



METODOLOGÍA PARA LA REDUCCIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS COLOMBIANO



Contenido

1.	Introducción.....	4
2.	Antecedentes.....	4
3.	Abreviaciones.....	5
4.	Definición de Proyecto.....	5
5.	Desarrollador del Proyecto.....	6
6.	Reglas de Elegibilidad.....	7
6.1.	Reglas Generales.....	7
6.2.	Reglas Específicas.....	7
7.	Línea Base.....	8
8.	Adicionalidad.....	9
9.	Cumplimiento Normativo.....	9
10.	Límites de GEI del Proyecto.....	10
11.	Cuantificación de Reducción de Emisiones de GEI.....	13
11.1.	Cuantificación de Reducción de Emisiones de GEI para la Recuperación de Gas Asociado de Producción para Aprovechamiento.....	14
11.2.	Cuantificación de Reducción de Emisiones de GEI para la reducción de fugas de GEI en sistemas, equipos y componentes a través de programas avanzados de detección y corrección de fugas	16
11.3.	Cuantificación de Reducción de Emisiones de GEI para las Medidas de Eficacia de Quema en la Operación y Diseño de Teas que Garanticen la Destrucción Total de las Fracciones de Metano Existentes en las Corrientes de Gas.....	21
12.	Monitoreo del Proyecto.....	22
12.1.	Parámetros no Monitoreados.....	23
12.2.	Parámetros Monitoreados.....	25
12.3.	Disposición Sugerida Equipos de Medición.....	30
13.	Otros Elementos del Plan de Monitoreo.....	32
13.1.	Cromatografía de Gases.....	32
13.2.	Cromatografía de Gases como Técnica Analítica.....	32
13.3.	Sistemas Avanzados de Detección y Medición de Tasas de Fuga.....	33
13.3.1.	Detección de Fugas.....	33
13.3.2.	Medición de la Tasa de Flujo de Fuga.....	34
14.	Referencias.....	35

Figuras y Tablas

Figura 1: Límites de estimación de GEI para recuperación de gas de producción para aprovechamiento energético	10
Tabla 1: Fuentes de GEI para recuperación de gas de producción para aprovechamiento energético	11
Figura 2: Límites de estimación de GEI para reducción de fugas físicas	12
Tabla 2: Fuentes de GEI para reducción de fugas físicas	12
Figura 3: Límites de estimación de GEI para medidas de eficiencia energética en la operación y diseño de teas que garanticen la destrucción total de las fracciones de metano existentes en las corrientes de gas	12
Tabla 3: Fuentes de GEI para eficiencia en teas	13
Figura 4: Diagrama de flujo para identificación y categorización de fugas aplicables al proyecto	19
Figura 5: Proyectos de Eficiencia Energética en Operación y Diseño de Teas	30
.....	30
Figura 6: Proyectos de recuperación de gas de producción	30
.....	Error! Bookmark not defined.
Figura 7: Proyectos de reducción de fugas	31

1. Introducción

En agosto de 2018, el Ministerio de Minas y Energía (MinEnergía) adoptó el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del Sector Minero Energético (PIGCCme) por medio de la Resolución 40807¹.

Según la Ley 1931 de 2018² estos planes “son los instrumentos a través de los cuales cada ministerio identifica, evalúa y orienta la incorporación de medidas de mitigación de gases efecto invernadero y adaptación al cambio climático en las políticas y regulaciones del respectivo sector”. Para ello, MinEnergía suscribió un convenio con el CIAT, con el objetivo de aunar esfuerzos técnicos y financieros para lograr la meta de reducir la emisión de 11,2 millones de toneladas de CO₂ para el año 2030.

El PIGCCME cuenta con cuatro líneas estratégicas para la mitigación del cambio climático: i) Eficiencia energética, ii) Generación de energía, iii) Gestión de la demanda y iv) Emisiones fugitivas. Esta última se centra en promover la adecuada gestión de las emisiones fugitivas asociadas a la cadena productiva de los hidrocarburos, mediante la generación de información, como herramienta para determinar la línea base y las propuestas de acuerdos sectoriales; así como la formulación de regulación y medidas que permitan su monitoreo y control con un grado de incertidumbre razonable. En este contexto, CIAT, a través de un consultor especializado en el desarrollo de documentos y guías para el establecimiento de líneas base y monitoreo de reducción de emisiones de GEI, ha desarrollado una metodología específica para el sector de hidrocarburos en Colombia, para la formulación y monitoreo de proyectos de reducción de emisiones fugitivas en *upstream* y *midstream*, en concordancia con lo planteado en el PIGCCME.

2. Antecedentes

De acuerdo con la versión más reciente del inventario nacional de gases efecto invernadero (GEI)³, lanzada por el IDEAM, las emisiones fugitivas de GEI del sector de hidrocarburos colombiano corresponden a más del 2% del total nacional, principalmente en las etapas de *upstream* y *midstream*, debidas en su mayoría a fugas de metano (CH₄) en instalaciones de producción (incluyendo venteos en cabeza de pozo⁴), teas de baja eficiencia, fallas de integridad en sistemas de tratamiento y bombeo, líneas de flujo, tanques de almacenamiento, plantas de gas, estaciones de recolección y instalaciones de transporte (oleoductos, gasoductos y propanoductos).

Dado lo anterior y considerando que hay una considerable incertidumbre con respecto a la cantidad real de emisiones fugitivas existentes en el sector de hidrocarburos del país, la metodología propuesta busca que las acciones dirigidas e implementadas por la industria para la reducción de emisiones fugitivas de GEI, puedan ser reconocidas y cuantificadas de manera completa, consistente, transparente, precisa y conservadora, estableciendo reglas de elegibilidad, líneas base, métodos para calcular emisiones reducidas, así como prácticas de monitoreo del desempeño de los proyectos y procedimientos para el

¹ http://servicios.minminas.gov.co/documents/10180//23517//47915-res_40807_020818.pdf

² <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%201931%20DEL%2027%20DE%20JULIO%20DE%202018.pdf>

³ <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023634/INGEI.pdf>

⁴ Venteos tendientes a garantizar la seguridad de la operación o para los que no es técnica ni financieramente viable el aprovechamiento o quema del gas.

reporte de la información en las etapas de validación, registro y verificación periódica. Así como permitir a las emisiones reducidas por estos proyectos, poder participar en el mercado colombiano de carbono.

3. Abreviaciones

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
CIAT	Centro Internacional para Agricultura Tropical
DOWNSTREAM	Sector de refinación de hidrocarburos
GEI	Gases Efecto Invernadero
IDEAM	Instituto Colombiano de Estudios Ambientales
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
IPIECA	International Petroleum Industry Environmental Conservation Association
LDAR	Programa avanzado de detección y corrección de fugas
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MIDSTREAM	Sector de transporte de los hidrocarburos
MinEnergía	Ministerio de Minas y Energía
OVV	Organismo de Validación y Verificación
PIGCCME	Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del Sector Minero Energético
tCO ₂ e	Tonelada de dióxido de carbono equivalente
UNFCCC/CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático
UPSTREAM	Sector de exploración y producción de hidrocarburos
URV	Unidad de recuperación de vapor

4. Glosario

Actividad de proyecto: Actividad de la que se deriva la reducción de emisiones de GEI.

Campo producción: Para efectos de esta metodología, corresponde a los campos en los que el producto principal es el crudo.

Fugas físicas: Filtraciones o pérdidas de gas natural o gas asociado en equipos, sistemas o componentes en cualquiera de las etapas de extracción, procesamiento, almacenamiento y transporte de crudo y gas natural.

Gas asociado: Gas que se extrae adjunto a la extracción de crudo. Este puede corresponder al gas que se obtiene del proceso de separación del crudo, o al gas que se libera por el anular del pozo.

Gas de exhosto: Gas que se libera luego de la combustión del gas asociado en tea.

Gases de efecto invernadero (GEI): Son aquellos componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y reemiten radiación infrarroja, de acuerdo con lo definido por la CMNUCC.

Gas de inyección: Gas asociado que se inyecta en el yacimiento, con el fin de elevar la presión del yacimiento e incrementar la producción de crudo.

MRV- Monitoreo, Reporte y Verificación: Conjunto de actividades que garantizan una adecuada contabilidad, trazabilidad y transparencia de las reducciones de emisiones logradas.

Periodo crediticio: Periodo durante el cual se aplicará el plan de monitoreo y la metodología de cálculo para cuantificar y monitorear la reducción de emisiones. La duración del periodo crediticio está sujeta a los requerimientos del programa de certificación.

Potencial de calentamiento global: Equivalencia entre diferentes gases de acuerdo con su potencial de contribuir a incrementar el efecto invernadero, respecto del potencial que tiene el dióxido de carbono.

Pretratamiento: Consiste en el(los) proceso(s) efectuado(s) sobre el gas, para que este cumpla con características específicas. Estos procedimientos pueden consistir en endulzamiento, deshidratación, entre otros.

Programa de certificación: Estándar nacional o internacional con reglas específicas y con la potestad de certificar cada tonelada de reducción que se logre con el proyecto.

Quema incompleta: Corresponde a la quema del gas asociado, en la que no se oxida por completo el metano presente, sino que parte de este se libera directamente a la atmósfera.

Reapriete: Corresponde, en general, a una actividad simple de mantenimiento de equipos, componentes o sistemas. Por ejemplo, el ajuste de tornillos en una brida.

Venteo: Para efectos de esta metodología, corresponde a la liberación de gas asociado directamente a la atmósfera.

5. Definición de Proyecto

Para el propósito de esta metodología y de acuerdo con la definición de emisiones fugitivas establecida en el IPCC⁵, es decir, venteo, quema en tea y todos los demás tipos de emisiones fugitivas; los proyectos de reducción de emisiones son definidos como aquellas acciones dirigidas a:

- a. Recuperar el gas asociado de producción (incluyendo gas inyectado para levantamiento artificial), así como fracciones de hidrocarburos condensables, que eran anteriormente quemados o venteados, para un aprovechamiento energético.
- b. Reducir fugas físicas de GEI en los componentes de los sistemas y equipos (incluyendo sistemas neumáticos alimentados con gas), a través de programas avanzados de detección y corrección de fugas.
- c. Medidas de eficacia de la quema en la operación y diseño de teas que garanticen la destrucción total de las fracciones de metano existentes en las corrientes de gas.

6. Desarrollador del Proyecto

El desarrollador del proyecto es aquella entidad con identidad jurídica que ha desarrollado un proyecto de reducción de emisiones fugitivas en el marco de esta metodología y es responsable por la formulación, reporte y verificación periódica del proyecto ante un programa de certificación de reducción de GEI y un registro.

⁵ https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf

Desarrolladores de proyecto pueden ser propietarios y/o operadores de instalaciones, así como entidades independientes con interés en financiar proyectos de reducción de GEI, bajo acuerdo con el dueño y/o operador de la facilidad. Se debe demostrar clara propiedad de la reducción de emisiones generada por el proyecto de parte del desarrollador del proyecto u otra entidad que participa en el proyecto, a través de un documento transparente y explícito para cualquier parte interesada en el proyecto.

