



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL,
PARA REDUCIR LOS IMPACTOS DE MECHEROS EN EL CAMPO
AUCA EN EL ECUADOR**

AUTOR

Jaramillo Barrera Edwin Alejandro

TRABAJO DE TITULACIÓN

**Previo a la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

TUTOR

Ing. Sanclemente Ordoñez Eddy Rubén, PhD

Santa Elena, Ecuador

Año 2025



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

**Econ. Roxana Álvarez Acosta, PhD
COORDINADORA (E) DEL
PROGRAMA**

**Ing. Eddy Sanclemente Ordoñez, PhD
TUTOR**

**Ing. Marllelis Gutiérrez Hiestroza, PhD
DOCENTE ESPECIALISTA 1**

**Ing. Xavier Salas Barzola, PhD
DOCENTE ESPECIALISTA 2**

**Ab. María Rivera González, Mgtr.
SECRETARIA GENERAL
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por **Edwin Alejandro Jaramillo Barrera**, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

TUTOR

Ing. Eddy Ruben Sanclemente Ordoñez, PhD.

23 días del mes de septiembre del año 2025



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **EDWIN ALEJANDRO JARAMILLO BARRERA**

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, **TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL, PARA REDUCIR LOS IMPACTOS DE MECHEROS EN EL CAMPO AUCA EN EL ECUADOR**, previo a la obtención del título en Magíster en **PETRÓLEOS**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 23 días del mes de septiembre del año 2025

EL AUTOR

Edwin Alejandro Jaramillo Barrera




UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL, PARA REDUCIR LOS IMPACTOS DE MECHEROS EN EL CAMPO AUCA EN EL ECUADOR**, presentado por el estudiante, **EDWIN ALEJANDRO JARAMILLO BARRERA** fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 6.0 %, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 **CERTIFICADO DE ANÁLISIS**
magister


ALEJANDRO JARAMILLO-FINAL-REV 2

6%
Textos sospechosos

< 1% Similitudes
< 1% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas
2% Idiomas no reconocidos
3% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: ALEJANDRO JARAMILLO-FINAL-REV 2.docx ID del documento: 81e381a63f0a81f3bc956c0fa4e1d94c3b90c590 Tamaño del documento original: 8,54 MB	Depositante: EDDY RUBÉN SANCLEMENTE ORDOÑEZ Fecha de depósito: 23/9/2025 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 23/9/2025	Número de palabras: 18.212 Número de caracteres: 115.734
--	--	---

Ubicación de las similitudes en el documento:



TUTOR

Ing. Eddy Ruben Sanclemente Ordoñez, PhD.



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, EDWIN ALEJANDRO JARAMILLO BARRERA

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

Santa Elena, a los 23 días del mes de septiembre del año 2025

EL AUTOR

Edwin Alejandro Jaramillo Barrera

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi agradecimiento a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por permitirme cursar mis estudios de postgrado, formando parte del programa de Maestría en Petróleos Cohorte IV. Los conocimientos impartidos fueron valiosos para mi desarrollo académico y profesional y agradezco a cada uno del personal docente y administrativo el cual formó parte de este equipo, por su valioso tiempo y esfuerzo.

De manera muy especial agradezco al Ing. Eddy Sanclemente Ordoñez, tutor de este trabajo, quien, gracias a sus conocimientos, experticia y a su siempre buena disposición en guiarme en este proceso, permitió desarrollar un trabajo de calidad.

Agradezco al Estado Ecuatoriano por haber creado el programa de becas para el Fortalecimiento de la Industria Hidrocarburífera, del cual soy beneficiario y me permitió cumplir mi sueño en alcanzar un título de magister.

Finalmente agradezco a mis padres, mi hermana y mi sobrino, quienes siempre estuvieron conmigo a lo largo de este camino, con su amor y fe en mí, hacen que todo esto sea posible.

Edwin Alejandro Jaramillo Barrera

DEDICATORIA

Para mis padres, Edwin y Nely, ya que ustedes me enseñaron que cada día es una nueva oportunidad para esforzarse en ser un mejor profesional, un mejor hombre y un mejor ser humano.

Para Carmita, mi única hermana, que siempre has confiado en mí y me brindas tu amor en los buenos y en los malos momentos de la vida.

Para Joaquín, mi sobrino, ya que verte crecer todos los días me demuestra que todo lo podemos lograr y que a pesar de lo malo, la vida siempre valdrá la pena vivirla.

Finalmente, dedicado para todas las personas que forman parte de esta industria, la cual su trabajo mueve al país y al mundo, para toda esa gente que se esfuerza todos los días y cree que podemos encontrar un equilibrio entre la producción eficiente y la responsabilidad social con la naturaleza y las comunidades.

Edwin Alejandro Jaramillo Barrera

ÍNDICE GENERAL

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	IV
DECLARO QUE:	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO.....	V
AUTORIZACIÓN	VI
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA	VIII
ÍNDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE ANEXOS	XV
LISTA DE ABREVIATURA	XVI
RESUMEN	XVIII
ABSTRACT.....	XIX
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	5
1.1. Gas Natural.....	5
1.2. Gas Natural Asociado.....	7
1.3. Campo Auca.....	9
1.3.1. Producción del campo Auca	10
1.3.2. Columna Estratigráfica	11
1.3.3. Arenas productoras	13

1.4.	Flaring	14
1.4.1.	Tipos de Flaring.....	15
1.4.2.	Impactos asociados del Flaring.....	18
1.5.	Antecedentes de reducción del Flaring.....	25
1.5.1.	Iniciativas internacionales.....	26
1.5.2.	Casos en América del sur.....	26
1.5.3.	Contexto Ecuatoriano.....	27
1.6.	Tecnologías de aprovechamiento del gas natural.....	28
1.6.1.	Compresión y reinyección del gas natural.....	28
1.6.2.	Generación eléctrica sin situ.....	29
1.6.3.	Conversión de gas a líquidos.....	30
1.6.4.	Conversión de gas natural en hidrógeno.....	31
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA		33
2.1.	Contexto de la investigación	33
2.2.	Diseño y alcance de la investigación.....	33
2.3.	Tipo y métodos de investigación.....	33
2.4.	Población y muestra	34
2.5.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	35
2.6.	Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.....	36
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		38
3.1.	Efecto de la combustión del gas natural en la zona aledaña del campo Auca	38
3.1.1.	Composición del Gas Natural del campo Auca	38
3.1.2.	Emisiones del Flaring en el campo Auca.....	39
3.1.3.	Impacto ambiental, sociales, económicos y salud pública de las condiciones actuales del Flaring en el campo Auca	42
3.2.	Alternativas de sustitución de Flaring.....	45
3.2.1.	Compresión y reinyección del gas natural.....	45

3.2.2.	Generación Eléctrica mediante microturbinas	51
3.2.3.	Conversión de gas a Líquidos (GTL).....	57
3.2.4.	Reformado de metano para producción de hidrógeno	61
3.3.	Evaluación de Viabilidad Técnica, Económica y Ambiental.....	64
3.4.	Propuesta Integral.....	65
3.5.	Alineación con normativa técnica	67
3.5.1.	Normativa Nacional	67
3.5.2.	Normativa Internacional	68
CONCLUSIONES		69
RECOMENDACIONES.....		71
REFERENCIAS.....		72
ANEXOS		96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Datos de reservas campo Auca	10
Tabla 2 Matriz de análisis temático	37
Tabla 3 Composición de Gas Natural en Campo el Auca.....	38
Tabla 4 Parámetros para la implementación reinyección del gas	48
Tabla 5 Resumen de la viabilidad técnica, económica y ambiental de las alternativas de la sustitución del Flaring.....	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Componentes del Gas natural.....	6
Figura 2 Formas de gas asociado encontrado en los reservorios.....	8
Figura 3 Ubicación del campo Auca.....	9
Figura 4 Columna Estratigráfica del Bloque 61	13
Figura 5 Combustión del Gas Natural en Mechero	15
Figura 6 Tipos de Flaring.....	16
Figura 7 Impactos asociados a la práctica de Flaring	19
Figura 8 Mecheros trabajando constante en medio de la selva.....	21
Figura 9 Impactos a la Salud.....	23
Figura 10 Impactos económicos del Flaring.....	25
Figura 11 Casos de reducción de Flaring en países de la región.	27
Figura 12 Central de Generación Eléctrica con combustible Gas Residual Waukesha en Bloque 15.....	30
Figura 13 Métodos de Investigación.....	34
Figura 14 Criterios de selección de información.....	35
Figura 15 Fuentes de información	36
Figura 16 Productos de combustión de gas asociado	41
Figura 17 Impactos ambientales y de salud pública de pobladores cercanos al campo Auca	43
Figura 18 Impacto social y económico de combustión de gas natural en el campo Auca.....	44
Figura 19 Esquema del proceso de reinyección del gas para el recobro de petróleo	46
Figura 20 Fases del proceso de inyección de gas para el recobro de petróleo	49
Figura 21 Procesamiento del gas natural para las microturbinas de generación de electricidad.....	52

Figura 22 Diagrama de implementación de generación de electricidad a través de 4 microturbinas	55
Figura 23 Proceso de la conversión de gas natural a líquido.....	58

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Base del cálculo de Dióxido de carbono	;Error! Marcador no definido.
Anexo 2. Cálculos de la propuesta.....	96

LISTA DE ABREVIATURA

Abreviatura	Significado
%	Porcentaje
API	Instituto Americano del petróleo/ gravedad API
C	Carbono
CH ₄	Butano
CO	Óxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
COV	Compuestos orgánicos volátiles
cP	Centipoise
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas licuado de petróleo
GTL	Gas transformado a líquido
H ₂	Hidrógeno
H ₂ O	Agua
H ₂ S	Ácido sulfhídrico/sulfuro de hidrógeno
H ₂ SO ₄	Ácido sulfúrico
Kg	Kilogramos
kgmol/h	Kilogramos mol por hora
kW	Kilowatts
m ³	Metros cúbicos
MBPD	Miles de barriles por día
mD	Milidarcy
mg/m ³	Miligramos por metros cúbicos
mg/Nm ³	Miligramos por nanómetro cúbico
MJ	Milijoule
Mkg/D	Milkilogramos por día
MM	Millones
MMPC	Millones de pie cúbico
MMPC/año	Millones de pie cúbico

Ni/Al ₂ O ₃	Níquel con óxido de aluminio
nm	Nanómetro
NO	Óxido de nitrógeno
°C	Grado Celsius
°F	Grado Fahrenheit
pH	Escala de acidez y alcalinidad
PM	Fracción de material particulado
Psi	Libra por pulgadas cuadradas
RPM	Revolución por minuto
SO ₂	Dióxido de azufre

RESUMEN

La quema de gas natural en el Ecuador, es de gran interés en vista de que esta práctica produce una alta cantidad de contaminantes (como el dióxido de carbono), causando impactos negativos, tanto sociales y la salud de las personas, como al ambiente ya que aumentan el efecto invernadero, lo cual va en contra del Acuerdo de París sobre el cambio climático. Es por esta razón que fue preciso analizar desde un enfoque documental y cualitativo las tecnologías disponibles para el aprovechamiento del gas natural como alternativa a la combustión de gas o “Flaring” en los mecheros del campo Auca, detallando sus implicaciones técnicas, ambientales, normativas y de viabilidad en el contexto ecuatoriano. Para lograr el objetivo propuesto se realizó un estudio descriptivo y exploratorio, de enfoque analítico, inductivo, donde se ejecutó la búsqueda de publicaciones entre el 2019 al 2025. Al efectuar el análisis temático, se demostró que el Flaring en el campo Auca aporta 100800 toneladas métricas de CO₂ por año, lo que aumenta las lluvias ácidas y exceso de calor en las localidades cercanas a los mecheros. Entre las opciones como alternativas al uso de mecheros, se plantean la compresión y reinyección de gas enriquecido, la conversión de gas a líquido, la generación eléctrica mediante microturbinas y el reformado de metano con vapor, se necesita de procedimientos fisicoquímicos (temperatura, presión, catalizadores) y al final hidrocraqueo o reactor gas agua/separador de hidrógeno, cada procesamiento adicional aumenta los costos de inversión inicial. Por tal motivo la compresión y reinyección de gas es la alternativa más viable que permite reducir el Flaring hasta un 60% y mejoraría las condiciones ambientales en el campo Auca.

