por la EPA, constituye un método ampliamente aceptado para la estimación de emisiones por fugas. Para llevar a cabo esta estimación se requiere el conocimiento del número de componentes presentes en la unidad, así como del tipo de servicio que atraviesa cada componente (ya sea gas, crudo pesado o crudo liviano). Además, se debe tener en cuenta la concentración de compuestos orgánicos totales (TOC) en la corriente y la duración de tiempo durante la cual cada componente permanece en funcionamiento. Se debe subrayar que los factores de emisión fueron concebidos para calcular emisiones de un conjunto de componentes, no para estimar las emisiones individuales de un componente en particular. Asimismo, es esencial categorizar de acuerdo con las posibles composiciones de metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂) presentes en la instalación.

Tabla 5. Factor de emisión por componente basado en inventario de componente de la facilidad de acuerdo con EPA.

Componente	Servicio	FE (kg/h)
Fugas	Gas	4.50E-03
	Crudo pesado	8.40E-06
	Crudo liviano	2.50E-03
Sellos de bombas	Gas	2.40E-03
	Crudo pesado	0
	Crudo liviano	1.30E-02
Otros	Gas	8.88E-03
	Crudo pesado	3.20E-05
	Crudo liviano	7.50E-03
Conectores	Gas	2.00E-04
	Crudo pesado	7.50E-06
	Crudo liviano	2.10E-04
Bridas	Gas	3.90E-04
	Crudo pesado	3.90E-07
	Crudo liviano	1.10E-04

Fuente: EPA, 1995.

Paralelamente, EPA ha desarrollado una serie de factores de emisión para el caso de componentes con fugas. Para este caso solo es necesario realizar un inventario de la cantidad de componentes que reportaron fugas dentro de la facilidad y, posteriormente, es posible utilizar el siguiente factor de emisión:

Tabla 6. Factor de emisión por componente basado en inventario de componente con fugas de la facilidad de acuerdo con EPA.

Componente	Servicio	FE (scf/h)
Válvulas	Gas	4.9
	Crudo pesado	3.2
	Crudo liviano	3.2
Sellos de bombas	Gas	3.7
	Crudo pesado	0
	Crudo liviano	0
Otros	Gas	4.5
	Crudo pesado	3.1
	Crudo liviano	3.1
Conectores	Gas	1.3
	Crudo pesado	1
	Crudo liviano	1
Bridas	Gas	4.1
	Crudo pesado	2.7
	Crudo liviano	2.7

Fuente: EPA, Parte 98 subparte W².

Enfoque de rango de detección preliminar (Screening Range Approach)

Este enfoque, previamente conocido como "Leak/No Leak Approach", implica la identificación de componentes que emiten más de 10.000 partes por millón en volumen (ppmv), lo que indica una potencial fuga. Por contraste, los componentes cuyas emisiones se sitúan por debajo de este umbral se consideran "sin fugas", de acuerdo con esta metodología. Basado en esta distinción, se generan factores de emisión diferenciados para cada caso, ajustados a la presencia o ausencia de fuga.

² <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-98/subpart-W>

Tabla 7. Factor de emisión por componente basado en método Leak- No leak de acuerdo con EPA.

Componente	Servicio	Clasificación	FE (scf/h)
Válvulas	Gas	Leak	9.80E-02
	Crudo pesado		0
	Crudo liviano		8.70E-02
Sellos de bombas	Gas		7.40E-02
	Crudo pesado		0
	Crudo liviano		1.00E-01
Otros	Gas		8.90E-02
	Crudo pesado		0
	Crudo liviano		8.30E-02
Conectores	Gas		2.60E-02
	Crudo pesado		0
	Crudo liviano		2.60E-02
Bridas	Gas		8.20E-02
	Crudo pesado		0
	Crudo liviano		7.30E-02
Válvulas	Gas	No Leak	2.50E-05
	Crudo pesado		8.40E-06
	Crudo liviano		1.90E-05
Sellos de bombas	Gas		3.50E-04
	Crudo pesado		0
	Crudo liviano		5.10E-04
Otros	Gas		1.20E-04
	Crudo pesado		3.20E-05
	Crudo liviano		1.10E-04
Conectores	Gas		1.00E-05
	Crudo pesado		7.50E-06
	Crudo liviano		9.70E-06
Bridas	Gas		5.70E-06
	Crudo pesado		3.90E-07
	Crudo liviano		2.40E-06

Fuente: EPA, 1995.

Correlación de EPA

Este enfoque aporta una ventaja adicional, ya que, a partir de la medición realizada, es posible calcular el flujo masivo de la fuga utilizando una ecuación desarrollada por la EPA. Sin embargo, este método se basa en la condición fundamental de contar con mediciones de las fugas en distintos equipos. Al permitir la correlación de datos provenientes de diferentes mediciones de fugas, este enfoque refina la precisión del cálculo de la emisión.

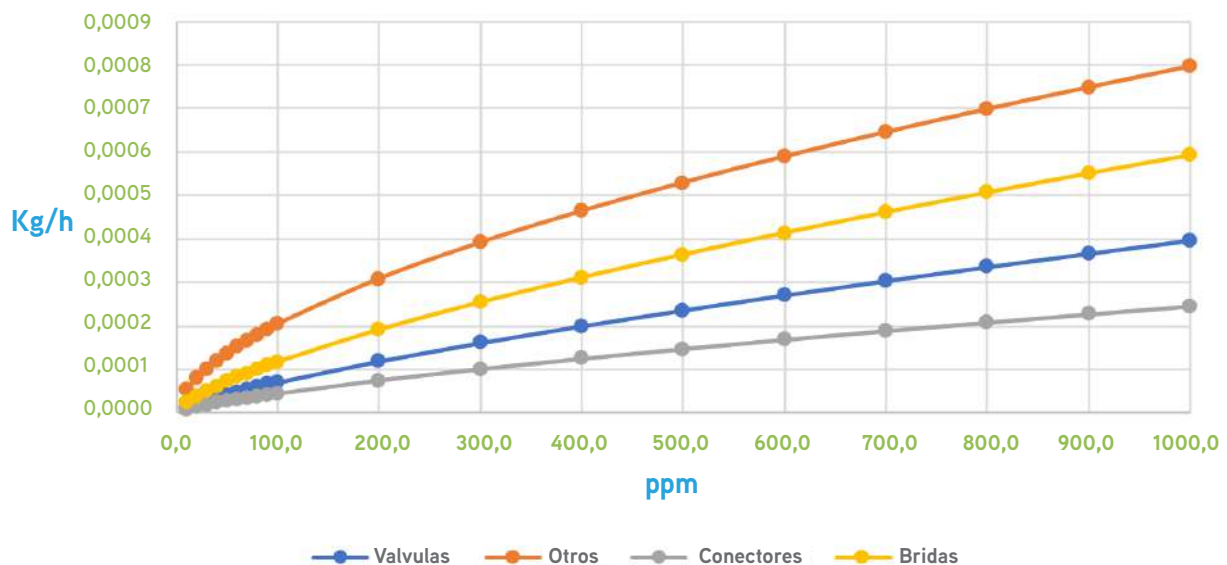
Figura 4. Correlaciones EPA para estimación de fugas a partir de screening value.

Componente	Correlación
Válvulas	$Tasa\ de\ fuga\ \left(\frac{kg}{h}\right) = 2.29E - 06 * (SV)^{0.746}$
Sellos de bombas	$Tasa\ de\ fuga\ \left(\frac{kg}{h}\right) = 5.03E - 05 * (SV)^{0.610}$
Otros	$Tasa\ de\ fuga\ \left(\frac{kg}{h}\right) = 1.36E - 05 * (SV)^{0.589}$
Conectores	$Tasa\ de\ fuga\ \left(\frac{kg}{h}\right) = 1.53E - 06 * (SV)^{0.735}$
Bridas	$Tasa\ de\ fuga\ \left(\frac{kg}{h}\right) = 4.61E - 06 * (SV)^{0.703}$

Fuente: Tabla 2-10, EPA, 1995.

Con la lectura obtenida de la medición sobre cada uno de los componentes se obtiene el valor de la fuga. No es recomendable promediar los valores leídos para luego reemplazar en las diferentes ecuaciones. La siguiente imagen resume la relación entre "screening value" y la tasa de fuga predicha por las diferentes correlaciones:

Figura 5. Correlaciones EPA para determinación de tasa de fugas de diferentes componentes.



Fuente: EPA, 1995.

Desarrollo de correlaciones propias

En este enfoque, mediante la utilización de mediciones de concentración de las fugas y mediciones de flujo másico, se generan correlaciones específicas con el fin de obtener estimaciones de emisiones para una instalación determinada. Tanto la detección como la cuantificación deben ser realizadas para diferentes componentes de manera que pueda ser posible realizar la correlación. En términos generales, EPA propone tener seis valores experimentales de tasa de fugas en los siguientes rangos de “screening value”:

Figura 6. Rangos de medición a considerar para el desarrollo de correlaciones propias según EPA.

Rango “Screening values” (ppmv)
1 - 100
101 - 1000
1001 - 10000
10001 - 100000
>100000

Fuente: EPA, 1995.

De la misma manera, de acuerdo con la experiencia de ellos, proponen directamente realizar una correlación logarítmica entre la lectura del instrumento de detección y la tasa de flujo determinada.

Figura 7. Correlación propuesta por EPA para desarrollo de ecuaciones propias.

$$\text{Log}_{10} \left(\text{Tasa fuga} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{h}} \right) \right) = \beta_0 + \beta_1 * \text{Log}_{10}(SV)$$

Donde:

β_0, β_1	Constantes de regresión
SV	Screening value

Fuente: (EPA, 1995).

Finalmente, los factores de emisión propuestos están en flujo másico de gas natural, y para realizar una estimación de las emisiones anuales de un componente se debe tener presente la siguiente ecuación:

$$E_j \left(\frac{\text{Kg}}{\text{año}} \right) = E_{TOC} \left(\frac{\text{Kg}}{\text{h}} \right) * \%w_j * h \left(\frac{\text{h}}{\text{año}} \right)$$

Donde:

E_j	Emisiones anuales del gas j (CH ₄ , CO ₂)
E_{TOC}	Factor de emisión para el componente
$\%w_j$	Fracción másica del gas j (CH ₄ , CO ₂)
h	Horas al año en las que funciona el componente en cuestión

3.2.2 CAPP

La segunda metodología que se presenta es aquella presentada por la Asociación Canadiense de Petróleo y Gas (CAPP), la cual se aprecia en el documento "Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors", elaborado en 2014. Para el desarrollo de esta se llevó a cabo un análisis estadístico exhaustivo basado en mediciones realizadas por las empresas afiliadas a CAPP, que representan aproximadamente el 90 % de las entidades en el sector petrolero canadiense.

En relación con las fugas, el factor de emisión fue definido como el total de emisiones generadas por una población en función de un dato relacionado con la actividad de interés. A través de una encuesta llevada a cabo a 120 instalaciones, se lograron identificar un total de 276.947 componentes, destacando que los programas de reducción de emisiones por fugas (LDAR) condujeron a una disminución significativa de la tasa de fugas, siendo la implementación de este tipo de programas aquellos que permiten la reducción de las emisiones por fugas.

Para este proyecto fue crucial catalogar la mayoría de los procesos y equipos presentes en las instalaciones de la fase de extracción, permitiendo así una estimación aproximada de componentes típicos por proceso o equipo. Además, se enfatizó en la conveniencia de clasificar los servicios según su naturaleza: gas, crudo pesado y crudo ligero, con el objetivo de poder relacionar la cantidad de equipos y procesos con una cantidad promedio de componentes asociados a campo.

A continuación se presentan los diferentes factores de emisión propuestos por la metodología y se muestran como apéndice A las tablas que relacionan la cantidad y clase de componentes con equipos y procesos que se encuentran en las facilidades de petróleo y gas.

Tabla 8. Factores de emisión por componente de acuerdo con metodología CAPP.

Tipo de sistema	Componente	Servicio	Factor de emisión (gas kg/h)
Gas	Conector	(FG)	8.18E-04
Gas	Sellos de compresores	(FG)	7.13E-01
Gas	Válvulas de control	(FG)	1.62E-02
Gas	Open-Ended-Lines	(FG)	4.67E-01
Gas	Válvulas reguladoras de presión	(FG)	1.70E-02
Gas	Regulador	(FG)	8.11E-03
Gas	Válvula	(FG)	2.81E-03
Gas	Conector	(GV)	0.000706
Gas	Sellos de compresores	(GV)	0.713
Gas	Válvulas de control	(GV)	0.0146
Gas	Open-Ended-Lines	(GV)	0.427
Gas	Válvulas reguladoras de presión	(GV)	0.017
Gas	Regulador	(GV)	0.00811
Gas	Válvula	(GV)	0.00246
Gas	Conector	(LL)	0.000551

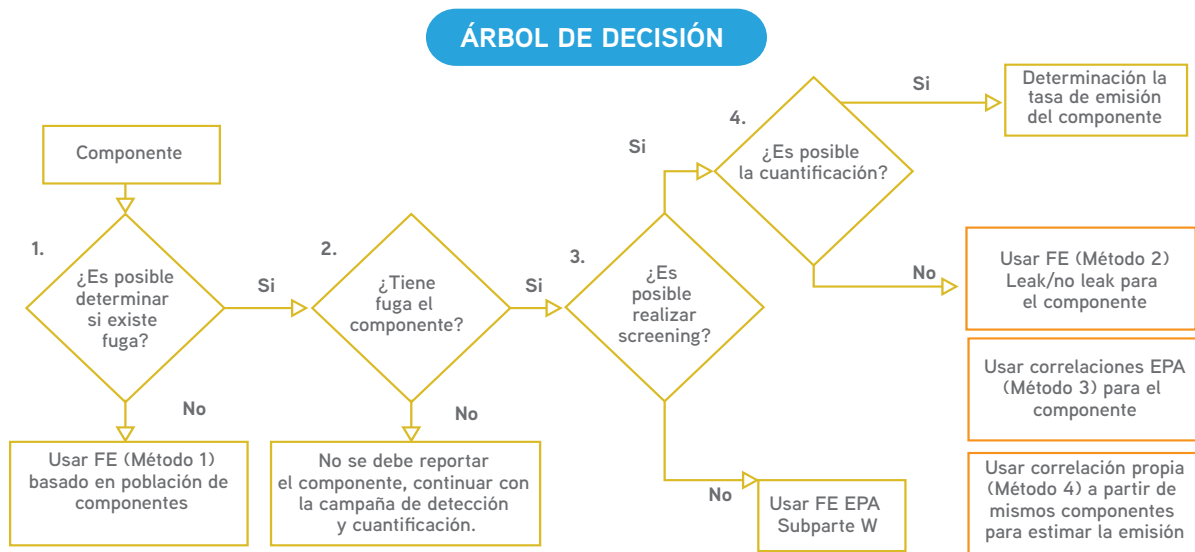
Tipo de sistema	Componente	Servicio	Factor de emisión (gas kg/h)
Gas	Válvulas de control	(LL)	0.0177
Gas	Open-Ended-Lines	(LL)	0.0183
Gas	Válvulas reguladoras de presión	(LL)	0.00539
Gas	Sellos de bombas	(LL)	0.0232
Gas	Válvula	(LL)	0.00352
Crudo	Conector	(GV)	0.00246
Crudo	Sellos de compresores	(GV)	0.805
Crudo	Válvulas de control	(GV)	0.0146
Crudo	Open-Ended-Lines	(GV)	0.308
Crudo	Válvulas reguladoras de presión	(GV)	0.0163
Crudo	Regulador	(GV)	0.00668
Crudo	Válvula	(GV)	0.00151
Crudo	Conector	(HL)	0.0000075
Crudo	Válvulas reguladoras de presión	(HL)	0.000032
Crudo	Sellos de bombas	(HL)	0.000032
Crudo	Válvula	(HL)	0.0000084
Crudo	Conector	(LL)	0.00019
Crudo	Válvulas de control	(LL)	0.0175
Crudo	Open-Ended-Lines	(LL)	0.00373
Crudo	Válvulas reguladoras de presión	(LL)	0.075
Crudo	Sellos de bombas	(LL)	0.0232
Crudo	Válvula	(LL)	0.00121
Crudo	Conector	(FG)	2.46E-03
Crudo	Válvulas de control	(FG)	1.46E-02
Crudo	Open-Ended-Lines	(FG)	3.08E-01
Crudo	Válvulas reguladoras de presión	(FG)	1.63E-02
Crudo	Sellos de compresores	(FG)	8.05E-01
Crudo	Válvula	(FG)	1.51E-03
Crudo	Regulador	(FG)	6.68E-03

Fuente: (CAPP, 2014).