7. Reglas de Elegibilidad

Los desarrolladores de proyectos en el marco de esta metodología deben cumplir con las siguientes reglas generales y específicas de elegibilidad para aplicar al registro de su proyecto con un programa de certificación de reducción de GEI reconocido en Colombia:

7.1. Reglas Generales

Regla general 1: Localización	La localización del proyecto debe corresponder a los límites del territorio de Colombia. Prover las coordenadas en las que se ubica el proyecto.
Regla general 2: Inicio de operaciones	La fecha de inicio de operaciones del proyecto podrá ser máximo 5 años antes de la resolución que ponga en operación el registro nacional de reducción de emisiones de GEI para Colombia (RENARE). Si el proyecto inició operaciones antes de esta fecha, solo se considerarán las emisiones alcanzadas por este proyecto inmediatamente después de tal fecha ⁶ .
Regla general 3: Solicitud de reducción de emisiones certificadas	La solicitud de reducción de emisiones certificadas, solo se podrá realizar para reducciones ocurridas durante algún periodo de monitoreo del periodo crediticio del proyecto, no sobre reducciones proyectadas.
Regla general 4: Adicionalidad	La actividad de proyecto que pretenda ser registrada bajo esta metodología, deberá cumplir con los requisitos de adicionalidad establecidos por el programa de certificación de reducción de GEI al que aplique, que a su vez debe ser reconocido por la regulación y procedimientos aplicables al impuesto nacional al carbono en Colombia.
Regla general 5: Doble contabilidad	La actividad de proyecto que pretenda ser registrada bajo esta metodología solo deberá participar en un (1) programa de certificación de reducción de GEI reconocido en el marco del impuesto nacional al carbono para garantizar que no haya doble contabilidad de la reducción de emisiones generada.

7.2. Reglas Específicas

Recuperación de gas asociado de producción para aprovechamiento	
Regla específica 1:	El gas recuperado es transportado a un uso energético, línea de gas, y/o reinyección con o sin tratamiento previo.

⁶ En el caso hipotético de que la operación efectiva del RENARE sea noviembre 1 de 2019, la reducción de emisiones de un proyecto con fecha de inicio anterior solo será considerada desde el 2 de noviembre de 2014 en adelante. La reducción de emisiones generada antes no será considerada en el marco de esta metodología.

Regla específica 2:	El gas recuperado viene de pozos en operación petrolera al momento de su recuperación.
---------------------	--

Reducción de fugas de GEI en sistemas, equipos y componentes a través de programas avanzados de detección y corrección de fugas⁷	
Regla específica 1:	Al menos 3 años antes de la implementación del proyecto, no existía un programa avanzado de detección y corrección de fugas para ninguno de los sistemas, equipos y componentes incluidos en los límites del proyecto.
Regla específica 2:	Nuevas fugas detectadas durante la implementación del proyecto deben corresponder a los sistemas, equipos y componentes inicialmente incluidos en la etapa de registro del proyecto.
Regla específica 3:	Solo se consideran las fugas que el operador no esté obligado a corregir por alguna regulación vigente en esta materia en el país.
Regla específica 4:	No se consideran fugas que solo requieren de reapriete para su corrección.

Medidas de eficacia de la quema en la operación y diseño de teas que garanticen la destrucción total de las fracciones de metano existentes en las corrientes de gas	
Regla específica 1:	No se consideran las medidas de eficacia requeridas por alguna regulación vigente en el país, referentes a la destrucción total de metano en corrientes de gas a tea.

8. Línea Base

La línea base para cada una de las tres medidas representa un escenario “Business as usual” (BAU) que se supondría observar en la ausencia del proyecto.

Recuperación de gas asociado de producción para aprovechamiento:

En la línea base, se sigue enviando gas a tea a una tasa similar a la observada en los tres años antes de implementar el proyecto.

En caso de que el proyecto también aumente la recuperación de gas asociado que antes se venteara a la atmósfera, se considera que en la línea base este gas adicional recuperado se habría liberado a la atmósfera durante el primer año de operación del proyecto y después de cumplir un año se enviaría a tea.

Para simplificar se asume que en la línea base se habría usado otro gas para el uso energético, venta o reinyección, que en el proyecto viene del gas asociado recuperado. Se considera el impacto neto en las emisiones, asociadas al destino/uso del gas, es cero, pues el proyecto no modifica la demanda del gas, sino la fuente que la suple.

Solo se considera la reinyección como un aprovechamiento si en la operación previa al proyecto, el gas utilizado para la reinyección fue adquirido a un tercero.

⁷ Para efectos de esta metodología, se consideran sistemas avanzados de detección y corrección de fugas, aquellos adicionales a los sistemas convencionales como respuesta acústica, visual y olfatoria de los trabajadores a las fugas, monitoreo de atmosferas, monitoreo manual como parte de rutinas de inspección.

Reducción de fugas de GEI en sistemas, equipos y componentes a través de programas avanzados de detección y corrección de fugas:

En la línea base, persisten las prácticas para detección de fugas observadas antes de implementar el Programa avanzado de detección y corrección de fugas (LDAR) y las fugas detectadas debido al LDAR persistirían hasta cuando el sistema, equipo o componente fuera mantenido o remplazado hasta no más de 5 años.

Medidas de eficacia de la quema en la operación y diseño de teas que garanticen la destrucción total de las fracciones de metano existentes en las corrientes de gas:

En la línea base se asume que no hay cambios en la operación o diseño de las teas existentes y persiste la eficacia de la quema observada antes de implementar el proyecto.

9. Adicionalidad

En el marco de esta metodología, los criterios de adicionalidad a ser considerados serán aquellos establecidos por el programa de certificación de reducción de GEI o estándar de carbono al que se esté aplicando, que a su vez deben ser reconocidos por la normatividad aplicable al impuesto nacional al carbono o aquella que la modifique y/o sustituya. En caso de no existir criterios de adicionalidad específicos establecidos por el esquema de carbono, los criterios de adicionalidad a ser evaluados por el desarrollador del proyecto serán uno de los dos siguientes:

Práctica común: se debe demostrar que la actividad de proyecto propuesta no es considerada una práctica común en el sector de hidrocarburos en Colombia. Esta demostración deberá ser realizada de manera objetiva y basada en evidencia trazable; o

Barreras de implementación: se debe demostrar que existe por lo menos una barrera, tal como viabilidad financiera, acceso a financiación, tecnológica u organizacional, que hace que el proyecto difiera del escenario “Business as usual” (BAU). Esta demostración deberá ser realizada de manera objetiva y basada en evidencia trazable.

10. Cumplimiento Normativo

En el marco de esta metodología, el desarrollador de un proyecto debe demostrar que el proyecto cumple con las siguientes regulaciones aplicables al sector de hidrocarburos⁸, previo inicio de las actividades de validación, registro y verificación:

- Decreto 1076 de 2015 (decreto Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.)
- Resolución 49396 de 2015 (exploración y explotación de hidrocarburos)
- Resolución 40048 de 2015 (exploración y explotación de hidrocarburos)
- Licencia y/o plan de manejo ambiental
- Circular ANH 18 de 2014 (pago de regalías por quema de gas)

⁸<http://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2016/marco-legal-y-regimen-fiscal/marco-normativo-del-sector-de-hidrocarburos/>

- Resolución 181495 de 2009 (exploración y explotación de hidrocarburos)

Si en alguna de las etapas del proyecto se identifica un incumplimiento material⁹ por parte del proyecto a alguna de las regulaciones aplicables vigentes, la reducción de emisiones aplicable al periodo de incumplimiento no será contabilizada.

Además, el desarrollador de un proyecto debe reportar cómo el proyecto cumple con las siguientes regulaciones aplicables a acciones de mitigación:

- Decreto 926 de 2017 (reglamentación procedimiento para hacer efectiva la no casuación del impuesto nacional al carbono)
- Resolución 1447 de 2018 (reglamentación del sistema de MRV de las acciones de mitigación a nivel nacional).

11. Límites de GEI del Proyecto

La evaluación de los límites de GEI describe las fuentes que deben evaluarse por el desarrollador del proyecto para determinar el cambio neto de las emisiones de GEI causadas por un proyecto de reducción de emisiones fugitivas en el sector de hidrocarburos de Colombia.

En las figuras 1, 2 y 3 se describe de manera general los límites de evaluación para cada una de las definiciones de proyecto consideradas por la metodología.

En las tablas 1, 2 y 3 se describe con mayor detalle cada fuente de GEI considerada, así como la justificación de su inclusión o no en los límites de estimación de los GEI del proyecto.

Figura 1: Límites de estimación de GEI para recuperación de gas de producción para aprovechamiento

⁹ Se considera un incumplimiento material, aquel ya sea de orden medio ambiental, social o de gobierno, que pone en riesgo o puede generar un impacto para el medio ambiente o el entorno del proyecto, así como un incumplimiento a la ley.

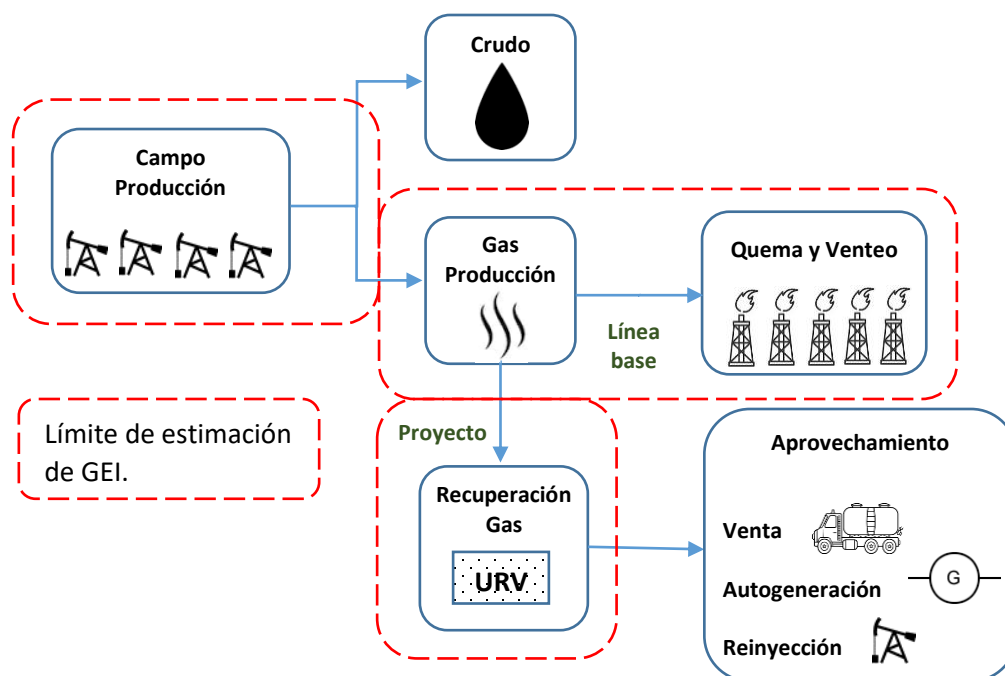


Tabla 1: Fuentes de GEI para recuperación de gas de producción para aprovechamiento

Fuente		Gas	Incluido/ Excluido	Justificación/Explicación	Controlada, afectada o relacionada
LINEA BASE	Quema del gas asociado en tea	CO ₂	Incluido	Principal fuente de emisiones	Controlada
		CH ₄	Incluido	Se considera despreciable	
		N ₂ O	Excluido	Se considera despreciable	
	Venteos	CO ₂	Excluido	Se considera despreciable	Controlada
		CH ₄	Incluido	Principal fuente de emisiones fugitivas asociadas a venteos.	
PROYECTO	Consumo de energía (combustible fósil) para la recuperación, pretratamiento, transporte y si aplica, compresión o descompresión del gas recuperado para posterior aprovechamiento (venta del gas, autogeneración energía eléctrica, reinyección ¹⁰)	CO ₂	Incluido	Principal fuente de emisiones	Controlada
		CH ₄	Excluido	Se considera despreciable	
		N ₂ O	Excluido	Se considera despreciable	

¹⁰ Solo se considera la reinyección como un aprovechamiento, siempre y cuando en el escenario de línea base, el gas utilizado para la reinyección, haya sido adquirido a un tercero.