Palabras claves: Flaring, gas natural, reinyección de gas

ABSTRACT

The burning of natural gas in Ecuador is of great concern, as this practice produces a high number of pollutants (such as carbon dioxide), causing negative impacts—both social and related to human health—as well as environmental, due to the increase in the greenhouse effect. This goes against the Paris Agreement on climate change. For this reason, it was necessary to analyze, from a documentary and qualitative approach, the available technologies for the utilization of natural gas as an alternative to gas combustion or “flaring” in the flare stacks of the Auca field, detailing their technical, environmental, regulatory, and feasibility implications within the Ecuadorian context. To achieve the proposed objective, a descriptive and exploratory study was carried out, using an analytical and inductive approach, through a review of publications from 2019 to 2025. Thematic analysis showed that flaring in the Auca field contributes 100,800 metric tons of CO₂ per year, which increases acid rain and excessive heat in the areas near the flare stacks. Among the alternatives to the use of flare stacks, the following options were proposed: compression and reinjection of enriched gas, gas-to-liquid (GTL) conversion, electricity generation through microturbines, and steam methane reforming. These alternatives require physicochemical processes (temperature, pressure, catalysts) and, in the final stages, hydrocracking or a water-gas reactor/hydrogen separator. Each additional process increases the initial investment costs. For this reason, gas compression and reinjection are considered the most viable alternative, as it can reduce flaring by up to 60% and improve environmental conditions in the Auca field.

Keywords: Flaring, natural gas, gas reinjection

INTRODUCCIÓN

La historia de la quema de gas en el campo Auca, como en otras áreas petroleras de la Amazonía ecuatoriana, se remonta a la época de la explotación petrolera por parte de Texaco (luego Chevron). Desde los primeros pozos comerciales, el gas natural, un subproducto de la extracción de petróleo, era considerado un desperdicio y se quemaba o se liberaba a la atmósfera, creando "mecheros". Hoy en día, la quema de gas natural representa una importante pérdida de recursos energéticos, así como una gran fuente de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) tales como el dióxido de carbono, el metano, los compuestos volátiles, los hidrocarburos aromáticos, etc. Lo que a su vez produce un impacto a las comunidades cercanas a las operaciones petroleras que emiten gases contaminantes que producen daños ambientales y de salud.

La quema continua de gas natural produce vapores que son una mezcla de contaminantes que presentan un riesgo a la salud de las comunidades que están cerca a los mecheros. Entre los contaminantes presentes en la quema del gas natural se pueden encontrar el material particulado, los óxidos de nitrógeno, los de azufre, los de carbono, los compuestos orgánicos, etc. La exposición prolongada a los contaminantes asociados a la quema del gas natural conlleva un aumento de enfermedades respiratorias, enfermedades cardiovasculares e inclusive riesgo a padecer cáncer.

Ante este desafío existe una gran motivación para el desarrollo y la implementación de tecnologías innovadoras que transformen el gas quemado en productos de valor. Estas soluciones buscan mitigar el daño ambiental y disminuir los riesgos para la salud, optimizar la eficiencia operativa y generar nuevas oportunidades económicas. Este estudio se enfocó en evaluar tecnologías que puedan aprovechar integralmente al gas natural, eliminando la combustión en forma de mechero.

Por lo tanto, se analizaron en profundidad cuatro formas de utilizar el gas natural: la compresión y reinyección de gas en yacimientos que facilita la extracción del petróleo en el reservorio por la disminución de la viscosidad y de la gravedad específica, para lo cual se debe efectuar una planta compresora, bombas y adaptar los pozos existentes para la reinyección. La generación de electricidad mediante microturbinas, que requiere de un procesamiento del hidrocarburo gaseoso y torre de absorción- enfriamiento, dispositivos de almacenamiento del agua y distribuidor de electricidad (permite el aprovechamiento del Flaring en la generación de corriente

eléctrica), en el caso de la conversión de gas en líquido se transforma el metano en un gas de síntesis a través de un catalizador (empleando el proceso Fischer-Tropsch) y separación/refinamiento del líquido; y el reformado de metano para producción de hidrógeno amerita una planta con reactor, catalizadores, generador de energía, estas son las opciones técnicas para lograr una disminución del Flaring, con énfasis en la disposición económica, ambiental y que cumpla con las normativas nacionales e internacionales.

El objetivo de esta investigación es evaluar comparativamente las tecnologías más prometedoras para el aprovechamiento eficiente y sostenible del gas natural, identificando sus ventajas, desventajas y su potencial de aplicación. A través de este análisis, se busca ofrecer una guía fundamentada, que contribuya a una gestión estratégica y responsable de los problemas sociales y ambientales causados a las comunidades del campo Auca, reduciendo la quema del gas en mecheros. Este trabajo busca, en última instancia, promover la transición hacia un modelo energético más limpio y eficiente, maximizando el valor de los recursos naturales y minimizando su impacto ambiental.

Formulación del problema de investigación

En el Bloque 61, donde se ubica el campo Auca, en la Amazonía del Ecuador, la combustión del gas natural en los mecheros constituye una práctica común realizada para eliminar el excedente de este gas asociado en las operaciones extractivas de petróleo. Con lo cual se generan no solo impactos ambientales con la emisión de gases de efecto invernadero, sino también impactos sociales en las comunidades cercanas a este campo e impactos económicos por el no aprovechamiento del gas natural en otras operaciones dentro del mismo campo, a pesar de los compromisos internacionales a los que se ha suscrito el Ecuador, como el Tratado de París en 2014, en el cual se busca la reducción de GEI y la misma constitución del Ecuador, en la cual se reconocen los derechos de la naturaleza y se fundamenta en principios como lo es el desarrollo sostenible.

Generando interrogantes sobre la efectividad de las maniobras actuales en el campo Auca, sobre el uso y aprovechamiento eficiente del gas natural, con las oportunidades tecnológicas que actualmente se pueden incorporar en este campo. Por lo tanto, surge la siguiente pregunta de investigación:

¿Qué tecnologías de aprovechamiento del gas natural pueden implementarse en el Campo Auca para reducir los impactos ambientales generados por los mecheros, y cuáles son las condiciones técnicas, económicas y normativas necesarias para su aplicación efectiva en el contexto ecuatoriano?

Objetivo General:

Analizar desde un enfoque documental y cualitativo las tecnologías disponibles para el aprovechamiento del gas natural como alternativa a la práctica del Flaring en el campo Auca, detallando sus implicaciones técnicas, ambientales, normativas y de viabilidad en el contexto ecuatoriano.

Objetivos Específicos:

1. Examinar los impactos ambientales, sociales, económicos y en salud pública que genera la combustión de gas natural en el campo Auca, basándose en evidencia científica y normativa nacional e internacional.
2. Caracterizar las principales tecnologías de aprovechamiento de gas natural aplicadas en la industria petrolera a nivel mundial, contrastando su factibilidad con las condiciones actuales del Ecuador.
3. Determinar condiciones técnicas y estructurales del campo Auca que inciden en la viabilidad de adoptar tecnologías de valorización del gas natural, para su correcto aprovechamiento sustituyendo a la práctica del Flaring.

Planteamiento hipotético

Hipótesis:

La persistencia del uso de mecheros en el Campo Auca responde más a factores estructurales, como la falta de voluntad política, deficiencias en la normativa ambiental, y limitaciones en la gestión tecnológica, que, a la ausencia de tecnologías de aprovechamiento del gas natural, las cuales ya existen y han demostrado ser viables en contextos similares.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

En este capítulo se desarrollarán todos los conceptos referentes a nuestro objeto de investigación, con el fin de esclarecer los conceptos claves e involucrados, con las tecnologías de aprovechamiento de gas natural con la cual buscamos la reducción de los impactos ambientales ocasionados por la reacción de combustión en los mecheros del campo Auca.

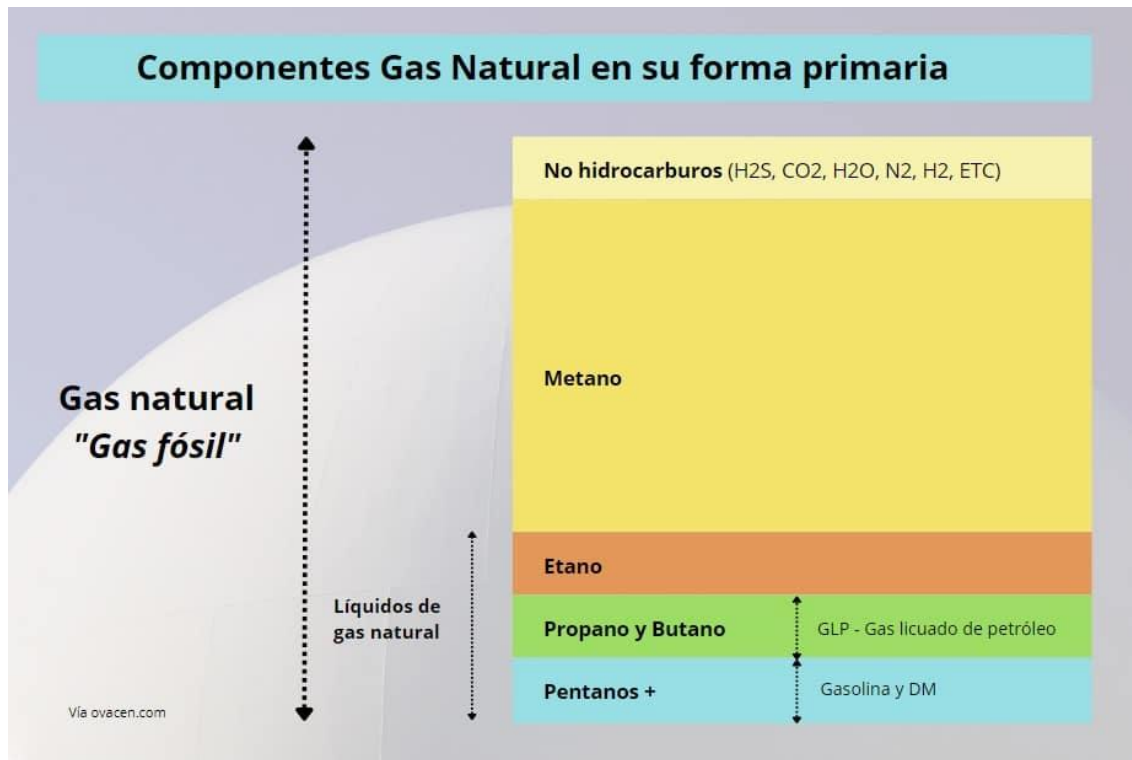
1.1. Gas Natural.

