

**Análisis de las oportunidades de descarbonización considerando los gases de producción
emitidos en diferentes regiones de Colombia**

Juan Gabriel Otero Arteaga

Trabajo de Grado para Optar al Título de Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director

Gustavo Adolfo Maya Toro

Ph.D

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

A la Santísima Trinidad, a la Santísima Virgen María y a mis Padres.

A mi amada esposa y a mis hijos por mantener mi corazón lleno de amor y mis días colmados de aliento para dar lo mejor de mí.

Agradecimientos

Al PhD Gustavo Adolfo Maya Toro por su aporte técnico y profesional en la estructuración y desarrollo de este proyecto.

A mis hermanos Leonardo Alfonso Ramón Florez y Juan Pablo Porras Parra por su apoyo incondicional.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Justificación	15
2. Objetivos.....	17
2.1 Objetivo General.....	17
2.2 Objetivos Específicos.....	17
3. Marco de referencia	18
3.1 Estado del arte.....	18
3.2 Marco conceptual.....	20
3.2.1 <i>Gases de efecto invernadero (GEI)</i>	20
3.2.2 Emisiones GEI por quema de gas en Tea	21
3.3 Marco normativo.....	22
3.3.1 <i>Normativa nacional</i>	22
3.3.2 Normativa internacional.....	26
3.4 Tecnologías disponibles para aprovechar el gas enviado a quema en estaciones de producción	28
3.4.1 <i>Mejores Técnicas Disponibles Económicamente Accesibles</i>	28
3.4.1.1 Técnica 1: Generación de calor y electricidad.....	29
3.4.1.1.1 <i>Consideraciones técnicas</i>	29
3.4.1.2 Técnica 2: Reinyección del gas.....	32
3.4.1.2.1 <i>Consideraciones técnicas</i>	32
3.4.1.3 Técnica 3: Productos Comercializables de Exportación – Gas Natural.....	34

3.4.1.3.1 Consideraciones técnicas.....	34
3.4.1.4 Técnica 4: Productos Comercializables de Exportación – Productos de Hidrocarburos Líquidos.....	36
3.4.1.4.1 Consideraciones técnicas.....	36
3.4.1.5 Técnica 5: Generación y venta de energía eléctrica.....	37
3.4.1.5.1 Consideraciones técnicas.....	37
3.4.1.6 Técnica 6: Separación de hidrocarburos pesados	38
3.4.1.6.1 Consideraciones técnicas.....	38
3.4.1.7 Técnica 7: Optimizar las condiciones de combustión – Diseño avanzado de Tea	40
3.4.1.7.1 Consideraciones técnicas.....	40
4. Metodología	43
4.1 Metodología del objetivo específico 1	43
4.2 Metodología del objetivo específico 2.....	51
4.3 Metodología del objetivo específico 3.....	56
5. Análisis del caso de estudio	57
5.1 Emisiones GEI en el sector petrolero colombiano.....	57
5.2 Variables que influyen en la elección de una técnica para aprovechar el gas que es enviado a TEA.....	57
5.3 Análisis técnico-económico conceptual del caso de estudio	63
5.3.1 Análisis técnico	63
5.3.2 Análisis económico	66
5.3.2.1 Generadores diésel en campo.....	66
5.3.2.2 Inversión de capital para suministrar electricidad con generadores de gas	67

5.3.2.2.1 Modelos de generadores de gas natural	69
5.3.2.3 Potencia eléctrica que produciría la estación de estudio con generadores de gas.....	69
5.3.2.4 Evaluación económica del proyecto	71
5.3.2.4.1 Inversión inicial del proyecto.....	72
5.3.2.4.2 Incremento anual de costos de operación: diésel vs gas natural	72
5.3.2.4.3 Valor presente neto: diésel vs gas natural.....	73
5.3.2.4.4 Payback del proyecto de generación con gas natural.....	76
5.3.2.4.5 Huella de carbono producida por el escenario actual vs proyecto propuesto	78
6. Conclusiones.....	79
7. Recomendaciones.....	82
Referencias Bibliográficas	83

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Estado del arte del estudio de la quema de gas natural y su aprovechamiento como recurso energético.....	18
Tabla 2 Normativa colombiana que enmarca los objetivos que quiere alcanzar el país en materia ambiental en el sector de minas y energía.....	22
Tabla 3 Normativa internacional que fundamenta las acciones legales que toman los países contra el cambio climático.....	26
Tabla 4 Composición promedio de los campos ubicados en el departamento del Huila.....	47
Tabla 5 Composición promedio de los campos ubicados en el departamento del Meta	48
Tabla 6 Composición promedio de los campos ubicados en el departamento del Casanare	49
Tabla 7 Composición del gas producido en el campo Caricare ubicado en el departamento de Arauca.....	50
Tabla 8 Consideraciones que se toman en cuenta para aplicar las técnicas.....	52
Tabla 9 Matriz de decisión de las tecnologías aplicables al aprovechamiento del gas enviado a quema.....	62
Tabla 10 Costos asociados al suministro de energía eléctrica a través de generadores diésel	67
Tabla 11 Data del caso de estudio.....	68
Tabla 12 Precios de generadores de gas natural	69
Tabla 13 Selección del generador adecuado.....	71
Tabla 14 Inversión inicial para el proyecto.....	72
Tabla 15 Incremento anual del costo operativo por sistema de generación.....	73
Tabla 16 Flujo de caja con generadores diésel	74

Tabla 17 Flujo de caja con generadores de gas natural..... 75

Tabla 18 Ahorro y rentabilidad implementando el proyecto de generadores de gas 77

Tabla 19. Comparativa de la huella de carbono producida por las condiciones actuales vs generadores de gas natural.....78

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Resumen de las técnicas empleadas para reducir emisiones provenientes de la quema de gas.	31
Figura 2 Modelo conceptual de la técnica 1	32
Figura 3 Modelo conceptual de la técnica 2.	33
Figura 4 Modelo conceptual de la técnica 3.	35
Figura 5 Modelo conceptual de la técnica 4.	37
Figura 6 Modelo conceptual de la técnica 5	38
Figura 7 Modelo conceptual de la técnica 6.	40
Figura 8 Modelo conceptual de la técnica 7.	43
Figura 9 Metodología para cumplir el objetivo específico 1	44
Figura 10 Emisiones históricas del sector minero energético del país por departamento 2010-2021	45
Figura 11 Volumen de gas quemado en varios campos colombianos por año	46
Figura 12 Metodología para cumplir el objetivo específico 3	56
Figura 13 Infraestructura petrolera del departamento del Meta.....	58
Figura 14 Un ciclo típico de motor de gas para generación de energía	65
.....	65
Figura 15 Comparación del flujo de caja de ambos proyectos	75
Figura 16 Punto de equilibrio del proyecto.....	77
Figura 17 Huella de carbono de los escenarios comparados.....	79

Glosario

Upstream: se refiere a la exploración y explotación del petróleo.

Producción: fase durante la cual se busca extraer el hidrocarburo (petróleo y gas) desde un yacimiento hasta el pozo y de allí a la superficie; donde se separan, tratan, almacenan, miden y transportan para su posterior utilización.

TEA: estructura que consta de una torre vertical y quemadores utilizados para quemar gas natural. Por lo general, se coloca un quemador cerca de un pozo productor o en una planta o refinería. A la TEA también se le denomina antorcha.

Combustión: reacción química entre el oxígeno y un material oxidable, acompañada de desprendimiento de energía y que habitualmente se manifiesta por incandescencia o llama.

Gases de efecto invernadero (GEI): los gases de efecto invernadero son gases que retienen parte de la radiación infrarroja que emite la Tierra tras ser calentada por el Sol, es decir, gases que retienen energía en la atmósfera.

Huella de carbono: se define como el conjunto de emisiones de gases de efecto invernadero producidas, directa o indirectamente, por personas, organizaciones, productos, eventos o regiones geográficas, en términos de CO₂ equivalentes, y sirve como una útil herramienta de gestión para conocer las conductas o acciones que están contribuyendo a aumentar nuestras emisiones, cómo podemos mejorarlas y realizar un uso más eficiente de los recursos.

Resumen

Título: Análisis de las oportunidades de descarbonización considerando los gases de producción emitidos en diferentes regiones de Colombia *

Autor: Juan Gabriel Otero Arteaga**

Palabras Clave: upstream, gas natural, quema, gases de efecto invernadero, producción, emisiones, tecnologías, medio ambiente.

Descripción: La cadena de valor de los hidrocarburos se divide en tres etapas principales: upstream, midstream y downstream. Upstream se centra en la exploración y producción de hidrocarburos. Midstream abarca el transporte hacia refinerías y puntos de distribución. Downstream se refiere a la refinación y distribución de productos terminados.

La etapa upstream es crucial ya que genera las demás líneas de negocio, y abarca desde la exploración hasta el tratamiento del petróleo y gas en campo. Las estaciones de recolección y procesamiento reciben la producción y la tratan para su transporte, eliminando gas asociado, inorgánicos y agua.

Quemar gas remanente en TEA tiene implicaciones ambientales debido a la producción de gases de efecto invernadero (GEI) como CH₄, CO₂ y vapor de agua. Estos gases contribuyen al efecto invernadero, aumentando el calor en la atmósfera. Para mitigar estas emisiones, se realizó una revisión para identificar los campos de Ecopetrol que más queman gas. Se contrastó esta información con inventarios de emisiones del sector petrolero y se examinaron tecnologías para aprovechar el gas residual.

Una vez identificados los campos operados por Ecopetrol que más emisiones de GEI registran, se tomó una estación de producción de dichos campos como estudio teniendo como propósito realizar un análisis técnico-económico conceptual para evaluar la viabilidad de aplicar tecnologías de aprovechamiento del gas residual. Este enfoque busca reducir las emisiones de GEI en la industria petrolera, alineándose con compromisos ambientales nacionales e internacionales.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Director: Gustavo Adolfo Maya Toro.Ph.D.

Abstract

Title: Analysis of decarbonization opportunities considering production gases emitted in different regions of Colombia *

Author(s): Juan Gabriel Otero Arteaga **

Key Words: upstream, natural gas, flaring, greenhouse gases, production, emissions, technologies, environment.

Description: The hydrocarbon value chain is divided into three main stages: upstream, midstream and downstream. Upstream focuses on the exploration and production of hydrocarbons. Midstream covers transportation to refineries and distribution points. Downstream refers to the refining and distribution of finished products.

The upstream stage is crucial as it generates the other lines of business, and covers everything from exploration to the treatment of oil and gas in the field. Collection and processing stations receive the production and treat it for transportation, eliminating associated gas, inorganics and water.

Burning residual gas in TEA has environmental implications due to the production of greenhouse gases (GHG) such as CH₄, CO₂ and water vapor. These gases contribute to the greenhouse effect, increasing heat in the atmosphere. To mitigate these emissions, a review was conducted to identify the Ecopetrol fields that burn the most gas. This information was compared with emissions inventories from the oil sector and technologies to take advantage of residual gas were examined. Once the fields operated by Ecopetrol with the highest GHG emissions were identified, a production station in these fields was used as a study with the purpose of carrying out a conceptual technical-economic analysis to evaluate the viability of applying technologies to harness residual gas. This approach seeks to reduce GHG emissions in the oil industry, in line with national and international environmental commitments.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Master in Oil and Gas Engineering. Director: Gustavo Adolfo Maya Toro. Ph.D.

Introducción

La cadena de valor de los hidrocarburos tiene 3 etapas principalmente: upstream, midstream y downstream. Upstream (“aguas arriba”), la etapa fundamental del negocio, abarca todas las actividades económicas relacionadas a la exploración y producción de los hidrocarburos. Midstream (“aguas medias”), incluye las actividades relacionadas con el transporte del crudo y gas natural provenientes de la etapa anterior hacia refinerías y/o puntos de distribución. Y, por último, downstream (“aguas abajo”), que contempla las actividades de refinación y distribución de los derivados y/o productos terminados.

La etapa upstream es la más importante porque genera las demás líneas de negocio, ya que su rango de actividades va desde la exploración de hidrocarburos hasta el tratamiento en las estaciones de recolección y procesamiento, del petróleo y gas natural producidos en el campo. Dichas estaciones de recolección y procesamiento son las que reciben la producción de un determinado número de pozos y generalmente están compuestas por cabezales, líneas de flujo, separadores, tanques, bombas, motores y demás facilidades que permitan realizar un apropiado tratamiento al fluido. La finalidad de este tratamiento es adecuar el fluido a las condiciones estándar para su transporte, por lo que durante las diferentes etapas lo que se busca es remover el gas asociado, los inorgánicos y el agua. Respecto al gas asociado, este es obtenido en separadores, tanques y botas de gas que hacen parte del proceso. Este gas remanente puede ser considerado como un exceso y llevarlo a una TEA para quema o considerarlo útil en la misma estación como combustible para sus facilidades, por ejemplo, motores a gas, o en el campo como recurso para programas de recobro.

Considerar la combustión de altos volúmenes de este gas remanente en TEA, tiene implicaciones ambientales que actualmente no se alinean con los compromisos pactados en los diferentes escenarios nacionales e internacionales. Quemar gas natural implica producir altas cantidades de CH₄ (por eficiencia de la combustión), CO₂ y vapor de agua, compuestos químicos que hacen parte de los llamados: gases de efecto invernadero (GEI). Los gases de efecto invernadero son aquellos gases que se acumulan en la atmósfera terrestre y que son capaces de absorber la radiación infrarroja del Sol, aumentando y reteniendo el calor en la atmósfera. Es decir, son aquellos gases presentes en la atmósfera que dan lugar al efecto invernadero (Gadea, 2016).

Con el ánimo de aportar a la mitigación de este tipo de gases (GEI) en la industria petrolera, específicamente en las estaciones de producción de los campos, se realizó una revisión bibliográfica para identificar cuáles son los campos operados por Ecopetrol que más volumen de gas queman y por consecuencia aportan a generar mayores GEI. Luego, se contrastó la información con los inventarios de emisiones del sector petrolero y se confirmó los hallazgos hechos en la revisión mencionada. Después, se consultó el estado del arte de las tecnologías que existen para aprovechar el gas que es enviado a TEA. Finalmente, se toma como caso de estudio una estación de producción de los campos que aportan altas cantidades de GEI para realizar un estudio técnico-económico conceptual con el fin de evaluar la viabilidad de aplicar una tecnología de aprovechamiento del gas residual.

1. Justificación

El cambio climático es uno de los mayores retos de nuestra era. Sin embargo, la necesidad de asegurar el acceso a la energía para gozar de calidad de vida y para el desarrollo económico es igual de importante. Por tanto, es esencial abordar el cambio climático como parte de la agenda de desarrollo sostenible. El progreso continuo en el desarrollo de nuevas tecnologías ha aportado confianza y esperanza de lograr estos objetivos en el sistema energético (Foster, S., Elzinga, D., 2015). Bajo esta premisa, la industria de los hidrocarburos tiene la responsabilidad de lograr una operación sostenible, comprometida especialmente con el medio ambiente, teniendo en cuenta que es la principal protagonista de la matriz energética mundial.

El metano, el dióxido de carbono y el vapor de agua son los principales gases de efecto invernadero (GEI) aportados por el sector oil&gas y que se emiten durante la exploración, producción, procesamiento, almacenamiento, transporte y demás actividades relacionadas. A medida que las emisiones de gases de efecto invernadero cubren la Tierra, atrapan el calor del sol, lo que conduce al calentamiento global y al cambio climático (Organización de las Naciones Unidas [ONU], s.f.)

Basándose en estos hechos, es necesario buscar alternativas que disminuyan el aporte de GEI al medio ambiente por parte de la industria petrolera. Como consecuencia de esta idea, este proyecto tiene la finalidad de mostrar cómo se podría lograr la sostenibilidad energética dentro de las operaciones de producción a través de la eliminación de la quema del gas en una estación de procesamiento y el aprovechamiento de este recurso como combustible o materia prima para una serie de tecnologías que se han desarrollado para tal fin. Se estima que al año se pierde alrededor de un 8% de la producción de gas natural en todo el mundo debido a escapes, fugas y quema, lo

cual tiene como resultado costes ambientales y económicos considerables (Foster, S., Elzinga, D., 2015). Al finalizar el proyecto, se evaluará la tecnología que más aportaría a lograr esta sostenibilidad y se realizará un estudio técnico económico en cuanto a su implementación.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Realizar un mapeo de los gases de efecto invernadero generados en campos colombianos con base en su composición química, y seleccionar uno para desarrollar una evaluación técnico-económica y de TRL de cada una de las alternativas tecnológicas para reducir los GEI en gases emitidos en el campo.

2.2 Objetivos Específicos

- Analizar la información de composición química disponible de los gases emitidos en las diferentes regiones de Colombia en el sector de petróleo y gas, agrupándolos según sus características.
- Proponer tecnologías y prácticas de descarbonización aplicables al campo seleccionado, teniendo en cuenta la composición y cantidad de las emisiones de gases, así como las características de cada región.
- Realizar una evaluación técnica y económica conceptual acompañada de una evaluación TRL para las técnicas revisadas, para la implementación de opciones de descarbonización en el campo seleccionado.

3. Marco de referencia

3.1 Estado del arte

Este trabajo de grado toma en cuenta varias premisas para su desarrollo. La primera, los compromisos internacionales pactados por el país condensados en la ley 2169 de 2021 que contempla reducir en un 51% las emisiones de GEI en 2030 y alcanzar la carbono neutralidad en 2050. La segunda, la resolución 40066 del 11 de febrero de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, y su posterior actualización: Resolución 40317 de 2023, que en esencia limita el desperdicio de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, es decir, prioriza el aprovechamiento del gas producido en campo y limita su quema y/o venteo. Por último, una tercera premisa fue contemplada, generar conciencia sobre la oportunidad de aprovechamiento sobre el gas producido en las estaciones de producción de los campos petroleros colombianos.

Adicionalmente, se consultaron documentos, informes oficiales, estadísticas, lineamientos técnicos y normativas que sirvieron como soporte al desarrollo del trabajo. Los más relevantes son consignados en la tabla 1.

Tabla 1

Estado del arte del estudio de la quema de gas natural y su aprovechamiento como recurso energético.