3.3 Árbol de decisión para métodos indirectos

Considerando la variedad de metodologías existentes para la realización de estimaciones de fugas en facilidades de petróleo y gas, y que en las campañas de detección y medición existirán componentes a los cuales en la práctica no es viable la medición directa de la tasa de fuga, se propone el siguiente árbol de decisión que permitirá asignar un factor de emisión a dichos componentes dependiendo de la información disponible.

Figura 8. Árbol de decisión propuesto para la selección de factores de emisión para cuantificación de fugas.



Fuente: elaboración propia.

La primera pregunta corresponde a que si es posible determinar si el componente en cuestión presenta fugas o no, como puede ser el caso de líneas enterradas dentro de las facilidades de campo, es claro que no es viable técnicamente realizar la medición porque implicaría desenterrar dicha línea, y en este caso no se puede determinar si los componentes (conectores principalmente) tienen fuga o no, por lo que se sugiere utilizar la alternativa 1 de la EPA basado en la población de componentes, por eso se debería estimar la cantidad de conexiones que tiene dicha línea y reportar las fugas correspondientes dependiendo del servicio que fluya a través de esa línea.

Dado el caso de que si sea posible determinar si el componente presenta fuga o no, se recomiendan los siguientes pasos en el árbol de decisión: en caso de que se determine que el componente no presenta fuga, no debe reportarse información al respecto de este, por tal motivo se debe continuar con la campaña de levantamiento de la línea base. En caso de que se determine que el componente presente fuga, el factor de emisión a escoger dependerá de la información disponible.

La siguiente pregunta por responder es si fue posible obtener un “screening value” sobre el componente, en caso de que no se tenga y se haya confirmado que el componente presenta fuga (usando agua jabonosa, por ejemplo), se recomienda utilizar los factores de emisión para componentes con fugas propuesto por EPA subparte W, y finalmente, si se cuenta con información del “screening value”, se puede clasificar el componente como Leak/No leak y usar el respectivo factor de emisión, así como usar la correlación propuesta por EPA para el tipo de componente dado.

Se aclara que en el ejercicio de levantamiento de la línea base, el uso de metodologías indirectas debe ser debidamente justificado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

4 QUEMA EN TEAS



La tea como sistema de combustión es utilizada en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos para quemar el gas natural que, debido a la calidad o a la cantidad en que es producido, no puede ser aprovechado económicamente. La quema en tea puede ser necesaria por razones de seguridad en pozos y facilidades donde se dé el procesamiento de gas; igualmente, es típicamente usada cuando se realiza mantenimiento rutinario y no rutinario, así como paradas de emergencia o sobre presiones que se puedan generar dentro de la facilidad. La combustión de gas natural en tea en las facilidades de la industria de hidrocarburos en Colombia debe darse usando quemadores especialmente diseñados para la destrucción casi completa del gas, logrando valores altos de CE y de DRE, disminuyendo de esta manera las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera³. Respecto a la operación de las teas, es necesario tener presente los siguientes conceptos:

- **Combustión incompleta:** a diferencia de la combustión completa, donde los compuestos orgánicos se oxidan convirtiéndose en CO₂ y H₂O, la combustión incompleta se caracteriza porque algunos de los compuestos orgánicos no se oxidan completamente y se producen gases de combustión como el monóxido de carbono. Esto puede deberse a la falta de oxígeno (comburente) o a condiciones específicas de la reacción como bajas temperaturas (MGP, 2019).
- **Eficiencia de destrucción o remoción (DRE - Destruction or Removal Efficiency):** la eficiencia de destrucción o remoción (DRE) es la capacidad de un dispositivo de control para destruir o remover un determinado componente. El DRE de un componente específico es igual a uno menos la razón entre la cantidad del componente que sale y los que entran en el dispositivo de control. Cuando se habla de DRE se hace referencia a la eficiencia de destrucción del metano (Herndon, 2012).
- **Eficiencia de combustión (CE - Combustion Efficiency):** se define como la proporción de la masa de carbono completamente oxidado (es decir, la masa de carbono dentro del dióxido de carbono) producida por la combustión en relación con la masa de carbono en forma de hidrocarburos presentes en la corriente de combustible (Herndon, 2012).

La eficiencia de combustión (CE) y la eficiencia de restricción o remoción (DRE) son términos que a menudo se utilizan indistintamente y, por lo tanto, suelen generar confusión. DRE se refiere a la medida de cuánto del metano es destruido (para formar CO₂ y CO), mientras que CE se trata de cuántos de los hidrocarburos originales se queman completamente y se transforman en CO₂ y vapor de agua.

4.1 Eficiencia de tea

La eficiencia de combustión se define como la proporción de la masa de carbono completamente oxidado, es decir, la masa de carbono dentro del dióxido de carbono producida por la combustión en relación con la masa de carbono en forma de hidrocarburos presentes en la corriente de combustible. Esta se denota mediante la siguiente expresión (Peebles, 2022):

$$\mu = \left(\frac{M_{C,CO_2}}{M_{C,f}} \right)$$

Donde:

μ = Eficiencia de combustión

M_{C,CO_2} = Tasa de masa de carbono de CO₂ producida por la llama

$M_{C,f}$ = Tasa de masa de carbono de hidrocarburo en el gas de tea antes de la combustión

³ <https://www.anh.gov.co/es/normatividad2/normatividad/resoluci%C3%B3n-10981-del-31-10-2023/>

$$CE (\%) = \left(\frac{[C]_{CO_2}}{\sum_i n_i [C]_{HC_i} + [C]_{CO} + [C]_{CO_2}} \right) * 100$$

Donde:

CE = Eficiencia de combustión en porcentaje

$[C]_{CO_2}$ = Concentración volumétrica de CO₂ en el penacho

$[C]_{CO}$ = Concentración volumétrica de CO

$[C]_{HC_i}$ = Concentración del hidrocarburo que ha quedado sin reaccionar después de la quema

Por otro lado, la eficiencia de destrucción de metano (DRE) está definida de la siguiente manera:

$$DRE_{CH_4} = 1 - \left(\frac{M_{CH_4,unc}}{M_{CH_4,f}} \right)$$

Donde:

DRE_{CH_4} = Eficiencia de eliminación o destrucción del metano

$M_{CH_4,unc}$ = Tasa de masa de metano que no se ha quemado en la llama. Representa la cantidad de metano que no ha sido completamente oxidado y puede ser liberado a la atmósfera

$M_{CH_4,f}$ = Tasa de masa de metano presente en el gas antes de la combustión

En la práctica, la versión anterior puede ser modificada de la siguiente manera, de tal forma que permita la evaluación experimental del DRE:

$$DRE_{CH_4} = \left[1 - \left(\frac{CF_{out}(CH_4)}{CF_{in}(CH_4)} \right) \right] * 100$$

Donde:

DRE_{CH_4} = Eficiencia de eliminación o destrucción del metano

$CF_{out}(CH_4)$ = Tasa de flujo del metano a la salida de la tea

$CF_{in}(CH_4)$ = Tasa de flujo del metano a la entrada de la tea

$$CF(CH_4) = \frac{N_c(CH_4) * [CH_4]}{\sum_i N_c(M_i) * [M_i]}$$

Donde:

$CF(CH_4)$ = Corriente de entrada o salida para metano

$N_c(CH_4)$ = Número de átomos de carbono en el metano, 1

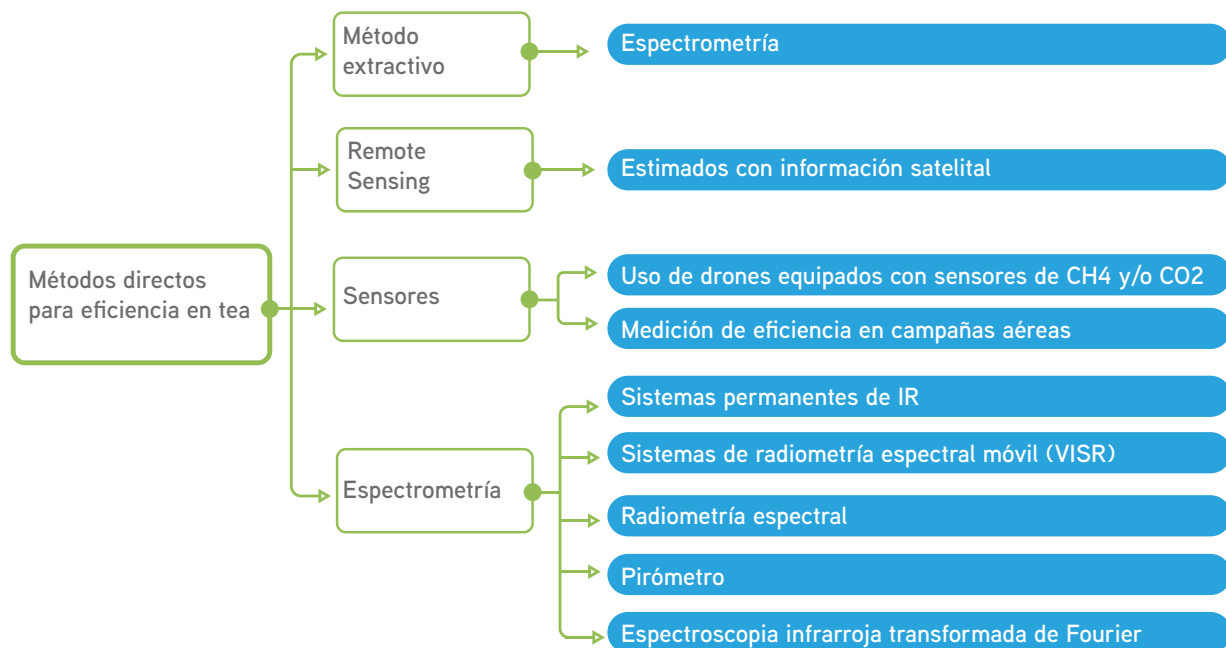
$[CH_4]$ = Concentración molar de metano en la corriente

$N_c(M_i)$ = Número de carbonos de cada molécula de la especie i, incluyendo el metano

$[M_i]$ = Concentración molar de la especie i, incluyendo el metano

Como se ha expuesto en las ecuaciones anteriores, para la determinación de CE y DRE es necesario establecer concentraciones del compuesto de interés después de la reacción de combustión, asumiendo que la composición del gas alimentado se conoce con anterioridad. Las ecuaciones anteriores presentan, desde un punto de vista teórico, la definición de CE y DRE, dando indicios de la información experimental necesaria para poder estimar dichas eficiencias. Desde el punto de vista práctico, se cuenta con las siguientes alternativas para la estimación experimental. Se presenta el siguiente diagrama con las alternativas principales presentadas por el Methane flaring toolkit⁴:

Figura 9. Metodología y aproximaciones existentes para la estimación de eficiencia de tea.



Fuente: elaborado a partir de Methane Flaring Toolkit.

⁴ <https://flaringmethanetoolkit.com/methane-flaring-toolkit/find-a-technology/technologies/?tags=36-64>

A continuación una breve descripción de las metodologías mencionadas:

- **Método extractivo:** la toma de muestras extractiva, considerada como la técnica más cercana a un método de referencia para medir la eficiencia y eficacia de destrucción en la combustión de antorchas, implica extraer muestras de gas cerca de una antorcha de prueba mediante una campana extractora. Estas muestras se analizan para detectar hidrocarburos y productos de combustión mediante cromatografía de gases. Aunque su ventaja radica en la capacidad de medir directamente la composición del gas en comparación con gases de referencia trazables, presenta limitaciones, como su intensidad de recursos, necesidad de operadores experimentados y la construcción de instalaciones de prueba especializadas. No puede desplegarse en el campo para medir la combustión de antorchas existentes, y las instalaciones de prueba no abarcan toda la diversidad de tamaños de antorchas utilizadas actualmente.
- **Estimación con información satelital:** el monitoreo del calor emitido por teas mediante satélites equipados con sensores infrarrojos, como el “Visible Infrared Imaging Radiometer Suite” (VIIRS), provee información valiosa para estimar la eficiencia de las antorchas y comprender las tendencias en la actividad de quema de gas. Estos sensores infrarrojos, sensibles a las emisiones de calor en ausencia de luz solar, permiten diferenciar las antorchas de otras fuentes de calor mediante la detección de temperaturas y rangos espectrales específicos. Aunque esta metodología no mide directamente las emisiones de metano y no identifica fuentes frías, como antorchas apagadas, su monitoreo regular ofrece estimaciones de volúmenes de quema total y cambios a lo largo del tiempo. La combinación de datos de VIIRS con información operativa, como cambios en la tasa de flujo y composición, mejora la capacidad para inferir cambios en la eficiencia de las antorchas, siendo importante considerar factores ambientales, como la cobertura de nubes y el viento que pueden afectar la calidad de los datos.
- **Uso de drones equipados con sensores de CH₄ y/o CO₂:** sensores combinados de CH₄ y CO₂ montados en drones se despliegan aguas abajo de una antorcha para medir directamente la eficiencia de combustión como la relación de ambos compuestos. La utilización de tecnología de drones permite el muestreo en proximidad cercana de la antorcha, adaptable a condiciones ambientales cambiantes y tasas de flujo. La implementación de drones reduce la complejidad en comparación con métodos aéreos alternativos. Sin embargo, debido a la capacidad de carga más limitada de los drones, el paquete de sensores debe ser mucho más ligero, excluyendo el uso de muchos instrumentos de calidad investigativa. Estas tecnologías de sensores también pueden aplicarse a otras necesidades de medición de metano, como la detección y localización de emisiones de fugas (LDAR).
- **Campañas aéreas:** las aeronaves equipadas con sensores de metano, ya sea solo o con un sensor adicional de dióxido de carbono, son desplegadas aguas abajo de instalaciones de procesamiento de petróleo y gas para medir la eficiencia de las antorchas. Estos sensores de metano de calidad investigativa, montados en aeronaves de ala fija, permiten calcular la cantidad total de metano emitido en un área de estudio mediante la diferencia de intensidad de la señal aguas arriba y aguas abajo, o mediante modelos de dispersión que requieren datos adicionales de velocidad del viento. Se pueden emplear diferentes tecnologías de sensores, y la elección principal para determinar la eficiencia de la antorcha involucra decidir entre un solo sensor de metano con información precisa de tasas de flujo de la antorcha y un modelo de inversión de pluma, o un sensor doble que utiliza la relación CO₂/CH₄ para evaluar la eficiencia.
- **Sistema de medición permanentes de IR:** ofrece monitoreo automático del sistema de tea para garantizar su operación confiable en todo momento. Se trata de un sistema óptico que mide en tiempo real la longitud de onda de una fuente a distancia. Este enfoque puede aplicarse a varios tipos y tamaños de antorchas, y se utiliza comúnmente para asegurar la funcionalidad de la antorcha o el piloto desde una distancia segura. Aunque no constituye una medición directa de las emisiones de metano, las variaciones en el rendimiento de la antorcha pueden ser indicativas de cambios en la eficiencia del sistema.

- **Sistemas de radiometría espectral móvil (VISR):** permite la medición directa y en tiempo real de la eficiencia de la combustión de antorchas al evaluar la relación metano-dióxido de carbono. Utiliza la energía emitida por la antorcha para medir la intensidad de CO_2 y CH_4 en la zona de combustión, específicamente en el área donde los gases y vapores se combinan para la combustión justo después de la punta de la antorcha. Este espectrómetro radiómetro visible infrarrojo (VISR) ha sido sometido a pruebas comparativas con métodos de referencia establecidos, incluido el muestreo extractivo. Funciona para antorchas de todos los tamaños y ubicaciones, pudiendo desplegarse como método de encuesta o instalarse permanentemente. El sistema utiliza un generador de imágenes bidimensional multiespectral en el espectro infrarrojo de onda media para medir la radiancia, proporcionando una medición directa en tiempo real de la eficiencia de la combustión y derivando empíricamente la eficiencia de destrucción (ED) mediante el promedio espacial de las concentraciones de CO_2 e hidrocarburos no quemados en toda la zona de combustión.
- **Radiometría espectral:** se realizan mediciones directas y en tiempo real de la eficiencia de la combustión de antorchas al medir la proporción de metano a dióxido de carbono. Se ha sometido a pruebas comparativas con métodos de referencia establecidos, incluidos los métodos extractivos de la EPA comúnmente utilizados en pruebas de chimeneas. Puede instalarse permanentemente o desplegarse como método de encuesta. Su funcionamiento es efectivo para antorchas de cualquier tamaño y ubicación, siempre que la llama pueda ser aislada dentro del campo de visión del espectrómetro.
- **Pirómetro:** ofrece una medición en tiempo real de la temperatura de una fuente distante. Esta tecnología de detección remota se basa en cambios en la intensidad de la luz recibida por el observador. Es un sistema óptico que funciona para varias dimensiones y tipos de antorchas. Su aplicación típica es el monitoreo continuo de antorchas o pilotos para confirmar su operación. A menudo se utiliza en combinación con termopares para garantizar un sistema redundante. La temperatura puede utilizarse como un indicador de la eficiencia de la combustión, donde cambios en la temperatura pueden ser indicativos de una eficiencia más baja; sin embargo, no constituye una medida directa de las emisiones de metano.
- **Espectrometría de infrarrojo:** la espectrometría pasiva implica la observación y medición de las longitudes de onda de la luz o radiación electromagnética emitida por los gases calientes en una antorcha. La espectrometría pasiva no requiere una fuente activa de luz infrarroja, como un láser; en cambio, funciona únicamente como un receptor. La técnica de espectrometría de infrarrojo con transformada de Fourier (FTIR), una forma de espectrometría pasiva es trazable y se ha calibrado a estándares de referencia, siendo evaluada junto a métodos de muestreo extractivo de referencia. Este enfoque permite cuantificar CO_2 , CO e hidrocarburos en la antorcha, facilitando la evaluación de la eficiencia de la combustión. Aunque se utiliza en diversas aplicaciones de antorchas, como en la producción y refinerías, la espectrometría pasiva requiere operadores especializados, una calibración cuidadosa y puede tener limitaciones para su despliegue a largo plazo o en entornos complejos.