Brucart, en 1982 definió al gas natural como “*la mezcla de hidrocarburos en fase gaseosa, el cual se puede encontrar en formaciones geológicas subterráneas, generalmente asociado en los yacimientos de petróleo, como también en pequeños reservorios solo de gas natural con otros hidrocarburos*”(Brucart, 1987). La formación del gas es un proceso que duró millones de años, el cual se genera por la descomposición de materia orgánica de animales y plantas sepultados profundamente bajo la tierra con el paso del tiempo, la presión generada por las capas de sedimentos y el calor terrestre transformaron lentamente este material en petróleo crudo y gas natural (Islam, 2022); el gas natural se acumula en los poros de las rocas subterráneas, quedando confinado por capas de roca impermeable, formando así un yacimiento (Kaur, 2024).

El gas natural se compone de una mezcla de elementos orgánicos e inorgánicos, según *Leonardo Latorre* en su libro publicado en 1996, clasificó la mezcla de elementos en los yacimientos en tres categorías: combustibles, diluyentes y contaminantes. Los combustibles son hidrocarburos que van desde el Metano (CH_4), Etano (C_2H_6), Propano (C_3H_8) y Butano (C_4H_{10}) (Latorre Chacón, 1996). Los diluyentes son componentes inertes que no se queman y, por lo tanto, reducen el poder calorífico del gas. Los más frecuentes incluyen dióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno, vapor de agua, helio, argón, kriptón y xenón. Finalmente, los contaminantes presentes en el gas natural son compuestos como el sulfuro de hidrógeno, disulfuro de carbono, sulfuro de carbonilo, mercaptanos y azufre tanto orgánico como libre (Faramawy et al., 2016) (Faramawy, Zaki, & Sakr, 2016), la composición primaria del gas natural se muestra en la Figura 1.

Figura 1

Componentes del Gas natural



Nota: Extraído de Ovasen artículo escrito por Pau Sergi (Sergi, 2022)

La quema de gas natural de petróleo es un proceso de oxidación a alta temperatura donde se queman principalmente propano, etileno, propileno, butadieno y butano. A pesar de que teóricamente se producen CO₂ y agua, la combustión casi nunca es completa debido a factores como el viento y la velocidad del gas. Esto lleva a la emisión de productos intermedios estables y gases altamente tóxicos (óxidos de azufre, nitrógeno, carbono, sulfuro de hidrógeno, metano, etano, propano, butano no quemados) (Chen, He, & Zhong, 2019).

Se considera el gas natural como combustible de transición energética, dado que este genera menor cantidad de gases de efecto invernadero (GEI) como lo es el dióxido de carbono (CO₂), en contraste con otros hidrocarburos como lo es el petróleo (Benavides, Cabrales, & Delgado-Rojas, 2022); en sectores como el de la generación eléctrica, petroquímica y transporte, el gas natural es mayormente requerido, por sus bajos costos de extracción y altos rendimientos.

Este hidrocarburo es considerado como parte de la estrategia fundamental para la mitigación del cambio climático (Medina Velázquez, 2020).

En los campos petroleros de Ecuador, la quema de gas natural en mecheros es una práctica muy común, principalmente por la falta de infraestructura adecuada para su transporte y distribución; muchos yacimientos están lejos de los puntos de consumo, y las plantas de procesamiento no pueden manejar el volumen de gas extraído. Esta deficiencia de los ductos ocasiona que las empresas se decanten por la quema como una solución rápida y económica (Olarde-Zamora, 2022). Desde la perspectiva económica, quemar el gas puede ser más interesante para algunas empresas que la inversión necesaria en la infraestructura correspondiente. La falta de incentivos económicos para recoger y usar este gas ha mantenido esta costumbre, ya que los gastos de transporte y procesamiento determinan en la mayoría de los casos, la decisión final de las operadoras.

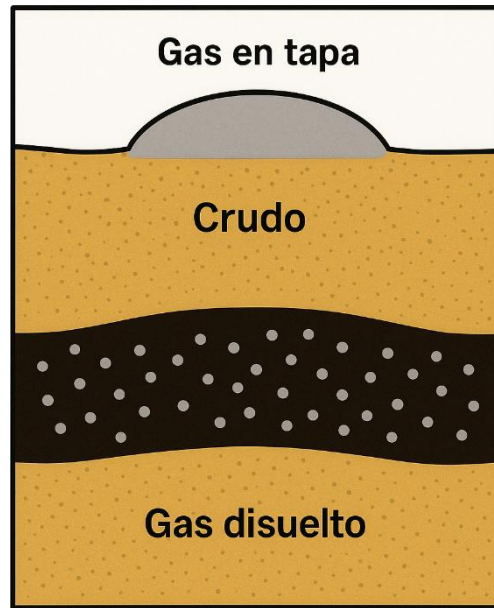
1.2. Gas Natural Asociado.

El gas natural asociado se extrae en conjunto con el petróleo; este gas se encuentra disuelto en el crudo o en la parte superior del yacimiento; dependiendo de las condiciones de presión y temperaturas en el yacimiento, el gas asociado se puede encontrar disuelto en el crudo o libre en la parte superior de la formación geológica (Herrera Herbet, 2020). Generalmente, el gas asociado es utilizado en procesos de reinyección en el pozo o generación eléctrica en el campo de extracción; en menor cantidad, es procesado y comercializado, Sin embargo, la mayor parte de este gas es combustionado en los mecheros que se encuentran en estos campos o simplemente ventilados hacia la atmósfera (Speight, Chapter 1 - Occurrence and Formation of Crude Oil and Natural Gas, 2015), el gas asociado se lo puede clasificar de la siguiente forma:

- Gas disuelto, es el gas contenido en el petróleo en condiciones de alta presión del yacimiento, cuando existe una caída en presión durante la extracción del crudo el gas natural se separa del crudo (Speight, 1 - History and use, 2019).
- Gas en tapa, es el que se encuentra libre en la formación geológica por encima del crudo, este a diferencia del gas disuelto se puede extraer de forma separada al crudo como se muestra en la figura 2 (Speight, 1 - History and use, 2019).

Figura 2

Formas de gas asociado encontrado en los reservorios.



Nota: Elaborado a partir de información contenida en el libro de Speight 2019

La eficiencia en el manejo del gas natural asociado, es uno de los temas más críticos e importantes en el sector petrolero, con mayor importancia en países productores con restricciones en la infraestructura para su aprovechamiento, dado que el gas asociado es una gran fuente energética, con el que su correcto aprovechamiento contribuye con la reducción de gases de efecto invernadero, mejoras en la eficiencia energética de las operaciones del campo de extracción y generación de ingresos por la comercialización del gas y productos de la refinación de este (ASOBANCA, 2022).

La incineración de estos gases en los mecheros genera gran cantidad de gases de efecto invernadero (GEI), asociados a las operaciones extractivas de la industria petrolera. Según *Global Gas Flaring Reduction Partnership* en 2021, estimo que anualmente se desperdician 144 mil millones de metros cúbicos de gas en la combustión de los mecheros, lo que equivale en la liberación de GEI a más de 400 millones de toneladas de CO₂ liberadas en la atmósfera (GGFR, 2021). En Ecuador, el gas asociado no es aprovechado en las plataformas de extracción; en su mayoría es quemado, generando grandes cantidades de GEI, lo cual *Yéssica Cusanguá* en 2021 plantea: que todo el gas asociado en la producción petrolera del campo Sacha de

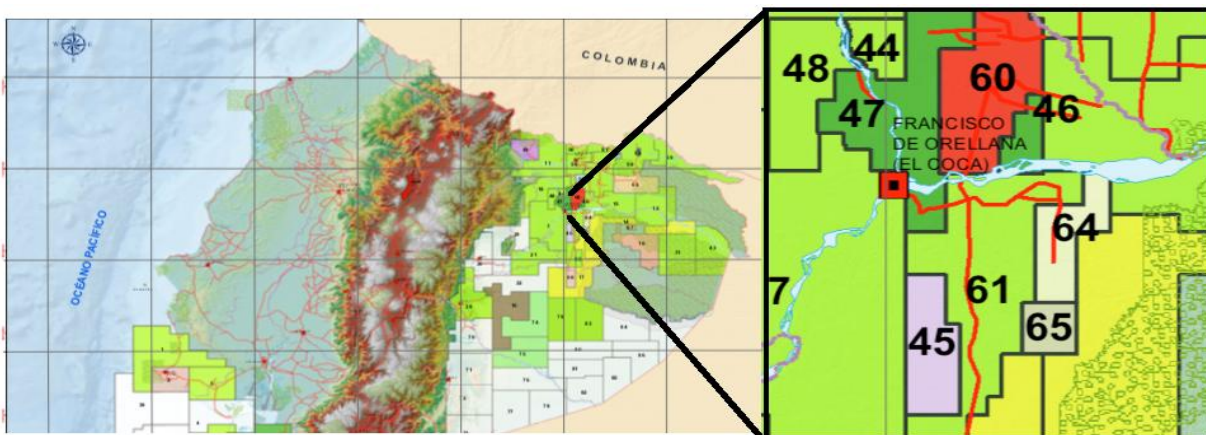
PETROECUADOR EP sea aprovechado para la generación de energía eléctrica, con lo cual se tendría un ahorro de 5 millones de dólares en concepto de generación de electricidad, y reduciendo en 241 mil toneladas de CO₂ (Cusanguá Cisneros, Sánchez Moncayo, Calva Sánchez, Salazar Analuisa, & Mantilla Rivadeneira, 2021).

1.3. Campo Auca.

El campo Auca es uno de los campos de extracción petrolera más importante del Ecuador, el cual se localiza en la región oriental del país, en la provincia de Orellana. La infraestructura presente actualmente es operada por Petroecuador EP, en asociación con la empresa privada Shaya Ecuador, filial de la multinacional SLB, la cual brinda servicios específicos como lo son la gestión de riesgos y seguridad del campo (PETROECUADOR EP, 2022). El bloque 61 es la agrupación de 13 campos petroleros, entre ellos el campo Auca, el cual inicio operaciones entre los años 1972 y 1975 inicialmente administrados por Cepe-Texaco, como se muestra en la figura 3.