Esta metodología considera los límites de estimación de GEI para reducción de fugas físicas de metano, como aquellos comprendidos por los sistemas, equipos y sus componentes donde el proyecto se está implementando. Solo se considerarán las emisiones de los sistemas, equipos y componentes que hayan sido detectados por el programa avanzado de detección y corrección de fugas, ver sección 14.3.

Figura 2: Límites de estimación de GEI para reducción de fugas físicas

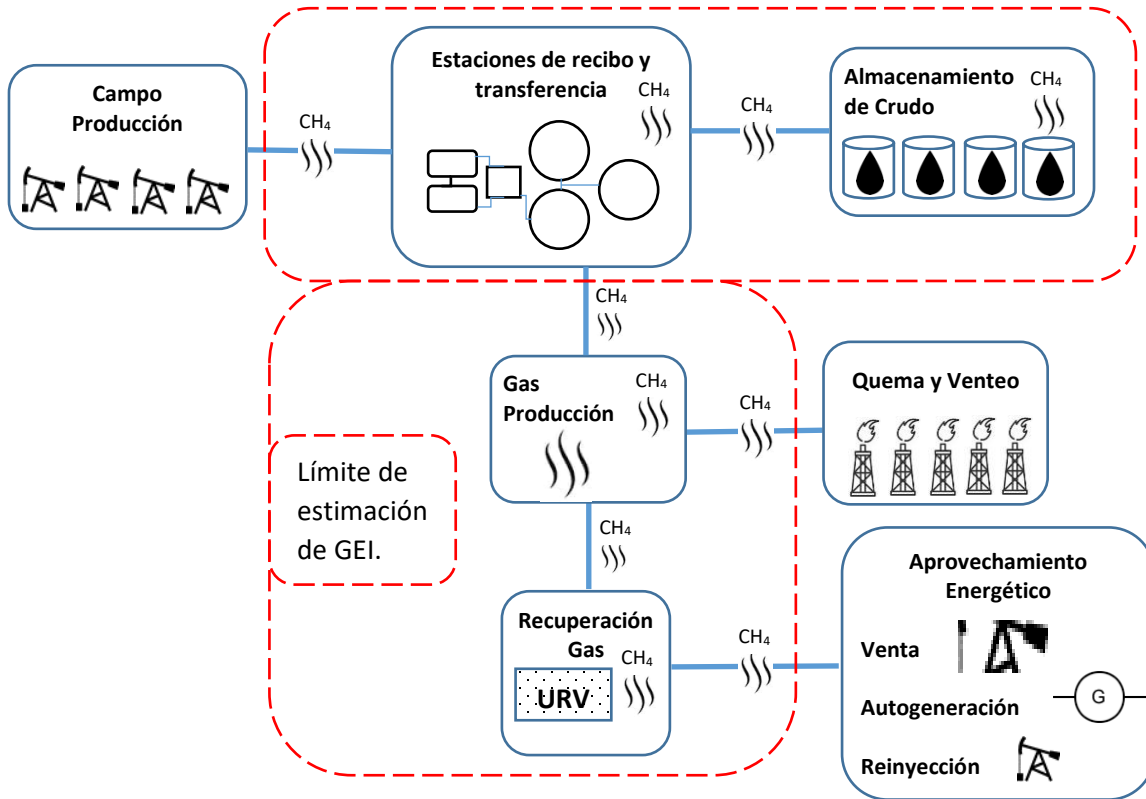


Tabla 2: Fuentes de GEI para reducción de fugas físicas

	Fuente	Gas	Incluido/Excluido	Justificación/Explicación	Controlada, afectada o relacionada
LINEA BASE	Fugas físicas de los sistemas, equipos y componentes incluidos en los límites de estimación de los GEI	CO ₂	Excluido	Se considera despreciable	Controlada
		CH ₄	Incluido	Principal fuente de emisiones	
		N ₂ O	Excluido	Se considera despreciable	

Figura 3: Límites de estimación de GEI para medidas de eficiencia energética en la operación y diseño de teas que garanticen la destrucción total de las fracciones de metano existentes en las corrientes de gas

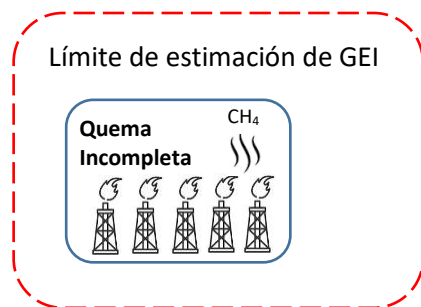


Tabla 3: Fuentes de GEI para eficacia de quema en teas

LINEA BASE / PROYECTO	Fuente	Gas	Incluido/Excluido	Justificación/Explicación	Controlada, afectada o relacionada
	Quema incompleta de las fracciones de metano existentes en el flujo a la tea	CO ₂	Excluido	No es el foco de la reducción	Controlada
		CH ₄	Incluido	Presencia de fracciones de metano por combustión incompleta	
		N ₂ O	Excluido	Se considera despreciable	

12. Cuantificación de Reducción de Emisiones de GEI

La reducción de emisiones de GEI de un proyecto de reducción de emisiones fugitivas en el sector de hidrocarburos en Colombia se cuantifica mediante la comparación de las emisiones reales del proyecto contra las emisiones de línea base (para cada una de las definiciones de proyecto dadas en la sección 4).

Las emisiones de línea base son una estimación de las emisiones de GEI procedentes de fuentes dentro de los límites de evaluación (véase la Sección 11) que hubieran ocurrido en la ausencia del proyecto. Las emisiones del proyecto deben sustraerse de las emisiones de línea base para cuantificar la reducción de emisiones de GEI total del proyecto.

Los cálculos proporcionados por esta metodología se derivan de metodologías ampliamente aceptadas en el ámbito de los proyectos de reducción de emisiones a nivel nacional e internacional¹¹. El desarrollador de proyecto debe usar los métodos de cálculo aquí descritos para determinar emisiones de línea base y de proyecto para la cuantificación de la reducción de emisiones.

La cuantificación de reducción de emisiones totales para las actividades de proyecto, estarán dadas por la siguiente ecuación:

¹¹ Remítase a la sección de referencias para consultar las metodologías y documentos regulatorios revisados para la construcción de esta metodología.

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde,

		Unidades
$ER_y =$	Reducción de emisiones de GEI de la actividad de proyecto durante el año	tCO ₂ e
$BE_y =$	Emisiones de línea base del proyecto durante el año	tCO ₂ e
$PE_y =$	Emisiones del proyecto durante el año	tCO ₂ e

12.1. Cuantificación de Reducción de Emisiones de GEI para la Recuperación de Gas Asociado de Producción para Aprovechamiento

Para la estimación de las emisiones de línea base, esta metodología provee una aproximación en la que el gas recuperado a aprovechamiento se usa ya sea para su venta a terceros o para su uso como combustible para la autogeneración de energía eléctrica o para la reinyección, desplazando consumo de gas natural de otras fuentes, así como de otros combustibles fósiles con diferentes factores de emisión de CO₂, con un impacto neto cero. En este sentido, se evita la quema del gas en tea en la línea base.

Se sugieren dos métodos de cálculo de la reducción de emisiones, de acuerdo con su nivel de especificidad, nivel 2 (exactitud mediana) y nivel 3 (exactitud alta), alineados con los niveles empleados para la elaboración de inventarios del IPCC.

En el caso en el que se demuestre el escenario de venteo como el escenario más probable, las emisiones de la línea base para el primer año del gas anteriormente venteado estarán dadas por la siguiente ecuación (nivel 3):

$$BE_{\text{año1}} = V_{f,y} \times GE_f \times w_{\text{CH}_4,f} \times 1.2754 \times 0.028 \times GWP_{\text{CH}_4} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde,

		Unidades
$BE_{\text{año1}} =$	Emisiones de línea base del proyecto durante el primer año	tCO ₂ e
$V_{f,y} =$	Volumen total de gas recuperado en el año 1 de la fuente f ¹²	ft ³
$GE_f =$	Gravedad específica del gas recuperado de la fuente f en el primer año	-
1.2754 =	Densidad del aire seco ¹³	Kg/m ³
0.028 =	Factor de conversión ¹⁴	m ³ /ft ³

¹² Esta metodología considera que los volúmenes de gas recuperado son medidos con flujómetros normalizados a presión y temperatura estándar (1 Atm, 0°C).

¹³ IUPAC presión y temperatura estándar (0 °C y 1 Atm)

¹⁴ <http://www.endmemo.com/sconvert/m3ft3.php>

$w_{CH_4} =$	Fracción másica promedio de metano en el gas recuperado en el primer año	Kg CH ₄ / kg Gas
$GWP_{CH_4} =$	Potencial de Calentamiento Global ¹⁵	tCO ₂ e/tCH ₄

En caso de que el escenario de línea base corresponda a la quema del gas, o a partir del segundo año de operación cuando la línea base se definió como venteo, las emisiones de línea base estarán dadas por alguna de las siguientes opciones:

Nivel 2:

$$BE_y = V_{f,y} \times NCV_{RG,f,y} \times EF_{CO_2, \text{Metano}} \times 1.055 \times 10^{-9} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde,

$BE_y =$	Emisiones de línea base del proyecto durante el año y	Unidades tCO ₂ e
$V_{f,y} =$	Volumen total de gas recuperado de la fuente f, en el año y ¹⁶	ft ³
$NCV_{RG,f,y} =$	Poder calorífico neto promedio del gas recuperado en el año	BTU/ft ³
$EF_{CO_2, \text{Metano}} =$	Factor de emisión para el metano (54.834 t CO ₂ /TJ)	tCO ₂ e/TJ
1.055e-9	Factor de conversión ¹⁷	TJ/BTU

Nivel 3:

$$BE_y = V_{f,y} \times GE_f \times w_{C,f} \times 1.2754 \times 0.028 \times 14/12 \div 1000 \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde,

$BE_y =$	Emisiones de línea base del proyecto durante el año y	Unidades tCO ₂ e
$V_{f,y} =$	Volumen total de gas recuperado de la fuente f, en el año y ¹⁸	ft ³
$GE_f =$	Gravedad específica del gas recuperado de la fuente f en el año y	-
1.2754 =	Densidad del aire seco ¹⁹	Kg/m ³
0.028 =	Factor de conversión ²⁰	m ³ /ft ³
$w_c =$	Fracción másica promedio de carbono en el gas recuperado en el año y	Kg C / kg Gas
14/12 =	Factor de conversión	Kg CO ₂ /kg C

¹⁵ Se debe emplear el potencial de calentamiento global empleado en el reporte del inventario nacional de GEI a la CMNUCC más reciente.

¹⁶ Esta metodología considera que los volúmenes de gas recuperado son medidos con flujómetros normalizados a presión y temperatura estándar (1 Atm, 0°C).

¹⁷ <https://www.convertunits.com/from/Btu/to/TJ>

¹⁸ Esta metodología considera que los volúmenes de gas recuperado son medidos con flujómetros normalizados a presión y temperatura estándar (1 Atm, 0°C).

¹⁹ IUPAC presión y temperatura estándar (1 Atm, 0°C)

²⁰ <http://www.endmemo.com/sconvert/m3ft3.php>

Para la estimación de emisiones de proyecto, esta metodología considera las emisiones de CO₂ asociadas al consumo de combustibles fósiles para las actividades de recuperación, pretratamiento, transporte y si aplica, compresión y descompresión del gas asociado.