Año	Autor	Título	Aporte al trabajo
2012-2022	The World Bank	Datos globales de quema de gas	El Global Gas Flaring Tracker del Banco Mundial es el

			<p>único indicador global e independiente de la quema rutinaria de gas. Las estimaciones nos permiten monitorear los niveles de quema global en los diferentes campos de Colombia.</p>
<p>2024</p>	<p>- Patricia Dávila Pinzón - Edison Yesid Ortiz Durán - Sergio Andrés Garces Jiménez</p>	<p>Segundo reporte del sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación del sector minero energético(MRVme) de mitigación de emisiones GEI</p>	<p>Este reporte aporta la información necesaria para conocer la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la serie temporal 2010-2021 por línea de negocio: upstream, midstream y downstream en los departamentos de Colombia.</p>
<p>2024</p>	<p>ANH</p>	<p>Lineamientos técnicos para la evaluación de eficiencia de tea para quema de gas natural en producción</p>	<p>Documento técnico que explica el proceso físico-químico de quema de gas natural en TEA y sus implicaciones ambientales.</p>
<p>2020</p>	<p>Amirhossein Khalili-Garakani, Mona</p>	<p>A review on the potentials of flare</p>	<p>Este artículo científico investiga los potenciales de recuperación de gas de Tea en Irán, se</p>

	Iravaninia, Mahya Nezhadfard	gas recovery applications in Iran	revisan las tecnologías y los factores que influyen en la elección entre ellas.
2019	Stephanie Saunier, Marc- Alexander Bergauer, Irina Isakova (Carbon Limits AS)	Best Available Techniques Economically Achievable to Address Black Carbon from Gas Flaring: EU Action on Black Carbon in the Arctic – Technical Report 3	Este reporte técnico expone las diferentes tecnologías maduras para reducir las emisiones en el sector upstream.

Nota. Esta tabla muestra una serie de documentos que sirven para informarse de inventarios de emisiones GEI en Colombia y el mundo y del aprovechamiento que se le puede dar al gas que es enviado a quema en los campos petroleros.

3.2 Marco conceptual

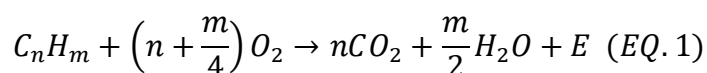
3.2.1 Gases de efecto invernadero (GEI)

Los gases de efecto invernadero (GEI) o gases de invernadero son los componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropógenos, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes. Esta propiedad produce el efecto invernadero (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales [IDEAM], s.f.).

Los gases de efecto invernadero como el CO₂, el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O) son químicamente estables y permanecen en la atmósfera durante escalas de tiempo desde décadas hasta siglos, de modo que sus emisiones ejercen una fuerte influencia en el clima a largo plazo. Otros GEI como el dióxido de azufre y el monóxido de carbono son químicamente reactivos y se eliminan por lo general mediante procesos naturales de oxidación en la atmósfera, eliminándolos en la superficie o gracias a las precipitaciones (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), s.f., p.24).

3.2.2 Emisiones GEI por quema de gas en Tea

La quema de gas natural en Tea se encuentra relacionada con la reacción de combustión de hidrocarburos, esta reacción se caracteriza porque una sustancia (combustible), en este caso el gas natural, reacciona con oxígeno (comburente) para producir principalmente CO₂, vapor de agua y energía liberada en forma de calor y luz por tratarse de una reacción exotérmica. La ecuación 1 relaciona el comportamiento entre productos y reactivos en la reacción de combustión completa de hidrocarburos:



Debido a las altas temperaturas alcanzadas por la reacción y la presencia de nitrógeno en el aire, se espera como subproducto la generación de N₂O. Es importante resaltar que debido a factores operacionales y de composición del gas, la combustión del gas natural en TEA no posee eficiencia (CE: Combustion Efficiency y DRE: Destruction or Removal Efficiency) del 100%, lo que conlleva a una reacción incompleta donde cierta cantidad de componentes del gas natural serán liberados a la atmósfera. De estos componentes el de mayor interés es el metano (CH₄) porque debido a su estabilidad química, es uno de los gases que a pesar de tener un periodo menor de

permanencia en la atmósfera absorbe mucha más energía en comparación al CO₂ (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], 2023).

3.3 Marco normativo

3.3.1 Normativa nacional

La tabla 2 muestra la normativa colombiana que enmarca los objetivos que quiere alcanzar el país en materia ambiental en el sector de minas y energía.

Tabla 2

Normativa colombiana que enmarca los objetivos que quiere alcanzar el país en materia ambiental en el sector de minas y energía.

Normativa/Fecha	Objetivo
LEY 1931 DE 2018	Esta ley tiene el objetivo de establecer las directrices para la gestión del cambio climático en las decisiones de las personas públicas y privadas, la concurrencia de la Nación, Departamentos, Municipios, Distritos, Áreas Metropolitanas y Autoridades Ambientales principalmente en las acciones de adaptación al cambio climático, así como en mitigación de gases efecto invernadero, con el objetivo de reducir la vulnerabilidad de la población y de los ecosistemas del país frente a los efectos del mismo y promover la transición hacia una economía competitiva, sustentable y un desarrollo bajo en carbono.
LEY 2099 DE 2021	Esta ley tiene el objetivo de modernizar la legislación vigente y dictar otras disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético a través de la utilización, desarrollo y promoción de

	<p>fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica del país y, en general dictar normas para el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible.</p>
<p>LEY 2169 DE 2021</p>	<p>Esta ley tiene el objetivo de establecer metas y medidas mínimas para alcanzar la carbono neutralidad, la resiliencia climática y el desarrollo bajo en carbono en el país en el corto, mediano y largo plazo, en el marco de los compromisos internacionales asumidos por la República de Colombia sobre la materia.</p>
<p>Resolución 1447 del 01 de agosto de 2018 de MinAmbiente</p>	<p>Esta resolución tiene como objetivo reglamentar el Sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación de las acciones de mitigación a nivel nacional, en lo relacionado con el Sistema de Contabilidad de Reducción y Remoción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y el Registro Nacional de Reducción de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), el cual incluye el Registro Nacional de Programas y Proyectos de acciones para la Reducción de las Emisiones debidas a la Deforestación y la Degradación Forestal de Colombia (REDD+).</p>
<p>Resolución 40072 de 2018 y 40483 de 2019 del MME</p>	<p>Esta resolución tiene como objetivo establecer e implementar los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición avanzada, así como la gradualidad con la que se deberá poner en funcionamiento, con el fin de promover la gestión eficiente de energía y permitir la incorporación de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos.</p>

<p>Resolución 000007 del 29 de enero de 2021 del MME</p>	<p>Por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM, y del Impuesto Nacional al carbono.</p>
<p>Resolución 0831 del 30 de septiembre de 2020 de MinAmbiente</p>	<p>Por la cual se modifica la Resolución número 1447 de 2018 y se toman otras determinaciones.</p>
<p>Resolución 000007 del 29 de enero de 2021 del MME</p>	<p>Por la cual se ajustan las tarifas del Impuesto Nacional a la Gasolina y al ACPM, y del Impuesto Nacional al carbono.</p>
<p>Resolución 40350 del 29 de octubre de 2021 del MME</p>	<p>El objetivo de esta resolución es modificar el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático adoptado mediante Resolución número 40807 de 2018. Adoptar el anexo “Plan integral de Gestión de Cambio Climático del Sector Minero Energético 2050 (PIGCCme)”, el cual hace parte integral del presente acto administrativo y contiene la visión hacia la carbononeutralidad y resiliencia climática en el 2050.</p>
<p>Resolución 40066 del 11 de</p>	<p>Esta resolución tiene como objetivo establecer los lineamientos y requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas y el aprovechamiento de gas natural para evitar al máximo razonablemente</p>

febrero de 2022 del MME	posible la quema y el venteo durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
Decreto No. 1318 de 2022 del MME	Tiene por objeto adoptar los lineamientos a fin de incentivar la exploración y explotación del Recurso Geotérmico para la generación de energía eléctrica, así como para fomentar el conocimiento del subsuelo.
Resolución 40302 de 2022 MME	Tiene por objeto establecer los requisitos generales, técnicos y de información para el otorgamiento de los Permisos de Exploración y Explotación, la implementación del Registro Geotérmico y fijar sus condiciones para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación del Recurso Geotérmico con fines de generación de energía eléctrica.
Decreto No. 1476 del 3 de agosto de 2022 del MME	Este decreto tiene el objetivo de definir los mecanismos, condiciones e incentivos para promover el desarrollo local, la innovación, investigación, producción, almacenamiento, transporte, distribución y uso del hidrógeno destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica, almacenamiento de energía, y descarbonización de sectores como transporte, gas, hidrocarburos, minería e industria.
Resolución 40317 de 2023	La resolución actualiza la resolución 40066 de 2022, estableciendo tiempos de reporte de emisiones fugitivas por parte de las operadoras a la Agencia Nacional De Hidrocarburos (ANH).

Nota. Este cuadro muestra la evolución de la normatividad que regula el medio ambiente en Colombia hasta la fecha.

3.3.2 Normativa internacional

La serie de normativas tratadas anteriormente se fundamentan en acuerdos internacionales que pretenden combatir el cambio climático. En la tabla 3 se relacionan los órganos de control internacional y acuerdos entre las naciones.

Tabla 3

Normativa internacional que fundamenta las acciones legales que toman los países contra el cambio climático.

Normativa u Organismo	Objetivo
Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).	Es el principal órgano internacional encargado de evaluar el conocimiento sobre el cambio climático. Se creó en 1988 a iniciativa del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Organización Meteorológica Mundial (OMM), para ofrecer al mundo una visión científica clara del estado actual de los conocimientos sobre el cambio climático y sus posibles repercusiones medioambientales y socioeconómicas. El IPCC es un órgano intergubernamental. Pueden formar parte de él todos los países miembros de las Naciones Unidas y de la OMM (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s.f.)
La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el	La CMNUCC entró en vigor el 21 de marzo de 1994. Su objetivo último es la “estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que

<p>Cambio Climático (CMNUCC)</p>	<p>impida interferencias antropógenas (causadas por el hombre) peligrosas en el sistema climático” (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s.f.)</p>
<p>Protocolo de Kyoto</p>	<p>El Protocolo de Kyoto fue aprobado el 11 de diciembre de 1997. Debido a un complejo proceso de ratificación, entró en vigor el 16 de febrero de 2005. Actualmente, hay 192 Partes en el Protocolo de Kyoto.</p> <p>En concreto, el Protocolo de Kyoto pone en funcionamiento la CMNUCC comprometiendo a los países industrializados a limitar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de conformidad con las metas individuales acordadas.</p> <p>La propia Convención sólo pide a esos países que adopten políticas y medidas de mitigación y que informen periódicamente (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático [CMNUCC], s.f.)</p>
<p>Acuerdo de París</p>	<p>El Acuerdo de París es un tratado internacional sobre el cambio climático jurídicamente vinculante. Fue adoptado por 196 Partes en la COP21 en París, el 12 de diciembre de 2015 y entró en vigor el 4 de noviembre de 2016.</p> <p>Su objetivo es limitar el calentamiento mundial a muy por debajo de 2, preferiblemente a 1,5 grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales.</p>

	<p>Para alcanzar este objetivo de temperatura a largo plazo, los países se proponen alcanzar el máximo de las emisiones de gases de efecto invernadero lo antes posible para lograr un planeta con clima neutro para mediados de siglo.</p> <p>El Acuerdo de París es un hito en el proceso multilateral del cambio climático porque, por primera vez, un acuerdo vinculante hace que todos los países se unan en una causa común para emprender esfuerzos ambiciosos para combatir el cambio climático y adaptarse a sus efectos (CMNUCC, s.f.)</p>
--	--

Nota. Esta tabla muestra una serie de organismos y acuerdos internacionales en los que los países han definido los objetivos para la lucha contra el cambio climático.

3.4 Tecnologías disponibles para aprovechar el gas enviado a quema en estaciones de producción

La quema en Tea puede ser necesaria por razones de seguridad de los pozos y facilidades donde se dé el procesamiento de gas; igualmente, es típicamente usada cuando se realiza mantenimiento rutinario y no rutinario y paradas de emergencia o sobrepresiones que se puedan generar dentro de la facilidad (ANH, 2023).

Con el ánimo de aprovechar el gas natural que generalmente es enviado a Tea, revisaremos las tecnologías enfocadas en aprovechar este gas teniendo en cuenta la TRL (Technological Readiness Level).

3.4.1 Mejores Técnicas Disponibles Económicamente Accesibles

Las Mejores Técnicas Disponibles Económicamente Accesibles, por sus siglas en inglés BATEAs (Best Available Techniques Economically Achievable), y que para propósitos del trabajo

serán llamadas simplemente técnicas, han sido aplicadas en países como Canadá, Estados Unidos y Rusia. Estas técnicas que estudiaremos demuestran que ya existen unas tecnologías maduras para reducir las emisiones en el subsector upstream.

En la figura 1 tenemos un resumen de las técnicas que podemos aplicar para reducir los GEI debido a la quema de gas en campo.

El uso del gas remanente en campos de producción para uso propio o para venderlos (técnicas 1 - 5) podrían ser una solución para disminuir las emisiones, pero inevitablemente estas soluciones planteadas no se podrán aplicar siempre debido a las diferentes variables que van desde las características del gas hasta las más generales, como la ubicación del campo. Por ello, se plantean dos técnicas más, una relacionada con la separación de los componentes pesados de la corriente de gas que es enviada a la TEA (técnica 6) y otra que optimiza el diseño de la antorcha y las condiciones de combustión (técnica 7) (Programa de seguimiento y evaluación del ártico [AMAP], 2019, p. 12).

3.4.1.1 Técnica 1: Generación de calor y electricidad.

3.4.1.1.1 Consideraciones técnicas. Al implementar estrategias para reducir emisiones en sitios de producción de petróleo y gas, es crucial considerar el uso del gas remanente como fuente de energía para reducir la quema y disminuir la necesidad de otros recursos energéticos. Esto puede significativamente reducir las emisiones asociadas a la combustión, dependiendo de los requerimientos energéticos del sitio.

El uso del gas enviado a quema para generar electricidad propia no siempre es económico y puede verse limitado por la disponibilidad a largo plazo del suministro de gas y la usual demanda limitada de electricidad o calor en el sitio. Por estas razones, utilizar este gas remanente para generar electricidad sólo representa una solución parcial para reducir la quema. Además, las

operaciones de producción de crudo requieren un suministro de energía continuo, ya que cualquier pérdida de energía puede resultar en pérdidas de ingresos debido al tiempo de inactividad de la producción y, en algunos casos, también puede causar daños colaterales (por ejemplo, debido a que las bombas de los pozos no arrancan nuevamente después de una parada). Por lo tanto, al considerar el uso de este gas para la generación de energía, es fundamental tener en cuenta las variables que afectarían la estabilidad y confiabilidad del suministro de energía, incluida la producción de petróleo y gas, el GOR, la cantidad y la calidad del gas (es decir, su composición). A menudo, se requieren suministros de combustible de respaldo y/o capacidad de generación, ya sea en forma de suministros adicionales de gas no asociado, conectividad a la red eléctrica u otros equipos de generación de respaldo (por ejemplo, generadores diésel) (AMAP, 2019, p. 14).

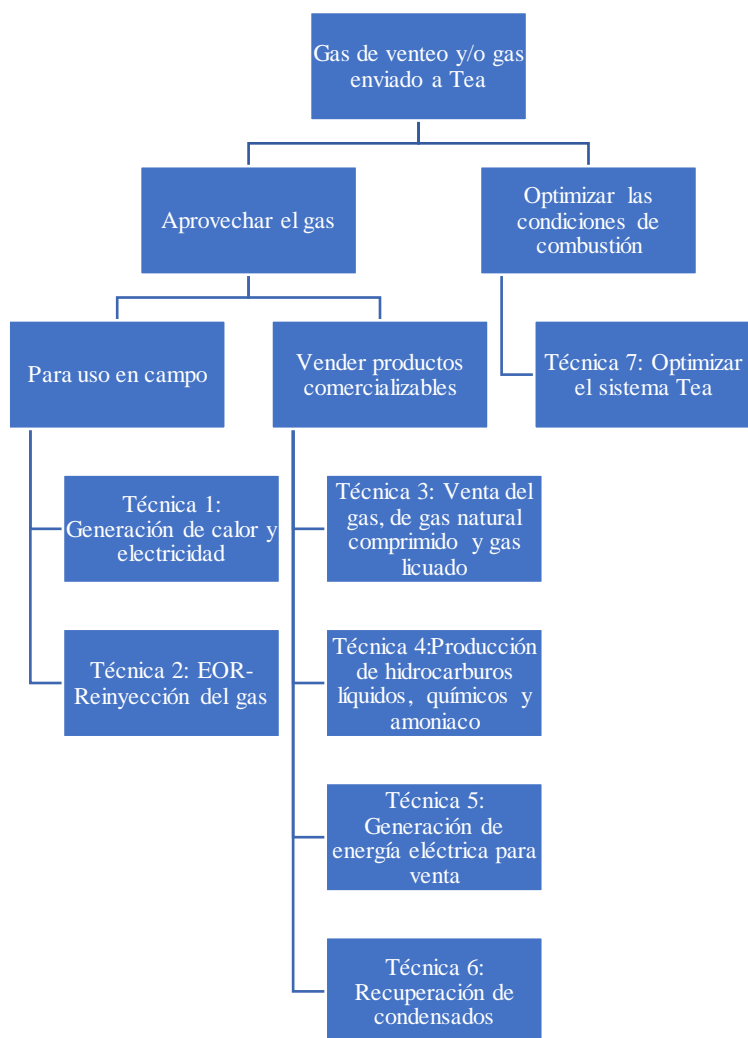
Las proporciones de la composición del gas remanente pueden variar ligeramente a través del tiempo. Esta variabilidad puede afectar la eficiencia de los motores o turbinas a gas, a diferencia de otros combustibles utilizados para la generación de energía que tienen capacidades caloríficas específicas uniformes. Las cantidades de gas disponibles como gas combustible también están sujetas a cambios con el tiempo debido a la disminución de la producción de crudo y/o gas. El uso de múltiples unidades de generación de energía más pequeñas en lugar de una unidad más grande podría mitigar este desafío, aunque a un costo en eficiencia. Los motores bi-combustibles que utilizan gas y diésel para generar energía podrían ser otro enfoque. Un modelo conceptual de la infraestructura requerida para la técnica descrita se muestra en la figura 2.

Este modelo planteado cuenta con facilidades de pre-procesamiento y acondicionamiento de gas (que dependiendo de la composición e impurezas del gas remanente, varía), una etapa opcional de separación de componentes pesados de la corriente (técnica 6), compresores (si se requiere aumentar la presión del gas combustible), generador de energía (motor/turbina de gas),

sistema de recuperación opcional de calor residual (por ejemplo, turbina de vapor para una mayor eficiencia en la generación de electricidad a partir del mismo gas combustible), tubería y equipo relacionado (líneas/sistemas eléctricos, transformadores, instrumentación, etc) y sistemas de respaldo (conectividad a la red eléctrica o motores/turbinas de combustible dual con suministro de combustible de respaldo y capacidad de almacenamiento).