Por otro lado, existen ecuaciones empíricas para la determinación indirecta de la eficiencia de combustión de tea, como la presentada a continuación (J. M. T. G. Kostiuk L, 2004):

$$\mu = 1 - 0.00166 \left(\frac{LHV_{CH_4}}{LHV_f} \right)^3 * e^{\left(\frac{0.317 * U_w}{(g * d * U_f)^{1/3}} \right)}$$

Donde:

μ = Eficiencia de combustión

LHV_{CH_4} = Poder calorífico inferior del metano por unidad de masa (MJ/Kg) (50 MJ/Kg)

LHV_f = Poder calorífico inferior de la corriente de gas a tea por unidad de masa (MJ/Kg)

U_w = Velocidad del viento promedio (m/s)

U_f = Velocidad de salida de la llamarada (m/s)

g = Gravedad (m/s²)

d = Diámetro exterior de la tea (m)

4.2 Emisiones por quema en tea

Para la estimación de las emisiones por quema en tea existen múltiples alternativas; sin embargo, se trabajará con el balance de masa propuesto desde (API, 2021) para la estimación de las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O. Las emisiones de CO₂ se estiman de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_{CO_2} = \text{Volumen quemado} \left(\frac{1}{\text{Conversión de volumen molar}} \right) * MW_{CO_2} * \text{Conversión de masa} \\ * \left[\sum \left(\frac{\text{moles hidrocarburos}}{\text{moles de gas}} * \frac{A \text{ moles de C}}{\text{moles hidrocarburos}} * \frac{\text{eficiencia de formación de CO}_2}{\text{moles de C que hicieron combustión}} \right) + \frac{B \text{ moles de CO}_2}{\text{Moles de gas}} \right]$$

Donde:

<i>Conversión de volumen molar</i>	La conversión de volumen molar a masa (379.3 pc/lbmol o 23.685 sm ³ /kgmol)
<i>MW_{CO₂}</i>	Peso molecular del CO ₂ = 44
<i>Conversión de masa</i>	toneladas/2204.62 lb o toneladas/1000 kg
<i>A</i>	Número de moles de carbón para el hidrocarburo partículas
<i>B</i>	Número de moles de CO ₂ presentes en la corriente quemada

Las emisiones de CH₄ se estiman a partir de la siguiente ecuación:

$$E_{CH_4} = \text{Volumen quemado} * y_{CH_4} * \%CH_4 \text{ residual} * \frac{1}{\text{Conversión volumen molar}} * MW_{CH_4}$$

Donde:

<i>Volumen quemado</i>	Volumen de gas quemado en la tea
y_{CH_4}	Fracción de metano presente en la corriente
<i>%CH₄ residual</i>	Fracción de metano sin reaccionar
<i>Conversión volumen molar</i>	Conversión de volumen molar a masa (379.3 pc/lbmol o 23.685 sm ³ /kgmol)
MW_{CH_4}	Peso molecular del metano = 16

Finalmente, las emisiones de N₂O pueden ser estimadas a partir de la siguiente relación:

$$E_{N_2O} = (E_{CO_2} * \frac{EmF_{N_2O}}{EmF_{CO_2}})$$

Donde:

E_{CO_2}	Emisiones de CO ₂ de la tea
EmF_{N_2O}	Factor de emisión típico para el N ₂ O (1e ⁻³ kg N ₂ O/MMBTU)
EmF_{CO_2}	Factor de emisiones de gas kg CO ₂ /MMBTU

Las ecuaciones presentadas anteriormente indican que para poder estimar las emisiones del proceso de quema en tea es necesario conocer:

- Volumen de gas venteadado.
- Eficiencia de la tea.
- Eficiencia de destrucción de metano de la tea.
- Composición de la corriente quemada.

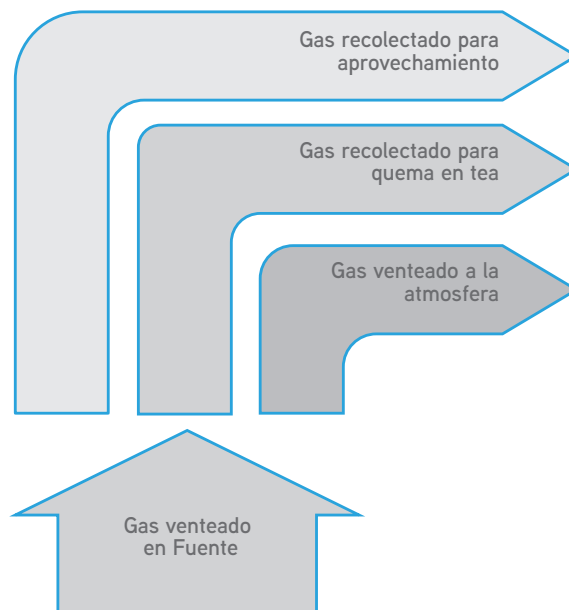
5 VENTEOS



Los venteos son descargas que se realizan a la atmósfera como resultado de procesos, el mismo diseño del equipo o prácticas operacionales. Existen gran variedad de posibles fuentes de emisión en las operaciones. El tipo de fuentes de emisión suele ser muy específico dependiendo del segmento de la cadena de producción en el que se encuentre; sin embargo, para maximizar el reporte de estos es usual la combinación de diferentes métodos de estimación, desde las mediciones directas hasta cálculos de ingeniería y factores de emisión.

Respecto a las diferentes fuentes de venteo, en general, si se aplica algún proyecto de mitigación se asume que el gas que es venteado desde la fuente puede ser quemado en tea, también dirigido a algún lugar dentro de la facilidad para aprovechamiento o que finalmente sea enviado a la atmósfera. La siguiente imagen muestra lo expuesto anteriormente:

Figura 10. Alternativas de gestión de las diferentes fuentes de venteo.



Fuente: elaboración propia.

En esta sección, para cada una de las fuentes de venteos, se proporcionan diferentes métodos o alternativas de cálculo sobre el gas venteado en fuente. Idealmente, la información que se cargue en la herramienta debería corresponder a mediciones realizadas; sin embargo, dependiendo de la fuente del venteo, la misma herramienta proporciona la opción de usar cálculos de ingeniería o factores de emisión específicos para la realización de la estimación.

A continuación una tabla donde se resumen las fuentes de venteo más usuales en los diferentes segmentos upstream de la cadena del petróleo y gas:

Tabla 9. Fuentes de venteo consideradas en los diferentes segmentos de petróleo y gas.

Segmento	Fuentes de venteo
Exploración	<ul style="list-style-type: none"> •Perforación de pozos. •Pruebas de pozo. •Complejamiento de pozos (sin fracturamiento hidráulico).

Segmento	Fuentes de venteo
Exploración	<ul style="list-style-type: none"> •Perforación de pozos. •Pruebas de pozo. •Completamiento de pozos (sin fracturamiento hidráulico).
Producción	<ul style="list-style-type: none"> •Venteo por piloto de tea apagado/venteo del gas asociado. •Venteos por descargue de líquidos. •Venteo de gas del casing. •Controladores neumáticos accionados por gas natural. •Bombas neumáticas accionadas por gas natural. •Venteo de tanque de almacenamiento. •Compresores reciprocantes. •Compresores centrífugos. •Blowdowns. •Venteo actividad no rutinaria. •Venteo por deshidratación con glicol. •Venteo por bombas Kimray. •Remoción de azufre de gas ácido.
Procesamiento de gas	<ul style="list-style-type: none"> •Venteo por piloto de tea apagado. •Controladores neumáticos accionados por gas natural. •Bombas neumáticas accionadas por gas natural. •Compresores reciprocantes. •Compresores centrífugos. •Blowdowns. •Venteo actividad no rutinaria. •Venteo por deshidratación con glicol. •Venteo por bombas Kimray. •Remoción de azufre de gas ácido.

Fuente: elaboración propia.

Respecto a la tabla anterior, se evidencia que las fuentes de venteos presentes en la etapa de producción son las mismas que en el segmento de procesamiento de gas, la distinción se hace porque es necesario tener en cuenta dónde ocurre la emisión al momento de realizar el estimado de las emisiones fugitivas a nivel nacional, de acuerdo con los lineamientos entregados por IPCC.

Para el caso de los venteos existen diferentes alternativas para realizar la estimación de las emisiones, en términos generales, dichas alternativas se pueden agrupar en mediciones, cálculos de ingeniería o estimaciones, o el uso de factores de emisión de la bibliografía. En este capítulo se resumen las alternativas de cálculo para las

diferentes fuentes de venteo. En general, el dato con la incertidumbre más baja se asumirá el que fue obtenido a partir de mediciones realizadas en campo; en ese sentido, la siguiente tabla presenta alternativas de detección y cuantificación de las emisiones para algunas de las fuentes de venteo identificadas.

Tabla 10. Resumen de alternativas de detección y cuantificación de diferentes fuentes de venteo.

Fuente de emisión	Detección de la emisión	Equipo para cuantificación de la emisión
Bombas y controladores neumáticos	Optical leak imaging Laser leak detector	Bolsa calibrada Sampler de alto volumen
Compresores centrífugos con sellos húmedos	Optical leak imaging	Vane anemómetro Hotwire anemómetro Medidor de turbina
Compresores recíprocos	Optical leak imaging	Vane anemómetro Hotwire anemómetro Medidor de turbina Bolsa de venteo calibrada Sampler de alto volumen Dispositivo de detección acústica Medidor de orificio
Deshidratador de glicol	Optical leak imaging	Vane anemómetro Hotwire anemómetro Medidor de turbina
Tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos	Optical leak imaging	Vane anemómetro Hotwire anemómetro Medidor de turbina
Venteo por descargue de líquidos	Optical leak imaging	Vane anemómetro Hotwire anemómetro Medidor de turbina
Venteo del gas del casing	Optical leak imaging	Vane anemómetro Hotwire anemómetro Medidor de turbina

Fuente: tomado de OGMP⁵.

Para cada uno de los segmentos se presentan diferentes métodos para la determinación del gas venteado en fuente. La herramienta desarrollada permite estimar la reducción de emisiones al incorporar en las estimaciones el porcentaje de este gas venteado en fuente que fue recolectado para su aprovechamiento o para su posterior quema en tea.

⁵ <https://ogmpartnership.com/guidance-documents-and-templates/>

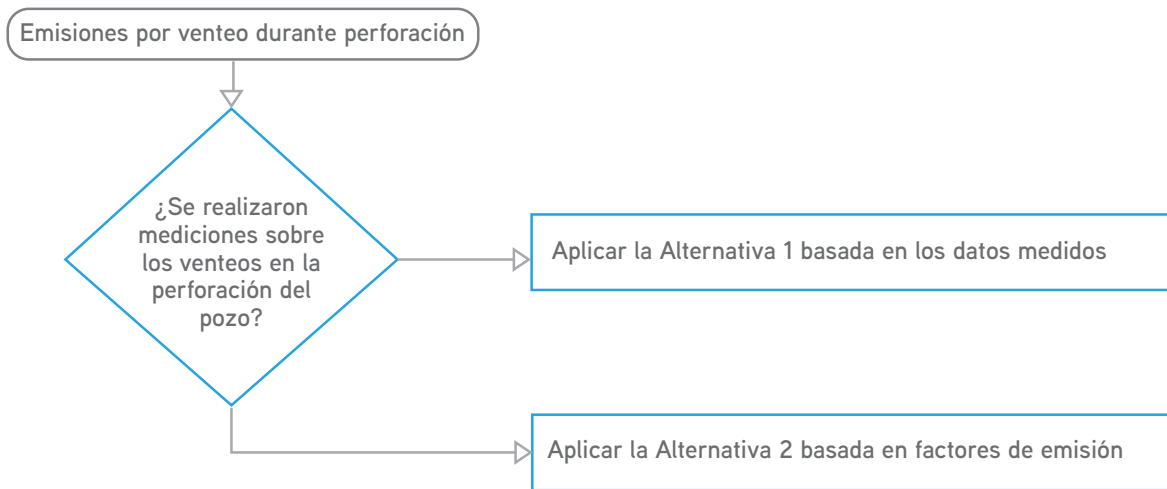
5.1 Venteos durante exploración

5.1.1 Venteo durante perforación

Los venteos ocurren durante las actividades de perforación de pozo debido al gas que se libera del fluido de perforación a presión atmosférica. Entre los motivos para usar el lodo de perforación se encuentra el lubricar y enfriar la broca de perforación y manteniendo la presión deseada durante el proceso de perforación. El gas del pozo puede ser absorbido por el lodo de perforación, el cual es removido del pozo y tratado en superficie donde en un proceso de desgasificación el gas es liberado a la atmósfera. Este venteo generará emisiones de CH_4 y dependiendo de la composición del gas de CO_2 . Para la estimación se cuenta con los siguientes métodos:



Figura 11. Métodos de estimación de venteos durante perforación.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

Este parte del hecho de que durante la perforación fue posible realizar mediciones sobre el total de gas desorbido del lodo de perforación.

Método 2

Este se basa en la aplicación de un factor de emisión, donde la selección del factor de emisión dependerá del tipo de lodo de perforación utilizado.

Tabla 11. Factores de emisión para venteo durante perforación.

Tipo de pozo	Fluido de perforación	Valor	Unidades	Fuente
Offshore	Water based oil	16223	scf gas/día perforación	Compendio API 2021, Tabla 6-2
Offshore	Oil based Mud	3650	scf gas/día perforación	Compendio API 2021, Tabla 6-2
Offshore	Synthetic Mud	3650	scf gas/día perforación	Compendio API 2021, Tabla 6-2
Offshore	Water based oil	2857	scf gas/día perforación	Compendio API 2021, Tabla 6-2
Offshore	Oil based Mud	642	scf gas/día perforación	Compendio API 2021, Tabla 6-2
Offshore	Synthetic Mud	642	scf gas/día perforación	Compendio API 2021, Tabla 6-2

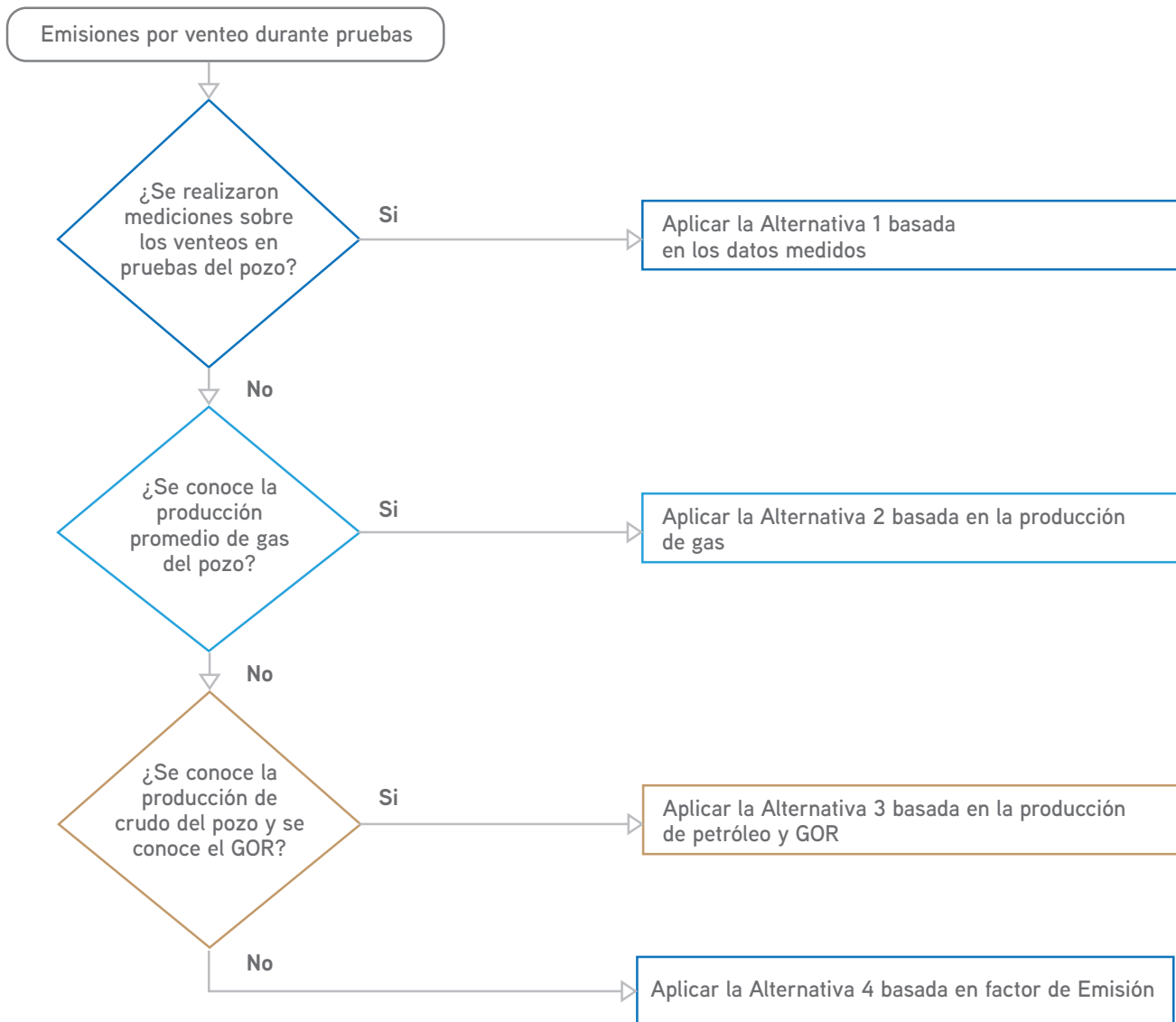
Fuente: Tabla 6-2 (API, 2021).