Las emisiones de proyecto estarán dadas por la siguiente ecuación:

$$PE_y = PE_{FC,j,y} \quad (\text{Ecuación 5})$$

Donde,

PE _{FC,j,y} =	Emisiones del proyecto por el consumo de combustible fósil para la recuperación, pretratamiento, transporte y si aplica, compresión o descompresión del gas recuperado	Unidades
		tCO ₂ e

Las emisiones de proyecto por consumo de combustible aplican cuando se utiliza combustible fósil diferente al mismo gas asociado recuperado para las actividades de recuperación, pretratamiento, transporte y si aplica, compresión y descompresión del gas asociado. Estas emisiones estarán dadas por la siguiente ecuación:

$$PE_{FC,j,y} = \sum FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y} \times 1.055 \times 10^{-9} \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde,

PE _{FC,j,y} =	Emisiones del proyecto por el consumo de combustible fósil para la recuperación, pretratamiento, transporte y si aplica, compresión o descompresión del gas recuperado	Unidades
		tCO ₂ e
FC _{i,y} =	Cantidad de combustible (por tipo), quemado en el proceso durante el año (por unidad de masa o volumen según aplique)	-
NCV _{i,y} =	Poder calorífico neto promedio del combustible (por tipo) en el año	BTU/unidad de masa o volumen
EF _{CO₂,i,y} =	Factor de emisión para el combustible	tCO ₂ e/TJ
1.055e-9	Factor de conversión ²¹	TJ/BTU

12.2. Cuantificación de Reducción de Emisiones de GEI para la reducción de fugas de GEI en sistemas, equipos y componentes a través de programas avanzados de detección y corrección de fugas

Para la estimación de las emisiones de línea base, esta metodología propone su determinación basada en la cantidad de metano (CH₄) emitido a la atmosfera por fugas físicas que son detectadas y reparadas como parte de un programa avanzado de detección y corrección de fugas.

²¹ <https://www.convertunits.com/from/Btu/to/TJ>

Para la determinación de las emisiones de línea base, el desarrollador del proyecto debe seguir los siguientes pasos:

Paso 1: Identificar las fugas elegibles como parte del proyecto. Para la identificación y categorización de las fugas se debe seguir el diagrama de flujo de la Figura 4.

Paso 2: Documentar las fugas identificadas en el proyecto en una base de datos. Como parte del programa avanzado de detección y corrección de fugas, el desarrollador del proyecto debe establecer una base de datos para gestionar toda la información relevante a la identificación y reparación de fugas. Toda la información recolectada durante la implementación del proyecto debe ser incluida en esta base de datos. La base de datos debe incluir como mínimo la siguiente información para cada fuga:

- Información para la identificación inequívoca del componente:
 - ID, tipo y tamaño del componente,
 - Servicio provisto,
 - Unidad de proceso o área,
 - Ubicación del componente,
 - Tipo de instalación,
 - Registro fotográfico.

Ejemplo:

ID, tipo y tamaño del componente,	ID: T-2001 Tipo: Válvula Diámetro: 4 in
Servicio provisto,	Servicio: Control del flujo de crudo a la entrada del tratador térmico 1.
Unidad de proceso o área,	Área: Estación de separación
Ubicación del componente,	Ubicación: 2.2222 Norte, 1.1111 Oeste
Tipo de instalación,	Estación de separación de crudo, gas y agua
Registro fotográfico.	[Fotografía del componente]

- Información relevante sobre la detección de la fuga:
 - Fecha de la detección,
 - Método de detección aplicado, en la sección 14.3.1 se presenta una descripción de algunas tecnologías de detección, sin embargo, el desarrollador del proyecto tiene libertad de aplicar el método que mejor se ajuste.
 - Responsable de la detección,
 - Lectura de detección (si aplica, valor del display, registro fotográfico, etc.)

Ejemplo:

Fecha de la detección,	Campaña de medición de julio 2019. Fuga detectada el 27/07/2019
Método de detección aplicado,	Equipo de detección acústica
Responsable de la detección,	Empresa de Medición SA

Lectura de detección (si aplica, valor del <i>display</i> , registro fotográfico, etc.)	[Pantallazo del <i>display</i>]
---	----------------------------------

- En caso de contar con medidas del flujo fugado:
 - Fecha de la medida,
 - Método de medida aplicado, en la sección 14.3.2 se presenta una descripción de algunas tecnologías de medición, sin embargo, el desarrollador del proyecto tiene libertad de aplicar el método que mejor se ajuste.
 - Rata de fuga de gas medida,
 - Incertidumbre de la medida.

Fecha de la medida,	Medición del flujo: 20/08/2019
Método de medida aplicado,	Bolsa Calibrada
Rata de fuga de gas medida,	0.3 ft ³ /h
Incertidumbre de la medida.	± 4%

- Horas durante las cuales el sistema, equipo o componente ha estado presurizado o en servicio, desde el último muestreo de fugas o mantenimiento mayor (incluidas mejoras a la infraestructura)
- Información con respecto a la elegibilidad de la fuga a ser incluida en el proyecto (información requerida para distinguirla de fugas identificadas como parte de una intervención o programa rutinario de detección y reparación de fugas)
- Información relevante sobre la reparación de la fuga:
 - fecha de la reparación final, así como de los intentos de reparación

Adicionalmente, alguna de las siguientes maneras de identificar y hacerle seguimiento a las fugas debe ser aplicada:

- Registro digital de la fuga, p.ej. imagen de cámara IR, donde también se incluya la fecha de su identificación y la rata de fuga estimada
- Identificación física en el lugar de la ocurrencia de la fuga, así como la rata de fuga y su fecha de identificación
- Localización de la fuga en un plano de la instalación

La base de datos debe ser continuamente actualizada durante la duración del proyecto con la información sobre las fugas reparadas. La información de la base de datos debe ser resumida en cada reporte de monitoreo del proyecto y presentada en su enteridad al OVV encargado de la verificación del proyecto.

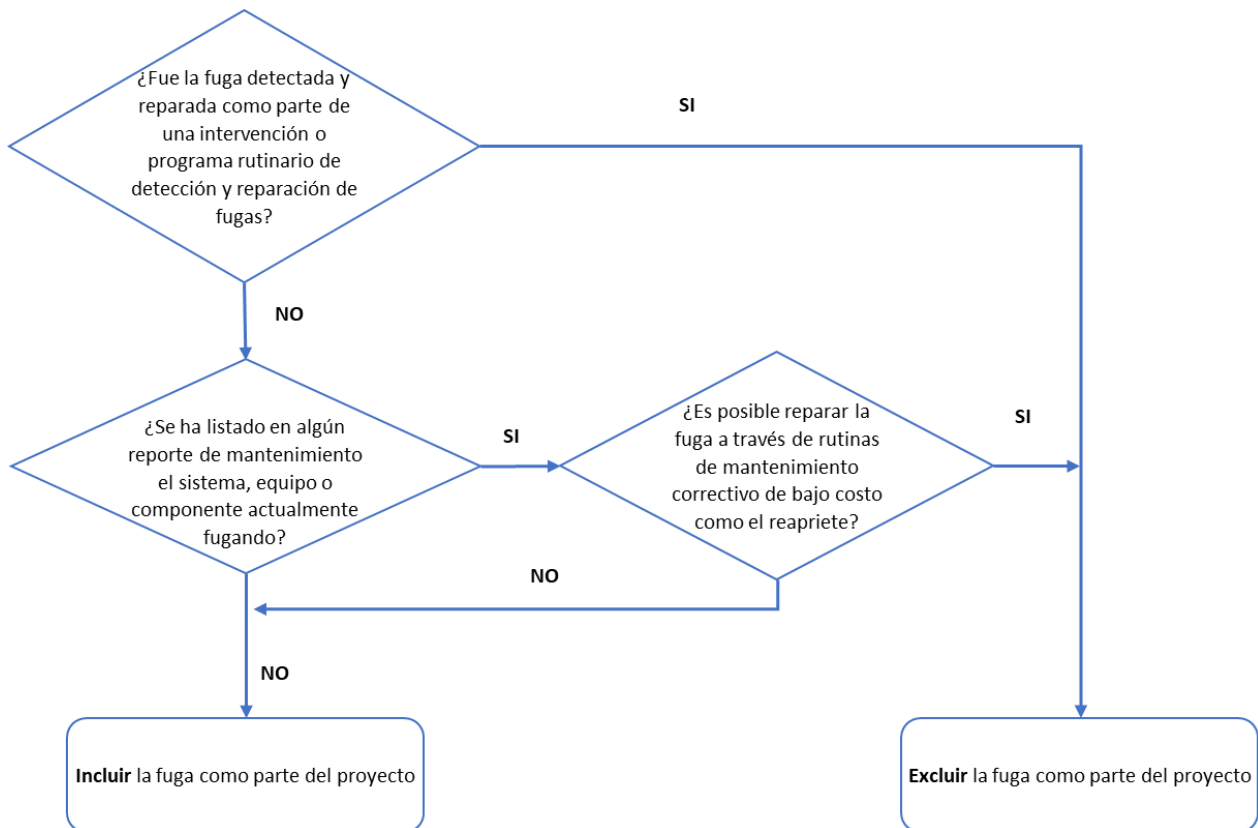
Paso 3: Documentación de las programaciones para remplazo de equipos, sistemas y componentes. En la ausencia de un programa avanzado de detección y reparación de fugas, la fuga existente solo cesaría cuando el equipo fuera remplazado.

Esta metodología asume que para el cálculo de las emisiones de línea base, una fuga habría continuado emitiendo gas hasta que el equipo, sistema o componente en cuestión hubiera sido mantenido o remplazado hasta no más de 5 años.

Los cronogramas esperados para el remplazo de los sistemas, equipos o componentes con fugas deben ser identificados donde existan, identificando cuando un solo componente, equipo, el sistema o la facilidad entera deberían ser remplazados en el escenario de línea base.

Para la identificación de los cronogramas de remplazo que tendrían lugar en el escenario de línea base, los desarrolladores del proyecto deben usar documentación escrita de la compañía y entrevistas con gerentes responsables de la planeación y ejecución de los remplazos y el mantenimiento. Esta información debe estar documentada en el documento de diseño del proyecto.

Figura 4: Diagrama de flujo para identificación y categorización de fugas aplicables al proyecto



Las emisiones de línea base estarán dadas por la siguiente ecuación, dependiendo los métodos de detección²² (Nivel 2) aplicados por el proyecto.

Nivel 2:

$$BE_{y,r} = GWP_{CH_4} \div 1000 \times w_{CH_4,y,r} \times \sum_i (EF_i \times T_{r,i}) \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde,

²² Detectores electrónicos de gas, analizadores de vapor orgánico, analizadores de vapores tóxicos, dispositivos de detección acústica, instrumentos de mapeo óptico de gas

$BE_y =$	Emisiones de línea base para el proyecto	Unidades
		tCO ₂ e
$GWP_{CH_4} =$	Potencial de calentamiento global del metano válido para el reporte del inventario nacional de Colombia a la CMNUCC	tCO ₂ e / tCH ₄
$W_{CH_4,y,r} =$	Fracción másica promedio de metano en el gas que se fuga en el sistema r	Kg CH ₄ / kg Gas
$EF_i =$	Factor de emisión para el componente tipo i^{23}	kg Gas/hora/componente i
$T_{r,i} =$	El tiempo en el que el componente i del sistema r fugaría en el escenario de línea base	horas
$i =$	Componente para el que se detectará y reparará fuga durante el muestreo inicial y para el que habría fuga en el escenario de línea base, de acuerdo con el compendio API de metodologías para GEI en la industria de hidrocarburos	-
$r =$	Sistema al cual pertenecen las fugas i (por ejemplo, estación, batería, etc.)	-

Si el proyecto realiza medidas de la rata de flujo de las fugas²⁴ (Nivel 3), Las emisiones de línea base estarán dadas por la siguiente ecuación.