Figura 1

Resumen de las técnicas empleadas para reducir emisiones provenientes de la quema de gas

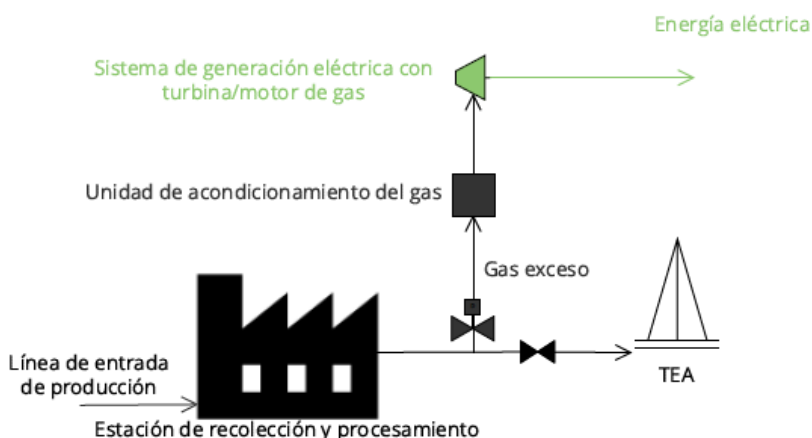


Nota. Este gráfico muestra las distintas técnicas disponibles para aprovechar el gas enviado a quema en campo. Adaptado de *Overview of the Best Available Techniques Economically*

Achievable (BATEA) to reduce BC emissions from flaring (p. 12), por Stephanie Saunier, Marc-Alexander Bergauer, Irina Isakova (Carbon Limits AS), 2019, EU Action on Black Carbon in the Arctic.

Figura 2

Modelo conceptual de la técnica 1



Nota. Este gráfico representa un diseño de cómo se generaría electricidad con el gas que es enviado a quema.

3.4.1.2 Técnica 2: Reinyección del gas.

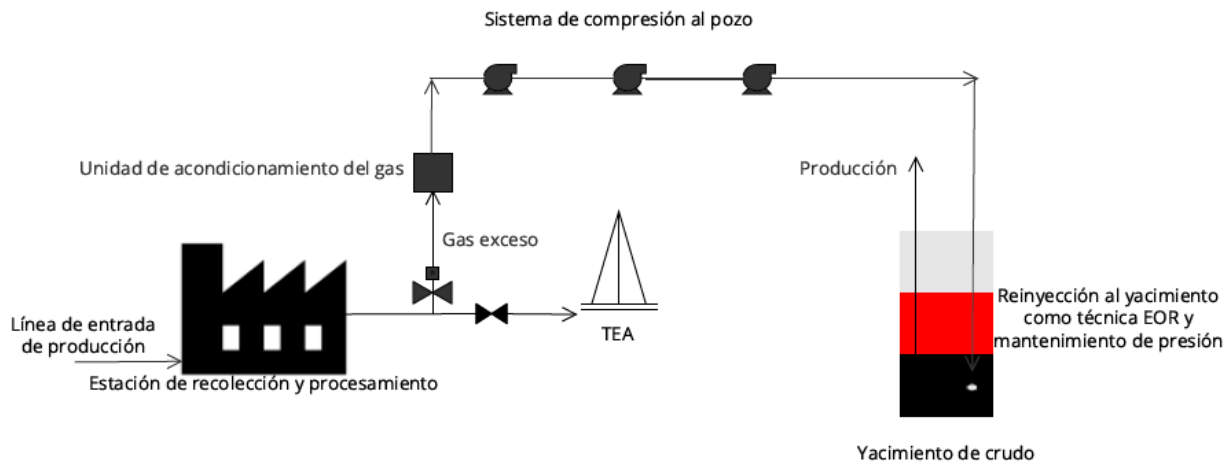
3.4.1.2.1 Consideraciones técnicas. La reducción de las emisiones derivadas de la quema de gas se puede lograr con éxito reinyectando todo o una parte del gas remanente en:

- Un yacimiento productor para la recuperación mejorada de petróleo (EOR). La reinyección de gas en un yacimiento de petróleo aumenta la presión dentro del yacimiento, lo que resulta en una mayor producción de petróleo.
- Una formación geológica (depósito en el subsuelo) para almacenamiento temporal o permanente. La reinyección de gas en el subsuelo elimina permanentemente el gas remanente o lo almacena durante períodos cortos o largos para su uso o venta posterior.

La reinyección nuevamente del gas en el yacimiento de producción de crudo u otro yacimiento idealmente agotado dentro de las proximidades de los pozos de producción requiere instalaciones de pretratamiento, compresores, pozos de reinyección y otros equipos e infraestructura complementarios. También se requieren sistemas para la gestión de yacimientos y el seguimiento del comportamiento de los yacimientos, especialmente cuando se inyecta gas en un yacimiento productor para EOR. Se podrían separar valiosos hidrocarburos líquidos pesados (por ejemplo, gas licuado de petróleo (GLP) y condensados (técnica 6)) antes de reinyectar solo gas seco (AMAP, 2019, p. 18). Un modelo conceptual de la infraestructura requerida para la técnica descrita se muestra en la figura 3.

Figura 3

Modelo conceptual de la técnica 2



Nota. Este gráfico representa un diseño de cómo sería el proceso de reinyección del gas a un pozo productor.

Este modelo planteado cuenta con facilidades de pre-procesamiento y acondicionamiento de gas (que varía dependiendo de la composición e impurezas del gas remanente), una etapa opcional de

separación de componentes pesados de la corriente (técnica 6), compresores de alta capacidad, pozos de inyección (antiguos pozos de producción pueden adaptarse en algunos casos), tuberías e infraestructura relacionada, sistemas de monitoreo y gestión de yacimientos (especialmente para esquemas EOR).

3.4.1.3 Técnica 3: Productos Comercializables de Exportación – Gas Natural

3.4.1.3.1 Consideraciones técnicas. La exportación de productos comercializables de gas natural tiene el potencial de eliminar por completo la quema rutinaria. El gas puede exportarse como materia prima a plantas de procesamiento de gas (PPG) existentes o nuevas en un estado húmedo (asumiendo que no hay gas amargo/ácido presente), o para mercados locales o internacionales como gas seco, gas natural comprimido (GNC) o gas natural licuado (GNL). Exportar gas seco requiere acondicionamiento del gas y separación de las fracciones pesadas presentes en el gas (ver técnica 6) con el fin de cumplir con las características requeridas para gasoductos, buques de GNC o como GNL. La ruta de exportación elegida se basará en consideraciones técnicas y económicas y no tendrá ningún efecto sobre las emisiones reducidas al evitar la quema (AMAP, 2019, p. 21).

Los métodos para exportar gas desde el campo incluyen:

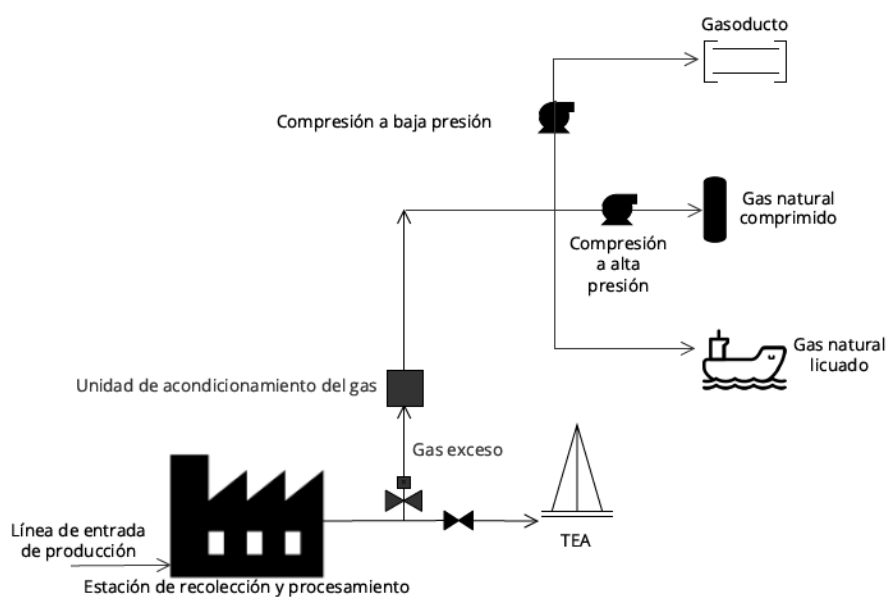
- Gasoductos, ya sea mediante gasoductos existentes o nuevos, hacia las plantas de procesamiento o directamente a los compradores (incluidas las redes de gas existentes más desarrolladas).
- Producción de gas natural comprimido (GNC), que puede exportarse en camiones, contenedores o barcos.

- Producción de gas natural licuado (GNL), que puede exportarse en barcos en proyectos a gran escala o en contenedores por carreteras y ferrocarriles como soluciones de GNL a pequeña escala.

La viabilidad técnica y económica de las opciones anteriores para la exportación de gas depende de numerosos parámetros específicos del sitio, incluidos: la ubicación geográfica del campo, las distancias al mercado, la accesibilidad del sitio, los volúmenes de gas disponibles, la vida útil restante del campo, entre otros. Cada operador debe analizar caso por caso para determinar el mejor método de exportación. Un modelo conceptual de la infraestructura requerida para la técnica descrita se muestra en la figura 4.

Figura 4

Modelo conceptual de la técnica 3



Nota. Este gráfico representa un diseño de las maneras de comercializar las diferentes presentaciones del gas que se está aprovechando.

Este modelo cuenta con equipos de preprocesamiento y acondicionamiento de gas (dependiendo de la composición e impurezas del gas), etapa de separación de fracciones pesadas

(técnica 6) en función de las especificaciones del mercado, compresores para tubería, estación de compresión para exportación de gas comprimido que incluye cilindros de alta presión, planta de licuefacción de gas para exportación de gas licuado e instalaciones de almacenamiento en sitio de exportación.

3.4.1.4 Técnica 4: Productos Comercializables de Exportación – Productos de Hidrocarburos Líquidos.

3.4.1.4.1 Consideraciones técnicas. El gas enviado a Tea se puede convertir químicamente (generalmente mediante la producción de gas sintético o 'syngas') en otros productos hidrocarburos valiosos utilizando técnicas tecnológicamente complejas que incluyen:

- Procesamiento de gas a líquido (GTL) para producir hidrocarburos líquidos, incluidos nafta, queroseno, diésel, combustible para aviones, gasolina y aceites base (por ejemplo, ceras/lubricantes).
- Procesamiento de gas a producto químico (GTC) para producir metanol y derivados del metanol (por ejemplo, dimetiléter (DME)).
- Producción de Amoníaco (NH_3) principalmente para uso como fertilizante agrícola.

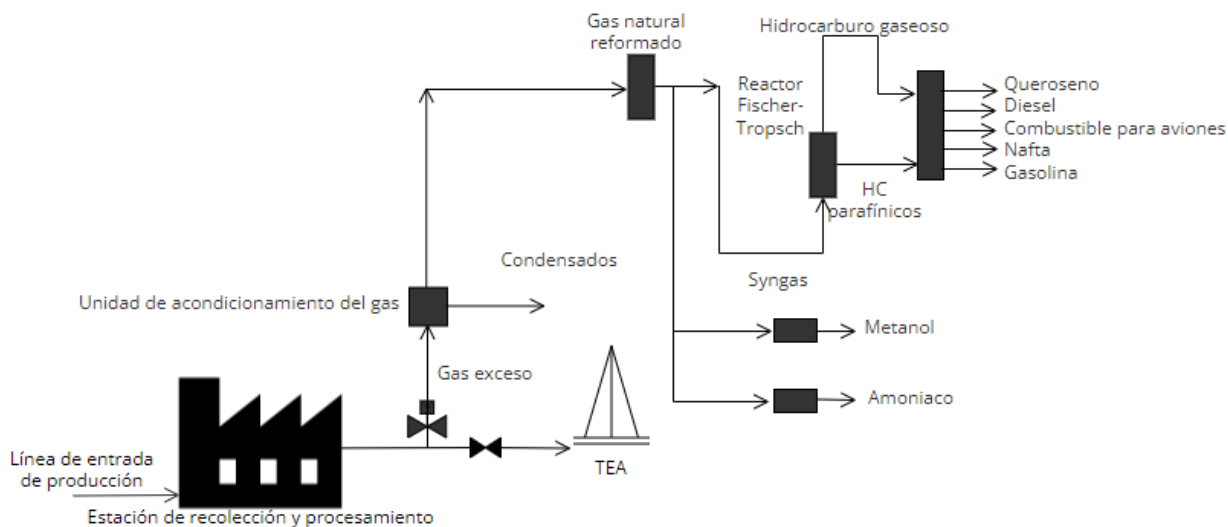
La conversión de hidrocarburos gaseosos en forma líquida mediante estos procesos agrega un valor significativo al producto, crea productos que pueden comercializarse directamente a los usuarios finales y facilita la entrega en campo (AMAP, 2019, p. 28). Un modelo conceptual de la infraestructura requerida para la técnica descrita se muestra en la figura 5.

Este modelo cuenta con equipos de preprocesamiento y acondicionamiento de gas, etapa de separación de fracciones pesadas, equipos de reformado de gas natural para producir “Syngas” intermedio, reactor Fischer-Tropsch (FT), equipos de proceso de producción de metanol, equipos

de proceso de producción de fertilizantes e infraestructura de almacenamiento, exportación y entrega de productos.

Figura 5

Modelo conceptual de la técnica 4



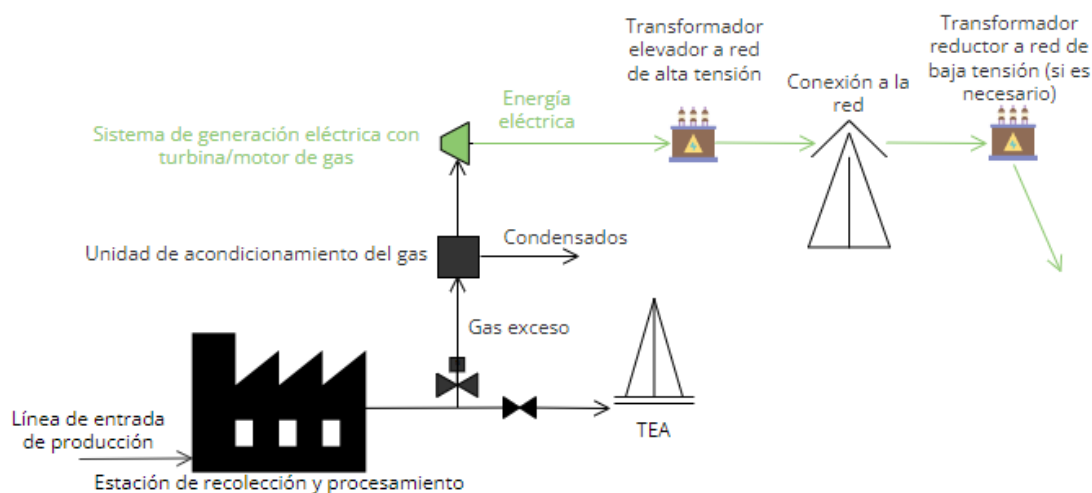
Nota. Este gráfico representa un diseño de los procesos que llevan a obtener distintos productos hidrocarburos para venta directa a consumidores.

3.4.1.5 Técnica 5: Generación y venta de energía eléctrica

3.4.1.5.1 Consideraciones técnicas. Después de la separación de los hidrocarburos pesados (técnica 6), el gas se puede utilizar como combustible para la combustión en motores o turbinas de gas y de esta manera generar electricidad para la venta en un proceso conocido como Gas-to-Wire (GTW). GTW requiere conexión a una red eléctrica cercana con capacidad y la instalación de equipos de procesamiento y generación de electricidad en el sitio. Para operaciones seguras y eficientes, las especificaciones del equipo deben basarse en la composición del gas establecido y los caudales de los generadores (AMAP, 2019, p. 32). Un modelo conceptual de la infraestructura requerida para la técnica descrita se muestra en la figura 6.

Figura 6

Modelo conceptual de la técnica 5



Nota. Este gráfico representa un diseño de la infraestructura requerida para comercializar energía eléctrica a terceros.

Este modelo cuenta con equipos de preprocesamiento y acondicionamiento de gas, etapa de separación de condensados, sistema de generación de energía eléctrica, transformadores, líneas de transmisión de baja, media o alta tensión hasta la siguiente subestación o conexión a la red (dependiendo de la distancia) y estación o subestación de conexión a la red (según sea necesario).

3.4.1.6 Técnica 6: Separación de hidrocarburos pesados

3.4.1.6.1 Consideraciones técnicas. Las fracciones pesadas del gas son componentes valiosos y naturales del gas enviado a quema. Separar estos componentes de una corriente de gas que es enviada a Tea es una consideración particularmente importante al evaluar alternativas a la quema, específicamente con el fin de reducir las emisiones. Los componentes pesados, incluidos el propano, los butanos, los pentanos y otros hidrocarburos, son responsables de una parte significativa de las emisiones provenientes de la quema y su eliminación de la corriente de gas de

quema se considera un enfoque de mitigación eficaz (sin embargo, el efecto sobre las reducciones de emisiones dependerá de la composición del gas).

Se puede aprovechar la infraestructura existente para separar los hidrocarburos pesados o crear una nueva infraestructura de separación de estos, particularmente cuando no existe otra alternativa factible para el aprovechamiento del gas de quema en su totalidad. Un despliegue comercial ampliado de tecnologías emergentes para la recuperación de líquidos hidrocarburos a partir de una corriente de gas podría proporcionar reducciones significativas en las emisiones. Además, los proyectos de recuperación de líquidos-hidrocarburos pueden generar importantes oportunidades económicas (AMAP, 2019, p. 35).

El gas seco restante (principalmente metano con etano, según se estime, y trazas diminutas de otros hidrocarburos más pesados) puede quemarse, utilizarse en campo o exportarse. Por lo tanto, la recuperación de estos componentes se puede combinar con otras tecnologías analizadas en este trabajo para utilizar el gas seco restante.

La separación de los componentes pesados se puede realizar antes de:

- Uso del gas remanente como fuente de energía en campo (técnica 1).
- Reinyectar gas (técnica 2).
- Exportación de gas natural (técnica 3).
- Exportación de productos de hidrocarburos líquidos (técnica 4).
- Exportación de electricidad (técnica 5).
- Optimización de la combustión (técnica 7).