5.1.2 Venteo durante pruebas de pozo

El “well testing” o “prueba de pozos” es una técnica fundamental que se utiliza para evaluar la productividad y las características del yacimiento de petróleo o gas en un pozo recién perforado. También se emplea para obtener información sobre la capacidad de producción del pozo y sus características de flujo. El “well testing” se lleva a cabo después de la perforación de un pozo petrolero o de gas, y consiste en cerrar temporalmente la producción del pozo y luego abrirlo gradualmente para medir y registrar la presión y el caudal del fluido producido. Esta información es esencial para determinar la capacidad de producción del pozo, la composición del fluido, la permeabilidad del yacimiento y la presión de este y otros parámetros importantes.

Durante la prueba de pozo se registran datos de presión en función del tiempo y se analizan para obtener una interpretación del comportamiento del yacimiento subterráneo. A partir de estos datos los ingenieros y geólogos pueden obtener una mejor comprensión de la formación geológica, estimar el tamaño del yacimiento, identificar potenciales problemas de producción y determinar la viabilidad económica del pozo. La información respecto a las pruebas cortas y pruebas extensas de los pozos se registra en este segmento. Para la estimación se cuenta con los siguientes métodos:

Figura 12. Métodos de estimación de venteos durante pruebas de pozo.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

Este aplica toda vez que se tenga información medida de la producción del gas del pozo, el cual fue venteado durante las pruebas de pozo.

Método 2

Consiste en utilizar la producción promedio del gas promedio del pozo, un flujo que es asumido como la tasa de venteo en la fuente:

$$V_{WT} = V_p \times T$$

Donde:

V_{WT}	Gas venteado en unidades volumétricas en condiciones estándar por evento de testeo de pozo (PC/evento)
V_p	Producción de gas promedio del pozo en unidades volumétricas por día (PC/h)
T	Número de horas que duró el test con venteo

Método 3

Consiste en utilizar el GOR del pozo evaluado junto con la producción de crudo de este, donde el flujo obtenido es asumido como la tasa de venteo en la fuente:

$$V_{WT} = GOR \times P_R \times T$$

Donde:

V_{WT}	Gas venteado en unidades volumétricas en condiciones estándar por evento de testeo de pozo (PC/evento)
GOR	Gas to Oil Ratio, em pies cúbicos estándar por barril
P_R	Tasa de producción anual de crudo del pozo, barriles/h
T	Número de horas que duró el test con venteo

Método 4

Consiste en utilizar uno de los siguientes factores de emisión

Tabla 12. Factores de emisión para venteo durante pruebas de pozo.

Clasificación pozo	Valor	Unidades	Fuente
Gas	46625	scf gas/pozo	Compendio API 2021, Tabla 6-2
Offshore	3613	scf gas/pozo	Compendio API 2021, Tabla 6-2

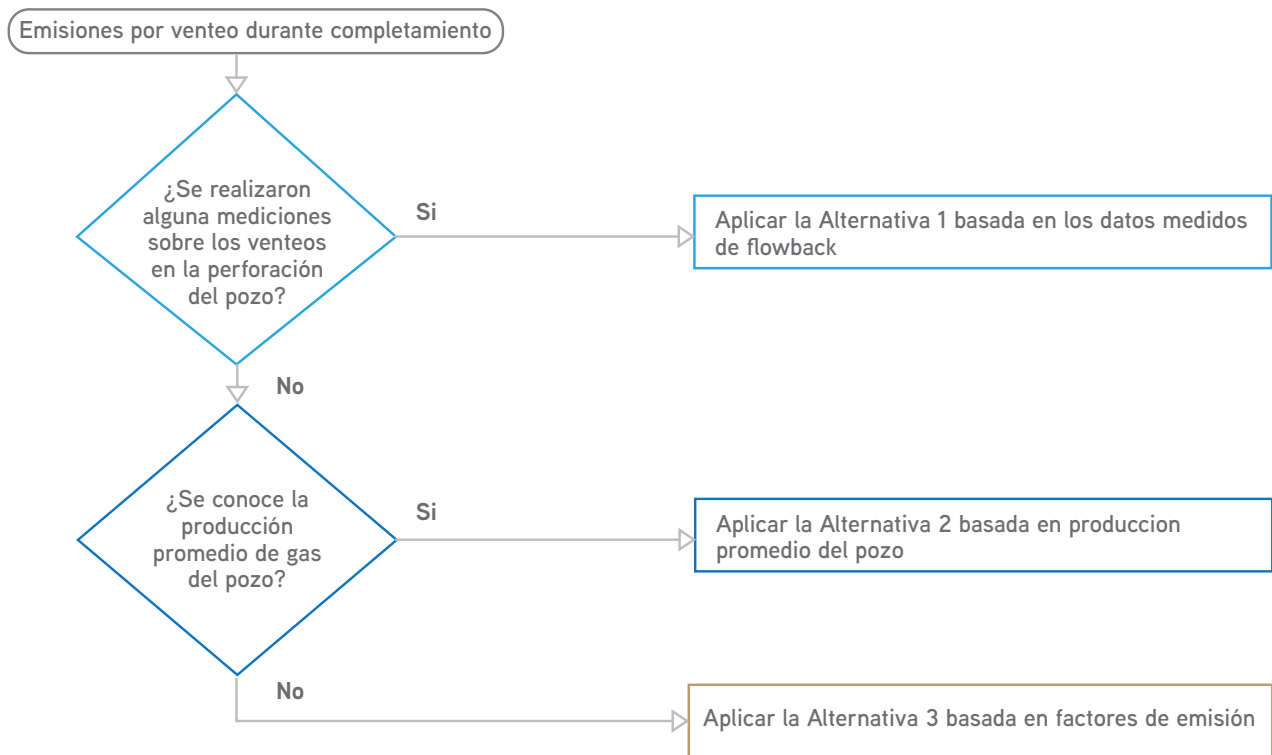
Fuente: Tabla 6-4, (API, 2021).

5.1.3 Completamiento de pozo

Las operaciones finales deben ser realizadas en un pozo perforado para prepararlo y ponerlo en producción de manera segura y eficiente. El objetivo principal de la terminación del pozo es permitir que el hidrocarburo fluya desde el yacimiento subterráneo hacia la superficie de manera controlada.

El completamiento del pozo está relacionado con la etapa final del proceso de perforación, y después de la perforación la boca del pozo debe ser limpiada. Los fluidos del reservorio y de perforación se remueven en un proceso denominado “flowback”. Algunos hidrocarburos, incluyendo el metano, pueden disolverse en estos fluidos y ser liberados a la atmósfera durante el “flowback”. Es importante distinguir si estos completamientos ocurren en pozos con fracturamiento hidráulico o no, dado que la cantidad de gas asociado, según la práctica, es muy diferente. Para el caso de Colombia, no se contempla el caso de completamiento de pozos con fracturamiento hidráulico. Para la estimación se cuenta con los siguientes métodos:

Figura 13. Métodos de estimación de venteos durante completamiento de pozos.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

En caso de tener mediciones del caudal del “flashback” y el tiempo de duración de este puede ser aplicado en la siguiente estimación:

$$V_{gas} = V_t - EnF$$

Donde:

- V_{gas} Gas venteado en unidades volumétricas en condiciones estándar por evento de testeo de pozo (PC/evento)
- V_t Flujo del gas total durante la prueba
- EnF Cantidad de N2 inyectado durante la prueba

Para estimar el volumen venteado durante la fase inicial del “flowback” se propone la siguiente ecuación:

$$V_i = \frac{\left(T_i \times \left(\frac{V_{gas}}{T_m}\right)\right)}{2}$$

Donde:

V_i	Gas venteado en unidades volumétricas en condiciones estándar mientras que el volumen del “flowback” es suficiente para su separación
T_i	Tiempo acumulado mientras que la cantidad de gas de “flowback” fue suficiente (horas)
T_m	Tiempo mientras que hubo separación de “flowback” del pozo (horas)
V_{gas}	Gas venteado en unidades volumétricas mientras que existió separación de la corriente del “flowback”

Método 2

En caso de tener información sobre la producción del pozo es valido utilizar la siguiente aproximación:

$$V_{cc} = V_{pi} T$$

Donde:

V_{cc}	Gas venteado en unidades volumétricas durante el “flowback” en un evento de completamiento de pozo (PC/evento)
V_{pi}	Producción promedio de gas durante el período inicial de prueba PC gas/h
T	Tiempo durante el cual el gas es venteado a la atmósfera

Método 3

Es posible utilizar los siguientes factores de emisión para dicha estimación:

Tabla 13. Factores de emisión para venteo durante completamiento de pozos.

Tipo de pozo	Clasificación de pozo	Valor	Unidades	Fuente
Onshore	Gas	111173	scf gas/completamiento	Compendio API 2021, Tabla 6-6
Onshore	Crudo	902	scf gas/completamiento	Compendio API 2021, Tabla 6-6
Onshore		8700000	scf gas/día de completamiento	Compendio API 2021, Tabla 6-7

Fuente: Tabla 6-6 y Tabla 6-7, sin fracturamiento hidráulico (API, 2021).

5.2 Venteos durante producción

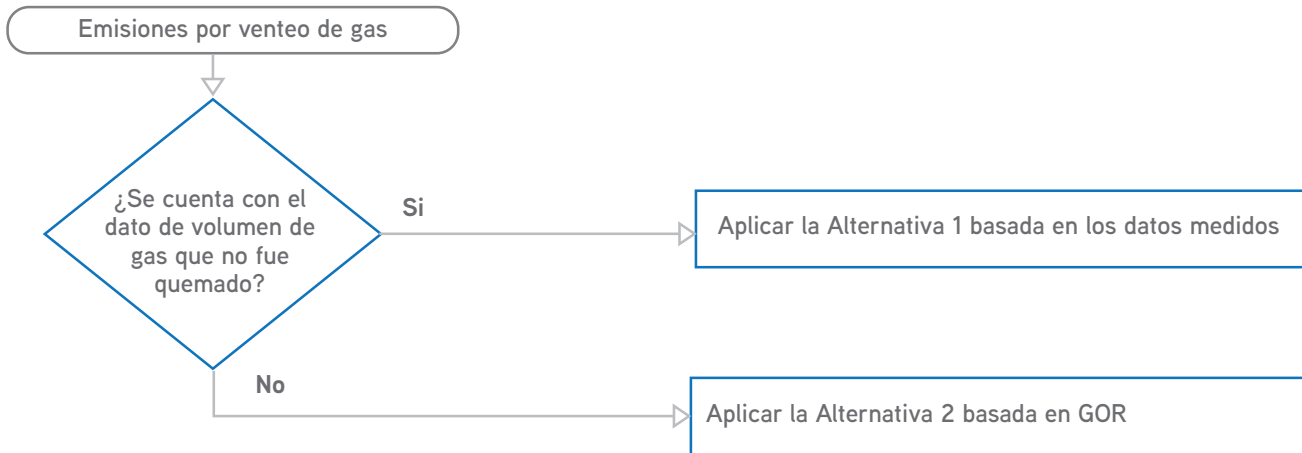
5.2.1 Venteo por no funcionamiento de tea

Para realizar esta estimación es necesario contar con la cantidad de gas que fue dirigido a teas que no fue quemado, que al no haber combustión, estas emisiones serán consideradas como venteos.

El venteo del gas asociado puede ocurrir por gran cantidad de razones, como la falta de infraestructura de transporte cercana al proyecto o que la cantidad de gas exceda la capacidad de procesamiento. Estas emisiones se estiman basadas en mediciones en campo y la concentración de CH₄ y CO₂ del gas venteado. Para la estimación se cuenta con los siguientes métodos:



Figura 14. Métodos de estimación de venteos por no funcionamiento de teas.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

El método 1 parte de que se tiene una medición del volumen dirigido a teas que no fue quemado, igualmente se conoce la duración de estos eventos.

Método 2

Asimismo, el volumen venteado podría ser estimado de la siguiente forma:

$$V_{WT} = GOR \times Oil_p$$

Donde:

VR	Tasa de venteo en unidades volumétricas (PC/h)
GOR	Gas to oil Ratio PC/barril
Oil_p	Tasa de producción de petróleo

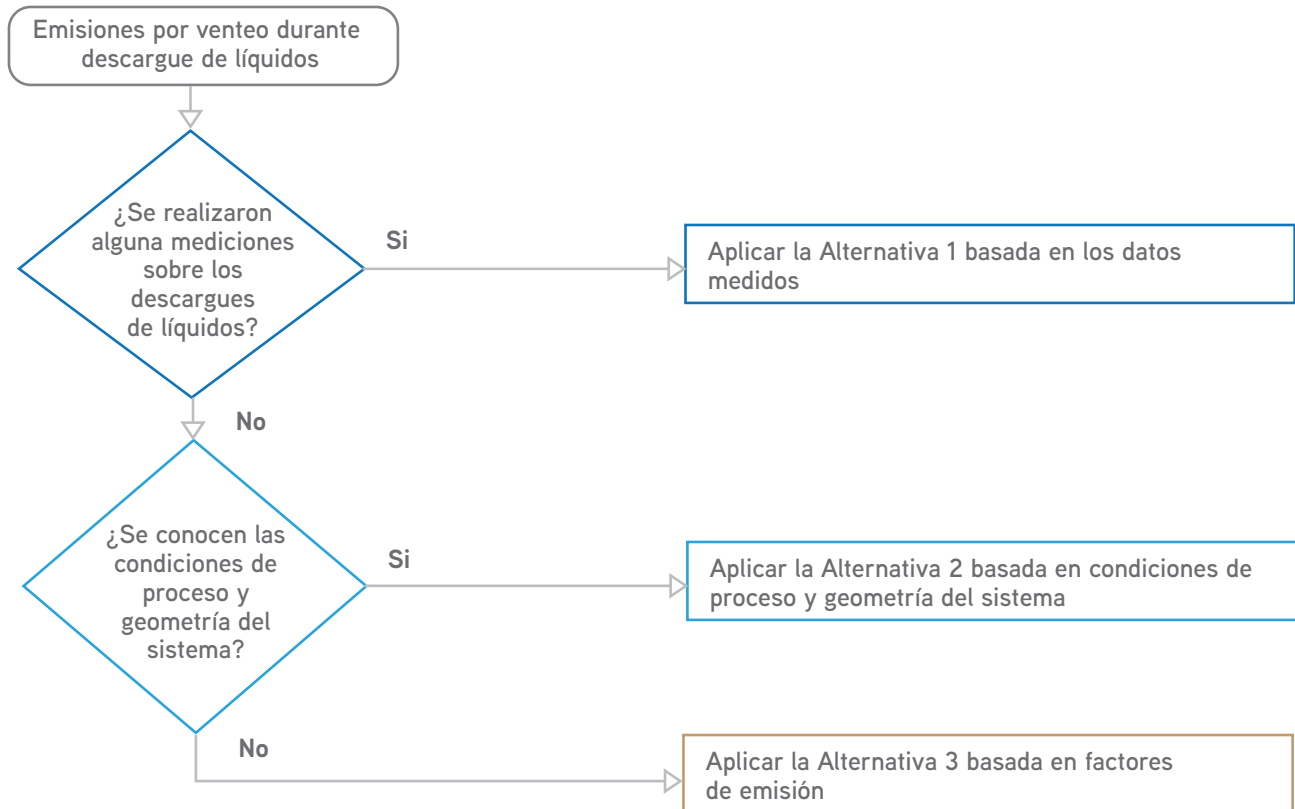
No se espera que el gas asociado sea directamente venteado a la atmósfera; sin embargo, este método puede ser de utilidad a la hora de estimar emisiones que se dieron mientras que la tea de campo no estuvo en funcionamiento.