Nivel 3:

$$BE_y = GWP_{CH_4} \times 0.454 \div 1000 \times \sum_j (F_{gas,j} \times T_{j,y} \times \rho_{j,y} \times W_{CH_4,y,j} \times (1-UR_j)) \quad (\text{Ecuación 8})$$

Donde,

$BE_y =$	Emisiones de línea base en el año ²⁵	Unidades
		tCO ₂ e
$j =$	Fugas incluidas en la actividad de proyecto para las que se hizo reparación y mantenimiento y para las que habría fugas en el escenario de línea base	-
$F_{gas,j} =$	Rata de flujo de gas medido para la fuga j , desde el sistema, equipo o componente, en condiciones estándar (1 Atm, 0°C)	ft ³ Gas/h
$\rho_{j,y} =$	Densidad del gas a condiciones estándar ²⁶	lb/ ft ³
$W_{CH_4,y,j} =$	Fracción másica promedio de metano en el gas que se fuga en el componente j	Kg CH ₄ / kg Gas

²³ https://www.api.org/~media/Files/EHS/climate-change/2009_GHG_COMPENDIUM.pdf , tabla 6-12. En caso de que el componente no se encuentre representado en dicha tabla, se deja abierto a que el desarrollador proponga otro factor de emisión, siempre que esté debidamente justificado y/o sustentado por una fuente reconocida.

²⁴ Técnicas de ensacado, muestreadores de alto volumen/flujo, bolsas calibradas.

²⁵ Solo se considerarán las emisiones evitadas en un escenario de operación normal (sistemas, equipos y componentes presurizados). Esta condición deberá ser monitoreada durante el proyecto.

²⁶ Esta densidad se debe determinar a partir de una cromatografía de un gas representativo del producto que se emplea en el sistema/componente.

$UR_j =$	Rango de incertidumbre ²⁷ para el método de medida de la rata de flujo de la fuga j	-
$T_{j,y}$	El tiempo en que el equipo, sistema o componente j habría fugado en el escenario de línea base y sería elegible para ser contabilizado	horas
$GWP_{CH_4} =$	Potencial de calentamiento global del metano válido para el reporte del inventario nacional de Colombia a la CMNUCC	tCO ₂ e / tCH ₄
0.454=	Factor de conversión	kg/lb

Las emisiones de proyecto asociadas a la reducción de fugas en sistemas, equipos y componentes no son consideradas por esta metodología, por lo que:

$PE_y = 0$ (Ecuación 9) Donde,

$PE_y =$	Emisiones de proyecto en el año	Unidades
		tCO ₂ e

12.3. Cuantificación de Reducción de Emisiones de GEI para las Medidas de Eficacia de Quema en la Operación y Diseño de Teas que Garanticen la Destrucción Total de las Fracciones de Metano Existentes en las Corrientes de Gas

Para la estimación de las emisiones de línea base para las actividades de eficacia de quema en la operación y diseño de teas abiertas, esta metodología propone su determinación basada en la cantidad de metano (fracción de CH₄) emitido a la atmosfera por quemas incompletas, debidas a la incorrecta operación y/o diseño de las teas abiertas que son detectadas por análisis fisicoquímicos o cromatográficos y corregidas a través de sistemas automáticos de control y rediseño de estas.

Las emisiones de línea base se calculan con la siguiente ecuación:

$$BE_y = GWP_{CH_4} \times V_{GT} \times f_{CH_4,GT} \times 0.454 \div 1000 \times (\eta_{final} - \eta_{inicial}) \quad \text{(Ecuación 10)}$$

Donde,

$BE_y =$	Emisiones de línea base del proyecto durante el año	Unidades
		tCO ₂ e
$GWP_{CH_4} =$	Potencial de calentamiento global del metano válido para el reporte del inventario nacional de Colombia a la CMNUCC	tCO ₂ e / tCH ₄
$V_{GT} =$	Volumen del gas enviado para la quema en tea en el año	ft ³
$f_{CH_4,GT} =$	Concentración de metano presente en el gas enviado a quema ²⁸	lbCH ₄ /ft ³

²⁷ La incertidumbre de la medida será considerada de manera conservadora como la rata de flujo al nivel inferior del rango de incertidumbre de la medida con un intervalo de confianza del 95% para las emisiones de línea base. Por ejemplo, para una rata de flujo de 1m³/h, con un rango de incertidumbre de ±10%, las emisiones se calcularán con una rata de flujo de 0.9m³/h.

²⁸ A ser determinada a través de análisis fisicoquímicos, cromatográficos u otros reconocidos como buenas prácticas en el sector.

$\eta_{final} =$	Eficiencia de la tea posterior a la ejecución del proyecto (98%)	-
$\eta_{inicial} =$	Eficiencia de la tea previo a la ejecución del proyecto	-
0.454 =	Factor de conversión	kg/lb

Para determinar la $\eta_{inicial}$ esta metodología propone las siguientes opciones:

Nivel 2: Aplicable en los casos en los que no es posible medir el gas de exhosto a la salida de la tea. Se propone emplear un valor por defecto del 90% de eficiencia.

Nivel 3: Aplicable en los casos en los que se cuenta con mediciones del gas de exhosto de la tea en la línea base. Para determinar la eficiencia de la tea se deben seguir las instrucciones descritas en el *Paso 2 - Opción B: Medición de la eficiencia de la quema del gas* de la herramienta del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) *TOOL 16. Project emissions from flaring*, en su versión más actualizada, o emplear otro método para determinar la eficiencia de la tea, siempre que esté debidamente justificado y/o sustentado por una fuente reconocida.

Las emisiones de proyecto asociadas a las medidas de eficiencia energética en la operación y diseño de teas no son consideradas por esta metodología, por lo que:

$$PE_y = 0 \quad (\text{Ecuación 11})$$

Donde,

PE _y =	Emisiones de proyecto en el año	Unidades
		tCO ₂ e

13. Monitoreo del Proyecto

Para cada una de las definiciones de proyecto dadas en la sección 4, el desarrollador del proyecto debe establecer un plan de monitoreo y reporte. El plan de monitoreo será la base sobre la que el OVV evaluará y confirmará que las emisiones de línea base y las emisiones de proyecto se cumplen para los periodos bajo evaluación, con un monitoreo y registro rigurosos en el sitio del proyecto. El plan de monitoreo debe cubrir todos los aspectos de monitoreo y reporte establecidos por esta metodología y debe especificar procedimientos sobre como la información para los parámetros relevantes va a ser capturada y registrada.

Como mínimo, el plan de monitoreo debe proveer los siguientes elementos para cada parámetro a ser monitoreado:

- Fuente del dato, es decir, departamento/ persona encargada, archivo/sistema de donde se extrajo la información.
- Método o procedimiento de medida, es decir los protocolos o procedimientos establecidos por la empresa para efectuar la medición.
- Frecuencia de captura y agregación de los datos, es decir, la periodicidad mínima en la que se captura la información en los medidores y la metodología para agregar los datos para análisis de periodos de tiempo más amplios.
- Frecuencia de monitoreo, es decir cada cuanto se revisan y analizan las mediciones capturadas por los medidores.

- Frecuencia de mantenimiento y calibración de los equipos, es decir, la periodicidad con la que se revisan y adecuan los equipos de calibración, ya sea la frecuencia recomendada por el fabricante, o la establecida en los procedimientos internos.
- Disposiciones de aseguramiento y control de la calidad (QA/QC) para la información y los procesos, es decir, todas las herramientas, procedimientos, estrategias o protocolos implementados para asegurar que la información suministrada en el informe del proyecto es fiel a la registrada en los sistemas de información y a su vez, esta es fiel a la medición que realiza directamente el medidor.
- Evaluación cualitativa de la incertidumbre, es decir, de acuerdo con el criterio del desarrollador del proyecto y del personal encargado de la medición, estimar si la medición tiene un nivel de incertidumbre alta, media o baja.

Adicionalmente, el plan de monitoreo debe incluir:

- Diagrama detallado de la ubicación de los equipos de medida en las instalaciones del proyecto. Dicho diagrama debe permitir identificar fácilmente la ubicación del medidor respecto a las instalaciones en las que este se ubica. Este debe ser simple y contener solo la información relevante para el monitoreo del proyecto de reducción de emisiones.
- Procedimientos implementados para garantizar el cumplimiento del plan de monitoreo, esto hace referencia a las actividades, que contribuyen al cumplimiento de lo establecido en el plan de monitoreo, que son relevantes para el monitoreo de las variables empleadas en el cálculo del proyecto de reducción de emisiones.
- Roles y responsabilidades de las personas vinculadas con el plan de monitoreo, así como los flujos de aprobación de la información del plan de monitoreo, esto busca establecer de forma clara y específica los cargos encargados de cumplir las actividades descritas en el plan de monitoreo.

Los desarrolladores son responsables de la operación y monitoreo del desempeño del proyecto, de manera consistente con las recomendaciones hechas por el fabricante de cada sistema, equipo y componentes.

Además, los desarrolladores son responsables de recopilar la información requerida en los demás indicadores que exija el RENARE.

13.1. Parámetros no Monitoreados

Los siguientes parámetros son utilizados para los cálculos de emisiones de línea base y emisiones de proyecto y no requieren ser monitoreados durante el periodo crediticio del proyecto:

Parámetro:	EF_{CO2, Methane}
Unidades:	tCO ₂ e/TJ
Descripción:	Factor de emisión para el metano
Fuente:	Metodología MDL AM0009, versión 07.0
Valor:	54.834 tCO ₂ e/TJ ²⁹
Uso:	Emisiones línea base recuperación de gas de producción

²⁹ Large-scale Methodology AM0009 - Recovery and utilization of gas from oil fields that would otherwise be flared or vented, version 07.0

Parámetro:	NCV _{I,y}
Unidades:	TJ/unidad de masa o volumen
Descripción:	Poder calorífico neto (HHV) del combustible (por tipo) en el año
Fuente:	FECOC
Valor:	http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/calculadora.html
Uso:	Emisiones de proyecto para recuperación de gas de producción

Parámetro:	EF _{CO₂, I, y}
Unidades:	tCO ₂ e/TJ
Descripción:	Factor de emisión para los combustibles
Fuente:	FECOC
Valor:	http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/calculadora.html
Uso:	Emisiones de proyecto para recuperación de gas de producción

Parámetro:	GWP _{CH₄}
Unidades:	tCO ₂ e / tCH ₄
Descripción:	Potencial de calentamiento global del metano válido para el reporte del inventario nacional de Colombia a la CMNUCC
Fuente:	IPCC Second Assessment Report, 1995 (AR2)
Valor:	21 tCO ₂ e / tCH ₄
Uso:	Emisiones línea base recuperación de gas de producción, reducción de fugas y eficiencia en teas
Nota:	En el caso que el inventario nacional de Colombia a la CMNUCC aplique otro GWP de un <i>Assessment Report</i> más reciente, se debe actualizar este valor.

Parámetro:	EF _i
Unidades:	Kg de gas /hora/componente tipo i
Descripción:	Factor de emisión para el componente tipo i
Fuente:	https://www.epa.gov/~media/Files/EHS/climate-change/2009_GHG_COMPENDIUM.pdf
Valor:	Ver tabla 6-12
Uso:	Emisiones línea base reducción de fugas

Parámetro:	η _{final}
Unidades:	Adimensional
Descripción:	Eficiencia de la tea
Fuente:	Valor por defecto
Valor:	98%
Uso:	Emisiones de línea base para eficiencia en teas

Parámetro:	η _{inicial}
Unidades:	Adimensional
Descripción:	Eficiencia de la tea
Fuente:	Opción 1: Valor por defecto Opción 2: Medición en sitio
Valor:	Opción 1: 90%

	Opción 2: Seguir los lineamientos de la herramienta del MDL - <i>TOOL 16. Project emissions from flaring</i> , u otro método para determinar la eficiencia de la tea, siempre que esté debidamente justificado y/o sustentado por una fuente reconocida.
Uso:	Emisiones de línea base para eficiencia en teas, en caso de que no se realice una medición del gas de exhosto.