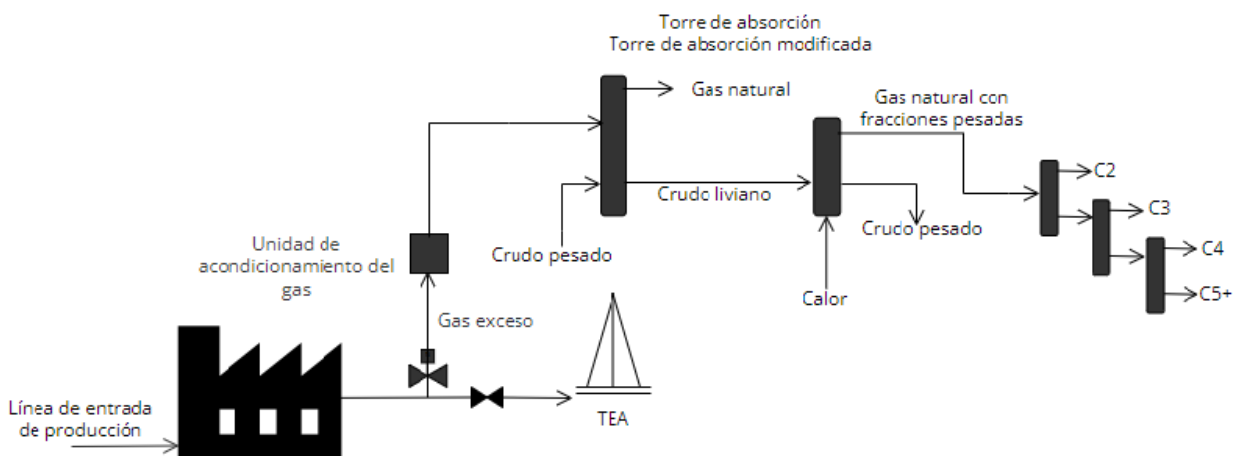
Cuando se utiliza gas remanente como fuente de energía en el campo, el gas seco se puede quemar en motores y turbinas. Sin embargo, si no existe una solución para utilizar el gas seco, las

instalaciones pueden diseñarse para recuperar hidrocarburos más pesados y quemar el gas seco residual. Si bien la quema de gas seco seguirá produciendo emisiones, será en menor medida.

Un modelo conceptual de la infraestructura requerida para la técnica descrita se muestra en la figura 7.

Figura 7

Modelo conceptual de la técnica 6



Nota. Este gráfico representa un diseño de los procesos llevados a cabo para separar las fracciones pesadas del gas enviado a Tea.

Este modelo cuenta con equipos de preprocesamiento y acondicionamiento de gas, etapas de separación de componentes pesados (cámaras de expansión criogénica, torres de absorción, etc.), torres de fraccionamiento para separaciones específicas, tubería de procesos, instrumentación, entre otros.

3.4.1.7 Técnica 7: Optimizar las condiciones de combustión – Diseño avanzado de Tea

3.4.1.7.1 Consideraciones técnicas. Durante la quema de gas, la combustión genera principalmente vapor de agua y CO₂, pero también una serie de contaminantes, incluidos material

particulado, NOX y SOX. Esto a su vez está influenciado por la velocidad de salida del gas por la antorcha, composición del gas, estabilidad de la llama, diámetro de la chimenea, diseño de la punta de la llama y otros parámetros de diseño del sistema de antorchas, así como las condiciones del viento y otras influencias externas. La cantidad final de emisiones emitidas por una llamarada es el resultado de efectos relacionados con la formación y oxidación de estas partículas. Los experimentos han demostrado que la formación de GEI tiende a aumentar con la densidad del gas y el diámetro de la punta de la antorcha, pero está más fuertemente correlacionada con los valores de calentamiento del gas.

Los proveedores de antorchas han desarrollado tecnologías que queman gas de forma segura y respetuosa con el medio ambiente. Históricamente, las mejoras técnicas se han centrado en lograr una alta eficiencia de combustión y un funcionamiento sin humo. Durante los últimos 50 años, se han desarrollado muchas tecnologías para lograr estos objetivos; sin embargo, en los últimos tiempos, también se ha prestado mayor atención a la reducción de las emisiones contaminantes, incluidas las de NOX, SOX y material particulado.

La selección y el diseño de sistemas de antorchas dependen de sus aplicaciones específicas. Los criterios técnicos y de seguridad, así como los requisitos y criterios medioambientales pertinentes, influyen en las opciones de sistemas de antorcha. En este contexto, es importante señalar que los requisitos medioambientales nunca se enfatizan a expensas de la seguridad. Además, los costos son factores críticos al seleccionar el diseño del sistema de antorcha. Para los sistemas de antorchas onshore, los posibles impactos de ruido y luz en los vecinos también son una consideración al diseñar el sistema. Información detallada sobre antorchas de alta presión, antorchas de baja presión, antorchas de ventilación y antorchas con aplicaciones específicas (por

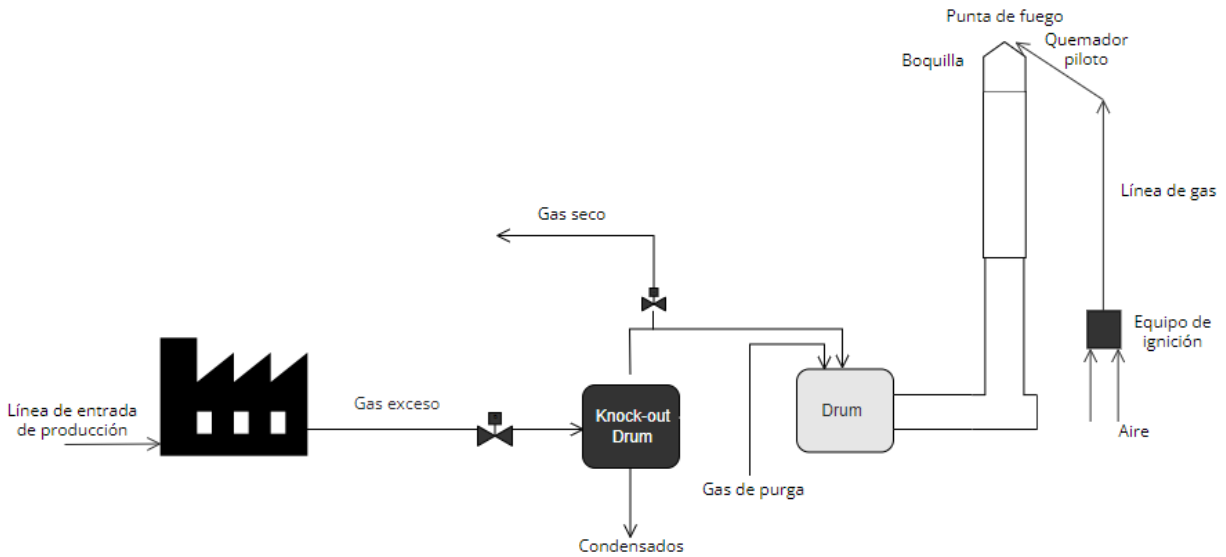
ejemplo, antorchas de mantenimiento, antorchas de tanque, antorcha de H₂S) deben recopilarse antes de decidir una estrategia para reducir las emisiones con optimización de la combustión.

A pesar de la creciente cantidad de datos de pruebas publicadas sobre emisiones por quema de gas, actualmente existe información limitada sobre el potencial de mitigación de diversas tecnologías. Sin embargo, basándose únicamente en evaluaciones visuales (es decir, humo), el diseño y mantenimiento adecuados de las antorchas, probablemente tendrán un impacto significativo en las emisiones. Mejorar la comprensión cuantitativa de las emisiones provenientes de la quema de gas apoyaría la identificación de opciones de reducción asequibles a corto plazo y a gran escala. Por lo tanto, esta técnica se basa en mejoras cualitativas informadas por los operadores y expertos en combustión en antorchas. En comparación con otras técnicas presentadas en este trabajo, la información sobre las reducciones de emisiones que se pueden lograr mediante la optimización de las condiciones de combustión es relativamente limitada (AMAP, 2019, p. 40). Un modelo conceptual de la infraestructura requerida para la técnica descrita se muestra en la figura 8.

Este modelo cuenta con un Drum knockout (para recuperar condensados de la corriente), un Drum de sello de retroceso, diseños de antorchas avanzados: asistida por presión, asistida por aire, asistida por vapor, sónica, en etapas, contenida, sistema de encendido avanzado y sistemas de medición y control.

Figura 8

Modelo conceptual de la técnica 7



Nota. Este gráfico representa un diseño optimizado para mejorar las condiciones de combustión, es decir, para mejorar la eficiencia de la Tea.

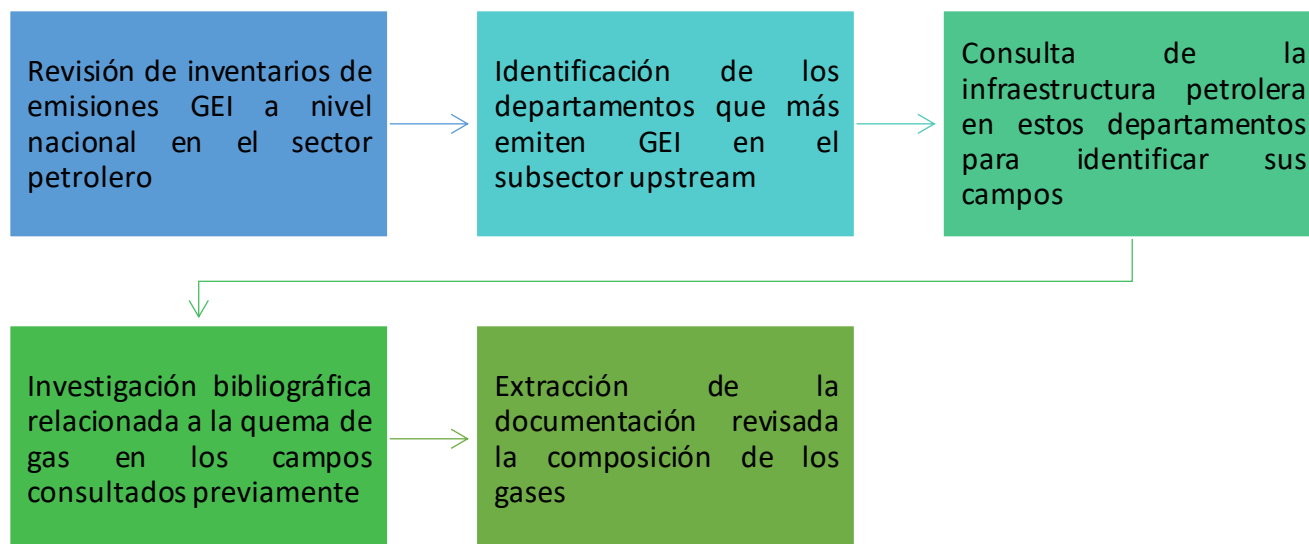
4. Metodología

La finalidad de este proyecto es realizar un análisis técnico-económico conceptual que permita llevar a cabo las metas del trabajo. En consecuencia, se siguieron distintas metodologías descritas a continuación.

4.1 Metodología del objetivo específico 1

Durante esta fase del trabajo se siguió una ruta de acciones que permitiera caracterizar las corrientes de exceso de gas que se producen en diferentes campos petroleros de Colombia. Dicha metodología se resume en la figura 9.

Figura 9 Metodología para cumplir el objetivo específico 1



Nota. Este gráfico muestra una serie de pasos que se tomaron para investigar los departamentos que más emiten GEI en el sector petrolero y la composición de los gases producidos en ellos.

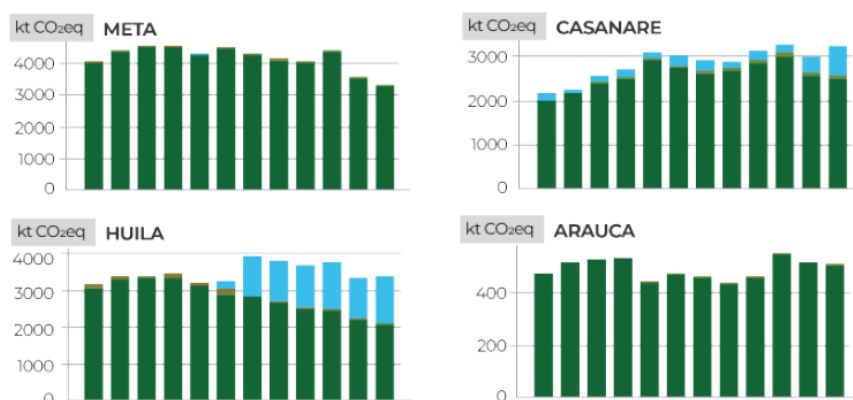
El primer paso para desarrollar esta metodología fue consultar en páginas oficiales información relacionada a estadísticas de emisión GEI en Colombia. El documento más completo es el “Segundo reporte del sistema de monitoreo, reporte y verificación (MRVme) de mitigación de emisiones GEI” que contempla las emisiones de todos los subsectores del Ministerio de Minas y Energía durante el periodo 2010-2021 (Plan integral de Gestión de Cambio Climático del Sector Minero Energético 2050 [PIGCCme2050], 2024, p.106).

En el apartado “Estimación de emisiones GEI entre 2010 y 2021 para el reporte” de dicho documento se identificaron cuáles departamentos son los que más aportan emisiones GEI en la línea de negocio upstream figura 10. Estos departamentos son: Meta, Casanare, Huila y Arauca.

En el departamento del Meta encontramos campos como: Chichimene, Suria y Apiay Este, en el Casanare campos como: Cusiana y Cupiagua, en el Huila campos como: Tello, Tenay y Dina terciarios y en Arauca campos como: Caño Limón y Caricare.

Figura 10

Emisiones históricas del sector minero energético del país por departamento 2010-2021

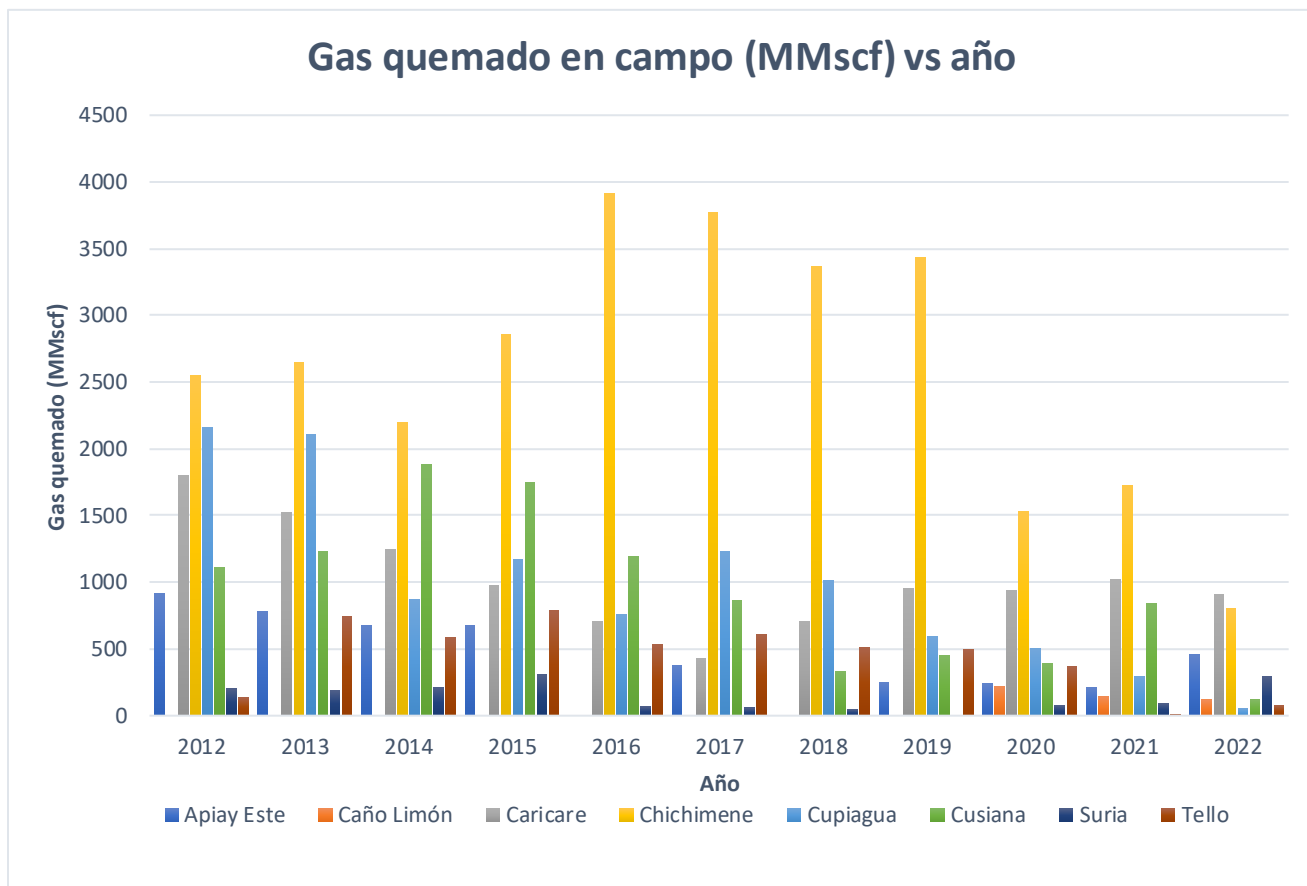


Nota. El gráfico muestra los departamentos que han generado más emisiones de CO₂eq en el subsector upstream. Tomado y adaptado de *Emisiones históricas del sector minero energético del país por departamento 2010-2021* (p. 110), por Patricia Dávila Pinzón-Edison Yesid Ortiz Durán-Sergio Andrés Garces Jiménez, 2024, Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo a estas estadísticas, y con el ánimo de contrastar estos reportes con otra fuente de información, analizaremos en la figura 11 los volúmenes de gas natural quemados en algunos de los campos mencionados anteriormente de acuerdo al Banco Mundial.

Figura 11

Volumen de gas quemado en varios campos colombianos por año



Nota. El gráfico muestra cómo ha variado la quema de gas en diferentes campos petroleros colombianos en el periodo de tiempo 2012-2022. Adaptado de *Individual Flare Sites - Gas Flaring Volumes (mln m³/yr)* [tablas], por Global Flaring and Methane Reduction Partnership (GFMR), 2024, The World Bank (<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>)

Una vez limitado el análisis a este conjunto de departamentos de Colombia, se proporcionará la composición promedio del gas que podríamos encontrar en estas áreas, obtenidas de literatura técnica y académica y mostradas en la tabla 4, 5,6 y 7.