5.2.2 Descargue de líquidos

El descargue de líquidos se realiza para remover líquidos que se acumulan en la cabeza de pozo. Durante el ciclo de vida del pozo puede empezarse a acumular líquido en el mismo, por razones como el descenso en la presión o en el GOR del fluido del reservorio. La acumulación de líquido puede bloquear el flujo de gas en la línea de ventas y, por lo tanto, un declive en la producción. Por lo general los métodos de descarga se dividen de acuerdo con la presencia de plunger.

- El descargue de líquidos sin plunger ocurre de manera manual, en cuyo caso un operador dirige el gas a un tanque atmosférico, aumentando la caída de presión que levantará el líquido fuera del pozo. El gas contenido en el líquido es venteado también en el tanque de almacenamiento.
- El descargue de líquidos con plunger puede ser realizado de manera manual o automática, con este sistema el pozo se cierra y el sistema de plunger desciende al fondo del pozo, posteriormente se abre el pozo nuevamente y el flujo de gas sube el plunger con los líquidos acumulados. Si el plunger alcanza la salida del pozo, los líquidos y gases provenientes pueden ser dirigidos a ventas, en caso contrario, se deberá conectar la línea a un tanque atmosférico, aumentando la caída de presión y facilitando la salida del plunger.

Figura 15. Métodos de estimación de venteos por descargue de líquidos.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

La primera alternativa consiste en tener mediciones del volumen de gas venteado, permitiendo obtener un valor experimental del gas venteado por cada evento.

Método 2⁶

La siguiente ecuacion puede ser usada para la estimación de dichas emisiones a partir de información geométrica del sistema.

$$VR = \left[\left(\frac{\# \text{ eventos}}{\text{pozo} - \text{año}} \right) \times 0.37e - 3 \left(\frac{ft^2}{lb} \right) \times D^2 \times \text{Depth} \times P \right] + (SFR \times (HR - X) \times Z)$$

Donde:

<i>VR</i>	Tasa de venteo en unidades volumétricas (PC/pozo-año)
<i>D</i>	Diámetro en pulgadas del tubing si se cuenta con plunger, del casing si no se cuenta con este)
<i>Depth</i>	Profundidad en pies del tubing si el sistema cuenta con plunger del pozo si no cuenta con este. Fracción molar del componente x
<i>SFR</i>	Flujo del gas del pozo en condiciones estándar (pc/h)
<i>HR</i>	Horas que el pozo ha sido dejado abierto a la atmósfera durante el episodio de descargue
<i>X</i>	0.5 para sistemas con plunger, 1 para sistemas sin plunger
<i>Z</i>	1 si HR es mayor que 1, 1 si HR es menos que 1 entonces vale 0

⁶ [https://www.ecfr.gov/current/title-40/part-98/subpart-W#p-98.232\(c\)\(4\)](https://www.ecfr.gov/current/title-40/part-98/subpart-W#p-98.232(c)(4))

La fórmula arroja emisión total de gas y debe ser transformada a CH₄ o CO₂, dependiendo de la concentración del gas venteado.

Método 3

Los siguientes factores de emisión pueden ser utilizados dependiendo de la clasificación del sistema

Tabla 14. Factores de emisión para venteo descargue de líquidos.

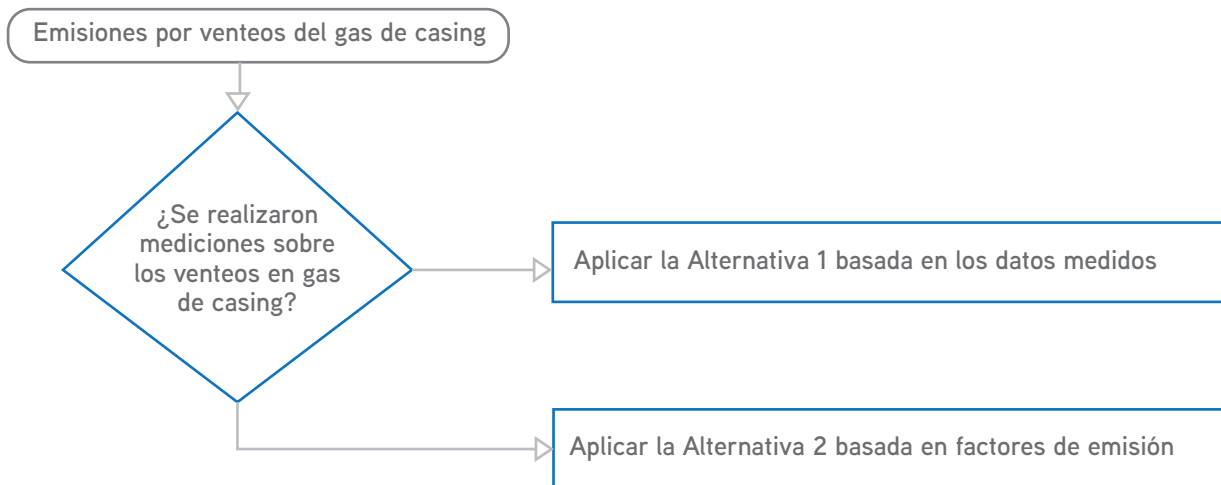
Clasificación	Valor	Unidades	Fuente
Con plunger	36512	scf gas/evento	Compendio API 2021, Tabla 6-10
Sin plunger	11308	scf gas/evento	Compendio API 2021, Tabla 6-10

Fuente: Tabla 6-10, sin fracturamiento hidráulico (API, 2021).

5.2.3 Venteos de gas del casing

Los venteos de gas del casing provienen principalmente de dos fuentes: campos de crudo pesado o campos con presión baja de gas. Típicamente los pozos de crudo pesado son poco profundos y tiene bajas presiones, por eso para alcanzar flujos razonables es necesario liberar presión de la cabeza de pozo. Usualmente los pozos no tienen un production packer (permitir separar el anulo de la formación), permitiendo controlar la presión del pozo a través de venteos del casing. Debido a los bajos volúmenes que esta operación implica es usual que el gas asociado sea venteado. La mejor alternativa es contar con mediciones en campo de las emisiones de este proceso de venteo; sin embargo, también se encuentran disponibles factores de emisión.

Figura 16. Métodos de estimación de venteos por gas de casing.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

Este método consiste en mediciones realizadas que permitan conocer la emisión de gas natural promedio por venteo del gas del casing.

Método 2

El siguiente factor de emisión puede ser utilizado para la estimación de dichas emisiones.

Tabla 15. Factores de emisión para venteo del gas de casing.

Valor	Unidades	Fuente
210	36512	Compendio API 2021, Tabla 6-10

Fuente: Tabla 6-12 (API, 2021).

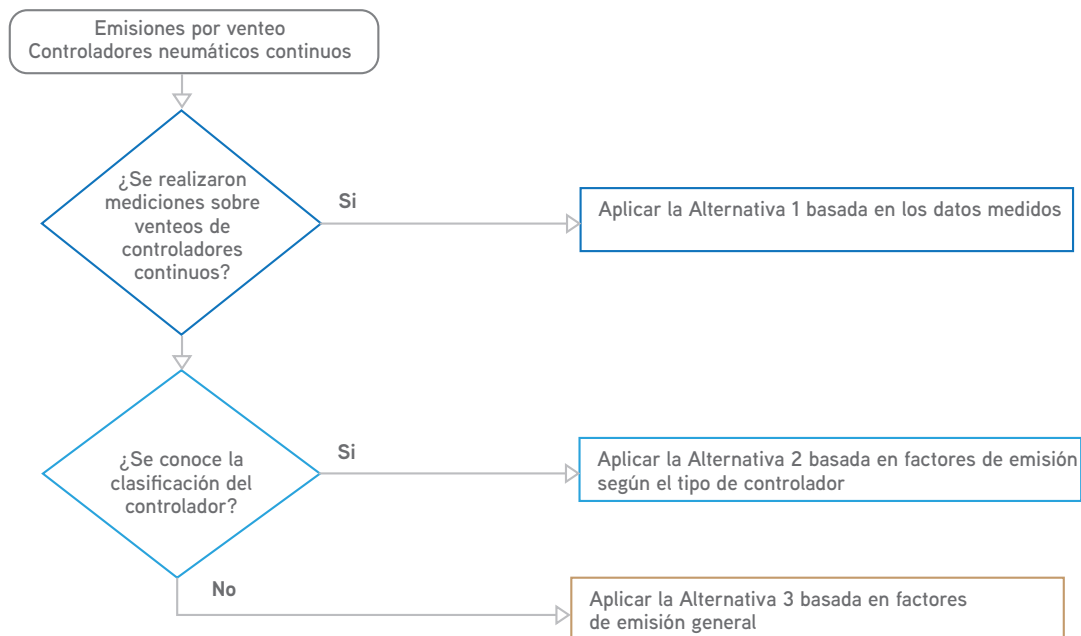
5.2.4 Controladores neumáticos

Los controladores son usados en la industria del petróleo y gas para mantener unas condiciones de proceso. El gas natural proveniente del pozo usualmente es usado para operar estos controladores neumáticos, siendo entonces una fuente considerable de emisiones de GEI. En general, estos controladores son diseñados para ventear de manera intermitente o de manera continua. También pueden existir dispositivos con bajo o no venteos, controladores que podrían ser operados con aire comprimido.

Controladores con venteos continuos

Estos controladores están diseñados para ventear gas de manera continua a través de una válvula controladora; igualmente, liberan gases con cada actuación de la válvula. El flujo continuo de liberación de gas es denominado “bleed rate”. Aquellos controladores que emiten más de 6pc/h son llamados “high bleed”, mientras que los que ventean menos de esa cantidad son denominados “low bleed”. Si se cuenta con mediciones específicas de los controladores se debería optar por esta fuente para realizar las estimaciones de las emisiones o aquella reportada por la empresa que manufacturó el controlador; sin embargo, este valor tiende a asumir que el equipo opera en condiciones óptimas y no se ha desgastado por el uso.

Figura 17. Métodos de estimación de venteos por controladores neumáticos continuos.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Para el segmento de producción también se pueden usar los siguientes factores de emisión:

Tabla 16. Factores de emisión para venteo de controladores continuos.

Clasificación	Valor	Unidades	Fuente
High bleed	16.4	scf gas/h/controlador	Compendio API 2021, Tabla 6-14
Low bleed	2.6	scf gas/h/controlador	Compendio API 2021, Tabla 6-14

Fuente: Tabla 6-14 (API, 2021).

Método 3

En caso de no conocer la clasificación del controlador, o tener más información de este, es posible utilizar el siguiente factor de emisión:

<p>9.2 scf de gas/h/ controlador 7.5 scf CH₄/h/ controlador 1.26t CH₄/controlador año</p>

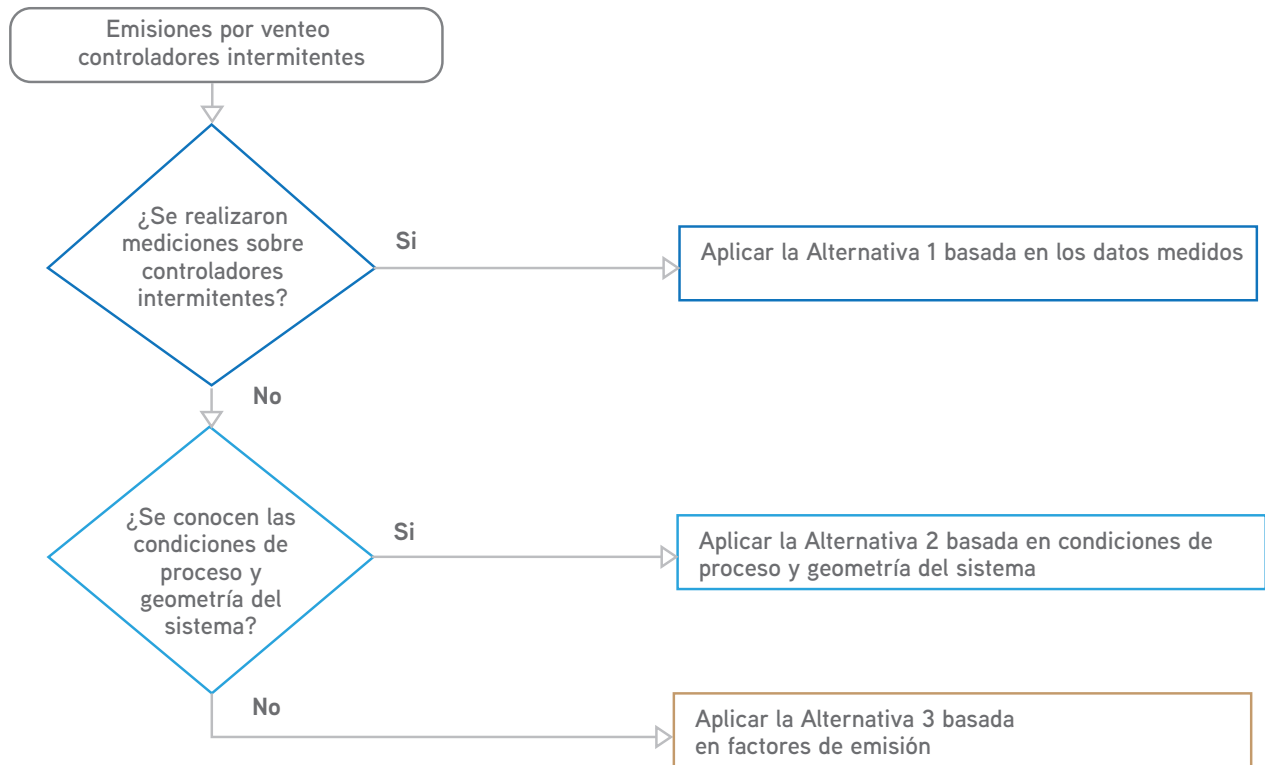
Fuente: (API, 2021).

Controladores intermitentes

Este tipo de controladores descargan todo o una porción del volumen en una base intermitente, pero no de manera continua. Las emisiones serían función del volumen del actuador, la frecuencia de la actuación y la presión del suministro de gas.

Usualmente, los fabricantes ofrecen información respecto a las emisiones de los actuadores, por eso para complementar el cálculo sería necesario conocer la cantidad de actuaciones durante un año.

Figura 18. Métodos de estimación de venteos por controladores intermitentes.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Para la estimación de las emisiones de este tipo de controladores se cuenta con la siguiente ecuación:

$$Vol = \left(\frac{\pi}{4} \times ID^2 * L_{pipe} * \Delta Vol_{bonnet} \right) \left(\frac{P_{control} + P_{atm}}{P_{std}} \right) N_{act}$$

Donde:

Vol	Volumen de gas venteado por año por la actuación intermitente de un controlador neumático
ID	Diámetro interno de la tubería (ft o m)
L_{pipe}	Longitud de todo el sistema de tuberías
ΔVol_{bonnet}	Cambio del volumen físico de una válvula actuadora cuando cambia de su posición de descanso a la posición de acción
$P_{control}$	Presión del gas alimentado al sistema (psig)
P_{atm}	Presión atmosférica (psia).
P_{std}	Presión estándar
N_{act}	Número estimado de actuaciones del controlador durante el año

Método 3

Para este caso existen también factores de emisión, los cuales se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 17. Factores de emisión para venteo de controladores intermitentes.