Figura 3

Ubicación del campo Auca



Nota: Tomada de Mapa de fuentes y bloques en el Ecuador de la Secretaria técnica de Hidrocarburos (Hidrocarburos, BIPE, & Minas, 2009)

1.3.1. Producción del campo Auca

El petróleo extraído en este campo tiene una gravedad API entre 22.2 y 24.2 grados, lo que lo sitúa en la frontera de los crudos pesados y medio; sin embargo, el crudo extraído de este campo es poco saturado lo cual indica que posee bajas cantidades de gas asociado (EP PETROECUADOR, 2024). Produce 77000 barriles por día BPD generando una ganancia promedio para el estado USD 11.653 millones en utilidad petrolera (EP Petroecuador, 2021). Al inicio de la producción de petróleo, el gas natural no estaba asociado con algún tipo de rédito monetario, por lo que lo quemaban o liberaba a la atmósfera mediante Flaring. El campo Auca cuenta con más de 100 pozos actualmente activos, muchos de estos pozos fueron perforado en la década de los 80, y aunque parte del gas asociado de este campo se utiliza para los sistemas de generación de energía eléctrica y reinyección, la mayor parte de este se quema en los mecheros por la falta de infraestructura de transporte para el gas, la limitada capacidad de almacenamiento de estas instalaciones y la no integración en fases constructivas del campo de uso de gas en las instalaciones (Suntaxi Chillogalli, 2023). Según datos recopilados por Global Energy Monitor las reservas del campo Auca se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1

Datos de reservas campo Auca

<i>Categoría</i>	<i>Subcategoría</i>	<i>Valor estimado</i>	<i>Año / Fuente</i>
Reservas de Petróleo	1P (Probadas)	276 millones de barriles (MMbbl)	2016 – Global Energy Monitor
	3P (Probadas + Probables + Posibles)	393 millones de barriles (MMbbl)	2016 – Global Energy Monitor
	EUR (Expected Ultimate Recovery)	198 millones de barriles (MMbbl)	2000 – Estimación técnica histórica
	Reservas acumuladas clásicas	297 millones de barriles (MMbbl)	1975 – Estimaciones internas
Producción de Petróleo	Producción diaria estimada	37.0 – 37.5 mil barriles por día (BPD)	2019 – 2022 – Petroamazonas / MEM
	Producción anual total	13.5 – 13.7 millones de barriles (MMbbl)	2019 – 2022 – Petroamazonas / MEM

<i>Gas Asociado</i>	Producción inicial (pozo Auca-1)	3.000 barriles por día (BPD)	1970 – Pozo descubridor
	Producción anual estimada	42.5 – 46 millones de m ³ / año	2019 – 2021 – Estimaciones operativas
	Vida útil estimada del campo	Hasta el año 2063	Según tasa de recobro de Auca Sur (61.7%)

Nota: (Global Energy Monitor, 2025)

Existen tecnologías que actualmente se pueden implementar como también proyectos comunitarios que son viables para ejecutarse en el campo Auca como lo son:

- Generación eléctrica con microturbinas y motores a gas.
- Reinyección de gas para yacimiento.
- Producción de líquidos a partir del gas natural (NGLs).
- Abastecimiento de GLP y Energía eléctrica a comunidades cercanas.

Sin embargo la aplicación de estos programas o mejoras se ven frenadas por factores técnicos, económicos y administrativos.

1.3.2. Columna Estratigráfica

La columna estratigráfica del Campo Auca refleja la historia sedimentaria de la Cuenca Oriente del Ecuador, caracterizada por una secuencia espesa de depósitos clásticos marinos y continentales que abarcan desde el Cretácico Inferior hasta el Cuaternario. Esta columna estratigráfica ha sido fundamental para el entendimiento de los sistemas petrolíferos de la región, dado que alberga las principales formaciones generadoras, reservorios y rocas sello. Entre las unidades más relevantes dentro del perfil estratigráfico del Campo Auca se encuentran, en orden ascendente (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014):

- Formación Hollín:** esta capa representa una de las áreas clave que contienen petróleo en la cuenca. Consiste principalmente en areniscas de cuarzo, bien unidas y con porosidad moderada a alta, colocadas en un entorno de río tejido. Su ancho puede variar de 40 a 100 metros en el campo. En numerosas regiones, las Lutitas se dispersaron en el pico de la unidad y sirven como marcas regionales.

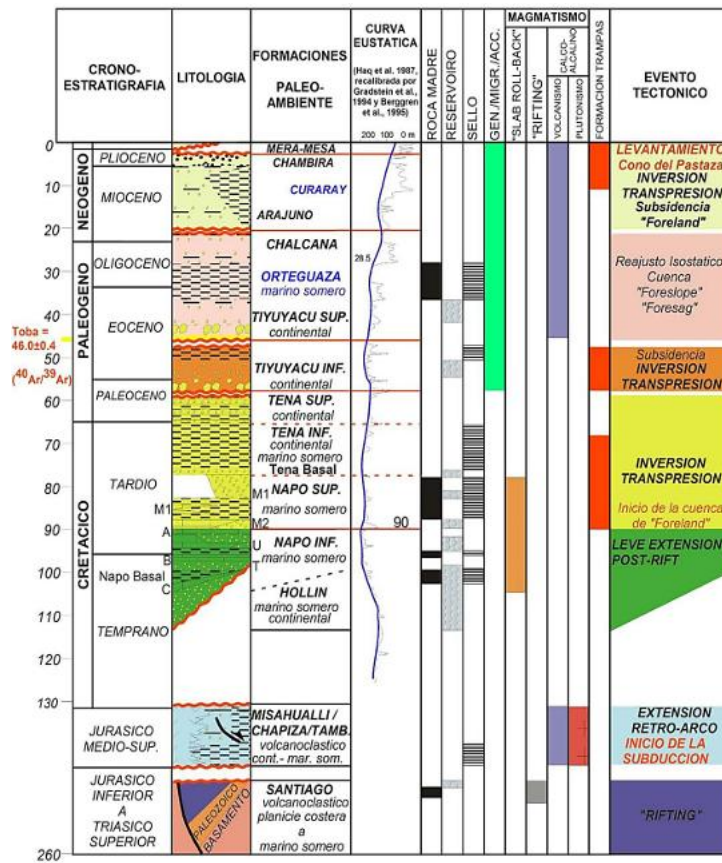
b) **Formación Napo:** Se subdivide en tres miembros principales:

- Miembro T: compuesto por lutitas oscuras con areniscas de calidad más pobre como área de almacenamiento, sirve como barrera para las capas inferiores.
 - Miembro U: Significa un campo altamente productivo con areniscas que van de textura fina a la media y son moderadamente compactadas, con excelentes rutas de flujo y son vistos como fondos de propagación en áreas costeras y de arroyos.
 - Miembro M: Presenta alternancias de lutitas y areniscas, y en algunos sectores actúa como reservorio secundario. Su potencial varía según la continuidad y conectividad de las arenas.
- c) **Formación Tena (Paleoceno - Eoceno):** Formada principalmente por lutitas y areniscas finas. Su presencia es más común hacia el norte del campo. Tiene menor relevancia productiva en el área central de Auca, pero puede tener papel regional como sello.
- d) **Formación Chambira (Neógeno):** Se encuentra en la capa más alta de la secuencia geológica. Consiste en una nueva arcilla, granos de caridad y arena de arroyo. Este diseño carece de importancia como fuente de agua, pero significa capas poco profundas y puede afectar las circunstancias de perforación.

Estructuralmente, el Campo Auca se desarrolla sobre un anticlinal de orientación norte-sur, con fallas normales y desplazamientos locales que pueden afectar la continuidad de los reservorios. La configuración estratigráfica favorece la acumulación de hidrocarburos principalmente en los miembros Hollín y U, sellados por las lutitas del Napo, lo que configura un sistema petrolífero eficiente. La correlación estratigráfica regional y los perfiles eléctricos han sido fundamentales para delimitar la distribución lateral de las unidades arenosas, optimizando la ubicación de nuevos pozos e intervenciones secundarias (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014), la cual se muestra en la figura 4.

Figura 4

Columna Estratigráfica del Bloque 61



Nota: Extraído de “Aprovechar el gas asociado producido del campo AUCA-Bloque 61, para la generación eléctrica y procesamiento de GLP en el año 2024” de los autores Conde & García (CONDE GARCIA & GANCHOZO SÁNCHEZ, 2024)

1.3.3. Arenas productoras

En el campo Auca, las formaciones Hollín y Napo constituyen las principales unidades productoras de petróleo. Ambas presentan propiedades estratigráficas y físicas que han favorecido el desarrollo de areniscas de alta calidad, con niveles de porosidad efectiva que oscilan entre el 15 % y el 25 %. Estas condiciones geológicas permiten una adecuada acumulación de hidrocarburos y facilitan caudales de producción elevados, lo que explica su relevancia dentro del sistema petrolífero de la cuenca.

Particularmente, dentro de la formación Napo, el miembro U destaca por su composición de areniscas de granulometría fina a media, con buena porosidad y permeabilidad. Estas características lo convierten en un reservorio de alto potencial productivo. De igual manera, la existencia de los laminados intercalados de lutitas contribuye a la generación de trampas naturales, mientras que las arcillas regionales realizarán la función de sellos para la retención de los hidrocarburos en las secuencias arenosas. Ahora bien, aunque también la calidad de los reservorios sea alta, la actividad en el campo Auca queda limitada por el manejo del gas natural, el quemado en mecheros se sostiene en el tiempo con efectos negativos sobre el medio ambiente y con una pérdida palpable de recursos energéticos. Este problema ha impulsado la búsqueda de estrategias y tecnologías que permitan optimizar el aprovechamiento del gas, orientándose a reducir las emisiones contaminantes y a mejorar la eficiencia energética del campo (Orellana García et al., 2022).

1.4. Flaring

En la industria petrolera, la terminología “*Mecheros*” y “*Flaring*” hacen referencia a los sistemas de combustión utilizados para la quema del gas natural; sin embargo, es importante diferenciar estos términos, en el que los mecheros son el equipo físico en el cual se da la combustión, mientras que Flaring es el nombre de la operación en el cual se da la combustión del gas natural en los mecheros (EP PETROECUADOR, 2024).

En esta práctica se busca la combustión controlada de gas no aprovechado, mediante la combustión en una llama abierta, conocida como “*Mechero*” o “*Flare Stack*”; esta técnica generalmente es utilizada para eliminar el gas durante la extracción en yacimientos, práctica de seguridad operativa en caso de emergencia o mantenimiento y liberación de presión del sistema en condiciones no rutinarias (Gutiérrez Hinstroza & Almeida Maldonado, 2024). En la figura 5 se muestra la combustión del gas natural en los mecheros, lo cual se conoce como Flaring.

Figura 5

Combustión del Gas Natural en Mechero



Nota: Extraído de “Methods for Global Survey of Natural Gas Flaring from Visible Infrared Imaging Radiometer Suite Data” del Autor Elvidge (Elvidge, Zhizhin, Baugh, Hsu, & Ghosh, 2016).