Tabla 4*Composición promedio de los campos ubicados en el departamento del Huila***%molar**

Componente/Campo	Campo Tello^a	Dina Terciario^b	Tenay^b	Composición promedio
CO₂	4,15	0,47	7,07	3,89
N₂	2,11	0,72	1,97	1,60
H₂S	0,00	0,00	0,00	0,00
CH₄	69,12	89,08	59,27	72,49
C₂H₆	7,07	2,65	13,69	7,81
C₃H₈	9,37	2,18	9,36	6,97
i-butano	1,89	0,63	1,42	1,31
n-butano	4,10	0,97	3,36	2,81
i-pentano	1,16	0,69	1,07	0,97
n-pentano	0,88	0,27	0,86	0,67
hexanos	0,13	0,77	0,81	0,57
C₇+	0,01	1,57	1,12	0,90
Total	100,00	100,00	100,00	100,00

Nota. La tabla muestra la composición del gas producido en diferentes campos del Huila. Tomado y adaptado de ^aVargas Manrique y Yepes Guzmán (2020, p. 34). ^bPalomino Villa (2009, p. 45)

Tabla 5

Composición promedio de los campos ubicados en el departamento del Meta

%molar						
Componente/Campo	Planta	Apiay	Planta	Estación	Chichimene ^c	Composición promedio
	Apiay ^a	Este 1 ^a	Suria ^b	Suria ^b		
CO₂	3,91	15,01	2,00	1,63	12,965	7,10
N₂	0,96	3,98	0,94	0,77	2,2067	1,77
H₂S	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00
CH₄	67,11	46,31	60,05	74,63	74,7311	64,57
C₂H₆	10,33	18,80	10,97	9,27	4,463	10,76
C₃H₈	6,72	9,97	9,51	5,10	2,0076	6,66
i-butano	1,89	1,82	3,43	1,69	0,6041	1,89
n-butano	2,86	2,45	4,83	2,38	1,6541	2,83
i-pentano	1,46	0,69	2,58	1,27	0,4346	1,29
n-pentano	1,25	0,52	2,03	0,96	0,3474	1,02
hexanos	1,58	0,31	2,07	1,06	0,3165	1,07
C₇+	1,93	0,14	1,59	1,24	0,27	1,03
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Nota. La tabla muestra la composición del gas producido en diferentes campos del Meta. Tomado y adaptado de ^aÁlvarez Ortiz (2004, p. 77). ^bHerrera González (2004, p. 53). ^cOlarte Gómez (2014, p. 43)

Tabla 6

Composición promedio de los campos ubicados en el departamento del Casanare

%molar

Componente/Campo	Cupiagua^a	Cusiana^b	Composición promedio
CO2	2,11	1,97	2,04
N2	0,19	0,65	0,42
H2S	0,00	0,00	0,00
CH4	77,97	82,19	80,08
C2H6	10,68	10,43	10,56
C3H8	5,36	3,59	4,48
i-butano	1,33	0,48	0,91
n-butano	1,45	0,54	0,99
i-pentano	0,46	0,07	0,27
n-pentano	0,24	0,05	0,14
hexanos	0,16	0,02	0,09
C7+	0,00	0,01	0,01
Total	100	100,00	100,00

Nota. La tabla muestra la composición del gas producido en diferentes campos del Casanare.

Tomado y adaptado de ^aMonroy Martínez (2022, p. 46). ^bAmell, Bedoya y Suarez (2006, p. 29)

Tabla 7

Composición del gas producido en el campo Caricare ubicado en el departamento de Arauca

%molar	
Componente/Campo	Caricare^a
CO2	4,13
N2	0,62
H2S	0
CH4	5,02
C2H6	2,85
C3H8	13,75
i-butano	12,64
n-butano	22,41
i-pentano	14,71
n-pentano	11
hexanos	8,71
C7+	4,16
Total	100

Nota. La tabla muestra la composición del gas producido en el campo Caricare, ubicado en el departamento de Arauca. Tomado y adaptado de ^aRodríguez Bermeo y Cano Espinosa (2013, p. 32)

4.2 Metodología del objetivo específico 2

En el capítulo anterior se estudió una serie de técnicas para aprovechar el gas enviado a TEA en campos de producción. Este enfoque abarca 7 diferentes técnicas, y lo que propone es sintetizar la información existente de diversas fuentes en lugar de proporcionar un análisis en profundidad de casos específicos de reducción de quema de gas, ya que las características únicas de cada situación pueden afectar drásticamente los resultados financieros y ambientales logrados por estas técnicas. A continuación, se muestra la tabla 8 que contiene las 7 tecnologías, con un resumen de cada una y unas consideraciones generales técnicas y económicas para tener en cuenta antes de su implementación.

Tabla 8

Consideraciones que se toman en cuenta para aplicar las técnicas

Técnicas ^a	Consideraciones generales ^a	Consideraciones técnicas y económicas ^a
<p>1. Generación de energía eléctrica y calor</p>	<p>El gas remanente se recupera de la Tea y se dirige para pretratamiento, separación de componentes pesados (Técnica 6, opcional), y luego se utiliza como gas combustible para calentamiento y/o generación de electricidad (con recuperación opcional de calor del gas a través de un generador de vapor).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Posibles limitaciones en la composición del gas con requerimientos adicionales para el acondicionamiento del gas (por contenido de H₂S, por ejemplo). Viabilidad económica de separar los componentes más pesados del gas remanente antes de su uso y utilizar únicamente gas seco para electricidad y calor (dependiendo del valor de mercado y la disponibilidad de los compradores de los condensados, técnica 6). • Demanda limitada de calor y electricidad en el sitio de aplicación (requerimientos típicamente < 30% de lo que el gas remanente podría proporcionar). • Sí quemar el exceso de gas remanente (Evaluar la viabilidad de exportar este exceso o convertirlo en electricidad - técnica 5). • Volúmenes totales disponibles durante la vida útil restante del campo (también en relación con las consideraciones para vender el exceso de electricidad). • Seguridad del suministro de gas remanente a lo largo del tiempo cuando se utiliza el volumen máximo de gas disponible (la disminución del suministro de gas remanente con la producción de petróleo afectaría el tamaño/escala del equipo y el costo de inversión a mediano y largo plazo). • Planes de respaldo cuando la disponibilidad de gas remanente es limitada o está fuera de línea temporalmente (para garantizar el suministro de energía ininterrumpida para las operaciones).
<p>2. EOR- Reinyección del gas</p>	<p>El gas asociado se recupera de la Tea y se reinyecta ya sea en un yacimiento de producción para la recuperación mejorada de petróleo (EOR) y el mantenimiento de la presión, o en otros yacimientos adecuados, generalmente agotados, cercanos, para su</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Configuración y geología del yacimiento (por ejemplo, miscibilidad: compatibilidad con los fluidos del yacimiento; capacidad: volúmenes disponibles; inyektividad: limitaciones de presión del yacimiento). • ROI para proyectos EOR (altas incertidumbres con respecto a la eficiencia y petróleo recuperado). • Competitividad económica de los esquemas EOR en comparación con enfoques alternativos de utilización de gas (es decir, se debe examinar la disponibilidad y la distancia de las tuberías de recolección de gas).

	<p>almacenamiento temporal o permanente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Requerimientos del sistema de gestión y monitoreo para analizar el comportamiento del gas y su flujo hacia los pozos productores en yacimientos de crudo (por ejemplo, monitoreo del comportamiento del yacimiento; posibles problemas de ciclado del gas).
<p>3. Venta del gas, gas comprimido y gas licuado</p>	<p>El gas remanente se recupera de la Tea y se redirige para su pretratamiento y separación de componentes más pesados (técnica 6) antes de exportarlo para su venta a través de gasoductos, como gas natural comprimido (GNC) o como gas natural licuado (GNL). Dependiendo de las especificaciones del mercado, los condensados pueden separarse en el sitio y venderse por separado o transferirse a una planta de procesamiento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Posibles requerimientos para el pretratamiento del gas (por ejemplo, por contenido de H₂S). • Requerimientos para la separación de componentes más pesados del gas (con el fin de cumplir con las especificaciones del gas para cada método de exportación). • Volúmenes comercializables, distancia a los mercados y valor de los hidrocarburos. • Costo de capital de la infraestructura de recolección y exportación (incluida la accesibilidad/disponibilidad de cualquier infraestructura existente, por ejemplo, posibles límites en la capacidad de la línea troncal de gas). • Capacidad de las estaciones o plantas de procesamiento. • Seguridad de los volúmenes de gas/disponibilidad del suministro a lo largo del tiempo (influye en el retorno de la inversión y en las decisiones generales de inversión sobre los métodos de exportación). • Viabilidad económica del transporte de CNG o LNG en camiones, contenedores o barcos para exportación. • Aspectos técnicos relacionados con el trazado de la tubería (incluido el terreno, por ejemplo, submarino, enterrado, superficial).
<p>4. Producción de hidrocarburos líquidos, químicos y amoníaco</p>	<p>El gas remanente se recupera de la Tea y se redirige para pretratamiento, separación de componentes pesados (según la composición y la tecnología) y luego se convierte mediante "gas a líquido" (Gas To Liquid), "gas a químico" (Gas To Chemical) o amoníaco ("NH₃") en valiosos productos líquidos que incluyen, entre otros, combustibles (diésel, gasolina, combustible para aviones), metanol y fertilizantes agrícolas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Requerimientos para la separación de componentes pesados del gas (dependiendo del valor económico y los requisitos específicos de alimentación en el proceso de conversión). • Volúmenes disponibles y seguridad del suministro de gas en el tiempo (para soportar costosos procesos de producción). • Costo de oportunidad para el uso/exportación de gas (por ejemplo, costos de capital y operativos, así como otros parámetros, incluidas primas de productos, costos de envío e índices de precios del crudo). • Altos costos de capital de las plantas "GTL/GTC" (la viabilidad económica depende de varios factores, incluidos los valores de los productos en el mercado local versus el internacional y el precio del crudo en relación con el gas natural).

5. Generación de energía eléctrica para venta

El gas asociado se recupera de la Tea y se dirige para pretratamiento, producción de electricidad en el sitio (técnica 1), si corresponde, separación de componentes pesados (técnica 6) y luego se utiliza como materia prima para la combustión en motores de gas, turbinas de gas, o turbinas de vapor para generación de electricidad con el fin de exportarla. Este proceso también se conoce comúnmente como Gas-to-Wire (GTW).

- Seguridad de los compradores a largo plazo y valores de los productos (deben considerarse la distancia al mercado, los volúmenes disponibles y los precios alcanzables en varios mercados).
- Uso de plantas "GTL/GTC" de micro/pequeña escala, particularmente con los desarrollos tecnológicos actuales (aunque los costos de inversión de capital siguen siendo altos en comparación con otras rutas de utilización de gas).
- Posibles limitaciones de la composición del gas (requerimientos para el acondicionamiento del gas, por ejemplo, por el contenido de H₂S) antes de la combustión en motores o turbinas.
- Viabilidad de separar los componentes pesados del gas remanente antes de la combustión (dependiendo del valor económico; se debe evaluar el uso solo de gas seco para la generación de energía o el uso del gas remanente directamente como combustible de combustión).
- Seguridad y volúmenes de gas disponibles a lo largo del tiempo (para evaluar la viabilidad y el ROI).
- Reutilización y portabilidad de equipos de generación de energía en campos maduros (por ejemplo, uso de equipos montados en remolques/modulares/en contenedores y posibilidades de reposicionamiento después del final de la vida útil del campo).
- Posibilidad de conexión a la red y distancia hasta ella (requiere accesibilidad a la red y permite introducir energía en el sistema).
- Suponiendo la disponibilidad de la red, la viabilidad económica de la demanda y los requisitos generales de electricidad (por ejemplo, factores de carga de la red y otros parámetros eléctricos relacionados).
- Requisitos de carga base versus carga máxima (a menos que el gas pueda almacenarse en horas de menor actividad, la electricidad a partir de gas durante las operaciones petroleras generalmente se considera una opción de carga base).
- Posible desplazamiento de fuentes alternativas de generación de electricidad con bajas emisiones de carbono (por ejemplo, fuentes de energía renovables, en particular cuando la energía hidroeléctrica se utiliza para la generación de energía de carga base).

<p>6. Recuperación de condensados</p>	<p>El gas asociado se recupera de la Tea y se dirige para su pretratamiento (preprocesamiento y acondicionamiento) antes de que los componentes pesados del gas se procesen y se separen en gas licuado de petróleo (GLP) y condensados. Los componentes más pesados del gas se pueden utilizar para aumentar el volumen de crudo o exportarse y venderse (opcionalmente mediante el fraccionamiento de componentes en corrientes de productos individuales de acuerdo con los requisitos del mercado). El gas seco restante puede utilizarse (en otras técnicas) o, si no existe una alternativa viable, enviarse a quemar.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Posibles limitaciones de la composición del gas para la viabilidad económica (cantidad de hidrocarburos más pesados en el gas remanente; análisis de retorno de la inversión - ROI). • Viabilidad económica de separar los componentes pesados del gas antes de su uso en el sitio y utilizar únicamente gas seco para electricidad y calor (dependiendo del valor de mercado y la disponibilidad de los compradores). • Requerimientos para el acondicionamiento del gas antes de su flujo hacia las instalaciones de procesamiento de separación de componentes pesados (por ejemplo, por el contenido de H₂S). • Seguridad de los volúmenes de suministro de gas en el tiempo (dimensionamiento de los equipos, consideraciones de inversión). • Selección de tecnología (costos, eficiencia de separación requerida, pureza de las corrientes de productos). • Demanda del mercado y precios (viabilidad económica). • Requerimientos de espacio (necesidades de grandes superficies para instalaciones de procesamiento; limitaciones en el campo, estaciones o plantas).
<p>7. Optimización del sistema de la Tea</p>	<p>El gas remanente se recupera de la Tea convencional y se envía a un tambor de eliminación (knockout drum) de tamaño adecuado para eliminar los hidrocarburos más pesados de la corriente que va a la Tea antes de dirigirse a una Tea mejorada donde se quema utilizando tecnología avanzada de punta de antorcha y encendido de antorcha.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Requerimientos en cuanto a seguridad, ambientales y sociales (la seguridad es el objetivo principal). • Ubicación geográfica y condiciones ambientales (por ejemplo, campos onshore/offshore, viento, temperatura). • Selección de tecnología basada en una gama completa de condiciones operativas de quema (por ejemplo, la tasa de quema de gas, la composición del gas y la presión, pueden afectar la producción de emisiones). • Requisitos de diseño y mantenimiento (por ejemplo, si no se dimensionan o mantienen adecuadamente, se puede producir una combustión ineficiente, formación de humo y emisiones de GEI). • Costo de la tecnología (amplia variación entre los diseños de sistemas de antorcha). • Consideraciones de costos versus ingresos (solo ofrece beneficios no financieros; ningún beneficio económico para el operador).

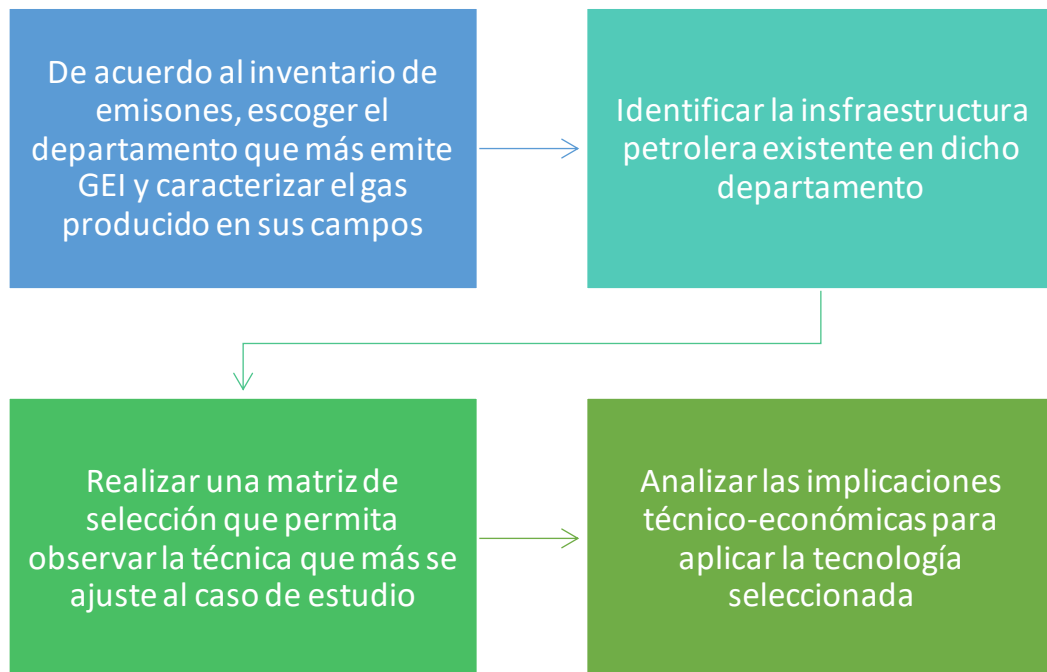
Nota. Esta tabla contempla puntos a tener en cuenta para aplicar las técnicas estudiadas. *Stephanie Saunier, Marc-Alexander Bergauer e Irina

4.3 Metodología del objetivo específico 3

La etapa final de este trabajo es un análisis técnico-económico conceptual de la implementación de la tecnología que más se ajuste a una estación de producción de uno de los campos petroleros de Colombia que más emiten GEI y que requieren de alternativas para seguir esforzándose en la lucha contra el cambio climático. La metodología propuesta para alcanzar esta meta se muestra en la figura 12.

Figura 12

Metodología para cumplir el objetivo específico 3



Nota. Este gráfico muestra una serie de pasos que se tomaron para seleccionar el departamento que más emite GEI y sugerir una técnica para reducir la quema de gas residual.

5. Análisis del caso de estudio

5.1 Emisiones GEI en el sector petrolero colombiano

En el capítulo anterior se mostró las estimaciones de emisiones de GEI por línea de negocio del sector petrolero (upstream, midstream y downstream). El interés de este trabajo se centra en el subsector upstream, ya que se pretende evaluar alternativas para aprovechar el gas que es enviado a Tea o a venteo en los campos petroleros colombianos y así reducir las emisiones. La información presentada en el capítulo anterior, permitió identificar que el departamento que más aporta emisiones en este subsector es el Meta. Analizando la infraestructura petrolera de este departamento, ver figura 13, encontramos campos como: Chichimene, Castilla, Apiay y Rubiales. A parte de pozos productores, estos campos cuentan con estaciones de recolección y almacenamiento, estaciones de bombeo, refinerías a pequeña escala e instalaciones para trabajar con carrotanques. Los gases de estos campos se caracterizan como gases amargos húmedos, tanto por la cantidad de CO₂ y la proporción de componentes pesados.