13.2. Parámetros Monitoreados

Los siguientes parámetros deben ser monitoreados de acuerdo con las disposiciones dadas en la sección 10 de este documento, durante el periodo crediticio al que el proyecto aplique.

Parámetro:	$V_{f,y}$
Unidades:	m^3
Descripción:	Volumen total de gas recuperado en el año y de la fuente f
Fuente:	Medidor de flujo normalizado
Método o procedimiento de medida	Los datos de flujo deben ser tomados en los puntos donde el gas recuperado entra a los sistemas o equipos para su aprovechamiento (gasoducto para la venta, generador de energía eléctrica, línea de reinyección entre otros) Se deben medir también la presión y la temperatura para hacer la conversión a condiciones estándar.
Frecuencia de monitoreo	Monitoreo continuo, con captura por lo menos cada 15 minutos y agregación horaria
Frecuencia de calibración	De acuerdo con las recomendaciones del fabricante. En caso de no existir recomendaciones específicas al respecto, se consideran 2 años como una frecuencia apropiada.
QA/QC	Calibración y mantenimiento periódico a los equipos de medida
Uso:	Emisiones de línea base para recuperación de gas de producción

Parámetro:	$NCV_{RG,f,y}$
Unidades:	BTU/ft^3
Descripción:	Poder calorífico neto promedio del gas recuperado en el año
Fuente:	Análisis fisicoquímico de la muestra
Método o procedimiento de medida	Las medidas deben ser tomadas al menos semestralmente por una entidad acreditada por ONAC. El poder calorífico promedio durante el periodo de monitoreo considerado será el promedio aritmético de los resultados obtenidos para las muestras de ese periodo.
Frecuencia de monitoreo	Semestral
Frecuencia de calibración	NA
QA/QC	Los análisis deben ser realizados por laboratorios acreditados por el organismo nacional de acreditación (ONAC)
Uso:	Emisiones de línea base para recuperación de gas de producción

Parámetro:	w_c
Unidades:	$Kg C / kg Gas$

Descripción:	Fracción másica promedio de carbono en el gas recuperado
Fuente:	Calculado a partir del análisis fisicoquímico de la muestra
Método o procedimiento de medida	Las medidas deben ser tomadas al menos semestralmente por una entidad acreditada por ONAC. La fracción másica promedio durante el periodo de monitoreo considerado será el promedio aritmético de los resultados obtenidos para las muestras de ese periodo.
Frecuencia de monitoreo	Semestral
Frecuencia de calibración	NA
QA/QC	Los análisis deben ser realizados por laboratorios acreditados por el organismo nacional de acreditación (ONAC)
Uso:	Emisiones de línea base para recuperación de gas de producción

Parámetro:	GE_f
Unidades:	Adimensional
Descripción:	Gravedad específica del gas recuperado de la fuente f
Fuente:	Análisis fisicoquímico de la muestra
Método o procedimiento de medida	Las medidas deben ser tomadas al menos semestralmente por una entidad acreditada por ONAC. La gravedad específica promedio durante el periodo de monitoreo considerado será el promedio aritmético de los resultados obtenidos para las muestras de ese periodo.
Frecuencia de monitoreo	Semestral
Frecuencia de calibración	NA
QA/QC	Los análisis deben ser realizados por laboratorios acreditados por el organismo nacional de acreditación (ONAC)
Uso:	Emisiones de línea base para recuperación de gas de producción

Parámetro:	FC_{i,y}
Unidades:	gal / kg / pies cúbicos
Descripción:	Cantidad de combustible (por tipo), usado durante el periodo de monitoreo
Fuente:	Directa (medidores), indirecta (registros de compra)
Método o procedimiento de medida	En caso de contar con equipo de medida, los datos de consumo deben ser tomados en los puntos donde el combustible entra a los sistemas o equipos para su aprovechamiento energético. Para medición indirecta, se debe mantener los registros de compra y/o consumo de combustible.
Frecuencia de monitoreo	Mensual
Frecuencia de calibración	En caso de contar con medidores, acuerdo con las recomendaciones del fabricante. En caso de no existir recomendaciones específicas a este respecto por el fabricante, 2 años se considera la frecuencia apropiada
QA/QC	Chequeo cruzado de las facturas de compra de combustible con los valores registrados como consumidos.
Uso:	Emisiones de proyecto para recuperación de gas de producción

Parámetro:	$W_{CH_4} / W_{CH_4,y,i}$
Unidades:	Kg CH ₄ / kg Gas
Descripción:	Fracción másica promedio de metano en el gas recuperado en el primer año Fracción másica promedio de metano en el gas natural de fuga en el componente <i>i</i>
Fuente:	Calculado a partir del análisis fisicoquímico de la muestra
Método o procedimiento de medida	Las medidas deben ser tomadas al menos semestralmente por una entidad acreditada por ONAC. La fracción másica promedio durante el periodo de monitoreo considerado será el promedio aritmético de los resultados obtenidos para las muestras de ese periodo.
Frecuencia de monitoreo	Semestral
Frecuencia de calibración	NA
QA/QC	Los análisis deben ser realizados por laboratorios acreditados por el organismo nacional de acreditación (ONAC)
Uso:	Emisiones de línea base para el primer año de recuperación de gas, en caso de que se demuestre el venteo previo al proyecto. Emisiones de línea base (caso 1) para proyectos de reducción de fugas físicas

Parámetro:	$T_{i,r}$
Unidades:	Horas
Descripción:	El tiempo en el que el componente <i>r</i> , del tipo <i>i</i> fugaría en el escenario de línea base
Fuente:	Registros de planta
Método o procedimiento de medida	Registro de la operación normal (sistemas, equipos y componentes presurizados) del área donde está ubicada la fuga detectada en la base de datos del proyecto
Frecuencia de monitoreo	Continuo
Frecuencia de calibración	NA
QA/QC	Se debe establecer un procedimiento para el diligenciamiento, mantenimiento y actualización de la base de datos del proyecto
Uso:	Emisiones de línea base (caso 1) para proyectos de reducción de fugas físicas

Parámetro:	$F_{gas,j}$
Unidades:	ft ³ gas/h
Descripción:	Rata de flujo de gas medido para la fuga <i>j</i> , desde el sistema, equipo o componente
Fuente:	Medida en sitio
Método o procedimiento de medida	Se debe seguir el procedimiento establecido por el fabricante del equipo usado para medir la rata de flujo fugado. Se deben medir también la presión y la temperatura para hacer la conversión a condiciones estándar.
Frecuencia de monitoreo	Una vez identificada la fuga
Frecuencia de calibración	De acuerdo con el fabricante del equipo
QA/QC	El desarrollador del proyecto integrara a su sistema de gestión el procedimiento establecido por el fabricante para la medición de rata de flujo

Uso:	Emisiones de línea base (caso 2) para proyectos de reducción de fugas físicas
------	---

Parámetro:	UR_j
Unidades:	Adimensional
Descripción:	Rango de incertidumbre para el método de medida de la rata de flujo de la fuga j
Fuente:	Información técnica del fabricante del equipo usado
Método o procedimiento de medida	NA
Frecuencia de monitoreo	NA
Frecuencia de calibración	De acuerdo con el fabricante del equipo
QA/QC	El desarrollador del proyecto integrara a su sistema de gestión el procedimiento establecido por el fabricante para la determinación de la incertidumbre de la medida
Uso:	Emisiones de línea base (caso 2) para proyectos de reducción de fugas físicas

Parámetro:	$\rho_{i,y}$
Unidades:	lb/ft ³
Descripción:	Densidad del gas a condiciones estándar
Fuente:	Medida en sitio (análisis fisicoquímico de la muestra)
Método o procedimiento de medida	Las medidas deben ser tomadas al menos semestralmente por una entidad acreditada por ONAC. El análisis se debe realizar en un gas representativo del producto que se emplea en el sistema/componente.
Frecuencia de monitoreo	Semestral
Frecuencia de calibración	NA
QA/QC	Los análisis deben ser realizados por laboratorios acreditados por el organismo nacional de acreditación (ONAC)
Uso:	Emisiones de línea base (caso 2) para proyectos de reducción de fugas físicas

Parámetro:	$T_{j,y}$
Unidades:	Horas
Descripción:	El tiempo en que el equipo, sistema o componente j habría fugado en el escenario de línea base y sería elegible para ser contabilizado
Fuente:	Registros de planta
Método o procedimiento de medida	Registro de la operación normal (sistemas, equipos y componentes presurizados) del área donde está ubicada la fuga detectada en la base de datos del proyecto
Frecuencia de monitoreo	Continua
Frecuencia de calibración	NA
QA/QC	Se debe establecer un procedimiento para el diligenciamiento, mantenimiento y actualización de la base de datos del proyecto

Uso:	Emisiones de línea base (caso 2) para proyectos de reducción de fugas físicas
------	---

Parámetro:	V_{GT}
Unidades:	ft^3
Descripción:	Volumen del gas a la tea
Fuente:	Medidor de flujo normalizado ³⁰
Método o procedimiento de medida	Los datos de flujo deben ser tomados en los puntos donde el gas entra a la tea.
Frecuencia de monitoreo	Monitoreo continuo, con captura mínimo cada 15 minutos y agregación horaria
Frecuencia de calibración	De acuerdo con las recomendaciones del fabricante. En caso de no existir recomendaciones específicas a este respecto, 2 años se considera la frecuencia apropiada
QA/QC	Calibración y mantenimiento periódico a los equipos de medida
Uso:	Emisiones de línea base para eficacia energética en operación y diseño de teas

Parámetro:	$f_{CH_4, GT}$
Unidades:	$lbCH_4/ft^3$
Descripción:	Concentración de metano presente en el gas enviado a quema
Fuente:	Determinación en sitio ³¹
Método o procedimiento de medida	Las medidas deben ser tomadas anualmente por una entidad acreditada por ONAC a nivel nacional o equivalente a nivel internacional para este tipo de ensayo.
Frecuencia de monitoreo	Semestral
Frecuencia de calibración	NA
QA/QC	La entidad que realice las muestras debe estar acreditada por un organismo reconocido para el tipo de medida a ser realizada
Uso:	Emisiones de línea base para eficacia energética en operación y diseño de teas

Parámetro:	$T_{EG,m}$
Unidades:	$^{\circ}C$
Descripción:	Temperatura en el gas de exhosto de la tea
Fuente:	Medida en sitio, instrumento de medición de temperatura ³²

³⁰ En caso de que la instalación de instrumentos de medida para el monitoreo del flujo volumétrico de gas a las teas pudiera llegar a convertirse en una barrera en sí para la implementación del proyecto, el desarrollador del proyecto debe justificar esta barrera de manera objetiva y proponer una estimación alternativa para el flujo, de acuerdo con prácticas de ingeniería reconocidas para este fin.

³¹ A ser determinada a través de análisis fisicoquímicos, cromatográficos u otros reconocidos como buenas prácticas en el sector de hidrocarburos en Colombia.

³² Aquel sugerido por el fabricante de la tea, o de acuerdo con la práctica común en el sector de hidrocarburos del país.

Método o procedimiento de medida	Los datos de temperatura de quema en tea deben ser tomados por instrumentos de detección de temperatura instalados a la altura sugerida por el fabricante
Frecuencia de monitoreo	Monitoreo continuo, con captura mínimo cada 15 minutos y agregación horaria
Frecuencia de calibración	Calibración o remplazo anual del instrumento de medida
QA/QC	Se debe integrar la actividad de calibración y/o remplazo del instrumento de medida a los programas de mantenimiento implementados
Uso:	Emisiones de línea base para eficiencia energética en operación y diseño de teas (determinación de la eficiencia de la quema) Solamente se permite calcular reducción de emisiones para los periodos de tiempo en los cuales la temperatura de operación esté dentro del rango aceptable establecido por el fabricante de la tea.