1.4.1. Tipos de Flaring.

La operación de Flaring puede clasificarse según su propósito, frecuencia y condiciones de operación. La identificación del flaring requerido es fundamental para la comprensión de las causas estructurales y operativas, que nos llevan al desaprovechamiento del gas natural, como también nos brinda una oportunidad para identificar oportunidades de implementación de tecnologías de mitigación y regulación. Los principales tipos se muestran en la figura 6 y se describen posteriormente son:

Figura 6

Tipos de Flaring



Nota: Información obtenida de “Global Gas Flaring Tracker Report” (GGFR, 2021)

a) Flaring rutinario

Es la operación más común en los campos de extracción de petróleo, en el cual se combustiona continuamente el gas natural mientras se ejecutan las operaciones normales de extracción de hidrocarburos (ANH, 2022). Este tipo de flaring se realiza cuando:

- No existen gasoductos.
- No existe demanda local en proyectos de aprovechamiento en el campo.
- No se cuenta con instalaciones para su almacenamiento y procesamiento.

Pese que esta es la operación más común en el campo de producción de petróleo, se considera este flaring como ineficiente y contaminante, desde el punto de vista regulatorio. La iniciativa del Global Gas Flaring Reduction (GGFR), busca a nivel internacional reducir y eliminar esta práctica antes del 2030, esta iniciativa es impulsada por el World Bank (GGFR, 2021).

b) Flaring de emergencia

Al detectarse situaciones inesperadas o anormales, en las que se pone en riesgo la seguridad del personal y de las instalaciones del campo de extracción, se inicia esta operación, en la cual se libera presión inmediatamente en el mechero (Kostyuk, Tumanov, Tumanov, & Zybina, 2020), generalmente se activa en eventos como:

- Fallas en equipos mecánicos como válvulas y compresores.
- Paros de producción no programados.
- Aumento de presión, por encima de factores de operación en líneas de gas o tanques de almacenamiento.
- Riesgo de explosión por fugas de gas.

Los principios de seguridad industrial y de operaciones, justifican este procedimiento, el cual debe estar contemplado en todos los planes de contingencia y gestión de riesgo de los campos de extracción; sin embargo, el uso continuo de esta operación evidencia deficiencias en el diseño y mantenimiento del campo de extracción (EP PETROECUADOR, 2021).

c) Flaring de mantenimiento

Se realiza de manera programada y temporalmente, mientras se dan intervenciones técnicas en las unidades de procesamiento, compresión y unidades de transporte, en las cuales es requerido evacuar todo el gas residual, permitiendo un entorno seguro de trabajo (EP PETROECUADOR, 2021). Los escenarios más comunes estipulados en los reglamentos de seguridad de las distintas empresas petroleras son:

- Paros programados por mantenimiento mayor.
- Intervención de gasoductos de alta presión.
- Despresurización de líneas, previo al reemplazo o mantenimiento de válvulas y equipos.

Estos trabajos son eventos programados, en los cuales también se generan emisiones de CO₂ las cuales deben ser minimizadas, con el correcto uso de operaciones de recuperación de gas o quemas optimizadas.

d) Flaring de prueba de pozos

El WTF por su nombre en inglés “*Well Test Flaring*”, se aplica en etapas exploratorias en la perforación de yacimientos o en el inicio de la puesta en marcha de los pozos de producción, con el fin de conocer y evaluar el caudal, presión, composición y características del crudo y del gas asociado, que podría tener el pozo (Bashbush Bauza, 2022). En esta etapa todo el gas producido por el yacimiento es quemado temporalmente, dado que no existen instalaciones para su aprovechamiento o almacenamiento. Este tipo de prácticas generalmente son de corta duración, se realizan con supervisión y con permisos regulatorios y es necesario para el diseño final de las instalaciones de extracción (Salinas Díaz, 2022).

1.4.2. Impactos asociados del Flaring

La combustión del gas natural en los mecheros es la práctica más utilizada a nivel internacional por la industria petrolera, con la cual se elimina gas natural no aprovechado durante la extracción de petróleo; pese a ser necesaria en situaciones de emergencia o de seguridad industrial, genera diversos impactos negativos sobre el medio ambiente, la salud humana, sociales y económicos (Campana-Díaz, Moya, Urresta, & Harnisth, 2024).

La quema de gas natural en los campos petroleros de Ecuador es un problema grave que causa contaminación ambiental, enfermedades, conflictos sociales y pérdidas económicas como se muestra en la figura 7. En Ecuador, la mayoría de los campos de extracción se encuentran en zonas de alta sensibilidad ecológica y con presencia de comunidades autóctonas. El caso del campo Auca, que se ubica en la Amazonia ecuatoriana, la cual es considerada zona de alta diversidad de flora y fauna, con gran cercanía de comunidades indígenas (Diantin, y otros, 2021). Dado el precedente legal que exige apagar los mecheros en favor de las comunidades afectadas, el siguiente paso crucial es hallar alternativas para aprovechar este gas y así mitigar dichos impactos.

Figura 7

Impactos asociados a la práctica de Flaring



Nota: Información obtenida de “LA EXPLOTACIÓN DEL YASUNÍ EN MEDIO DEL DERRUMBE PETROLERO GLOBAL” (Diantin, y otros, 2021).

1.4.2.1. Impacto Ambiental

Durante la operación del Flaring, se genera una gran emisión de contaminantes, en su mayoría GEI, como lo es el dióxido de carbono. Esto contribuye al calentamiento global, aumentando la carga de contaminantes atmosféricos, deteriorando a su vez la calidad del aire en las poblaciones cercanas y ecosistemas sensibles a los campos donde se realiza esta práctica (Shahab-Deljoo, Medi, Kazi, & Jafari, 2023). Entre los impactos más comunes asociados a esta práctica tenemos:

- Emisiones de GEI como producto principal de la combustión, generando dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄), cuando existe combustión incompleta del gas, estos gases

contribuyen directamente a la problemática mundial como lo es el calentamiento global (IPCC, 2021).

- Generación de lluvia acida con la liberación de gases en la combustión de compuestos como los óxidos de nitrógeno (NO_x) y óxidos Sulfurados (SO_x), los cuales al combinarse con la humedad del aire se condensan como ácidos; afectando suelos, cultivos y cuerpos de agua (EPA, 2025).
- Contaminación del aire local, con la combustión de hidrocarburos no solo se generan GEI sino también compuestos que inciden directamente en la calidad del aire local como lo es el caso de monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos azufre (SO_2), material particulado ($\text{PM}_{2.5}$ y PM_{10}) y compuestos volátiles (Tran, y otros, 2024); estos afectan directamente la calidad del aire en las localidades cercanas e incrementan el riesgo de enfermedades respiratorias.
- La combustión de gas produce un impacto directo en el medio con temperaturas locales extremas y generando contaminación química, algunos efectos que se extienden más allá del punto de emisión. La combustión de gas genera un fenómeno conocido como "isla de calor" la cual degrada los componentes del suelo, al incinerar la materia orgánica lo cual perjudica la flora y fauna (Diantin, y otros, 2021).

La alteración del microclima afecta directamente a los agroecosistemas y comunidades; estudios realizados por el investigador Abu Robin en el Delta del Níger, demostró que el rendimiento de los cultivos de maíz cayó drásticamente (hasta 76.4%) en un radio desde 500 m, hasta 2 km del punto de quema en la localidad de Ovade (Abu, Patchigolla, & Robin Abu, 2023). Mientras el estudio realizado en la localidad de Loma del Tigre, perteneciente a la provincia Francisco de Orellana en la Amazonia ecuatoriana, reveló que la calidad del suelo en relación con los mecheros de gas, evaluando factores ambientales y la biodiversidad de macroinvertebrados y plantas, en la cual los resultados mostraron una correlación positiva entre la biodiversidad y la distancia de las antorchas, lo que sugiere que la calidad del suelo mejora a mayor distancia de estas fuentes de quema (LoPresti, 2024), como se muestra en la figura 8.

Figura 8

Mecheros trabajando constante en medio de la selva



Nota: Extraído de “Información Geográfica Voluntaria para la Detección de Impactos Socioambientales de la Actividad Petrolera en la Amazonía Ecuatoriana” de autor Aguirre. (Aguirre-Saula, Pabón-Salazar, De-Marchi, & Codato, 2021)

1.4.2.2. Impactos sobre la salud humana

Estas emisiones no sólo agravan el ecosistema, sino que también representan un riesgo significativo para la salud. La quema de gas libera una compleja mezcla de contaminantes atmosféricos que tienen graves y multifacéticos impactos en la salud humana. La exposición con estas sustancias se vincula directamente con enfermedades respiratorias y cardiovasculares, así como con un mayor riesgo de padecer cáncer. Adicionalmente, se han observado efectos negativos en el desarrollo neurológico infantil y resultados adversos en embarazos, incluyendo partos prematuros. Estos contaminantes también pueden debilitar el sistema inmunológico y causar otras afecciones, afectando desproporcionadamente a las comunidades que viven cerca de las zonas de quema y comprometiendo su bienestar general (Abu, Patchigolla, & Robin Abu, 2023).

Diversos estudios concluyen que las emisiones generadas por el Flaring son un factor en consideración en el incremento de enfermedades en comunidades cercanas a los campos de extracción las cuales se muestran en la figura 9, especialmente en aquellas que se sitúan a menos de 5 kilómetros de distancia, generando en la población enfermedades como (Díaz-Díaz, 2023):

- Afecciones dermatológicas y oculares, debido a la exposición de material particulado fino y la exposición a fases irritantes generadas por la combustión parcial en las mechas (Dimaté Bautista & Prada Palomo, 2024).
- Incremento en la tasa de natalidad prematura; se asocia la exposición a los gases generados en la combustión del gas al incremento de las tasas de natalidad prematura y de desnutrición de los infantes al nacer en las poblaciones cercanas al pozo de extracción (McKenzie, y otros, 2019).
- Enfermedades respiratorias crónicas: la exposición de material particulado y de gases de combustión incide directamente en el aumento de enfermedades como el asma, bronquitis y EPOC (Sánchez Mackenzie, 2023).
- Dada la presencia de compuestos volátiles en el ambiente y estos al ser reconocidos como precursores cancerígenos, la tasa de este tipo de enfermedad ha aumentado. (Sánchez Mackenzie, 2023).

Figura 9

Impactos a la Salud



Nota: Información obtenida de “Expansión descontrolada del extractivismo en la Amazonía ecuatoriana y la enfermedad de Chagas” por Sánchez Mackenzie en 2023.