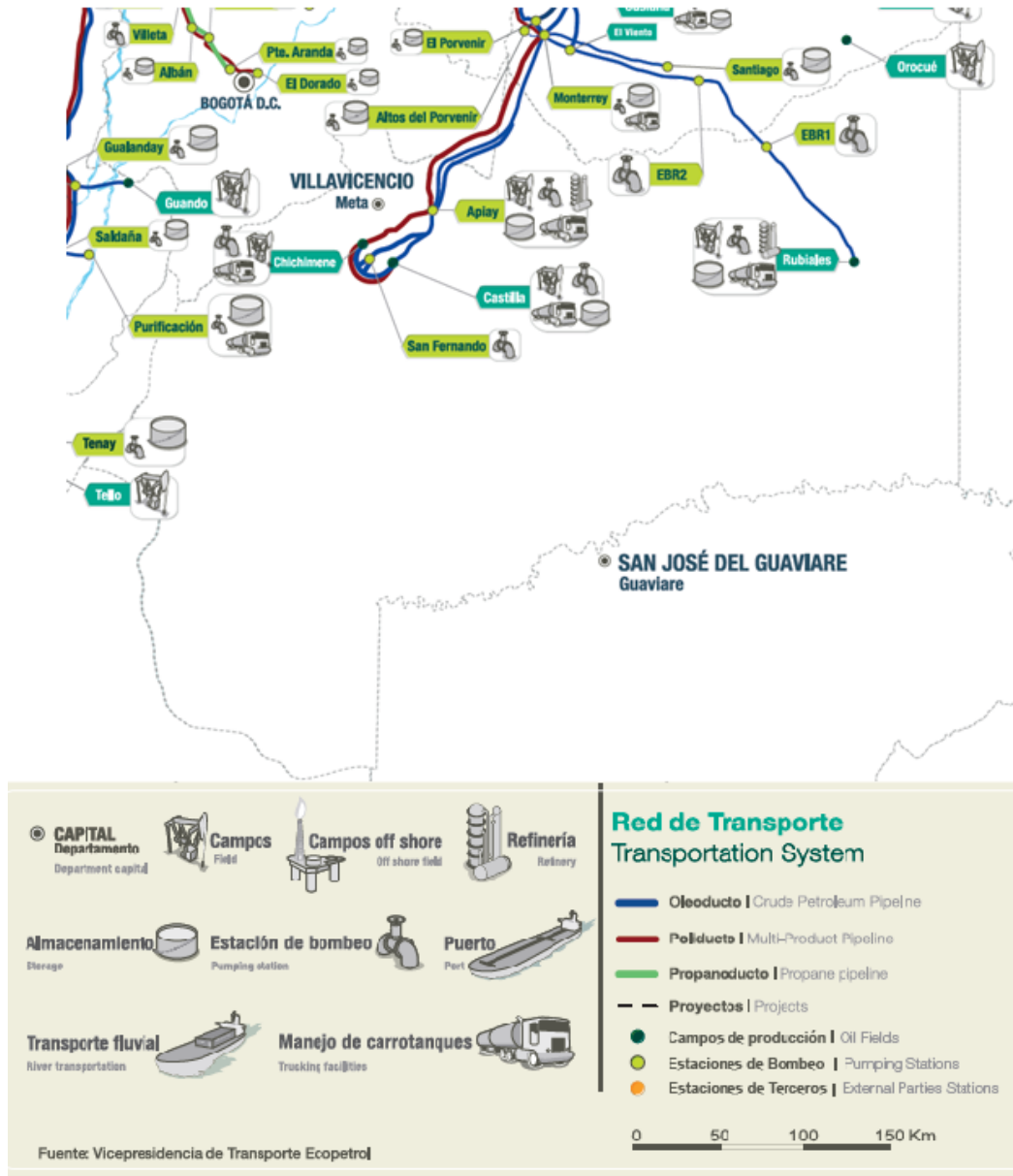
Contrastando esta información con la proporcionada por los datos globales de quema de gas del Banco Mundial, existe correlación porque esta información apunta a que campos como Chichimene, ha sido el que en la última década ha quemado más volumen de gas por año en Colombia.

5.2 Variables que influyen en la elección de una técnica para aprovechar el gas que es enviado a TEA

En el transcurso de este trabajo de grado se ha hablado de 7 técnicas que han sido desarrolladas en campo con el fin de aprovechar el gas que se considera un exceso y reducir la emisión de GEI.

Figura 13

Infraestructura petrolera del departamento del Meta



Nota. El gráfico muestra los campos más representativos del departamento del Meta y las facilidades que hacen parte de ellos. Adaptado de *Infraestructura petrolera 2017*[Archivo PDF],

por Vicepresidencia de Transporte Ecopetrol, 2017, Ecopetrol (https://www.ecopetrol.com.co/english/documentos/infraestructura_petrolera_2017.pdf)

Con el fin de contextualizar las variables que influyen en la elección de una tecnología para aprovechar el gas enviado a TEA, en este proyecto se presenta una estación de estudio que se encuentra ubicada en uno de los campos del departamento del Meta y que actualmente quema el gas en exceso producto del procesamiento y almacenamiento de la producción del campo. Las siguientes variables serán las que se considerarán para el análisis: composición del gas, CAPEX (costo total de capital) y OPEX (costos de operación), madurez tecnológica, producción, aumento de ingresos/productos, transporte al mercado, carbono y eficiencia energética e impacto a la comunidad (Khalili-Garakani, Iravaninia y Nezhadfad,2021).

Composición del gas

Puede ser necesario un pretratamiento a la corriente de gas para cumplir ciertos requisitos y eliminar impurezas e hidrocarburos condensables. Las impurezas como el H₂S y el CO₂ pueden dañar los equipos y requieren tratamiento para lograr un estándar de combustible aceptable para motores y turbinas a gas. Algunos proveedores de estos equipos ofrecen la opción de utilizar gas con un tratamiento previo mínimo.

CAPEX (costo total de capital) y OPEX (costos de operación)

El costo de capital, influenciado por factores como la complejidad del proceso y la distancia al mercado, es crucial, junto con los costos operativos afectados por la complejidad técnica y la eficiencia energética. Varias consideraciones impactan la estimación de costos, incluyendo el área del proceso, la confiabilidad (preferir procesos de un solo tren para la eficiencia de costos a pesar de los riesgos potenciales) y consideraciones de seguridad, como los estudios HAZOP- Análisis

de Riesgos de Proceso (Hazard and Operability Study) /HAZID (HAZard IDentification), que pueden aumentar tanto los costos operativos como de inversión.

Madurez tecnológica

"Tecnología madura" se refiere a una tecnología que se ha utilizado durante suficiente tiempo como para que las fallas y problemas iniciales se resuelvan mediante un mayor desarrollo. También puede describir tecnología menos utilizada con principios científicos bien comprendidos. Considerar la madurez tecnológica es importante en los procesos de toma de decisiones.

Tendencia de la producción

Las tendencias de producción de los pozos en los campos podrían cambiar según las frecuentes paradas de planta o los diferentes programas de producción. Como resultado, el caudal de gas asociado fluctúa durante la vida útil del campo. Por esta razón, la mayoría de las veces, las petroleras intentan construir estaciones de recolección como una opción económica para alcanzar perfiles de producción más fluidos a corto o largo plazo.

Aumento de ingresos y productos

Los ingresos del proyecto son críticos para estimar el retorno de la inversión. Además, generalmente los procesos que conducen a mejoras en los productos generan mayores ingresos y una menor tasa de retorno.

Transporte al mercado

La facilidad de transporte del producto al consumidor o a los mercados es otro factor crítico que debe considerarse.

Carbono y eficiencia energética

Se debe examinar la eficiencia energética y de carbono del proceso porque los productos podrían conducir a combustibles con mayor intensidad de carbono.

Impacto en la comunidad

La interdependencia comunitaria se refiere a la interconexión y la dependencia mutua entre diferentes individuos, grupos u organizaciones dentro de una comunidad. Sugiere que los miembros de una comunidad dependen unos de otros de diversas maneras, como apoyo social, intercambio económico, recursos compartidos u objetivos colectivos. Este concepto enfatiza la idea de que las comunidades funcionan como sistemas interconectados donde las acciones o el bienestar de una parte pueden tener efectos dominó en otras partes de la comunidad.

Dos factores de decisión importantes que podrían convertirse en desafíos potenciales son la tendencia de producción, que se relaciona principalmente con las fluctuaciones en el volumen y la composición del gas de quema y el transporte al mercado (Khalili-Garakani, Iravaninia y Nezhadfar,2021).

A partir de estas variables evaluaremos con la tabla 9 el caso de estudio, las cuales ayudarán a escoger la técnica más acertada y aportar a lograr uno de los objetivos que actualmente tiene Ecopetrol: llegar a cero quemas rutinarias a 2030 (Ecopetrol, 2024).

Esta matriz asigna un peso a cada variable de acuerdo al grado de relevancia que tenga para el proyecto, después se le asigna una ponderación a cada variable dentro de cada técnica teniendo en cuenta cuatro criterios que tienen un peso específico: viable, necesita estudio, requiere estudio específico y no aplica y al finalizar la evaluación de cada técnica, la tabla totaliza y muestra cuáles técnicas se alinean más al objetivo del proyecto. Dicho esto, las técnicas que se ajustan al caso de estudio son la técnica 1 (generación de electricidad y calor para autoconsumo) y la técnica 5 (venta o exportación de electricidad a terceros).

La técnica que obtuvo la mejor puntuación para el proyecto es la técnica 1, generación de electricidad y calor para autoconsumo. Esta elección se fundamenta, por experiencia de campo, en

que Ecopetrol continúa requiriendo diésel como combustible para algunas facilidades en campo, por lo que usar el gas remanente en la estación de estudio para generar electricidad con propósito de autoconsumo tendría doble ventaja: ambiental y económico.

Con el ánimo de proponer una solución a las altas emisiones en este departamento y de aprovechar el exceso de gas producido en la estación de estudio, el cual tiene alta proporción de metano y CO₂, se considerará un sistema de generación de energía eléctrica que supla el requerimiento energético de las facilidades de 22 pozos de su radio de operación.

Tabla 9

Matriz de decisión de las tecnologías aplicables al aprovechamiento del gas enviado a quema

Variables/Tecnología	Peso	Tecnología	Tecnología	Tecnología	Tecnología	Tecnología	Tecnología	Tecnología
		1	2	3	4	5	6	7
Composición del gas	3	2	2	1	1	2	1	2
CAPEX/OPEX	5	2	1	0	0	1	1	1
Madurez tecnológica	5	2	2	1	0	2	2	2
Tendencia de producción	3	2	2	1	1	2	1	2
Aumento de ganancias y productos	1	2	0	2	2	2	1	-1
Transporte al mercado	4	-1	-1	0	2	1	1	-1
Eficiencia energética/carbono	5	2	0	2	1	1	2	2
Impacto en la comunidad	5	2	0	1	1	2	1	1
Total		50	23	28	26	48	41	37
Viable		2						
Necesita estudio		1						
Requiere estudio específico						0		
No aplica						-1		

Nota. Esta tabla muestra una matriz de decisión que considera las variables más relevantes a la hora de elegir una técnica para aprovechar el gas que es enviado a quema. La tabla fusiona dos metodologías: la de la matriz de decisión de Pugh y la metodología de *Qualitative ranking of flare*

gas recovery and utilization technologies (p. 17), por Khalili-Garakani, Iravaninia y Nezhadfar, 2020, Journal of Cleaner Production.

5.3 Análisis técnico-económico conceptual del caso de estudio

5.3.1 Análisis técnico

El uso del gas que es enviado a TEA como fuente de energía en los sitios de producción de petróleo y gas ofrece varios beneficios. Utiliza eficientemente un recurso previamente desperdiciado, reduce las emisiones derivadas de la quema y elimina la necesidad de otras fuentes de energía. El alcance de la reducción de emisiones que se puede lograr con la técnica 1 depende de las necesidades energéticas específicas de cada sitio, pero tiene el potencial de reducir en gran medida las actividades de quema en muchos casos.

Las necesidades de electricidad de los campos petroleros suelen satisfacerse con generadores diésel debido a su facilidad de transporte, manipulación y almacenamiento de combustible. Estos generadores ofrecen electricidad confiable y constante, requieren un mantenimiento mínimo y no necesitan capacitación especializada para operar, lo que los convierte en una solución práctica a largo plazo. Alternativamente, algunos campos optan por comprar electricidad directamente de la red cuando está disponible, ya que implica una menor inversión inicial y suele ser más barata que los generadores diésel, lo que proporciona una fuente de energía confiable y sin complicaciones. A pesar de la disponibilidad de gas de TEA en el sitio, estos métodos convencionales compiten económicamente con la generación de energía eléctrica (AMAP, 2019, p. 14).

Con el fin de utilizar eficazmente el gas enviado a Tea para la generación de energía, es fundamental seleccionar los generadores adecuados. La elección depende de factores como la tendencia del suministro de gas, la calidad del gas, las características del sistema eléctrico y la

demanda de electricidad. Para una implementación por etapas o para satisfacer las necesidades energéticas locales, las unidades pequeñas y móviles en contenedores son adecuadas, lo que garantiza flexibilidad y adaptabilidad. Estas unidades pueden reubicarse a medida que disminuyan los volúmenes del gas producido (AMAP, 2019, p. 15).

Teniendo como objetivo la mínima inversión posible y la máxima rentabilidad del proyecto, se considera motores de gas como generadores. La tecnología de los motores de gas es menos sensible a las altas temperaturas ambientales y a la altitud en comparación con las turbinas de gas. Los costos de mantenimiento de los motores de gas suelen ser más bajos que los de las turbinas, dependiendo de los parámetros del proyecto. La generación de energía basada en motores puede reducir aún más los gastos de capital y operativos al eliminar la necesidad de comprimir el gas combustible. Los bajos requisitos de presión de admisión de gas para los motores (6 bar en comparación con 21-40 bar para las turbinas) reducen los costos y riesgos de infraestructura (AMAP, 2019, p. 16).

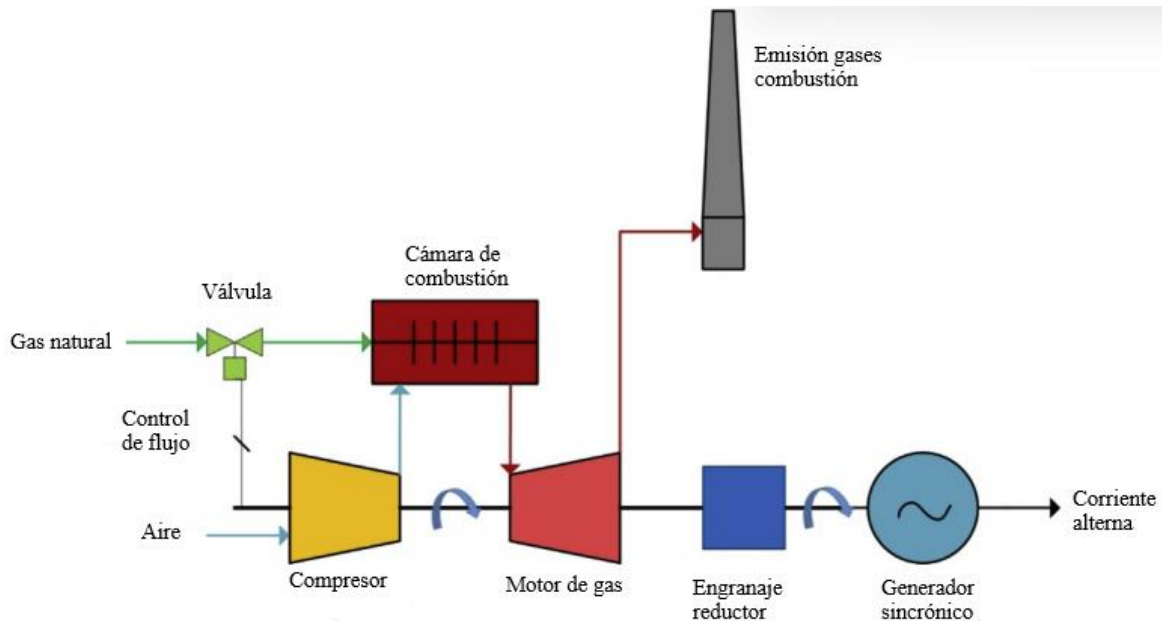
La infraestructura requerida para implementar esta tecnología se muestra en la figura 14 y consta de:

- Equipos de preprocesamiento y acondicionamiento de gas, que para los gases del caso de estudio son necesarios para remover parte del CO₂ y componentes pesados.
- Compresores (si es necesario para aumentar la presión del gas).
- Generador de energía: motor de gas.
- Sistema opcional de recuperación de calor residual (por ejemplo, turbina de vapor para una mayor eficiencia en la generación de electricidad a partir del mismo gas combustible).
- Tuberías e infraestructura relacionada: tubería que lleve el gas al sistema de generación, equipo de instrumentación, válvulas, líneas eléctricas, etc.

- Sistemas de respaldo: mantener activa la posibilidad de compra de energía eléctrica a proveedores externos en caso de falla del sistema de generación.

Figura 14

Un ciclo típico de motor de gas para generación de energía



Nota. El gráfico muestra cómo se produce energía eléctrica en un generador de motor de gas en ciclo único. Tomado, traducido y adaptado de *Power generation as a useful option for flare gas recovery: Enviroeconomic evaluation of different scenarios* (p.3), por M. Nezhadfar, A. Khalili-Garakani, 2020, Energy 204.

Analizando el flujo de la corriente de gas que es enviado a TEA, este primero entraría a una unidad de absorción para remover los componentes pesados y de endulzamiento para remover el CO₂. Luego, entra al sistema de generación compuesto por motores de gas, estos son motores de combustión interna que se utilizan para la producción de energía a pequeña escala. Funcionan quemando gas para generar fuerza, que hace girar un cigüeñal conectado a un alternador, produciendo electricidad. Requieren un procesamiento mínimo del gas y vienen en tamaños de

hasta 30 megavatios. Los motores de gas pueden alcanzar una eficiencia eléctrica del 40-50% y aumentar la eficiencia total hasta un 80% sí se considera aprovechar el calor expulsado de la combustión para convertirlo en energía eléctrica a través de un ciclo combinado que incluye una turbina de vapor (AMAP, 2019, p. 15).

La generación de energía a partir del gas enviado a TEA puede ser un método potencialmente eficaz. Con esta técnica, además de la considerable reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, también se puede percibir una importante ganancia económica. En conclusión, con este sistema de generación se obtiene mayor eficiencia, rentabilidad y vida útil, menores emisiones y costos de mantenimiento y mayor adaptabilidad, se puede utilizar para la generación de energía a partir de un rango más amplio de caudal y composición del gas (Nezhadfarid y Khalili-Garakani, 2020).

5.3.2 Análisis económico

Actualmente, en el área de operación de la estación de producción en estudio, el suministro de electricidad a ciertos pozos es proporcionado por generadores diésel.

Para este análisis económico, se tendrá en cuenta el suministro de energía eléctrica a 22 pozos, cuya producción es recibida en la estación de estudio y en la que el gas remanente de dicha producción se pretende utilizar para el sistema de generación de gas natural planteado en este proyecto.