Parámetro:	$P_{EG,m}$
Unidades:	Pa / psi / bar/
Descripción:	Presión en el gas de entrada a tea
Fuente:	Medida en sitio, instrumento de medición de presión (Manómetro)
Método o procedimiento de medida	Los datos de presión del flujo de gas deben ser tomados a la entrada de la tea
Frecuencia de monitoreo	Monitoreo continuo, con captura mínimo cada 15 minutos y agregación horaria
Frecuencia de calibración	Calibración o remplazo anual del instrumento de medida
QA/QC	Se debe integrar la actividad de calibración y/o remplazo del instrumento de medida a los programas de mantenimiento implementados
Uso:	Emisiones de línea base para eficiencia energética en operación y diseño de teas (determinación de la eficiencia de la quema) Solamente se permite calcular reducción de emisiones para los periodos de tiempo en los cuales la presión de operación esté dentro del rango aceptable establecido por el fabricante de la tea.

13.3. Disposición Sugerida Equipos de Medición

Figura 5: Proyectos de Eficacia Energética en Operación y Diseño de Teas

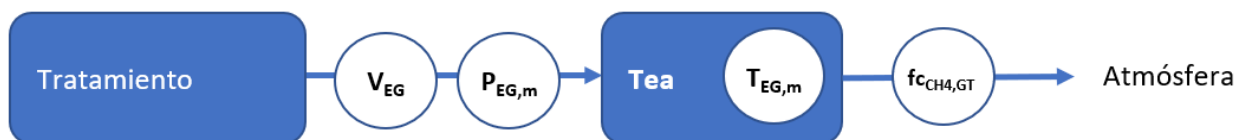


Figura 6: Proyectos de recuperación de gas de producción

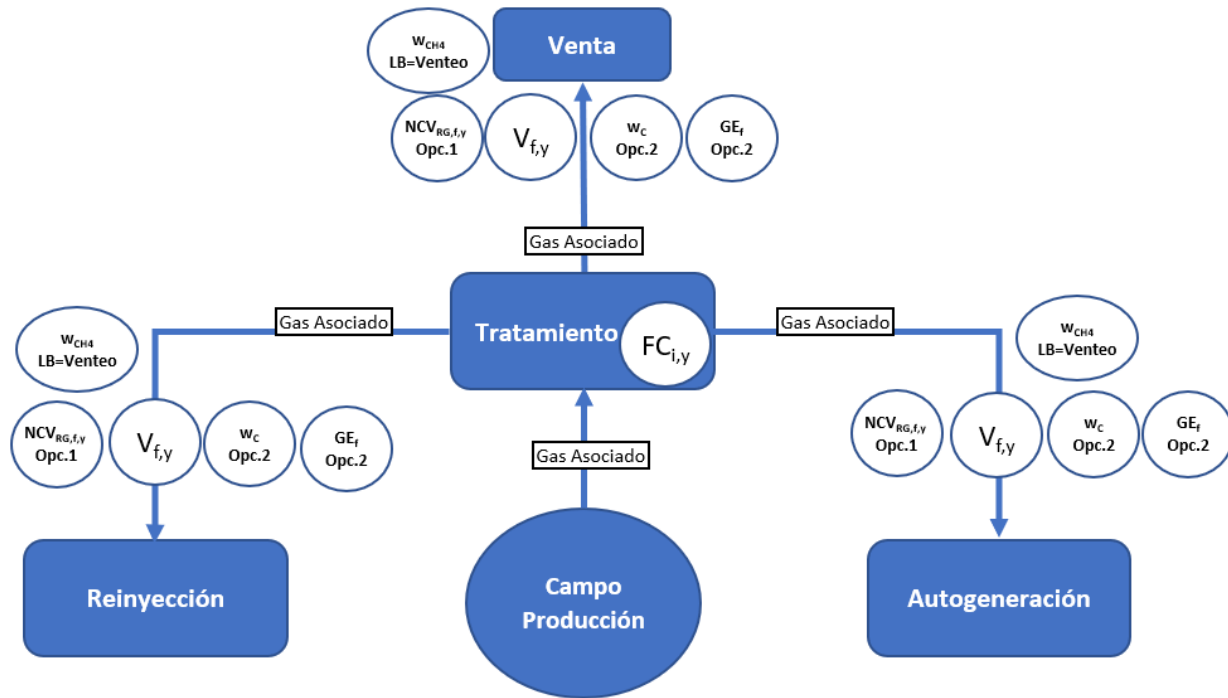
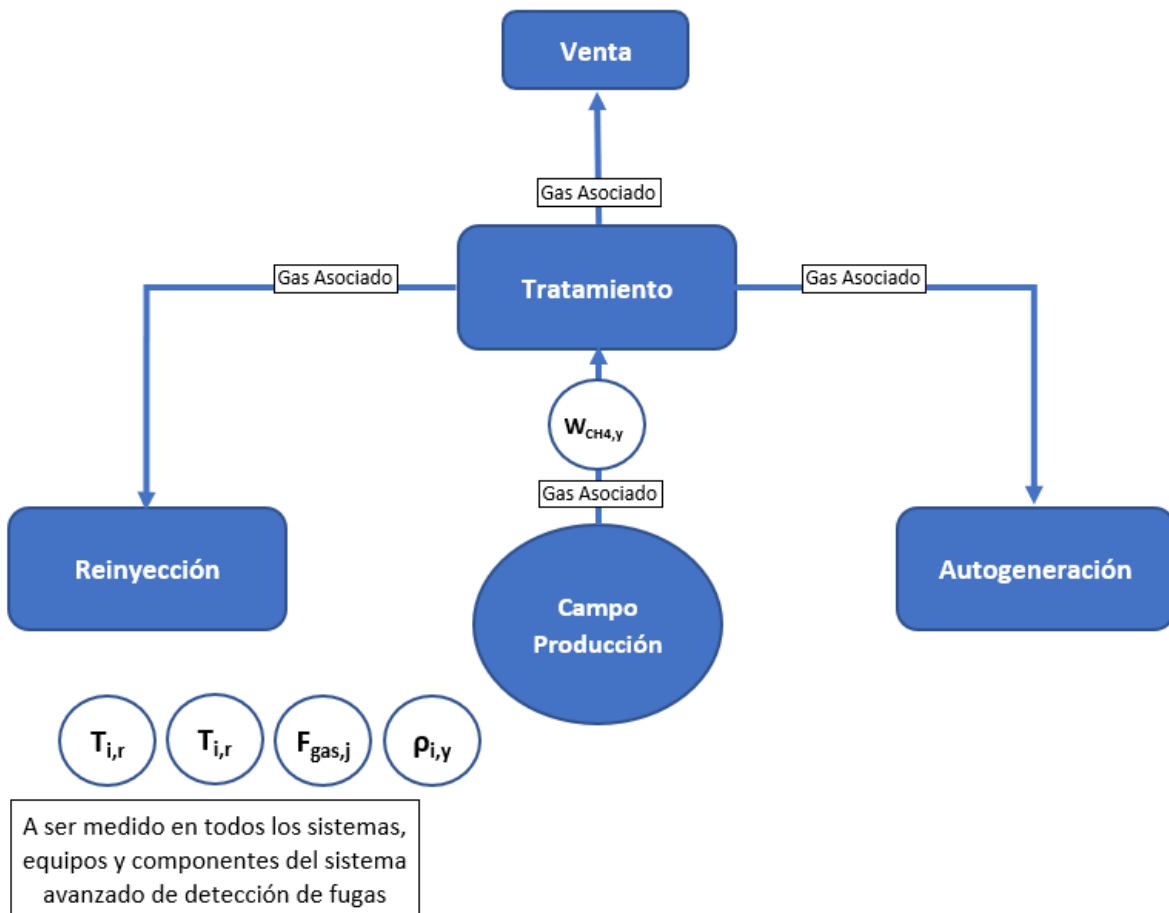


Figura 7: Proyectos de reducción de fugas



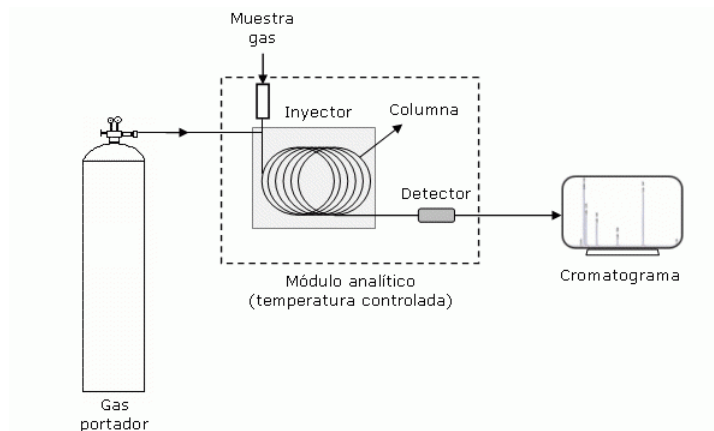
14. Otros Elementos del Plan de Monitoreo

14.1. Cromatografía de Gases

De acuerdo con La Revista Española de Metrología³³, la cromatografía de gases es una técnica analítica cuya utilización está ampliamente extendida para la determinación de las concentraciones de los componentes del gas natural. El gas natural está constituido principalmente por un conjunto de hidrocarburos entre los que el metano se presenta en proporción superior al 70 %. Los componentes que acompañan al metano son hidrocarburos saturados de bajo peso molecular, tales como etano, propano, butanos, pentanos e hidrocarburos superiores. Además, suele contener dióxido de carbono y nitrógeno y otros componentes en menor concentración, como sulfuro de hidrógeno, agua y helio.

14.2. Cromatografía de Gases como Técnica Analítica

La cromatografía de gases es una técnica analítica que permite separar, identificar y determinar la concentración de cada uno de los componentes de una muestra. La aplicación de esta técnica requiere el empleo de un instrumento denominado cromatógrafo de gases. Este equipo consta de tres partes fundamentales: sistema de inyección para la introducción de la muestra dentro del equipo; sistema de separación, constituido por una o varias columnas en las que se separan los componentes de la muestra; y sistema de detección, en donde se obtiene una señal proporcional a la concentración de cada componente.



Durante el proceso de medida un pequeño volumen de muestra se inyecta en un flujo de gas portador que lo introduce y empuja a través de una columna. Dentro de ella, como consecuencia de interacciones fisicoquímicas, los componentes se separan y alcanzan el detector en tiempos distintos. Cuando un componente llega al detector, éste genera una señal en forma de pico, siendo el área situada bajo la curva directamente proporcional a la concentración de este en la muestra. Al conjunto de los picos generados

³³ Susana Ávila Calzada, Dirección de Tecnología e Innovación, Enagás S.A. <https://www.e-medida.es/numero-10/cromatografia-de-gases-aplicada-a-la-industria-del-gas-natural/>

por todos los componentes de la muestra se le denomina cromatograma. En Colombia, las empresas acreditadas para realizar este tipo de análisis pueden ser consultadas en la página web del IDEAM³⁴.