1.4.2.3. Impacto Social

El Banco Mundial impulsa una iniciativa para acabar con la quema rutinaria de gas para 2030 (ONU, 2019). Sin embargo, la implementación de esta medida se complica porque las normativas varían considerablemente según el país o la región. Esto crea diferencias significativas en la legalidad de la quema, las condiciones bajo las que se permite y los requisitos para su reporte. Por ejemplo, mientras Rusia exige aprovechar el 95% del gas asociado, en Nigeria la quema es directamente ilegal. Guinea Ecuatorial la prohíbe, pero permite excepciones, por el contrario, Estados Unidos la considera legal, pero con regulaciones estatales que establecen las condiciones y los reportes obligatorios (Elvidge, y otros, 2018). Un caso de interés nacional e internacional en Ecuador es el de 9 niñas de entre 9 y 13 años de la provincia de Sucumbíos. Estas niñas, del

colectivo "Apaguen los mecheros" y que presentan una demanda por detener la quema del gas en los campos petroleros cercanos a su localidad, sostienen que los impactos de dichas quemas vulneran sus derechos al agua, a la soberanía alimentaria y a un ambiente sano y equilibrado. En enero de 2021, la Corte Provincial de Justicia de Sucumbíos dictó sentencia favorable al colectivo, que sentenció que todos los mecheros operativos en el Ecuador debían ser apagados y proceder con su desmantelación para el año 2030. La corte también sentenció el apagado de los mecheros situados especialmente cerca de centros poblados para un plazo no mayor a los dieciocho meses (Paz Cardona, 2024). El colectivo Apaguen los mecheros como el Ministerio de Energía y Minas sostienen cifras y criterios diferentes sobre el cumplimiento de la sentencia judicial sobre los mecheros. Para el ministro Roberto Luque hasta junio de 2024 se habían desmantelado 145 mecheros (de los cuales 49 eran mecheros inoperativos, pero requerían dicho procedimiento), además del apagado de 2 mecheros que se encontraban a menos de 100 metros de los centros poblados (entendidos como al menos 20 casas). El ministerio usó estos datos para su plan, y Luque afirmó que aún quedan 341 mecheros por desmantelar antes de 2030 (EP PETROECUADOR, 2024). Según datos del Ministerio y de Petroecuador hay 486 mecheros en la Amazonía de Sucumbíos, Orellana y Napo (Paz Cardona, 2024). En el campo Auca se han identificado mecheros asociados a la producción de petróleo, sin embargo, el número de mecheros no está del todo claro.

1.4.2.4. Impactos Económicos

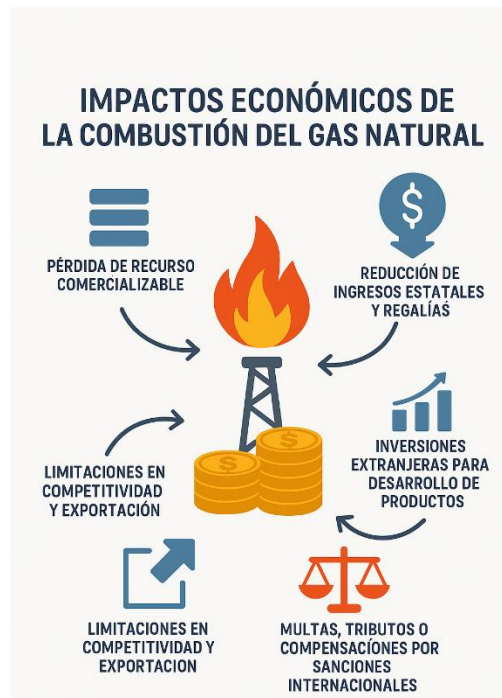
La combustión del gas natural genera pérdidas económicas significativas, perdiendo ingresos potenciales por comercialización del gas, como la disminución de oportunidades de inversión en proyectos para la utilización de este recurso; afectando a las economías locales y regionales, como también infracciones económicas internacionales por el mal control y gestión de emisiones estipuladas en tratados internacionales como se muestra en la figura 10 (Alola et al., 2023). Los impactos económicos pueden ser los siguientes:

- Pérdida de recursos comercializables.
- Reducción de ingresos estatales y regalías.
- Inversiones extranjeras para desarrollo de productos.

- Multas, tributos o compensaciones por sanciones tratados internacionales por las emisiones no controladas.
- Limitaciones en competitividad y exportación.

Figura 10

Impactos económicos del Flaring



Nota: En la figura se observa el impacto económico del Flaring

1.5. Antecedentes de reducción del Flaring.

La combustión del gas natural en los mecheros es de las prácticas más antiguas en la industria del petróleo, utilizada principalmente como método de seguridad y control de presión de gases en las operaciones de extracción de crudo. Sin embargo, esta práctica en la actualidad no es tan aceptada por la comunidad internacional, por la alta tasa de generación de GEI, contribuyendo directamente al cambio climático, liberando contaminantes tóxicos al medio ambiente (Bello, Ivanova, & Cheremisin, 2023).

1.5.1. Iniciativas internacionales.

La reducción de GEI por parte de organismos intergubernamentales, es un tema de gran interés mundial; sin embargo en la década de los 2000 se comenzó a tener mayor observación sobre la práctica del Flaring en la industria petrolera, por lo cual organismos internacionales como el Banco Mundial y la Agencia Internacional de Energía (EIA) iniciaron campañas con el objetivo de reducir esta práctica y tener un mejor manejo del gas natural aprovechando sus propiedades en diferentes sistemas (World Bank, 2022).

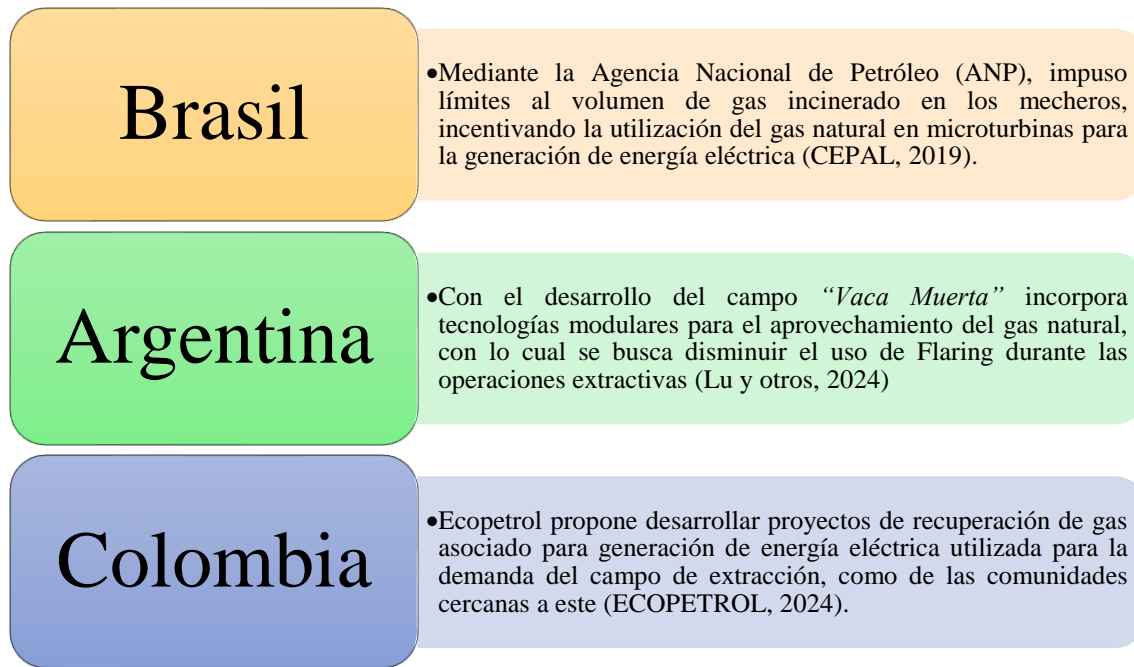
El Banco Mundial lanzó la campaña *Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR)* en la cual busca la reducción de emisiones por la operación de Flaring, proponiendo iniciativas en esta misma campaña como la “*Zero Routine Flaring by 2030*”, en diferentes países productores de petróleo, en la cual varios países e industrias petroleras se comprometieron a eliminar el Flaring en sus operaciones; con ello implementando nuevas tecnologías para el aprovechamiento del gas natural (GGFR, 2021). Los acuerdos de París del 2015 fortalecen el compromiso mundial con la reducción de GEI, incentivando a las industrias del sector petrolero a reducir sus emisiones y mejorar la eficiencia energética de los campos de extracción (Helmerts, Chang, & Dauwels, 2021).

1.5.2. Casos en América del sur.

En varios países de América del Sur, han empezado a realizar estudios e implementar proyectos piloto con los cuales se busca aprovechar el gas natural y reducir las emisiones asociadas a las operaciones de Flaring, en la industria de los hidrocarburos (Thibout & Chumak, 2024). Algunos casos de lo realizado en países de América del Sur se muestran en la figura 11.

Figura 11

Casos de reducción de Flaring en países de la región.



Nota: Elaborado en base a datos obtenidos de autores como (CEPAL, 2019), (Lu, y otros, 2024), (ECOPETROL, 2024).

1.5.3. Contexto Ecuatoriano.

El Flaring se ha utilizado en todos los campos de extracción de petróleo desde el año 1970; sin embargo, en los últimos años por la adhesión a los acuerdo de París, como la presión de los grupos ambientalistas, el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE) ha emitido regulaciones que deben ser acatadas por todas las empresas extractivas en el territorio ecuatoriano (MAATE, 2016); debido a las ya documentadas impactos en las comunidades indígenas del oriente y estudios de contaminación de aire en los ecosistemas amazónicos, en especial de zonas como Shushufindi, Sacha y Auca. Ecuador ha establecido límites y requisitos de eficiencia en el uso de gas asociado mediante la “Norma Técnica Ambiental para las Actividades Hidrocarburiíferas” publicadas en el 2014; en campos anteriormente administrados por

Petroamazonas EP, se han implementado medidas como la reinyección de gas e implantación de proyectos piloto para la generación de energía eléctrica (MEER, 2019).

1.6. Tecnologías de aprovechamiento del gas natural.

En todo el mundo, se han investigado, desarrollado e implementado activamente métodos y tecnologías para aprovechar el gas natural asociado a la producción de petróleo, como una alternativa técnica, económica y ambiental viable en comparación a la práctica del Flaring. Históricamente es tolerada por razones operativas, es sin duda cada vez más cuestionada por su ineficiencia en términos energéticos y los impactos ambientales y sanitarios causados por esta práctica (Fu, Liu, & Sun, 2021).

En la actualidad existen múltiples mecanismos para el aprovechamiento del gas natural en los campos de extracción de petróleo; la selección de estas técnicas depende del volumen de gas en los yacimientos, composición y la infraestructura existente en el campo de extracción (Cusangá Cisneros, Sánchez Moncayo, Calva Sánchez, Salazar Analuisa, & Mantilla Rivadeneira, 2021).

1.6.1. Compresión y reinyección del gas natural.

La utilización del gas natural en la recuperación mejorada de petróleo (EOR siglas en inglés), implica la inyección de un gas o varios gases en los yacimientos de petróleo existentes y depletados (Aoun, y otros, 2024). Los gases inyectados, que pueden incluir mezclas de hidrocarburos ligeros (C_1 - C_4), gases de combustión o incluso sulfuro de hidrógeno, usualmente están a presión y temperatura atmosféricas. Sin embargo, a presiones y temperaturas de yacimiento, estos gases podrían transformarse en fluidos supercríticos y empezar a comportarse de manera similar a los líquidos. Por lo tanto, la recuperación de petróleo es el intercambio de masa de componentes entre el gas inyectado y la fase líquida de petróleo. Si se obtiene una buena miscibilidad, y disminuye la viscosidad del petróleo cuando algunos componentes del gas se condensan en el petróleo, el EOR con gas puede lograr una alta recuperación de petróleo. El petróleo que se encuentra atrapado por fuerzas capilares en el reservorio o la roca madre es

miscible con los gases que se inyectan; provoca una fuerza que permite a los componentes del petróleo salir hacia la superficie para su recuperación en la línea de producción (Bello, Ivanova, & Cheremisin, 2023).