Valor	Unidades	Fuente
13.5	scf gas/h/controlador	Compendio API 2021, Tabla 6-14

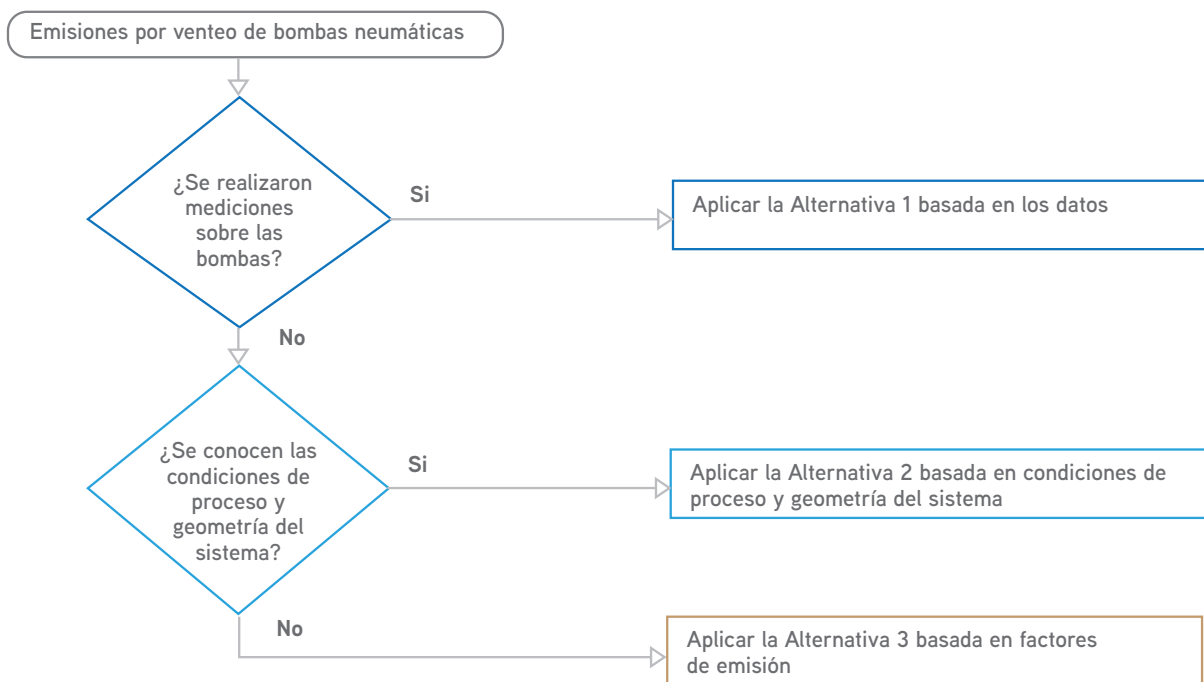
Fuente: Tabla 6-15 (API, 2021).

Se debe tener en cuenta que muchos de estos componentes en la industria, por cuestiones propias a su diseño, purgan constantemente gas a la atmósfera. Adicional a esto, se pueden presentar emisiones de gases muy altas derivadas de defectos o problemas de mantenimiento. La presión típica para el funcionamiento normal de estos controladores es de 20-50 psig. Son varios los parámetros de proceso que pueden ser regulados a través de este tipo de actuadores, por ejemplo: temperatura, presión, flujo y nivel de líquido (CCAC O&G, 2017a).

5.2.5 Bombas neumáticas

Las bombas de inyección de químicos activadas por gas natural representan otra fuente de emisiones por venteo. Esto debido al venteo del gas usado para actuar el pistón o el diafragma de la bomba de químicos. Las sustancias que son inyectadas típicamente son: biocidas, rompedores de emulsión, clarificadores, inhibidores de corrosión, inhibidores de la formación de hidratos, surfactantes, entre otros. El método más efectivo para la estimación de este tipo de emisiones nuevamente corresponde a tener mediciones en campo, donde la cantidad de gas venteado será función de la cantidad de líquido que es bombeado (desplazamiento de volumen), la presión de salida de líquido de la bomba, la presión y temperatura del gas usada en el sistema neumático y pérdidas de eficiencia mecánica a través de la bomba.

Figura 19. Métodos de estimación de venteos por bombas neumáticas.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

La siguiente ecuación puede ser utilizada para estimar las emisiones venteadas por el funcionamiento de las bombas de inyección:

$$V_G = \frac{P_o + P_A}{14.7} \left(\frac{T_A}{459.7 + T_G} \right) V_L [1 + I]$$

Donde:

V_g	Pérdidas anuales de gas durante el bombeo de líquidos. PC/año
P_o	Presión de salida de la bomba, psig
P_A	Presión atmosférica
T_A	Temperatura atmosférica
T_G	Temperatura del gas
V_L	Volumen de líquido bombeado (PC/año)
$(1 + I)$	Ineficiencia de la bomba, se asume por defecto el 30 %.

La cantidad de gas bombeado se puede estimar de la siguiente manera:

$$V_L = \frac{V_S}{7.48} N T$$

Donde:

V_L	Volumen inyectado por stroke, gal/stroke
N	Número de strokes/min
T	Tiempo de operación anual, minutos/año

Método 3

Para la estimación existen los siguientes factores de emisión:

Tabla 18. Factores de emisión para venteo de bombas neumáticas.

Valor	Unidades	Fuente
13.1	scf gas/h/bomba	Compendio API 2021, Tabla 6-16

Fuente: Tabla 6-16, (API, 2021).

Las bombas asistidas por gas natural suelen ser empleadas en locaciones donde no hay otras fuentes energéticas confiables y las bombas neumáticas usan gas a presión para mover de manera alternante un diafragma que está conectado al pistón de la bomba. El gas se ventea en cada movimiento de la bomba. (CCAC O&G, 2017a).

5.2.6 Venteo en tanques de almacenamiento

El volumen de GEI venteado de los tanques de almacenamiento en las operaciones de petróleo y gas dependerá del tipo de líquido almacenado y la solubilidad de los gases a las condiciones de presión y temperatura upstream. Las emisiones de metano pueden ser considerables si el tanque de almacenamiento es directamente alimentado por el separador que funciona a alta presión. En aquellos tanques donde ocurra la separación primera, las emisiones pueden ser aún más altas.

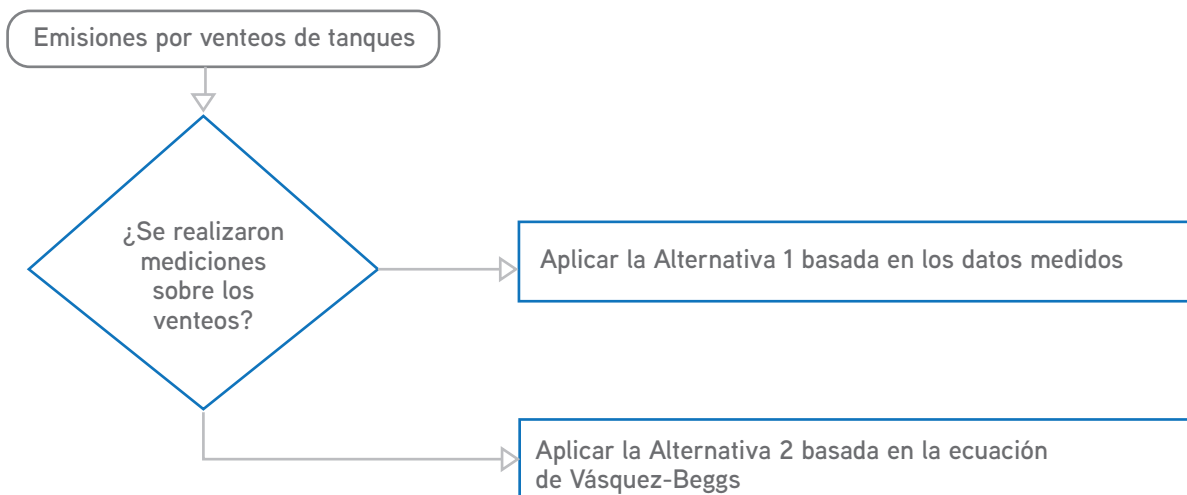
Los líquidos con contenidos altos de metano en solución, que conllevan a pérdidas en procesos de flasheo, son referidos como líquidos sin estabilizar. Adicionalmente, independiente del tipo de crudo pueden existir emisiones de metano cuando el gas que ocupa el espacio del tanque es desplazado a través de un proceso denominado “working and standing losses”.

Las pérdidas por “working and standing losses” ocurren durante el llenado y vaciado de los tanques, en la medida que se dan pérdidas evaporativas y el espacio de vapor es desplazado, mientras que las pérdidas “standing” se refieren a aquellas que se dan durante los cambios de temperatura en el transcurso del día.

Los tanques de producción de agua también pueden contribuir a las emisiones de CH₄, el metano es significativa mucho menos soluble en agua que en hidrocarburos líquidos, por tal motivo las emisiones de metano son significativamente menores.

Respecto a las emisiones por crudo no estabilizado que ha sido almacenado, se tienen las siguientes alternativas de cálculo:

Figura 20. Métodos de estimación de venteos por tanques.



Fuente: elaboración propia.

Se debe tener en cuenta que a estos venteos se les pueden aplicar tecnologías de aprovechamiento de vapores, como VRU o quemas en teas. Igualmente, en la resolución 40016 se incluye como anexo la ecuación de Vásquez-Beggs, incentivando a las empresas a utilizar como mínimo dicha correlación, por tal motivo no se presentan factores de emisión para este cálculo.

Idealmente se debería contar con mediciones realizadas en campo para conocer el nivel de emisiones, y de no contar con estas se podría utilizar software o la ecuación de Vásquez-Beggs para la determinación, siendo esta la que menor error arroja al respecto.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo, de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Las siguiente ecuaciones pueden ser utilizadas para la estimación de dichas emisiones:

$$SG_x = SG_i [1 + 0.000059128 API * T_i * \text{Log}(\frac{P_i + 14.7}{114.7})]$$

Donde:

SG_x	Gravedad del gas disuelto a 100 psig
SG_i	Gravedad del gas disuelto en condiciones iniciales
API	Gravedad API del crudo a 60 F
T_i	Temperatura de las condiciones iniciales (separador)
P_i	Presión de las condiciones iniciales (separador) (psig)

Luego la relación entre gas emitido y el crudo almacenado se estima de la siguiente manera:

$$R_S = C_1 * SG_x * (P_i + 14.7)^{C_2} * \exp(\frac{C_3 * API}{T_i + 460})$$

Donde:

R_S	Relación entre la producción de gas y la cantidad de crudo almacenado, en PC/bl/ (barriles corregidos a 60 F)
SG_x	Gravedad del gas disuelto, ajustado a 100 psig (calculado con la ecuación anterior)
P_i	Presión de condiciones iniciales
T_i	Temperatura de las condiciones iniciales (separador)
API	Gravedad API de los hidrocarburos líquidos a 60 F

Para $API < 30$, $C_1=0.0362$, $C_2=1.0937$ y $C_3=25.724$

Para $API > 30$, $C_1=0.0178$, $C_2=1.187$ y $C_3=23.91$

Los siguientes son los límites de las variables sugeridas para poder aplicar la ecuación de Vásquez-Beggs:

Variable	Valor mínimo permisible sugerido	Valor mínimo permisible sugerido	Valor sugerido por defecto
SGi	0.56	1.18	N/A
	0.56	1.18	N/A
	0.9	N/A	0.9
API	16° API	58° API	N/A
	16° API	40° API	N/A
	20° API	60° API	70° API
Ti	70° F	295° F	N/A
	70° F	295° F	N/A
	N/A	N/A	60° F
Pi	35 psig	5 253 psig	N/A
	35 psig	5 253 psig	N/A
	35 psig	N/A	N/A

Fuente: Tomado de API, 2021.

En caso de que los valores excedan uno de los límites, la práctica recomendable es realizar la estimación con los valores límites sugeridos.

5.2.7 Venteo de compresores

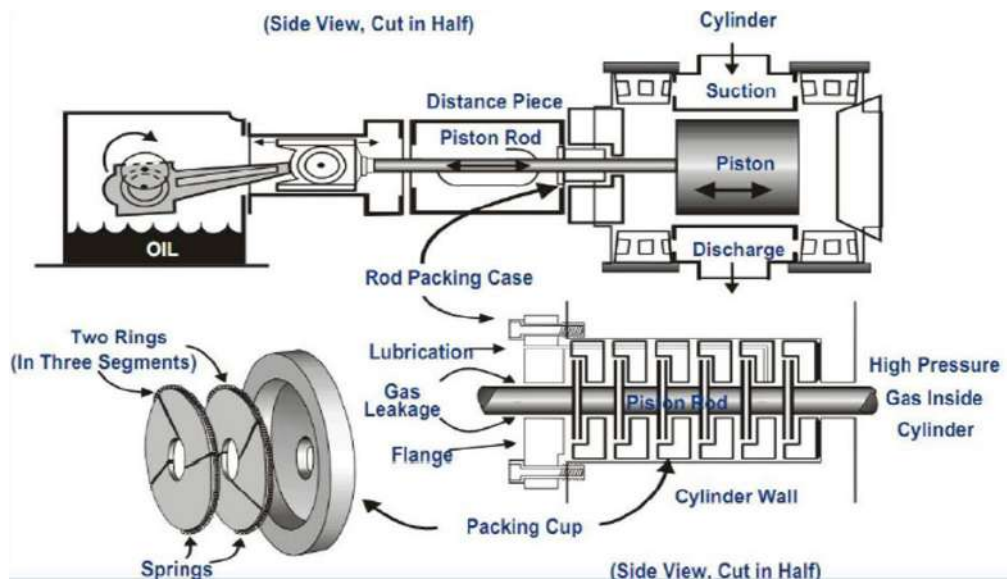
Los compresores son usados típicamente para aumentar la presión de gas natural en la tubería y las operaciones de producción. Estas emisiones ocurren desde los sellos húmedos o secos de los compresores centrífugos o del empaquetamiento alrededor de los mecanismos mecánicos de compresiones de los compresores recíprocos. Los venteos ocurren durante la operación normal y durante su stand by, cuando el compresor es presurizado y el gas escapa a través de los sellos.

Compresores recíprocos

Las fugas de los compresores recíprocos provienen principalmente de la empaquetadura del vástago, una serie de O-ring puestos alrededor del empaque funcionan como sellos para evitar la liberación de gas a la atmósfera, que a pesar de que el equipo se diseñe para minimizar venteos, pequeñas cantidades de gas rodean el empaque cuando el compresor se encuentra presurizado. La cantidad de gas que es venteadado es función de la presión de operación, la empaquetadura del compresor y las horas de operación. Las mediciones directas son las fuentes más confiables para conocer las emisiones de estos equipos e igualmente se cuenta con factores de emisión para estos equipos.

Este tipo de compresores emiten gas natural en operación y en stand by. Estas emisiones provienen del empaque del vástago y actividades de “blowdown”. El empaque del vástago del pistón se utiliza para crear un sello alrededor del mismo, que es lo suficientemente ajustado como para evitar grandes fugas de gas a alta presión desde el cilindro, pero no tan ajustado como para atascar el vástago del pistón. La siguiente imagen muestra las partes de este tipo de compresores:

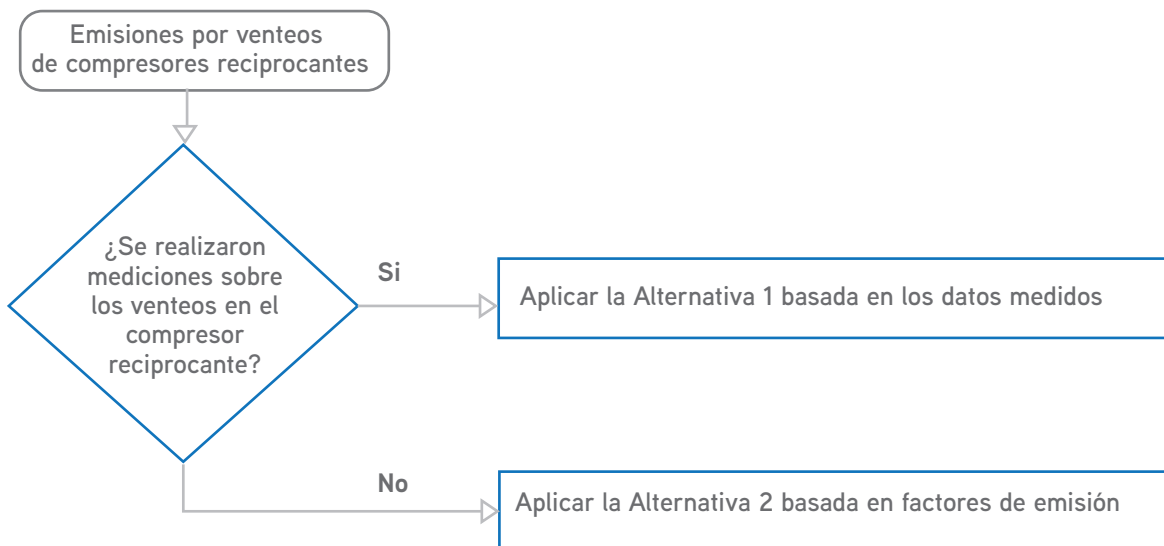
Figura 21. Esquema de compresor recíprocante.