14.3. Sistemas Avanzados de Detección y Medición de Tasas de Fuga

De acuerdo con la metodología AM0023³⁵, un sistema avanzado de detección y corrección de fugas (Advanced LDAR por su sigla en inglés) consiste en aquel que vas más allá o es complemento a:

- Fugas físicas audibles detectadas por un operador
- Fugas físicas detectadas por respuesta visual u olfatoria
- Monitoreo de gases inflamables y/o tóxicos en áreas y edificios
- Monitoreo y/o chequeo de fugas como parte de actividades rutinarias de mantenimiento

Los **sistemas avanzados de detección y corrección de fugas** típicamente considerados por esta metodología se describen en los siguientes apartes:

14.3.1. Detección de Fugas

Detectores Electrónicos de Gas: detectores de gas portátiles o dispositivos de "olfateo" para detectar fugas físicas accesibles. Los detectores electrónicos de gases están equipados con oxidación catalítica y sensores de conductividad térmica diseñados para detectar la presencia de gases específicos. Los detectores de gas electrónicos se pueden usar en aberturas más grandes que no se pueden filtrar con jabón, otro método de identificación de fugas.

Analizadores de Vapor Orgánico (OVA) y Analizadores de Vapor Tóxico (TVA) son detectores portátiles de hidrocarburos que también se pueden usar para identificar fugas físicas. Un OVA es un detector de ionización de llama (FID), que mide la concentración de vapores orgánicos en un rango de 0.5 a 50,000 partes por millón (ppm). Los TVA y OVA miden la concentración de metano en el área alrededor de una fuga física.

Detección Acústica de Fugas: dispositivos portátiles de detección acústica diseñados para detectar la señal acústica que se produce cuando el gas presurizado escapa a través de un orificio. A medida que el gas pasa de un entorno de alta presión a otro de baja presión a través de una abertura de fuga física, el flujo turbulento produce una señal acústica, que es detectada por un sensor o sonda de mano, y se lee como incrementos de intensidad en un medidor. Aunque los detectores acústicos no miden las tasas de fugas físicas, proporcionan una indicación relativa del tamaño de la fuga: una intensidad alta corresponde a una señal con mayor tasa de fuga.

Instrumentos Ópticos de Imágenes de Gas: Hay dos clases generales de tales instrumentos, instrumentos activos y pasivos. El tipo activo utiliza un rayo láser que se refleja en el fondo. La atenuación del haz que

³⁴<http://www.ideam.gov.co/documents/51310/504004/SEPTIEMBRE+Listado+completo+laboratorios+Acreditados+a+a30+de+septiembre+de+2015.pdf/f0cfb320-72bc-484a-a30a-53c8ec12c9bf>

³⁵ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/view?ref=AM0023>

pasa a través de una nube de hidrocarburos proporciona la imagen óptica. El tipo pasivo utiliza iluminación del ambiente para detectar la diferencia en la radiación de calor de la nube de hidrocarburos. Los instrumentos ópticos de imágenes de gas no miden las tasas de fuga, pero permiten una detección más rápida de los componentes que los detectores FID.

14.3.2. Medición de la Tasa de Flujo de Fuga

Técnicas de Ensacado: se usan comúnmente para medir las tasas de flujo de fugas físicas. El componente con fuga o la apertura de fuga está encerrada en una "bolsa" o tienda de campaña. Un gas portador inerte como el nitrógeno se transporta a través de la bolsa a un caudal conocido. Una vez que el gas portador alcanza el equilibrio, se recoge una muestra de gas de la bolsa y se mide la concentración de metano de la muestra. La velocidad de flujo de la fuga física del componente se calcula a partir de la velocidad de flujo de fuga a través del recinto y la concentración de metano en la corriente de salida.

Muestreadores de Alto Flujo (HFS)³⁶: muestreadores que capturan todas las emisiones de un componente con fuga para cuantificar las tasas de flujo. Las emisiones de fuga, más una muestra de gran volumen del aire alrededor del componente con fuga se introducen en el instrumento a través de una manguera de muestreo de vacío. Los muestreadores están equipados con detectores dobles de hidrocarburos que miden la concentración de gas de hidrocarburo en la muestra capturada, así como la concentración de gas de hidrocarburo en el ambiente. Las mediciones de la muestra se corrigen para la concentración de hidrocarburo en el ambiente y la tasa de fuga se calcula multiplicando la velocidad de flujo de la muestra medida por la diferencia entre la concentración de gas en el ambiente y la concentración de gas en la muestra medida. Las emisiones de metano se obtienen calibrando los detectores de hidrocarburos a un rango de concentraciones de metano en el aire. Los muestreadores de alto volumen están equipados con accesorios especiales diseñados para promover la captura completa de emisiones y evitar la interferencia de otras fuentes de emisiones cercanas. Los sensores de hidrocarburos se utilizan para medir la concentración de salida en la corriente de aire del sistema. El muestreador esencialmente realiza mediciones rápidas del recinto de vacío.

Bolsas Calibradas: se usan bolsas antiestáticas de volumen conocido (por ejemplo, 0.085 m³ o 0.227 m³) con forma de cuello para sellar fácilmente alrededor de la ventilación. La medición se realiza cronometrando la expansión de la bolsa a su máxima capacidad, al tiempo que se emplea una técnica para capturar completamente la fuga mientras se sincroniza la inflación. La medición se repite en la misma fuente de fuga varias veces (al menos 7, típicamente de 7 a 10 veces) para asegurar un promedio representativo de los tiempos de llenado (los valores atípicos o los tiempos problemáticos deben omitirse y las pruebas se vuelven a ejecutar hasta que se establezca una tasa promedio representativa). La temperatura del gas se mide para permitir la corrección del volumen a las condiciones estándar. Además, la composición del gas se mide para verificar la proporción de metano en el gas ventilado, ya que en algunos casos el aire también puede ventilarse, lo que resulta en una mezcla de gas natural y aire. Las bolsas calibradas permiten una medición confiable del flujo de fugas para velocidades de más de 250 m³/h.

³⁶ Para efectos de esta metodología, la tecnología HFS es la alternativa más recomendada para ser implementada como parte del sistema avanzado de detección y corrección de fugas por su amplio y uso y reconocimiento a nivel internacional.

15. Referencias

- Clearstone Engineering Ltd. (2015). *Potential Cost-Effective Flare & Vent Gas Reduction Opportunities at Selected Production Facilities in Colombia (Operator No. 1)*. Calgary: Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC). Obtenido de <https://www.ccacoalition.org/en/resources/potential-cost-effective-flare-and-vent-gas-reduction-opportunities-selected-production>.
- Clearstone Engineering Ltd. (2015). *Potential Cost-Effective Flare & Vent Gas Reduction Opportunities at Selected Production Facilities in Colombia (Operator No. 2)*. Calgary: Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC). Obtenido de <https://www.ccacoalition.org/en/resources/potential-cost-effective-flare-and-vent-gas-reduction-opportunities-selected-production-0>
- IPCC. (2006). Fugitive emissions. En IPCC, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Vol. 2 (Energy)), págs. 4.1 - 4.78). Recuperado el 10 de 09 de 2019, de https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf
- IPCC. (2019). Fugitive emissions. En IPCC, 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Vol. 2 (Energy)), págs. 4.1 - 4.163). Recuperado el 10 de 09 de 2019, de https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/pdf/19R_V2_advance.zip
- IPIECA. (mayo de 2019). IPIECA climate change reporting framework. Recuperado el 10 de 09 de 2019, de <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/ipieca-climate-change-reporting-framework/>
- IPIECA, API, & OGP. (mayo de 2011). Petroleum industry guidelines for reporting greenhouse gas emissions. Recuperado el 11 de 09 de 2019, de IPIECA: <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/petroleum-industry-guidelines-for-reporting-greenhouse-gas-emissions-2nd-edition/>
- IPIECA, API, & IOGP. (2015). Oil and gas industry guidance voluntary sustainability reporting (3 ed.). Recuperado el 11 de 09 de 2019, de <http://www.ipieca.org/resources/good-practice/oil-and-gas-industry-guidance-on-voluntary-sustainability-reporting-3rd-edition/>
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Resolución 2733 del 29 de diciembre de 2010.
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Resolución 2734 del 29 de diciembre de 2010.
- IPCC. (2015). IPCC Expert Meeting for Technical Assessment of IPCC Inventory Guidelines (Energy, IPPU, Waste Sectors).
- API. (Aug 2009). Compendium of GHG Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry.
- PNUD, GEF. (2018). Segundo Reporte Bienal de Actualización de Colombia ante la CMNUCC.
- UNFCCC. (2007). AM0009. Large-scale Methodology: Recovery and utilization of gas from oil fields that would otherwise be flared or vented. Versión 07.0.
- UNFCCC. (2011). Approved baseline and monitoring methodology AM0023. Leak detection and repair in gas production, processing, transmission, storage and distribution systems and in refinery facilities. Version 04.0.
- UNFCCC. (2006). AM0037. Large-scale Methodology. Flare (or vent) reduction and utilization of gas from oil wells as a feedstock. Version 03.0.
- UNFCCC. (2012). Approved baseline and monitoring methodology AM0055. Recovery and utilization of waste gas in refinery or gas plant. 02.1.0.
- UNFCCC. (2009). Approved baseline and monitoring methodology AM0077. Recovery of gas from oil wells that would otherwise be vented or flared and its delivery to specific end-users. Version 01.
- UNFCCC. (2007). AMS. III.P. Recovery and utilization of waste gas in refinery facilities. Version 01.

- UNFCCC. (2013). AMS. III.BI. Small-scale Methodology Flare gas recovery in gas treating facilities. Version 01.0.
- UNFCCC. (2019). Methodological tool. Project emissions from flaring. Version 03.0.
- ANH. (2014). Circular 18 del 14 de agosto de 2014. Fiscalización – Quema de Gas.
- Alberta Government. (June 2018). Quantification Protocol for Engine Fuel Management and Vent Gas Capture. Carbon Competitiveness Incentive Regulation. Version 2.0.
- EPA. (July 1983). Flare Efficiency Study. EPA-600/2-83-052.
- WERF. (2013). Flare efficiency estimator and case studies.
- ACS. Sustainable Chemistry and Engineering. (June 2014). Global Bottom-Up Fossil Fuel Fugitive Methane and Ethane Emissions Inventory for Atmospheric Modeling.
- IDB. (Aug 2012). Greenhouse Gas Assessment Emissions Methodology.
- UNFCCC. (2011). Guidelines on the assessment of investment analysis. Version 05.
- IDEAM-PNUD. (2016). Inventario nacional y departamental de gases efecto invernadero – Colombia.
- UNFCCC. (Nov 2018). CDM Methodology Booklet. Version 10.
- IDEAM-PNUD. (2018). Informe de Inventario Nacional de GEI de Colombia.
- Alberta Government. (Jan 2017). Quantification Protocol for Greenhouse Gas Emission Reductions from Pneumatic Devices. Version 2.0.
- Institute for Global Environmental Strategies (IGES). (Aug 2013). Quantifying Fugitive Emission Factors from Unconventional Natural Gas Production Using IPCC Methodologies.
- UNFCCC. (2017). Methodological tool. Tool to calculate project or leakage CO2 emissions from fossil fuel combustion. Version 03.0.
- <https://www.e-medida.es/numero-10/cromatografia-de-gases-aplicada-a-la-industria-del-gas-natural/>
- INTERNATIONAL ORGANIZATION OF LEGAL METROLOGY. OIML G 1-100 (2008). Evaluation of measurement data – Guide to the expression of uncertainty in measurement.
- INTERNATIONAL ORGANIZATION OF LEGAL METROLOGY. OIML G 1-106 (2012). Evaluation of measurement data – The role of measurement uncertainty in conformity assessment.
- INTERNATIONAL ORGANIZATION OF LEGAL METROLOGY (1989). Guide to Calibration
- INTERNATIONAL ORGANIZATION OF LEGAL METROLOGY. OIML R 140 (2007). Measuring systems for gaseous fuel.
- API. (2004). Smart Leak Detection and Repair (LDAR) for Control of Fugitive Emissions.
- EPA. (2007). Leak Detection and Repair. A Best Practices Guide. <https://www.epa.gov/sites/production/files/2014-02/documents/ldarguide.pdf>