1.6.2. Generación eléctrica sin situ.

El objetivo es usar el gas natural como una fuente de energía tanto para la industria como para el consumo diario de las personas. El gas natural es una opción atractiva para la generación de electricidad debido a su bajo riesgo, menor huella de carbono comparado con otros fósiles, y la rapidez y flexibilidad de construcción de sus plantas, que pueden adaptarse a picos de demanda (Obi, Umar, & Pindiga, 2019).

La innovación tecnológica busca maximizar la eficiencia de la producción eléctrica con gas natural para reducir costos. Aunque las tecnologías actuales alcanzan hasta un 60% de eficiencia, el desarrollo de microturbinas y otras tecnologías prometedoras podría elevar este porcentaje hasta el 80%, en el uso doméstico y comercial (Guo, Wang, & Zhao, 2016). La generación de electricidad se basa en la combustión del gas natural para producir calor, que a su vez se utiliza para generar vapor o gases calientes que impulsan turbinas conectadas a un generador eléctrico. Las plantas de ciclo combinado son una de las tecnologías más eficientes, ya que aprovechan el calor residual para generar electricidad adicional. El gas natural es una fuente flexible que facilita la integración de energías renovables intermitentes y las tecnologías avanzadas buscan reducir las emisiones de CO₂ asociadas a su combustión (Mohammad, Mohamad Ishak, Mustapa, & Ayodele, 2021). Petroecuador EP ha comenzado a implementar plantas de generación de energía eléctrica en la mayoría de sus campos como se muestra en la figura 12.

Figura 12

Central de Generación Eléctrica con combustible Gas Residual Waukesha en Bloque 15



Nota: Extraído de Petroecuador EP (EP PETROECUADOR, 2024).

1.6.3. Conversión de gas a líquidos.

La conversión de gas a líquido o GTL por sus siglas en inglés, se fundamenta en el proceso termoquímico, en el cual se convierte el metano (CH_4) del gas natural, en hidrocarburos líquidos por medio de reacciones catalíticas; el proceso Fischer-Tropsch es el más común en este caso. El uso de GTL nos permite transformar un recurso como el gas, difícil de almacenar y transportar, en un producto con un mayor valor agregado que conlleva a una logística menos complicada que la de un gas (Pérez Trinidad, 2023). Este proceso, de manera general, consta de 3 etapas, las cuales son:

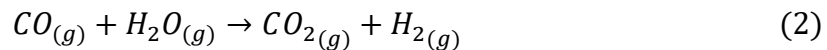
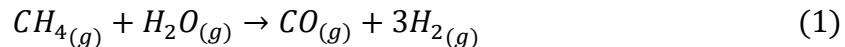
- 1) Reformado de gas para obtener gas de síntesis.
- 2) Síntesis catalítica, en la cual se convierte el gas sintetizado en hidrocarburos líquidos.

- 3) Separación y refinamiento de los productos, con lo cual se eliminan posibles impurezas del producto.

El uso correcto de esta tecnología permite eliminar completamente el Flaring de las operaciones de extracción de hidrocarburos, permitiendo incorporar la comercialización de combustibles líquidos, sobre todo en comunidades cercanas a los campos de extracción; sin embargo, los costos de implementación de este tipo de tecnologías son relativamente altos. Pese a esto, la GTL se presenta como una alternativa prometedora a futuro, en campos de extracción donde la infraestructura de gaseoductos es inexistente (Travez Osorio, Yagos Arias, Endara Laguquiza, & Tapia Molina, 2024).

1.6.4. Conversión de gas natural en hidrógeno.

Otra tecnología que ha sido llamada emergente es la utilización de gas natural para producir hidrógeno, también denominado reforma de metano con vapor (SMR). La energía química almacenada en el metano se convierte en otra forma de energía química, el hidrógeno. En un proceso estándar de reforma de metano con vapor (SMR) existen cuatro procesos: la desulfuración, el reformado, el reactor de desplazamiento y la separación. La fase de desulfuración es vital para limpiar el gas natural de azufre, previniendo así la formación de óxidos de azufre, que son contaminantes ambientales y pueden destruir los catalizadores en la etapa de reformado. En el proceso de SMR, ocurren dos reacciones químicas principales detalladas a continuación:



En la primera (1) ecuación química, el metano reacciona con vapor de agua para producir monóxido de carbono e hidrógeno gaseoso. En la segunda parte de la ecuación (2) el monóxido de carbono producido anteriormente reacciona con el vapor de agua para producir dióxido de carbono. La reacción final resulta endotérmica para producir hidrógeno y dióxido de carbono. Este proceso genera emisiones de dióxido de carbono de aproximadamente 7 kg de dióxido de carbono por cada kg de hidrógeno producido (Dincer et al., 2018). Este proceso genera también emisiones de GEI

como subproductos, y requiere de infraestructura térmica significativa; genera una dependencia del precio del gas natural (Minhaj, Azrina, Mohammad, & Hasan, 2022).

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

La presente investigación se desarrolla en las condiciones de operación del campo Auca, dentro del Bloque 61, ubicado en la provincia de Orellana perteneciente a la región oriental del Ecuador. Siendo esta una de los sectores estratégicos para la extracción de hidrocarburos en el país y en el cual aún persisten las prácticas de combustión de gas natural y asociado o Flaring, en los mecheros de estas instalaciones. Lo cual conlleva a impactos ambientales, sociales y económicos asociados a esta práctica. Mediante el estudio documental, sustentado en información generada nacional e internacionalmente, en la cuales se aborda mecanismos con lo cual sustituir a la práctica de Flaring, aprovechando el Gas Natural.

2.2. Diseño y alcance de la investigación

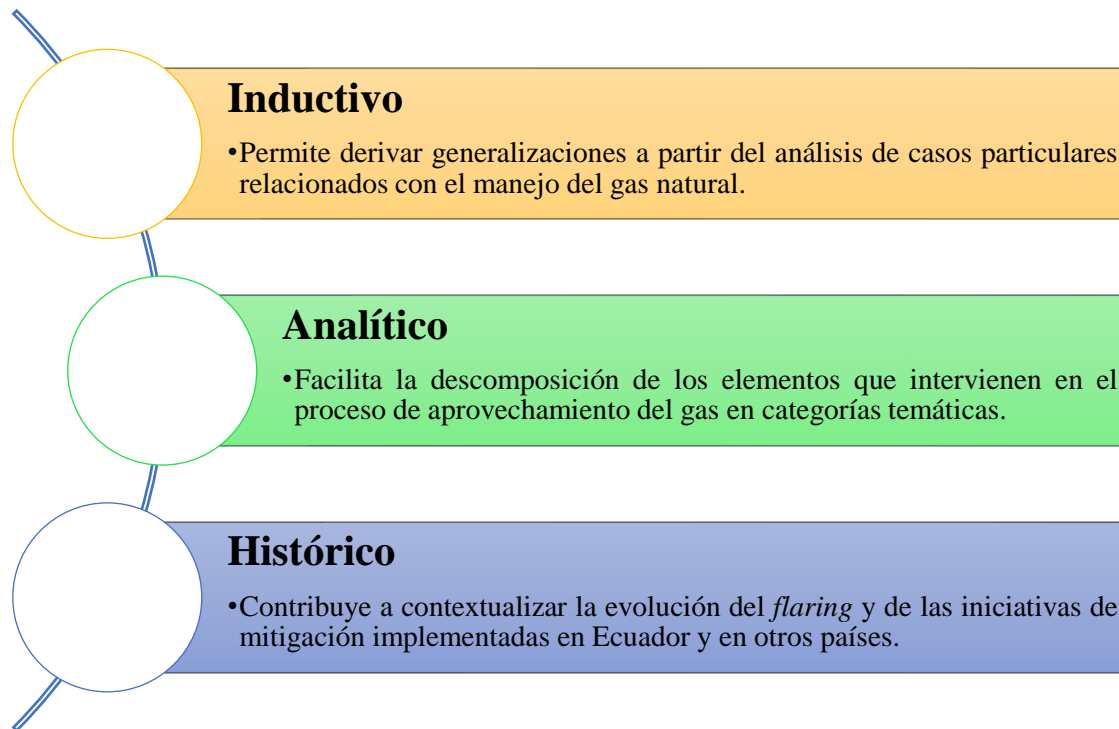
El diseño de la siguiente investigación es de tipo no experimental, puesto que no se realiza manipulación de variables, solamente se realiza un análisis documental crítico de la información obtenida. El alcance es descriptivo y exploratorio; es descriptivo dado que se analiza detalladamente los impactos del Flaring y las tecnologías disponibles para su sustitución y exploratorio dado que se pretende identificar nuevas alternativas y enfoques que no se han implementado o evaluado en la actualidad en campos de extracción de crudo del Ecuador.

2.3. Tipo y métodos de investigación

El presente estudio tiene un enfoque cualitativo, en el cual se busca comprender e interpretar procesos complejos de aprovechamiento de gas natural mediante el análisis de estudios científicos, informes técnicos y marcos normativos aplicables; en el cual se utiliza los siguientes métodos que se muestran en la figura 13.

Figura 13

Métodos de Investigación



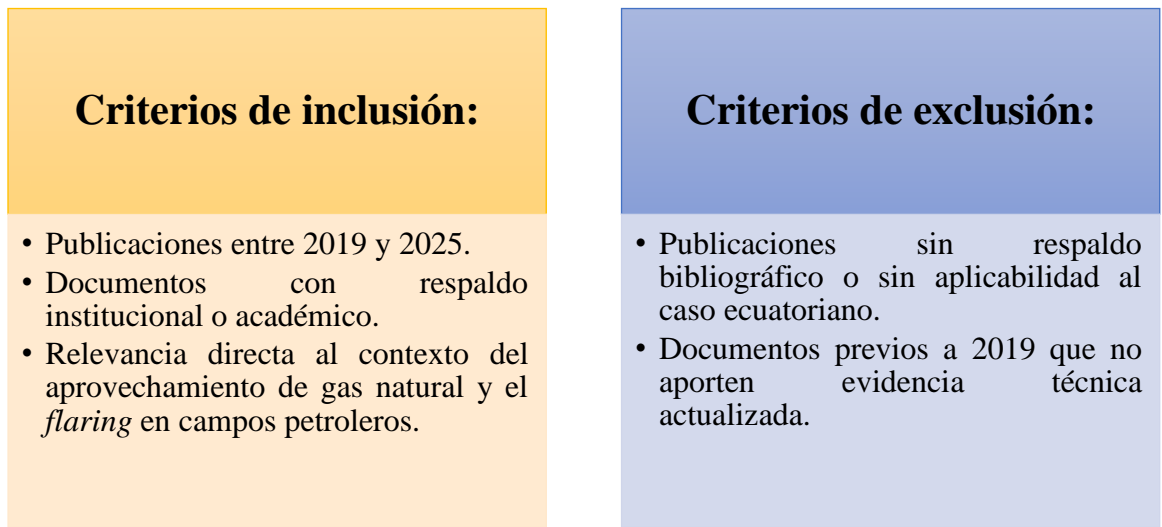
Nota: Información extraída de Raymond Nelson (Raymond, 2015)

2.4. Población y muestra

Dado el carácter documental de la presente investigación, no se trabajará con población de personas, sino se tendrá una población documental, la cual se compone de normativas técnicas y regulatorias, estudios científicos, informes técnicos y tesis académicas. El muestreo empleado es no probabilístico e intencional, en el cual se seleccionará en función de la relevancia para responder los objetivos de la investigación, los criterios de inclusión y exclusión de la población de textos a consultar se detallan en la figura 14.