5.3.2.1 Generadores diésel en campo. De acuerdo a los datos recolectados en la estación de estudio, los costos asociados al uso del diésel como combustible del sistema de generación actual se encuentran consignados en la tabla 10.

Tabla 10

Costos asociados al suministro de energía eléctrica a través de generadores diésel

Descripción	Unidad	Cantidad	Valor por unidad (USD)	Total (USD)
Inspección general	mensual	11	\$100,0	\$1.100,0
Cambio de aceite y filtros	mensual	11	\$200,0	\$2.200,0
Consumo combustible	Galón/mes	243000	\$2,5	\$607.500
Total mes (USD)				\$610.800
Total año (USD)				\$7.329.600

Nota. La tabla muestra los costos operacionales anuales asociados a los sistemas generadores diésel. Tomado y adaptado de datos de campo.

5.3.2.2 Inversión de capital para suministrar electricidad con generadores de gas. De acuerdo a la literatura consultada, se estima que el costo total de capital (CAPEX) para la generación de energía a pequeña escala basada en gas enviado TEA está en el rango de 1 a 3 millones de dólares estadounidenses (USD) por MW de capacidad instalada, incluido el suministro de energía de respaldo, las conexiones a la red local (sí aplica), servicios públicos de la planta y sistemas de control (AMAP, 2019, p. 16).

Los motores de gas pueden considerarse la opción más viable para requisitos de potencia inferiores a 5 MW (AMAP, 2019, p. 16). Por esto, la propuesta de este proyecto es reemplazar los generadores diésel que alimentan las facilidades de los pozos por un sistema de generación a gas natural que suministre a través de la red eléctrica local la demanda de estas facilidades.

Una consideración para este proyecto será tomar 2 millones de dólares estadounidenses (USD) por MW de capacidad instalada como la inversión base para este tipo de proyecto debido a que es un campo maduro, existe una red eléctrica local consolidada y vías de acceso. La data para

este caso de estudio está consignada en la tabla 11 y muestra información como: el volumen de gas quemado en la estación, la cromatografía de ese gas y algunas propiedades del mismo.

Tabla 11

Data del caso de estudio

Ítem	Descripción	Unidad	Valor (Promedio)	Valor mínimo	Valor máximo
1	Volumen de gas producido/día	MSCFD	180	150	200
2	Volumen de gas quemado/año	MMCFA	57	N/A	N/A
3	Presión del gas en TEA	psi	N/A	12	25
4	Temperatura del gas en TEA	°F	N/A	90	120
5	Metano	%mol	69,77	52,58	75
6	Etano	%mol	2,1	1,383	4,465
7	Propano	%mol	1,92	0,239	5,13
8	Isobutano	%mol	1,2	0,079	2,475
9	n-Butano	%mol	2,15	0,499	7,77
10	Isopentano	%mol	1,87	0,292	4,707
11	n-Pentano	%mol	2,45	0,672	5,58
12	n-Hexano	%mol	1,61	0,383	3,94
13	C7+	%mol	2,372	0,5	2,06
14	Nitrógeno	%mol	4,56	4,016	11
15	H2S	ppm	0	0	0
16	CO2	%mol	10	8,6	15,9

17	LHV	BTU/CF	1131,23	617,9	1750
----	-----	--------	---------	-------	------

Nota. En esta tabla se relaciona la información requerida para realizar el análisis económico. Data suministrada por operadores.

5.3.2.2.1 Modelos de generadores de gas natural. En el mercado se pueden encontrar proveedores que han diseñado estos equipos para la industria oil&gas y que son flexibles en cuanto a las variaciones que llegue a presentar la corriente de gas durante la vida útil del proyecto. En la tabla 12 se listan varios modelos que han sido usados en la industria como generadores y los costos asociados al mantenimiento de cada uno. Las variables operativas para cada modelo fueron verificadas directamente en la página web de cada fabricante y los costos de compra y mantenimiento fueron tomados de cotizaciones propias.

Tabla 12

Precios de generadores de gas natural

Modelo	Precio del Equipo (USD)	Costo de Mantenimiento Anual (USD)
Cummins C1000N6B	\$250.000,00	\$30.000,00
Caterpillar G3512	\$270.000,00	\$32.000,00
Generac SG1000	\$240.000,00	\$29.000,00
Kohler KG1000	\$260.000,00	\$31.000,00
MTU 16V4000 GS1000	\$280.000,00	\$34.000,00

Nota. En esta tabla se relaciona las cotizaciones hechas de los equipos mencionados con costos asociados a su mantenimiento. Tomado y adaptado de recursos en línea.

5.3.2.3 Potencia eléctrica que produciría la estación de estudio con generadores de gas. Para obtener potencia eléctrica a partir del gas natural producido; se debe convertir la potencia calórica en potencia mecánica por medio de un motor a gas y la potencia mecánica en potencia eléctrica a través de un generador (Rivera Murillo, 2020).

Para este caso de estudio, el poder calorífico neto real es 1131,23 BTU/ft³ y se proyecta utilizar el gas enviado a quema, contando con un caudal de 6666,67 ft³/h:

$$PC = H_v * Q \quad \text{Ecuación 2}$$

H_v = Poder calorífico neto real (BTU/ft³)

Q = Caudal de gas (ft³/h)

PC = Potencia calorífica (Hp)

$$PC = 1131,23 * 6666,67 = 7541537,1 \text{ BTU/h}$$

Usando el factor de conversión, convertimos a Hp:

$$1 \text{ BTU/hora} = 3,9294 * 10^{-4} \text{ Hp}$$

$$PC = 2963,37 \text{ Hp}$$

Usando el factor de conversión, convertimos a kW:

$$1 \text{ Hp} = 0,7457 \text{ Kw}$$

$$PC = 2209,79 \text{ kW}$$

Respecto a las eficiencias, los motores de gas son motores de combustión interna adecuados para la producción a pequeña escala de energía distribuida y requieren un procesamiento mínimo del gas combustible y alcanzan una eficiencia eléctrica de hasta el 40-50%. (AMAP, 2019, p. 15) y en cuanto al generador, las eficiencias oscilan del 95% al 98% (Rivera Murillo, 2020). Para este cálculo se toma una eficiencia del 40% y 95%, respectivamente:

$$PE = PC * E_m * E_g \quad \text{Ecuación 3}$$

PE = Potencia eléctrica (kW)

E_m = Eficiencia del motor

E_g = Eficiencia del generador

$$PE = 2209,79 \text{ kW} * 0,40 * 0,95 = 839,72 \text{ kW}$$

Como conclusión, es posible cumplir con este caudal de gas el requerimiento energético de los pozos que es de 720 kW.

5.3.2.4 Evaluación económica del proyecto. La metodología utilizada en la tabla 13 para seleccionar el generador adecuado para el proyecto se llama Análisis de Decisión Multicriterio (MCDM, por sus siglas en inglés: Multi-Criteria Decision Making). Dentro de MCDM, una técnica comúnmente utilizada para este tipo de análisis es el Método de Puntuación Ponderada o Weighted Scoring Method. Con dicho método se escogieron 3 variables de las más relevantes para la puesta en marcha del proyecto, asignándoles una ponderación a cada una de ellas de acuerdo a la información recolectada de cada modelo en las secciones anteriores.

Tabla 13

Selección del generador adecuado

Modelo	Adecuación al flujo de gas (30%)	Costo del equipo (40%)	Costo de mantenimiento anual (30%)	Puntuación total (100%)
Cummins C1000N6B	0,9	1,6	1,2	3,7
Caterpillar G3512	0,9	0,8	0,6	2,3
Generac SG1000	0,9	2	1,5	4,4
Kohler KG1000	0,9	1,2	0,9	3
MTU 16V4000 GS1000	0,9	0,4	0,3	1,6

Nota. Esta tabla muestra el generador más adecuado para el caso de estudio siguiendo una metodología de selección.

De acuerdo a la metodología empleada, el modelo Generac SG1000 es el que exige menor inversión y gastos de mantenimiento, asumiendo que todos los modelos se ajustan a las variaciones en el caudal, explicado en las secciones anteriores.

5.3.2.4.1 Inversión inicial del proyecto. En cuanto a la inversión inicial del proyecto, se calcula el uso de dos unidades de generación Generac SG1000 de capacidad nominal de 1 MW debido a que, bajo la eficiencia de cada sistema, probablemente cada unidad está en la capacidad de generar 419 kW, aportando al proyecto una capacidad real de 839 kW. En la tabla 13 se muestra la inversión requerida tanto para la compra de los dos generadores, como para la infraestructura requerida para el proyecto, bajo las consideraciones hechas en las secciones anteriores.

Tabla 14

Inversión inicial para el proyecto

Descripción	Valor (USD)
Ingeniería básica y de detalle	\$ 500.000,00
Compra 2 unidades de generación	\$ 480.000,00
Adecuaciones locativas para instalar generadores	\$ 50.000,00
Instalación de tubería, accesorios y facilidades estación-área de generación	\$ 1.000.000,00
Conexión eléctrica área generación-pozos	\$ 1.000.000,00
Instalación facilidades de instrumentación y control	\$ 400.000,00
Unidad de pretratamiento del gas	\$ 200.000,00
Costos administrativos de planeación, programación y puesta en marcha	\$ 370.000,00
Total	\$ 4.000.000,00

Nota. Esta tabla muestra la inversión inicial requerida para el proyecto considerando la compra de las unidades de generación y todo lo requerido para la puesta en marcha del mismo.

5.3.2.4.2 Incremento anual de costos de operación: diésel vs gas natural. A las unidades de generación diésel que actualmente están en operación les queda una vida útil de 5 años de acuerdo a los libros de gestión de activos de la empresa, por esto, en la tabla 14 se realiza una comparativa entre los costos de mantenimiento de ambos sistemas de generación en este horizonte de tiempo para efecto del análisis económico, considerando un incremento anual del 5% por inflación y otros conceptos, como el precio del diésel.

Tabla 15*Incremento anual del costo operativo por sistema de generación*

Año	OPEX sistema diésel (USD)	OPEX sistema gas natural (USD)
2024	\$7.329.600,0	\$58.000,0
2025	\$7.696.080,0	\$60.900,0
2026	\$8.080.884,0	\$63.945,0
2027	\$8.484.928,2	\$67.142,3
2028	\$8.909.174,6	\$70.499,4

Nota. Esta tabla muestra el incremento del costo operacional de cada sistema de generación anualmente.

5.3.2.4.3 Valor presente neto: diésel vs gas natural. El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido para evaluar la rentabilidad de proyectos de inversión a largo plazo. En el sector de hidrocarburos es muy utilizado porque es un sector que exige y supone una fuerte dotación de capital. Se evalúan los flujos de caja de cada periodo. Para el cálculo del VPN se estiman dichos flujos de caja y se traen a valor presente con una tasa de descuento (Gómez Lema, A. C., Hernández Vergara, J. P. y Sepúlveda Guevara, S. N., 2020).

En las tablas 16 y 17 se puede apreciar un flujo de caja para los generadores diésel y gas natural, respectivamente, en estas tablas se muestran valores por concepto de inversión, ingresos: calculados con una producción promedio de los pozos de 200 bbl/día y un precio Brent dependiente del año (Kane, s.f.), OPEX, depreciación lineal del equipo, utilidades (calculadas en base a los ingresos) e impuestos (aplicados a las utilidades y que para este proyecto se asume una tasa de impuesto a la renta del 35%). El Valor Presente Neto sirva para generar dos tipos de decisiones:

ver si las inversiones son efectuales y ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos (Granel, 2022). Es decir, el proyecto con mayor VPN será el más favorable para la empresa.

Tabla 16

Flujo de caja con generadores diésel

Año	Inversión (USD)	Ingresos (USD)	Costos Opt&Mtto (USD)	Depreciación del equipo (USD)	Utilidades (USD)	Impuestos (USD)	Flujo caja libre (USD)
0							
2024		\$ 79.453.440	\$ 7.329.600,00	\$ 33.000,00	\$ 72.090.840,00	\$ 25.231.794,00	\$ 46.859.046,00
2025		\$ 78.169.344	\$ 7.696.080,00	\$ 33.000,00	\$ 70.440.264,00	\$ 24.654.092,40	\$ 45.786.171,60
2026		\$ 73.353.984	\$ 8.080.884,00	\$ 33.000,00	\$ 65.240.100,00	\$ 22.834.035,00	\$ 42.406.065,00
2027		\$ 65.328.384	\$ 8.484.928,20	\$ 33.000,00	\$ 56.810.455,80	\$ 19.883.659,53	\$ 36.926.796,27
2028	\$ 275.000	\$ 65.328.384	\$ 8.909.174,61	\$ 33.000,00	\$ 56.111.209,39	\$ 19.638.923,29	\$ 36.472.286,10

Nota. Esta tabla muestra el flujo de caja que se usará para calcular el VPN del escenario con generadores diesel.

Dado que la vida útil de los generadores diésel se proyecta hasta el año 2028, en la tabla 16 se muestra una inversión de \$275.000 en este año, valor que corresponde al costo de la compra de los nuevos, asumiendo que será el mismo valor de cuando se compraron.

Por otro lado, en la tabla 17 se consideró una vida útil del proyecto propuesto de 7 años, por lo que una depreciación lineal de la inversión fue asumida por el mismo periodo de tiempo.

En la figura 15 se realiza una comparación entre el flujo de caja de ambos sistemas de generación para apreciar el ahorro que se tendría con la aplicación del modelo propuesto.

Una vez calculados los flujos de caja, se procederá a estimar el VPN. La fórmula del Valor Presente Neto o VPN, depende de las siguientes variables (Granel, 2022):

- Inversión inicial previa (Io): es el monto o valor del desembolso que la empresa hará en el momento inicial de efectuar la inversión.

Tabla 17

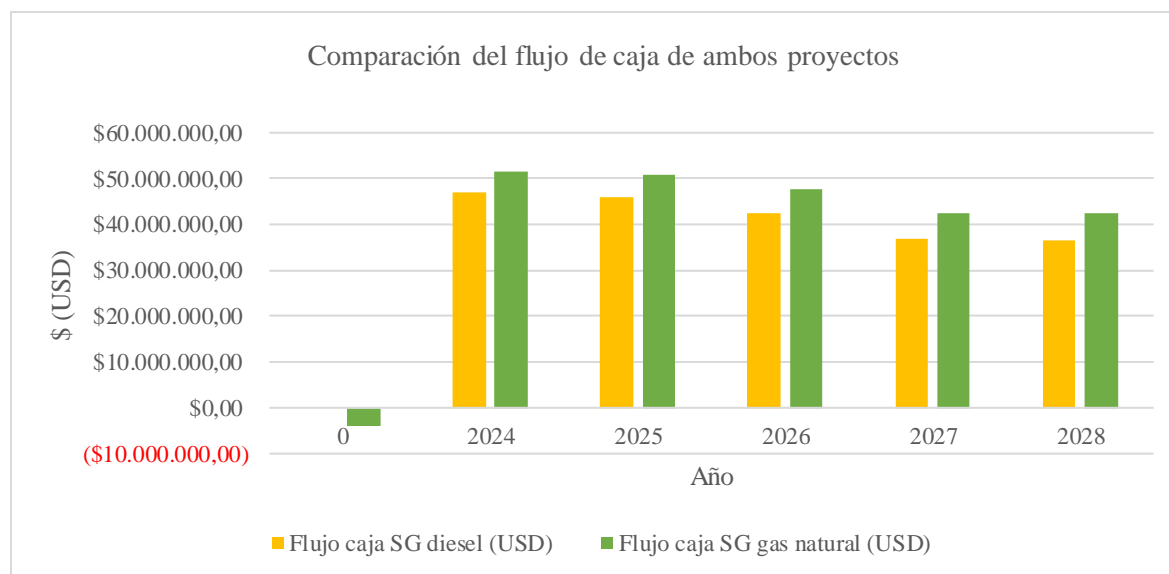
Flujo de caja con generadores de gas natural

Año	Inversión (USD)	Ingresos (USD)	Costos Opt&Mtto (USD)	Depreciación del equipo (USD)	Utilidades (USD)	Impuestos (USD)	Flujo caja libre (USD)
0	\$ 4.000.000						-\$ 4.000.000,00
2024		\$ 79.453.440	\$ 58.000,00	\$ 68.571,43	\$ 79.326.868,57	\$ 27.764.404,00	\$ 51.562.464,57
2025		\$ 78.169.344	\$ 60.900,00	\$ 68.571,43	\$ 78.039.872,57	\$ 27.313.955,40	\$ 50.725.917,17
2026		\$ 73.353.984	\$ 63.945,00	\$ 68.571,43	\$ 73.221.467,57	\$ 25.627.513,65	\$ 47.593.953,92
2027		\$ 65.328.384	\$ 67.142,25	\$ 68.571,43	\$ 65.192.670,32	\$ 22.817.434,61	\$ 42.375.235,71
2028		\$ 65.328.384	\$ 70.499,36	\$ 68.571,43	\$ 65.189.313,21	\$ 22.816.259,62	\$ 42.373.053,59

Nota. Esta tabla muestra el flujo de caja que se usará para calcular el VPN del escenario con generadores de gas natural.

Figura 15

Comparación del flujo de caja de ambos proyectos



Nota. Este gráfico muestra el flujo de caja tanto del proyecto de generación con diésel como del proyecto propuesto con generadores de gas natural.

- Flujos netos de efectivo (F_t): representan la diferencia entre los ingresos y gastos que podrán obtenerse por la ejecución de un proyecto de inversión durante su vida útil.
- Tasa de descuento (k): también conocida como costo o tasa de oportunidad. Es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. Refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente. Que, para los cálculos de este trabajo, será del 12%.
- Inversiones durante la operación.
- Número de periodos que dure el proyecto (n).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Ecuación 4

Al calcular la ecuación 4 para el proyecto de generadores diésel y el de generadores de gas, se obtuvo \$152.685.690,29 USD y \$167.326.578,65 USD, respectivamente. Interpretando estos resultados, evidentemente el proyecto que más valor aportaría a la operación a corto plazo, en términos de costos, sería el de generación con gas natural.

5.3.2.4.4 Payback del proyecto de generación con gas natural. Como se demostró en la sección anterior, implementar el proyecto de generación con el gas enviado a TEA generaría un impacto considerable en la operación en términos económicos. Ahora, con el fin de evaluar este beneficio, surge la necesidad de calcular en cuánto tiempo se recuperaría la inversión, es decir, identificar el momento en que el ahorro que me genera el proyecto empezaría a dar rentabilidades positivas. Para lograr este objetivo, en la tabla 18 se calcula el ahorro mencionado, identificándose en la figura 16 que la rentabilidad positiva se lograría en aproximadamente un año.