Fuente: (CCAC, 2017,d).

En estos sistemas los venteados serán función de la presión del cilindro, el ajuste y la alineación de las piezas de empaquetadura, y el desgaste de los anillos y el eje del vástago. Un nuevo sistema de empaquetadura en compresores de producción de tamaño pequeño a mediano, correctamente alineado y ajustado, puede perder aproximadamente de 11 a 12 pies cúbicos estándar por hora (scfh). A medida que el sistema envejece, sin embargo, las tasas de emisión aumentarán debido al desgaste de los anillos de empaquetadura y el vástago del pistón. El aceite lubricante inyectado en el empaquetado ayuda a sellar los anillos y las copas, reduce el desgaste causado por la operación y disminuye la acumulación de calor que acelera el desgaste de los anillos (CCAC, 2017,d).

Figura 22. Métodos de estimación de venteados por compresores recíprocantes.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Es posible usar los siguientes factores de emisión para la estimación de las emisiones por esta fuente:

Tabla 19. Factores de emisión para venteo de compresores recíprocos.

Valor	Unidades	Fuente
28.4	scf gas/compresor/hora	Compendio API 2021, Tabla 6-30

Fuente: Tabla 6-30, API, 2021.

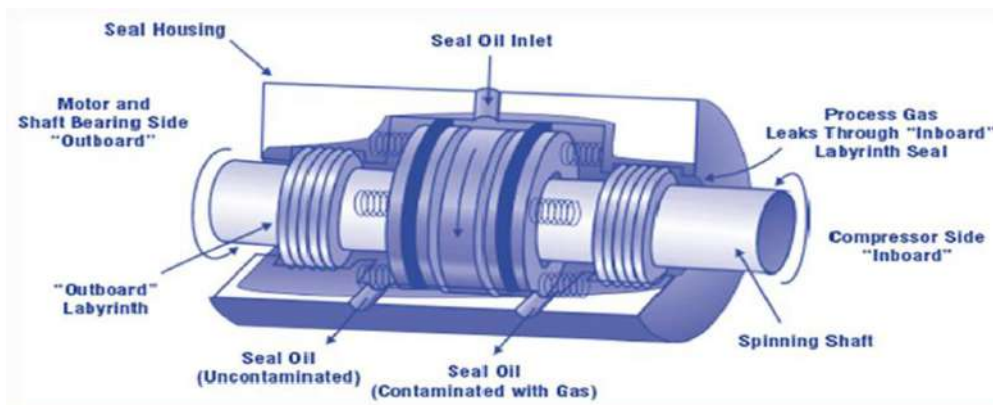
Compresores centrífugos

Este tipo de compresores tiene sellos en su eje rotatorio, lo cual impide un escape de gas natural comprimido. Los sellos pueden ser secos o húmedos.

Los compresores con sellos húmedos presentan típicamente valores más altos de emisión que aquellos con sellos secos. En el caso de los sellos húmedos, aceite a alta presión circula por el casing y actúa como barrera del gas natural. Algo del gas es absorbido por el aceite disminuyendo sus propiedades viscosas, el proceso de desgasificación del gas puede incluir un proceso flash del aceite, liberando el gas natural a la atmósfera. Por otro lado, los empaques secos tienen diseños más simples y se ha encontrado que presentan menor emisiones de gases en comparación con aquellos secos húmedos.

Los compresores centrífugos poseen sellos en sus ejes rotatorios que previenen la salida del gas a alta presión. Este tipo puede tener sellos húmedos o secos. En el caso de los compresores de sellos húmedos, se circula aceite a alta presión entre los empaques alrededor del eje del compresor, formando una barrera que evita la fuga de gas a alta presión a la atmósfera.

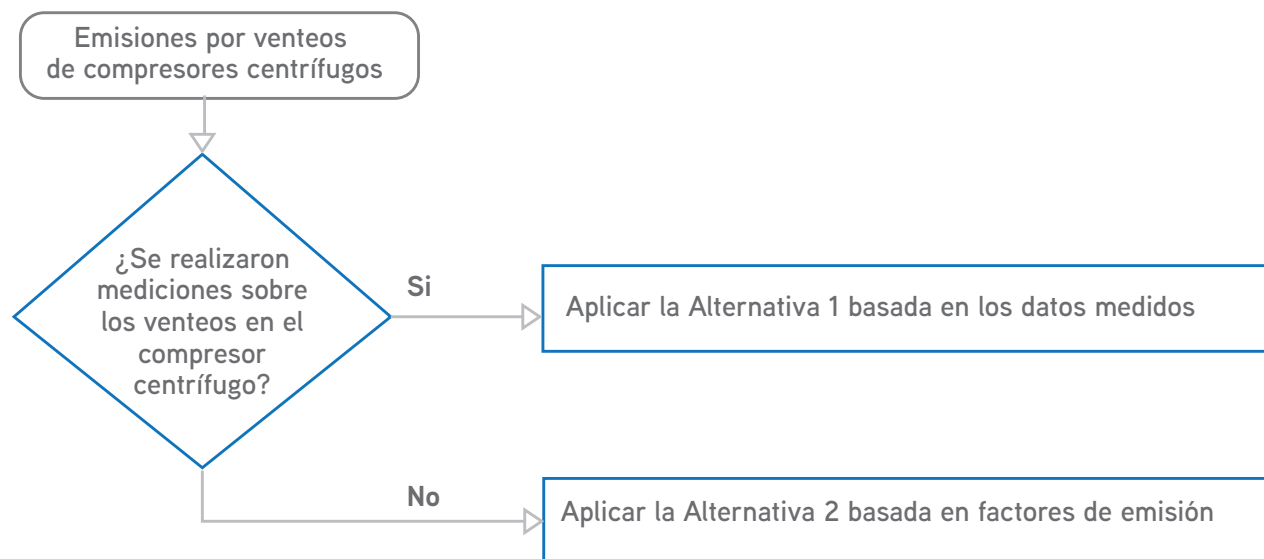
Figura 23. Esquema de funcionamiento de compresor centrífugo.



Fuente: (CCAC, 2017c).

Debido al diseño, muy poco gas natural se escapa por los empaques del compresor; sin embargo, una cantidad considerable de gas es absorbida por el aceite contaminándolo. Gran cantidad de este gas puede ser removido fácilmente con un tanque atmosférico. La configuración del sistema de purificación del aceite puede variar significativamente entre compresores (CCAC, 2017c).

Figura 24. Métodos de estimación de venteos por compresores centrífugos.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Los siguientes factores de emisión pueden ser utilizados para la estimación de las emisiones por estos venteos:

Tabla 20. Factores de emisión para venteo para compresores centrífugos.

Clasificación	Valor	Unidades	Fuente
Sello seco	593	scf gas/compresor/hora	Compendio API 2021, Tabla 6-38
Sello húmedo	194	scf gas/compresor/hora	Compendio API 2021, Tabla 6-38

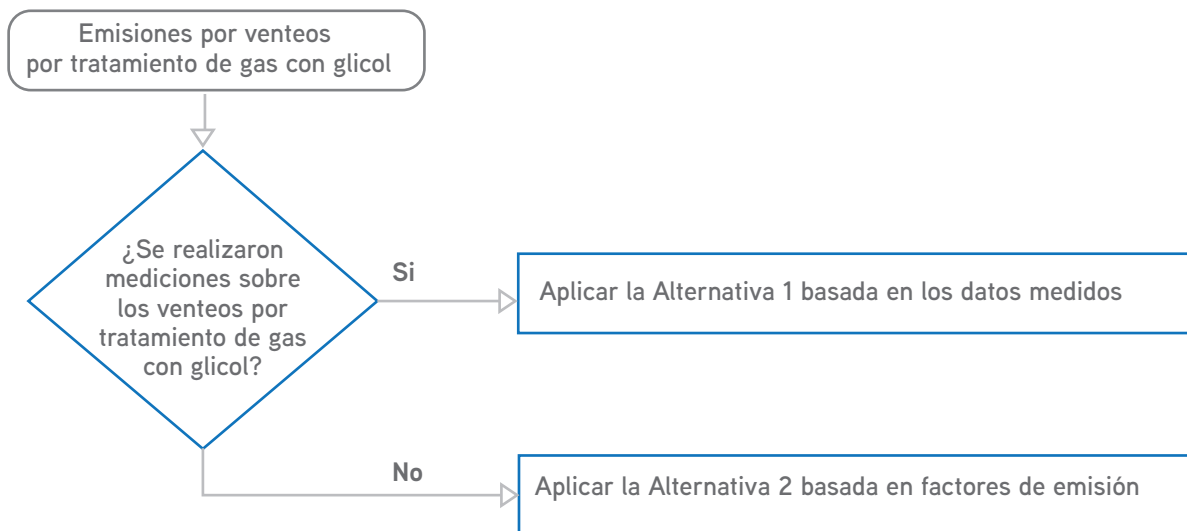
Fuente: Tabla 6-38, (API, 2021).

5.2.8 Deshidratación con glicol

Estas unidades de procesos son usadas para remover el contenido de humedad de las corrientes de gas al hacerlo entrar en contacto con una corriente de glicol líquido en un absorbedor. Este glicol absorberá el agua y posteriormente, en un proceso de calentamiento, es regenerado. Típicamente una cantidad pequeña de CH₄ también alcanza a ser absorbida en la corriente de glicol y es emitido a la atmósfera en la regeneración. Usualmente se usa un gas de arrastre en el etapa de regeneración, gas que promueve la separación de gases disueltos y glicol. Las emisiones de metano ocurrirán en la unidad de deshidratación del glicol cuando la corriente de glicol es regenerada y luego venteada a la atmósfera. Algunos sistemas cuentan con un tanque flash de previo a la unidad de regeneración, y si se cuenta con este tanque algo del metano será también emitido en esta etapa del proceso; sin embargo, este metano podría ser aprovechado como energético en el proceso o llevado a la tea para su quema.

Existen diversos métodos para la evaluación de las emisiones de metano provenientes del proceso de deshidratación, por eso es recomendable contar con mediciones realizadas en campo. No obstante, si se cuenta con las condiciones del proceso en campo existe software que puede ayudar a estimar dichas emisiones.

Figura 25. Métodos de estimación de venteos por tratamiento de gas con glicol.



Fuente: : elaboración propia.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Igualmente se cuenta con factores de emisión específicos para la operación, los que se presentan en la siguiente tabla:

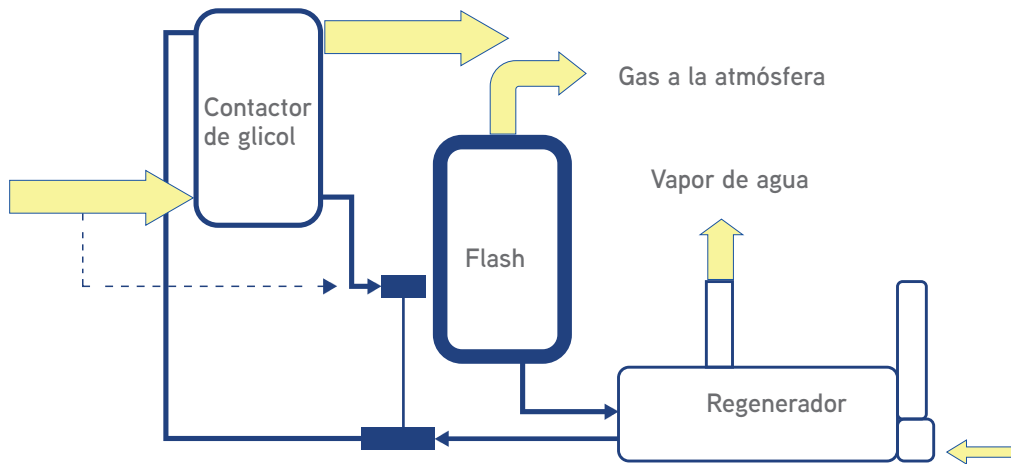
Tabla 21. Factores de emisión para deshidratación con glicol.

Valor	Unidades	Fuente
349.7	scf gas/ 10 ⁶ PC procesados	scf gas/ 10 ⁶ PC procesados

Fuente: Tabla 6-17 (API, 2021).

El CO₂ no es significativamente soluble en glicol, motivo por el cual para este proceso no se estiman las emisiones de este gas en este proceso. Se debe tener en cuenta que en el tanque de venteo no solo se cuenta con emisiones provenientes de la corriente de glicol que fue contactado con el gas, sino que también incluye gas proveniente del glicol usado en bombas neumáticas, por eso, si se realiza la medición en campo, se deben considerar las posibles fuentes adicionales a la emisión que se está determinando.

Figura 26. Esquema de venteo de sistema de tratamiento de gas con glicol.

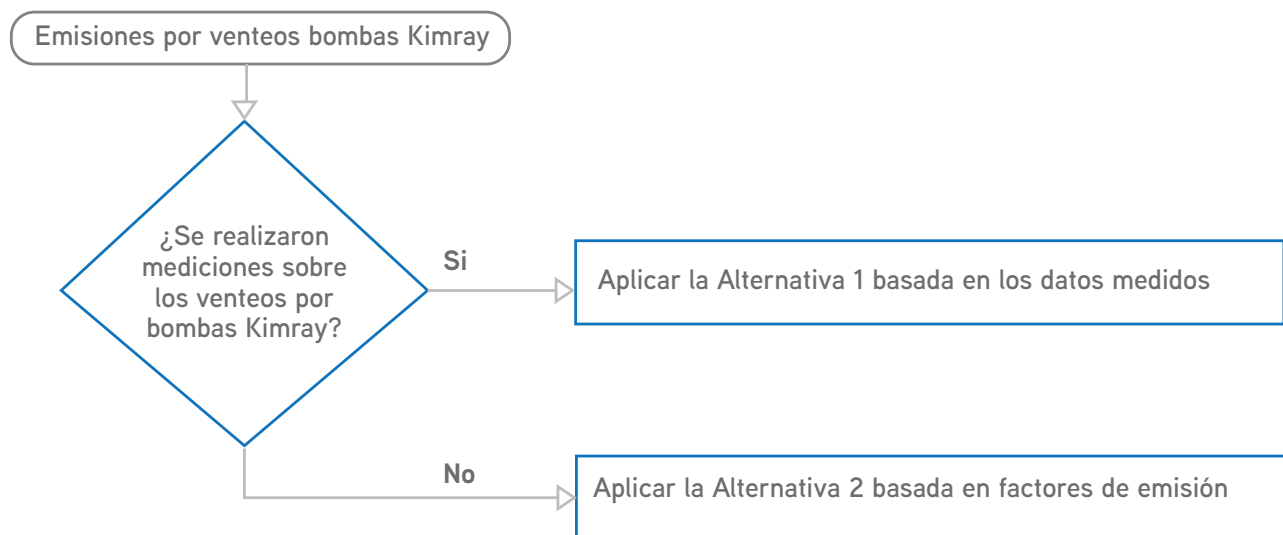


Fuente: (CCAC, 2017d).

5.2.9 Bombas del glicol

Las bombas de glicol asistidas por gas pueden ser una fuente significativa de emisiones de metano, las cuales son usadas para circular el glicol en el sistema de deshidratación. Estas bombas inyectan el glicol a baja presión en el absorbedor a través de pistones dirigidos por la alta presión de la corriente que deja el absorbedor. Kimray es la empresa líder manufacturando este tipo de bombas.

Figura 27. Métodos de estimación de venteos por bombas Kimray.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Es posible utilizar el siguiente factor de emisión para la estimación de esta fuente de venteo

Tabla 22. Factores de emisión para venteo de bombas de glicol.

Valor	Unidades	Fuente
1258	scf gas/ 10 ⁶ PC procesados	Compendio API 2021, Tabla 6-18

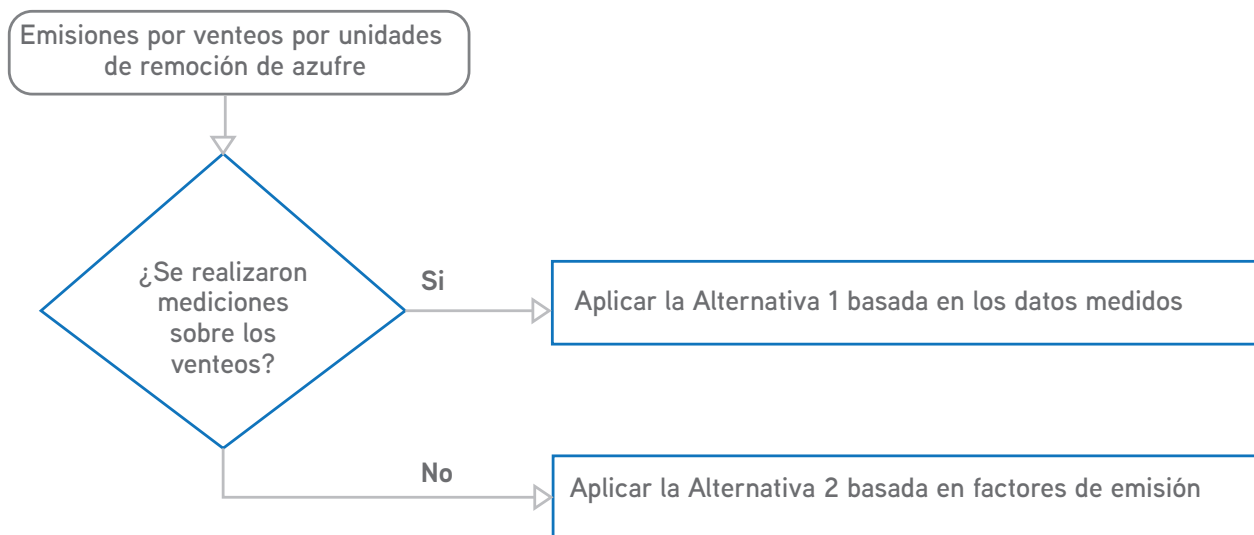
Fuente: Tabla 6-17 (API, 2021).