Tabla 18

Ahorro y rentabilidad implementando el proyecto de generadores de gas

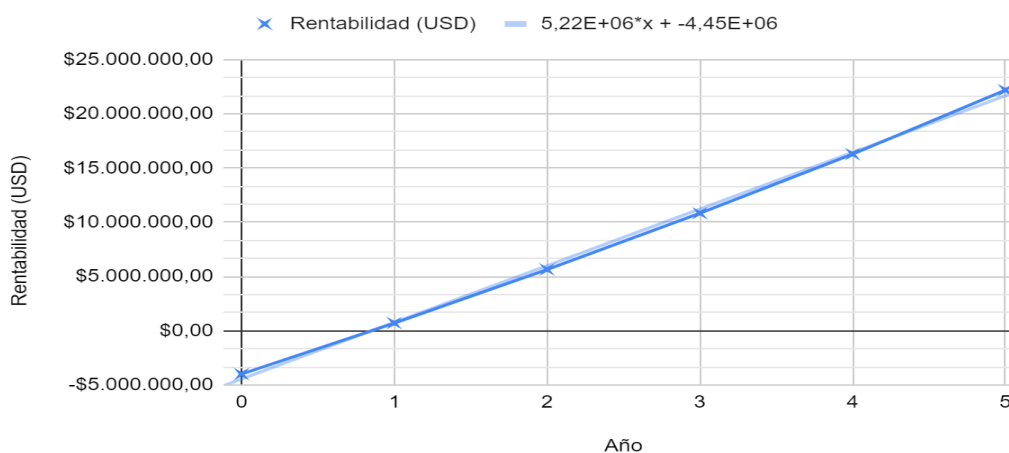
Año	Flujo de caja Diesel (USD)	Flujo de caja Gas natural (USD)	Ahorro (USD)	Rentabilidad Acumulada (USD)
0		-\$4.000.000,00		-\$4.000.000,00
1	\$46.859.046,00	\$51.562.464,57	\$4.703.418,57	\$703.418,57
2	\$45.786.171,60	\$50.725.917,17	\$4.939.745,57	\$5.643.164,14
3	\$42.406.065,00	\$47.593.953,92	\$5.187.888,92	\$10.831.053,06
4	\$36.926.796,27	\$42.375.235,71	\$5.448.439,44	\$16.279.492,50
5	\$36.472.286,10	\$42.373.053,59	\$5.900.767,49	\$22.180.259,99

Nota. Esta tabla muestra la rentabilidad alcanzada al cambiar el modelo como se genera energía eléctrica en el caso de estudio.

Figura 16

Punto de equilibrio del proyecto

Rentabilidad (USD) frente a Año



Nota. Este gráfico muestra el momento en que se alcanza el punto de equilibrio y la proyección de la rentabilidad del proyecto con los años.

5.3.2.4.5 Huella de carbono producida por el escenario actual vs proyecto propuesto. La huella de carbono es un indicador ambiental que refleja la cantidad de gases de efecto invernadero (GEI) que es emitida directa o indirectamente como consecuencia de una actividad determinada (REPSOL, s.f.). Con ayuda de calculadoras de huella de carbono en línea (UPME, 2017) se logró estimar el impacto ambiental en términos de toneladas de CO₂ arrojadas a la atmósfera con cada uno de los escenarios estudiados anteriormente: con el escenario de quemar gas en TEA sumado al uso de generadores diesel y el de aprovechar el gas enviado a TEA para incorporar a la operación generadores de gas. En la tabla 19 se resume los cálculos mencionados y en la figura 17 se puede apreciar el beneficio ambiental que se lograría con el proyecto propuesto en este trabajo.

Tabla 19

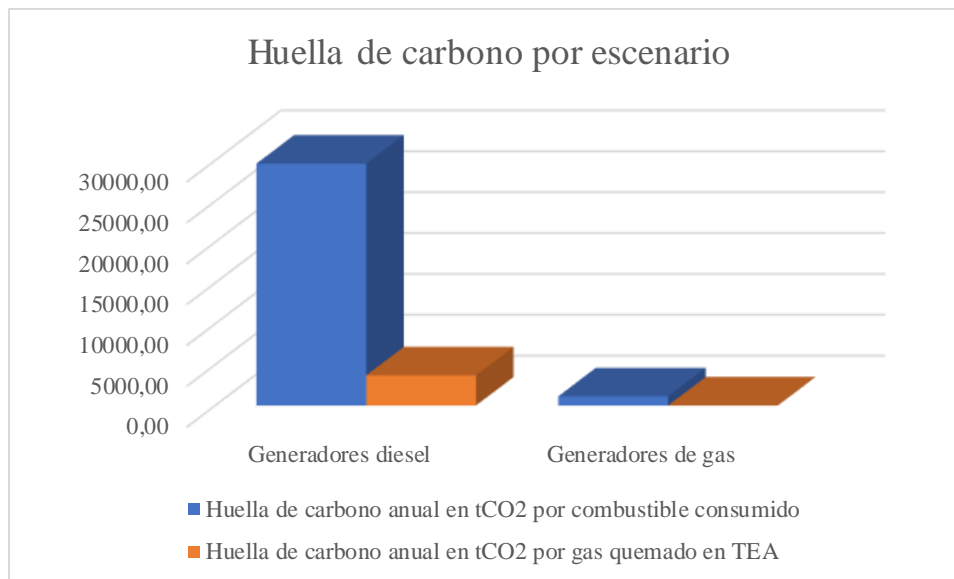
Comparativa de la huella de carbono producida por las condiciones actuales vs generadores de gas natural

Variables importantes/Tipo generador	Generadores diesel	Generadores de gas
Combustible anual consumido	2.916.000 galones	57 MMSCF
Volumen anual quemado en TEA	57 MMSCF	0
OPEX anual promedio (USD)	\$ 8.100.133,36	\$ 64.097,32
Huella de carbono anual en tCO₂ por combustible consumido	29594,43	1123,2
Huella de carbono anual en tCO₂ por gas quemado en TEA	3682,00	0
Huella de carbono total anual en tCO₂ por escenario	33276,43	1123,2

Nota. Esta tabla muestra las variables para evaluar principalmente el impacto ambiental de ambos escenarios.

Figura 17

Huella de carbono de los escenarios comparados



Nota. En esta figura se aprecia el impacto significativo en el medio ambiente que tendría implementar el proyecto propuesto en el campo.

6. Conclusiones

- En el subsector upstream, dos actividades que están incrementando la emisión de GEI en el país son el venteo y la quema de gas en TEA. Estas acciones se dan bajo situaciones como la falta de capacidad para procesar todo el gas producido en campo, por paradas de planta y durante los diferentes mantenimientos en las facilidades o por razones de seguridad operacional.

- Una baja eficiencia operativa de las TEA´s produce una combustión incompleta, lo que genera paralelamente un venteo de gas natural a la atmósfera.

- Existe una serie de tecnologías que han sido aplicadas en campo para reducir la quema de gas natural en el mundo. Se pueden clasificar en dos grupos: aquellas que aprovechan este gas que se enviaría a quema y aquellas que optimizan el proceso de combustión. En el primer grupo encontramos tecnologías que sugieren usar el gas para generar electricidad con el fin de abastecer la demanda interna o venderla a la red nacional interconectada y otras que proponen su uso para la producción de productos como metanol y amoníaco. En el segundo grupo encontramos a tecnologías como: la recuperación de condensados antes de enviar el gas a quema y la optimización de las partes del sistema TEA.

- En el subsector upstream, los campos que más emiten GEI en Colombia son los que están ubicados en el departamento del Meta, lo cual encaja con las estadísticas de producción, ya que este departamento aporta casi el 50% de la producción nacional de crudo.

- Según el Rastreador global de quema de gas del Banco Mundial, de los campos operados por Ecopetrol, el campo que más ha quemado gas en el país es Chichimene, llegando a quemar hasta 3900 MMscf en un año.

- El sub-sector upstream de los campos del meta ha registrado una huella de carbono de hasta más de 4000 ktonCO₂eq.

- Al analizar las diferentes tecnologías existentes para aprovechar el gas natural que es enviado a quema, las de generar electricidad para uso propio y para vender son las más viables dadas las condiciones de los campos estudiados. En estos campos existe buena infraestructura eléctrica debido a diferentes proyectos de autogeneración que se han puesto en marcha y a las plantas termoeléctricas existentes en ellos.

- La tecnología relacionada con la generación de electricidad para autoconsumo es la que se podría aplicar a corto plazo en cada estación debido a que solo requiere líneas eléctricas locales.

El propósito de este tipo de proyecto sería abastecer la demanda de energía eléctrica de la estación y la de los sistemas de levantamiento de los pozos que recolecta esta estación.

- Generar electricidad con un motor de gas en un ciclo combinado, que aprovecha los gases producto de la combustión, podría mejorar la eficiencia del sistema de generación hasta en un 80%, sería la tecnología más viable para aplicar a los campos porque acepta gas de venteo o Tea, los costos de mantenimiento son relativamente bajos y la presión requerida para que entre al sistema de generación es bajo, es decir, menos costos de inversión y operación en sistema de compresión del gas.

- La generación de energía con motores a partir del gas enviado a TEA puede ser un método altamente eficaz. Esta técnica no solo reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también puede generar importantes beneficios económicos en un corto período de tiempo. Entre las ventajas de implementar esta técnica se incluyen: una menor emisión de contaminantes, menores costos de mantenimiento y una mayor adaptabilidad, permitiendo su uso para la generación de energía a partir de una amplia variedad de caudales y composiciones de gas.

- La implementación de proyectos de autogeneración de energía con motores a partir del gas enviado a TEA reducen hasta un 90% la huella de carbono de las operaciones.

- Este tipo de proyectos permiten obtener rentabilidades en el corto plazo, incluso en el orden de millones de dólares en el horizonte de tiempo contemplado.

7. Recomendaciones

- Realizar un estado del arte de las tecnologías de aprovechamiento del gas enviado a TEA que están siendo aplicadas en los campos petroleros de Colombia para reducir las emisiones GEI.

- Se sugiere a las distintas empresas operadoras de campos petroleros en Colombia utilizar la información consignada en este trabajo de grado con el fin de motivarlas a realizar casos de estudio específicos y evaluar la viabilidad de aplicar alguna de las tecnologías propuestas en sus operaciones.

- Realizar un estudio de los beneficios económicos que trae implementar este tipo de proyectos en el sector Oil&Gas.

- Se sugiere realizar la creación de una asignatura donde se estudie la eficiencia energética, teniendo como premisa el desarrollo sostenible de las empresas del sector.

- Crear un software académico que permita proyectar técnica y económicamente cada una de las tecnologías disponibles para el aprovechamiento del gas quemado rutinariamente en TEA según la necesidad y disponibilidad de recursos.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Lineamientos técnicos para la evaluación de eficiencia de tea para quema de gas natural en producción* (Versión 1). https://www.anh.gov.co/documents/23272/Lineamientos_T%C3%A9cnicos_para_la_Evaluaci%C3%B3n_de_Eficiencia_de_Tea.pdf
- Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y el Acuerdo de París en materia de cálculo, reducción y compensación de huella de carbono. (s.f.). CALCULAR HUELLA DE CARBONO [Aplicación web].GESE Integral de Servicios Energéticos, S.L. <https://www.huelladecarbono.info/calcular/>
- Álvarez Ortiz, L.F. (2004). *Balance de masa de los campos de la gerencia Llanos de Ecopetrol* [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/16410>
- Amell A., Bedoya C. y Suárez B. (2006). Efectos del cambio de composición química del gas natural sobre el comportamiento de turbinas a gas: una aproximación al caso colombiano. *Revista Energética*, 35, 23-31. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/36391>
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. (s.f.). *¿Qué es el Protocolo de Kyoto?*. Naciones Unidas. https://unfccc.int/es/kyoto_protocol
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. (s.f.). *El Acuerdo de París*. Naciones Unidas. <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>
- Ecopetrol. (28 de junio de 2024). *Ambición climática*. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecibilidad/ambiental/accion-por-el-clima/ambicion->

[climatica#:~:text=Cero%20quemadas%20rutinarias%20de%20gas%20a%202030&text=Con%20la%20adhesi%C3%B3n%20a%20esta,y%20cuando%20sea%20econ%C3%B3micamente%20viable.](#)

Foster, S., Elzinga, D. (2015). El papel de los combustibles fósiles en un sistema energético sostenible. *Energía Sostenible*, Volumen LII 2015 (3)

<https://www.un.org/es/chronicle/article/el-papel-de-los-combustibles-fosiles-en-un-sistema-energetico-sostenible>

Gadea, C. (2016, marzo 16). *Gases de efecto invernadero (GEI). Advertencia global sobre el cambio climático*. Bester. <https://bester.energy/gases-de-efecto-invernadero-gei/>

Global gas flaring data. (s. f.). World Bank. <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>

Gómez Lema, A. C., Hernández Vergara, J. P. y Sepúlveda Guevara, S. N. (2020). *Scheduling de opciones de producción de un campo petrolero* [Tesis de pregrado, Pontificia Universidad Javeriana]. <http://hdl.handle.net/10554/53176>

Granel, M. (30 de julio de 2022). *¿Cómo calcular el valor presente neto? Ejemplos*. Rankia. <https://www.rankia.cl/blog/analisis-ipsa/3892041-como-calcular-valor-presente-neto-ejemplos>

Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (s.f.) Resumen Técnico. Informe aceptado por el Grupo de Trabajo I del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático pero no aprobado en detalles., <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ar4-wg1-ts-sp.pdf>

Herrera Gonzales, F.A. (2004). *Balance de masa de los campos de la gerencia Llanos de Ecopetrol* [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander].

<https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/16413>

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (s.f.). *Cambio Climático*.

Ministerio de Medio Ambiente. <http://www.ideam.gov.co/web/atencion-y-participacion-ciudadana/cambio-climatico>

Kane, J. (s.f.). *Pronóstico del precio del petróleo crudo para 2024-2030: panorama general para*

WTI y Brent. Litefinance. Recuperado el 16 de septiembre de 2024 de

<https://www.litefinance.org/es/blog/analysts-opinions/prevision-petroleo/>

Khalili-Garakani A., Iravaninia M. y Nezhadfad M. (2021). A review on the potentials of flare

gas recovery applications in Iran. *Journal of Cleaner Production*, 279, 1-28.

<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123345>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *El IPCC*. Gobierno de

España. [https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/ipcc.html#:~:text=Se%20cre%C3%B3%20en%201988%20a,sus%20posibles%20repercusiones%20medioambientales%20y)

[unidas/ipcc.html#:~:text=Se%20cre%C3%B3%20en%201988%20a,sus%20posibles%20](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/ipcc.html#:~:text=Se%20cre%C3%B3%20en%201988%20a,sus%20posibles%20repercusiones%20medioambientales%20y)

[repercusiones%20medioambientales%20y](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/ipcc.html#:~:text=Se%20cre%C3%B3%20en%201988%20a,sus%20posibles%20repercusiones%20medioambientales%20y)

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *La Convención Marco de*

Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Gobierno de España.

<https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas.html>

Monroy Martinez, A. (2022). *Análisis técnico para la transferencia de gas Floreña hacia Cusiana*

(2022-2035) usando infraestructura existente con enfoque en integridad de los sistemas de

- tubería* [Tesis de maestría, Universidad Industrial de Santander].
<https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/11868>
- Motores de gas.* (s/f). Innio.com. Recuperado el 6 de junio de 2024, de
<https://innio.com/es/productos/jenbacher>
- Nezhadfar M. y Khalili-Garakani A. (2020). Power generation as a useful option for flare gas recovery: Enviroeconomic evaluation of different scenarios. *Energy*, 204.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117940>
- Olarte Gómez, I.C. (2014). *Análisis conceptual de la selección de alternativas para el aprovechamiento del gas de recolección en el campo Chichimene* [Tesis de pregrado, Universidad Autónoma de Bucaramanga]. <http://hdl.handle.net/20.500.12749/1436>
- Organización de las Naciones Unidas. (s.f.). Causas y efectos del cambio climático.
[https://www.un.org/es/climatechange/science/causes-effects-climate-change#:~:text=Los%20combustibles%20f%C3%B3siles%20\(carb%C3%B3n%20y%20petr%C3%B3leo,emisiones%20de%20di%C3%B3xido%20de%20carbono.](https://www.un.org/es/climatechange/science/causes-effects-climate-change#:~:text=Los%20combustibles%20f%C3%B3siles%20(carb%C3%B3n%20y%20petr%C3%B3leo,emisiones%20de%20di%C3%B3xido%20de%20carbono.)
- Palomino Villa, G.A. (2009). *Diseño de facilidades de superficie para optimización del sistema de tratamiento del gas combustible destinado para generación de la SOH* [Tesis de pregrado, Universidad Surcolombiana].
<http://repositoriousco.co:8080/jspui/handle/123456789/2198>
- Petri Y., Juliza H. y Humala N. (2018). Technical and economic analysis use of flare gas into alternative energy as a breakthrough in achieving zero routine flaring. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 126, 1-10. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/126/1/012132>

Plan integral de Gestión de Cambio Climático del Sector Minero Energético 2050 (2024). *Segundo reporte del sistema de monitoreo, reporte y verificación (MRVme) de mitigación de emisiones GEI*. Ministerio de Minas y Energía, https://www.minenergia.gov.co/documents/11533/Segundo_reporte_del_sistema_MRVme_2021.pdf

Programa de seguimiento y evaluación del ártico (2019). *Mejores técnicas disponibles económicamente alcanzables para abordar el carbono negro procedente de la quema de gas*. Grupo de Trabajo del Consejo Ártico, <https://www.amap.no/documents/doc/best-available-techniques-economically-achievable-to-address-black-carbon-from-gas-flaring/2058>

REPSOL. (s.f.). *Todo sobre la huella de carbono*. <https://www.repsol.com/es/sostenibilidad/ejes-sostenibilidad/cambio-climatico/reduccion-huella-carbono/index.cshtml>

Rivera Murillo, M.E. (2020). *Evaluación de la eficiencia de generación eléctrica a partir de motores a gas en uno de los generadores del campo la cira infantas en la planta de autogeneración* [Tesis de especialización, Universidad Industrial de Santander]. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/40756>

Rodríguez Bermeo, R.S. y Cano Espinosa, R.S. (2013). *Rediseño de las botas de gas existentes en el Campo Caricare* [Tesis de pregrado, Universidad Surcolombiana]. <http://repositoriousco.co:8080/jspui/handle/123456789/2351>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2017). *Calculadora FECOC 2016 (FECOC-WEB 2016)* [Aplicación web]. UPME. http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/calculadora.html

Vargas Manrique, M.F. Yepes Guzmán, J.D. (2020). *Diseñar una planta de tratamiento de gas, mediante el software Aspen Hysis para el aprovechamiento del gas producido en Campo Tello* [Tesis de pregrado, Fundación Universidad de América].
<https://hdl.handle.net/20.500.11839/8208>