5.2.10 Venteo en unidades de remoción de azufre

El gas natural que tiene altos contenidos de H₂S y CO₂, referido como gas ácido, debe ser tratado para que cumpla con las especificaciones requeridas por la línea de transmisión para evitar la corrosión de esta. Las unidades de tratamiento de gas constan de un esquema parecido a aquellas dispuestas para la deshidratación con glicol, en este caso la absorción ocurre típicamente con aminas (absorción, bomba para circulación de líquido y un reboiler para regenerar el líquido absorbido).

En este proceso la solución de aminas puede absorber una pequeña cantidad de metano, el cual puede ser venteado a la atmósfera en el reboiler. En sistemas cerrados, este venteo es dirigido a una antorcha y no ocurren emisiones de metano. Para la estimación de las emisiones derivadas de esta actividad existe un software o se pueden usar diferentes factores de emisión.

Figura 28. Métodos de estimación de venteos por unidades de remoción de azufre.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Es posible utilizar el siguiente factor de emisión para la estimación de esta fuente de venteo

Tabla 23. Factores de emisión para venteo de unidades de tratamiento de azufre.

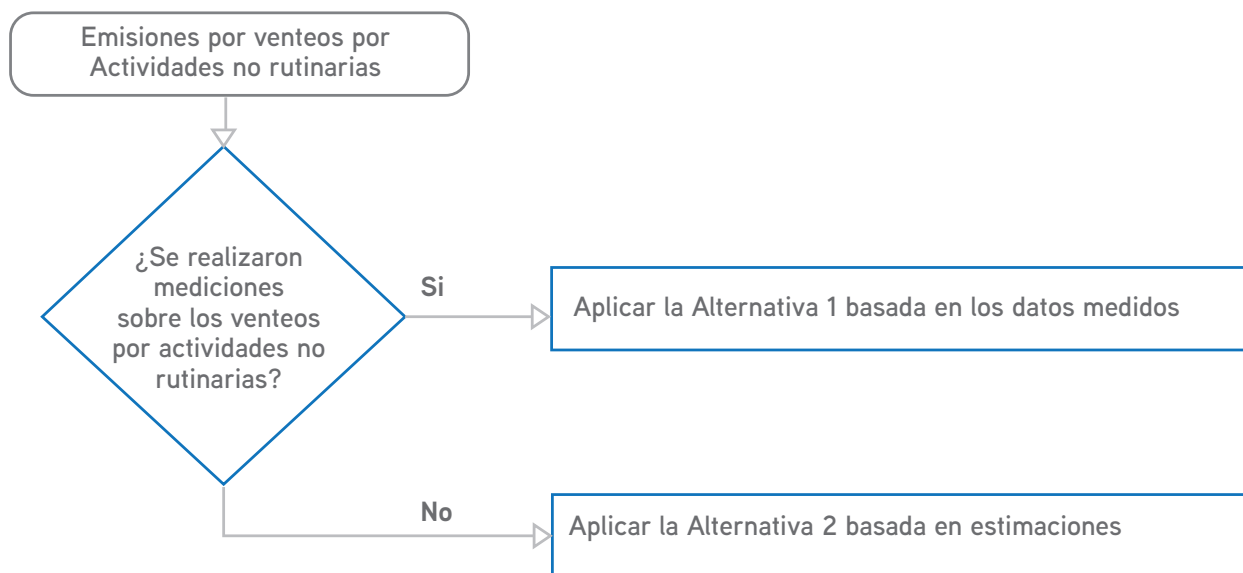
Valor	Unidades	Fuente
1072.22	scf gas/ 10 ⁶ PC procesados	Estimado a partir de Compendio API 2021, Tabla 6-19

Fuente: Tabla 6-19 (API, 2021).

5.2.11 Venteo de actividades no rutinarias

Algunas actividades de venteo son no rutinarias, que por algunas convergencias de condiciones de la operación se deben realizar para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos y, en general, de la instalación.

Figura 29. Métodos de estimación de venteos por actividades no rutinarias.



Fuente: elaboración propia.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2⁷

Es posible conocer la emisión de la descarga al saber las condiciones iniciales de presión y temperatura del gas, al igual que el volumen del equipo que se le realizó la operación de Blowdown, donde a partir de la aplicación del factor de compresibilidad es posible estimar la siguiente relación:

$$n = \frac{PV}{zRT}$$

$$E_X = n * \%Mol_{CH_4} * MW_{CH_4} * \# \frac{Eventos}{año}$$

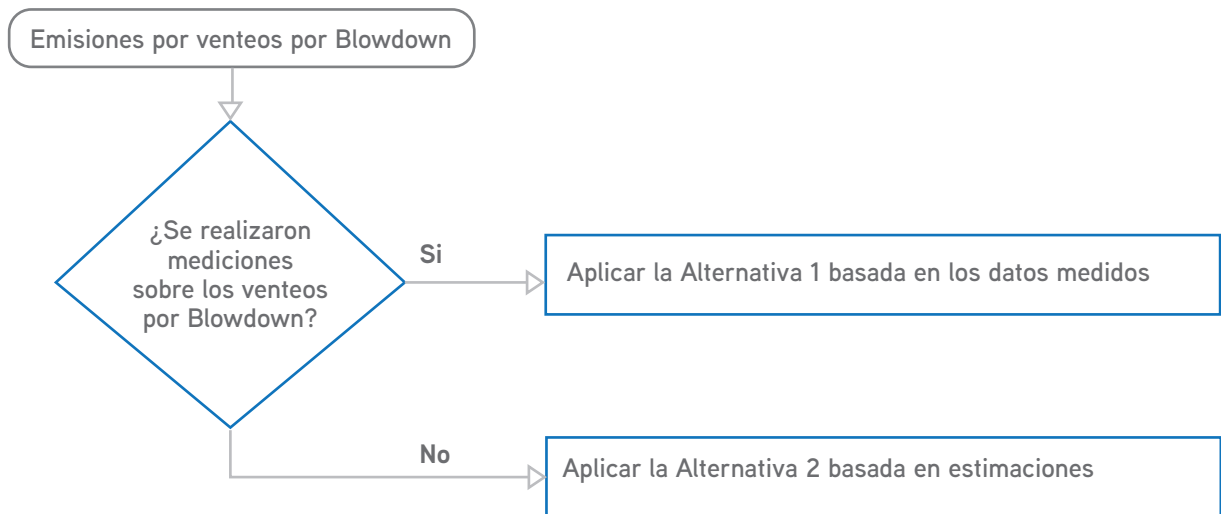
Donde:

<i>P</i>	Presión del gas (psig)
<i>V</i>	Volumen del equipo
<i>T</i>	Temperatura del gas
<i>R</i>	Constante de los gases
<i>Z</i>	Factor de compresibilidad

5.2.12 Venteos - Blowdowns

Para la reparación o mantenimiento de equipos ubicados en la facilidad es necesario despresurizar líneas o equipos, lo cual implicaría un venteo a la atmósfera. Teniendo en cuenta la diversidad de equipos que pueden ser despresurizados, no existe una ecuación general para cada equipo, pero si se conoce la emisión de cada evento es posible estimar las emisiones anuales con la ecuación presentada anteriormente.

Figura 30. Métodos de estimación de venteos por Blowdown de equipos.



Fuente: elaboración propia.

⁷ <https://ogmpartnership.com/wp-content/uploads/2023/02/Incidents-TGD-SG-Approved.pdf>



Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2⁸

Es posible conocer la emisión de la descarga al saber las condiciones iniciales de presión y temperatura del gas, al igual que el volumen del equipo que se le realizó la operación de Blowdown, por eso, a partir de la aplicación del factor de compresibilidad, es posible estimar la siguiente relación:

⁸ <https://ogmpartnership.com/wp-content/uploads/2023/02/Incidents-TGD-SG-Approved.pdf>

$$n = \frac{PV}{zRT}$$

$$E_X = n * \%Mol_{CH_4} * MW_{CH_4} * \# \frac{Eventos}{año}$$

Donde:

<i>P</i>	Presión del gas (psig)
<i>V</i>	Volumen del equipo
<i>T</i>	Temperatura del gas
<i>R</i>	Constante de los gases
<i>Z</i>	Factor de compresibilidad

5.3 Venteos en planta de procesamiento

5.3.1 Controladores neumáticos

Controladores con venteos continuos

Este tipo de venteo ya fue explicado en la sección dedicada a Controladores con venteos continuos. Este tipo de instrumentos suelen ser usados en las plantas de tratamiento de gas.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Para el segmento de procesamiento de gas se pueden usar los siguientes factores de emisión:

Tabla 24. Factores de emisión para venteo para controladores neumáticos continuos.

Clasificación	Valor	Unidades	Fuente
Purga continua	56.8	scf gas/h/controlador	Compendio API 2021, Tabla 6-34
Operador válvula de pistón	0.00548	scf gas/h/controlador	Compendio API 2021, Tabla 6-34
Operador de válvula neumática o hidráulica	0.642	scf gas/h/controlador	Compendio API 2021, Tabla 6-34
Operador de válvula de turbina	7.72	scf gas/h/controlador	Compendio API 2021, Tabla 6-34

Fuente: Tabla 6-14 (API, 2021).

Método 3

En caso de no conocer la clasificación del controlador, o tener más información de este, es posible utilizar el siguiente factor de emisión:

9.2 scf de gas/h/ controlador 7.5 scf CH4/h/ controlador 1.26t CH4/controlador año
--

Fuente: (API, 2021).

Controladores intermitentes

Este tipo de venteo fue introducido en la sección Controladores intermitentes. Este tipo de controladores pueden ser utilizados en las facilidades de procesamiento de gas.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Aplica la misma ecuación introducida como método 2 en la sección Controladores intermitentes.

Método 3

Para este caso existen factores de emisión que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 25. Factores de emisión para venteo de controladores intermitentes.

Valor	Unidades	Fuente
13.5	scf gas/h/controlador	EPA Subparte W

Fuente: EPA Subparte W.

5.3.2 Bombas neumáticas

Este tipo de venteo fue introducido en la sección Bombas neumáticas.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

La cantidad de gas venteado puede ser estimado con el método 2 introducido en la sección Bombas neumáticas.

Método 3

Para la estimación de esta emisión para el segmento de procesamiento de gas existe el siguiente factor de emisión:

Tabla 26. Factores de emisión para venteo de bombas neumáticas.

Valor	Unidades	Fuente
13.1	scf gas/h/bomba	Compendio API 2021, Tabla 6-16

Fuente: : Tabla 6-16 (API, 2021).

5.3.3 Venteos de compresores

Compresores recíprocos

Esta fuente de venteo fue introducida en la sección Compresores recíprocos.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Para el segmento de procesamiento de gas es posible utilizar el siguiente factor de emisión:

Tabla 27. Factores de emisión para venteo de compresores recíprocos.

Valor	Unidades	Fuente
163.8	scf gas/compresor/hora	Compendio API 2021, Tabla 6-30

Fuente: Tabla 6-30, (API, 2021).

Compresores centrífugos

Esta fuente de venteo fue introducida en la sección Compresores centrífugos.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Los siguientes factores de emisión pueden ser usados para el segmento de procesamiento de gas.

Tabla 28. Factores de emisión para venteo por compresores centrífugos.

Clasificación	Valor	Unidades	Fuente
Sello seco	593	scf gas/compresor/hora	Compendio API 2021, Tabla 6-38
Sello húmedo	194	scf gas/compresor/hora	Compendio API 2021, Tabla 6-38

Fuente: Tabla 6-38 (API, 2021).

5.3.4 Deshidratación con glicol

Esta fuente de emisiones fue introducida en la sección Deshidratación con glicol.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

Igualmente se cuenta con factores de emisión específicos para las plantas de tratamiento de gas que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 29. Factores de emisión para venteo por deshidratación con glicol.

Valor	Unidades	Fuente
140.03	scf gas/compresor/hora	Compendio API 2021, Tabla 6-17

Fuente: Tabla 6-17 (API, 2021).

5.3.5 Bombas de glicol

Esta fuente de emisión fue introducida en la sección Bombas de glicol.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

El siguiente factor de emisión puede ser usado para el segmento de procesamiento de gas:

Tabla 30. Factores de emisión para venteo por bombas de glicol.

Valor	Unidades	Fuente
205	scf gas/ 10 ⁶ PC procesados	Compendio API 2021, Tabla 6-18

Fuente: Tabla 6-18 (API, 2021).

5.3.6 Venteo en unidades de remoción de azufre

Esta fuente de emisión fue presentada en la sección Venteo de unidades de remoción de azufre.

Método 1

Este método se basa en mediciones desarrolladas en campo de manera que se logre estimar la tasa de emisión del gas venteado a la atmósfera.

Método 2

El siguiente factor de emisión puede ser utilizado para venteo de unidades de remoción de azufre para el segmento de procesamiento de gas.

Tabla 31. Factores de emisión para venteo por unidades de remoción de azufre.

Valor	Unidades	Fuente
1072.22	scf gas/ 10 ⁶ PC procesados	Estimado a partir de Compendio API 2021, Tabla 6-19

Fuente: Tabla 6-19 (API, 2021).

5.3.7 Venteo de actividades no rutinarias

Esta fuente de emisión fue presentada en la sección Venteos de actividades no rutinarias.

5.3.8 Venteos - Blowdowns

Esta fuente de emisiones fue presentada en la sección de Venteos - Blowdowns.

5.4 Consideraciones finales sobre la estimación de las emisiones por venteos

Las diferentes alternativas presentadas a través de los numerales 1 a 3 de esta sección están dirigidas a estimar el flujo de gas venteado para cada una de las fuentes. Con el objetivo de llegar a emisiones de GEI es necesario considerar la composición del gas que está siendo venteado. Para la estimación de las emisiones de CH₄ y CO₂ se utiliza la siguiente ecuación para cada una de las fuentes:

$$E_x = VR \times F_x \times \frac{MW_x}{\text{Molar volume conversión}} \times T_v$$

Donde:

E_x	Emisiones de "x" en unidades de masa (CH ₄ o CO ₂)
VR	Tasa de venteo en unidades volumétricas (PC/h)
F_x	Fracción molar del componente x
MW_x	Peso molecular del componente x
<i>Molar volumen conversión</i>	Conversión del volumen molar a masa



6. Bibliografía

- API. (2021). *API GHG Compendium 2021*.
- CAPP. (2014). *Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors*.
- CCAC. (2017,d). *Technical guidance document number 4: REciprocating compressor rod seal/packing vents*.
- CCAC. (2017b). *Technical guidance documetn number 2: Fugitive component and equipment leaks*.
- CCAC. (2017c). *Technicial guidance document number 3: Centrifugal compressors with “wet” (oil) seals*.
- CCAC. (2017d). *Technicial guidance document number 5: Glycol dehydrators*.
- CCAC O&G. (2017a). *Technicial Guidance document Numeber 1: Natural gas-driven Pneumatic Controllers and pumps*.
- EPA. (1995). *Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*.
- Herndon, e. a. (2012). “Application of the Carbon Balance Method to Flare Emissions Characteristics. *Ind Eng Chem Res*, vol. 51, núm. 39, 12577–12585, doi: 10.1021/ie202676b.
- J. M. T. G. Kostiuk L. (2004). “Flare Research Project Final Report, November 1996 – September 2004”.
- MGP. (2019). “Reducción de las Emisiones de Metano: Guía de mejores prácticas”.
- Ministerio de Minas y Energia, CIAT, GIZ. (2021). *Plan integral de gestion contra el cambio climatico minero energetico (PIGCCme 2050)*. Bogota.
- Peebles, E. (2022). *Offshore flares: measurement and calculation of combustion efficiency, methane and CO2e emissions*.