Figura 14

Criterios de selección de información.



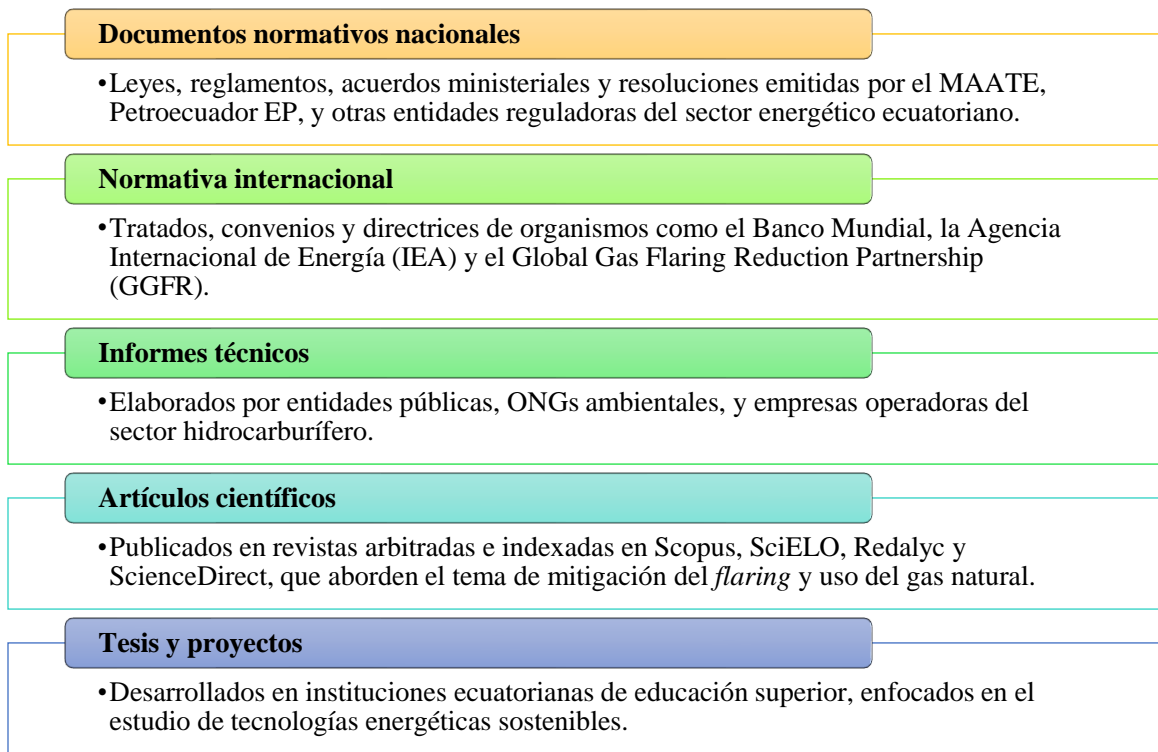
Nota: En el presente gráfico se detallan los criterios de inclusión y exclusión que se utilizaran para la selección de la información.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La principal técnica para emplearse es el análisis documental cualitativo. En la recolección de información se ejecutó mediante la revisión sistemática y exhaustiva de fuentes primarias y secundarias, considerando la actualidad de esta información, relevancia con el tema planteado y el rigor técnico de estos estudios. La revisión de información se estructuró con la relevancia y asociación a las palabras claves como “*Flaring*”, “*Aprovechamiento de gas natural*” y “*Tecnologías energéticas*” en todas las bases de datos académicas y portales oficiales como se detallan en la figura 15.

Figura 15

Fuentes de información



Nota: Se presentan las fuentes utilizadas para la búsqueda de la de información

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.

La validez de los datos se garantiza mediante la selección de fuentes reconocidas y verificables, priorizando documentación científica y estudios técnicos de alta credibilidad. Con el fin de asegurar la confiabilidad, aplicando una matriz de análisis temático, la que nos permite clasificar y triangular los contenidos según las dimensiones técnicas, ambientales, normativas y socioeconómicas. Esta metodología se respalda en estudios previos de carácter similar como el de Cusanguá en 2021 (Cusanguá Cisneros, Sánchez Moncayo, Calva Sánchez, Salazar Analuisa, & Mantilla Rivadeneira, 2021); la matriz análisis temático se muestra en la tabla 3.

Tabla 2

Matriz de análisis temático

<i>Fuente</i>	<i>Año</i>	<i>Tipo de documento</i>	<i>Tema central</i>	<i>Dimensión analizada</i>	<i>Relevancia para el campo Auca</i>	<i>Hallazgos clave</i>
<i>GGFR – World Bank Report</i>	2021	Informe técnico internacional	Eliminación del flaring	Ambiental / Tecnológica	Alta	Plantea el programa “Zero Routine Flaring” como directriz global.
<i>Cusanguá et al.</i>	2021	Artículo científico	Aprovechamiento de gas en el campo Sacha	Técnica / Económica	Alta	Ahorro energético y disminución de las emisiones para el uso del gas para electricidad.
<i>MAATE – Norma Técnica</i>	2014	Documento normativo	Regulación ambiental para hidrocarburos	Normativa	Muy alta	Fija limitaciones en lo que respecta a la eficiencia y el límite de emisión en mecheros.
<i>Travez Osorio et al.</i>	2024	Tesis académica	Uso sostenible del gas asociado	Técnica / Social	Alta	Propone las microturbinas... el aprovisionamiento sociocomunitario como alternativa.
<i>EP Petroecuador</i>	2023	Informe institucional	Estado actual del gas en el campo Auca	Técnica / Operativa	Muy alta	Más del 70% del gas es quemado por la falta de infraestructuras.
<i>Olarte-Zamora</i>	2022	Artículo académico	Deficiencias estructurales en uso de gas	Económica / Técnica	Media	Costo de transporte y falta de incentivos perpetúan el flaring.
<i>Sánchez Mackenzie</i>	2023	Tesis académica	Impactos a la salud por combustión de gas	Ambiental / Social	Alta	Exposición prolongada al flaring está asociada a enfermedades respiratorias y cáncer.
<i>Paz Cardona</i>	2024	Artículo periodístico con fuente oficial	Cumplimiento de sentencia judicial contra mecheros	Normativa / Social	Alta	Identificación de mejoras y dificultades en el apagado de mecheros en centros poblados.
<i>World Bank – GGFR Tracker</i>	2022	Reporte técnico	Seguimiento de emisiones globales de flaring	Ambiental / Comparativo	Alta	Ecuador se sitúa entre los primeros países con mayores tasas de flaring por persona.
<i>Conde & García</i>	2024	Tesis técnica	Aplicación de GLP en campo Auca	Técnica / Operativa	Muy alta	Estudio de caso directo sobre viabilidad de aprovechamiento eléctrico y de GLP.

Fuente Elaboración propia

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Este capítulo presenta los resultados del análisis documental realizado sobre las tecnologías de aprovechamiento de gas natural como alternativa a la combustión de este en los mecheros del campo Auca. En este capítulo se discutirán sobre los hallazgos más relevantes de las posibles tecnologías a implementarse previamente introducidas en el marco teórico, contrastada con la normativa vigente en el Ecuador y normativa Internacional. Finalmente proponiendo una alternativa tecnológica integral para este campo.

3.1. Efecto de la combustión del gas natural en la zona aledaña del campo Auca

3.1.1. Composición del Gas Natural del campo Auca

La caracterización de gas natural asociado es un factor técnico determinante en la evaluación de la viabilidad del aprovechamiento y selección de las tecnologías más aplicables para reutilizar este recurso. En el caso concreto del campo Auca, autores como Sylvana Vicuña en 2012, caracterizó y registró la composición del gas extraído en el Bloque 61, en el trabajo titulado: *“Evaluación de la factibilidad de industrializar Helio a partir de gas natural y gases de pozos petroleros producidos en el Ecuador”*, la composición de este gas se encuentra en la Tabla 3.

Tabla 3

Composición de Gas Natural en Campo el Auca

Componente	Auca Sur	Auca Central
	% Peso	% Peso
Nitrógeno	3.49	3.80
Metano	24.45	36.54
Dióxido de carbono	8.75	8.62
Etano	9.71	9.31
Agua	1.25	3.10
Propano	24.11	18.61
i- Butano	6.25	4.69

n- Butano	11.4	7.74
i- Pentanos	4.00	3.08
n- Pentano	3.62	2.61
i- Hexanos	0.77	0.6
n- Hexano	0.97	0.68
i- Heptanos	0.98	0.57
n- Heptano	0.25	0.05
Densidad relativa	1.07	0.90
Peso molecular promedio [g/gmol]	30.92	26.07
Poder calorífico [Btu/pie ³]	1570	1316
H ₂ S (ppm)	4	4

Nota: (Vicuña Carrasco, 2011)

3.1.2. Emisiones del Flaring en el campo Auca.

Según los datos recopilados por el Ministerio de Energía y Minas (2021), el campo Auca produce entre 47,29 millones de m³ de gas asociado anualmente. De esta cantidad más del 70% es quemado en mecheros debido a la falta de infraestructura para la recolección y aprovechamiento de este. (Ministerio de Energía y Minas, 2021)

Actualmente las instalaciones del campo Auca presentan limitaciones técnicas y estructurales que perpetúan el uso del Flaring en las operaciones, entre ellas se encuentran:

- Nulidad de infraestructura de gasoductos.
- Limitaciones de almacenamiento en superficie.
- Deficiencia en la integración de sistemas compresión y procesamiento de gas.

Estas problemáticas combinadas con la barreras administrativas y presupuestarias del estado ecuatoriano, impiden la modernización tecnológica requerida en este campo. Con la estimación del volumen de gas natural quemado en las instalaciones del campo Auca, se procede mediante la Ecuación 1 a cuantificar las GEI incurridas por esta práctica.

Ecuación 1 Emisiones de CO₂

$$Emisiones\ CO_2 = Volumen\ Flared * Poder\ Calorifico * Factor\ de\ emision$$

Donde:

- Emisiones CO₂, se expresan en Toneladas/año`.
- Volumen Flared, es la cantidad en m³/año, quemados en el campo Auca en el cual tomaremos 47,29 millones de m³.
- Poder calorífico, dado que el gas es rico en CH₄ se utilizó el valor de 38 MJ/ m³.
- Se empleo el factor de emisión sugerido por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático para el gas natural es de 0.0561 Kg CO₂/MJ.

Tenemos lo siguiente:

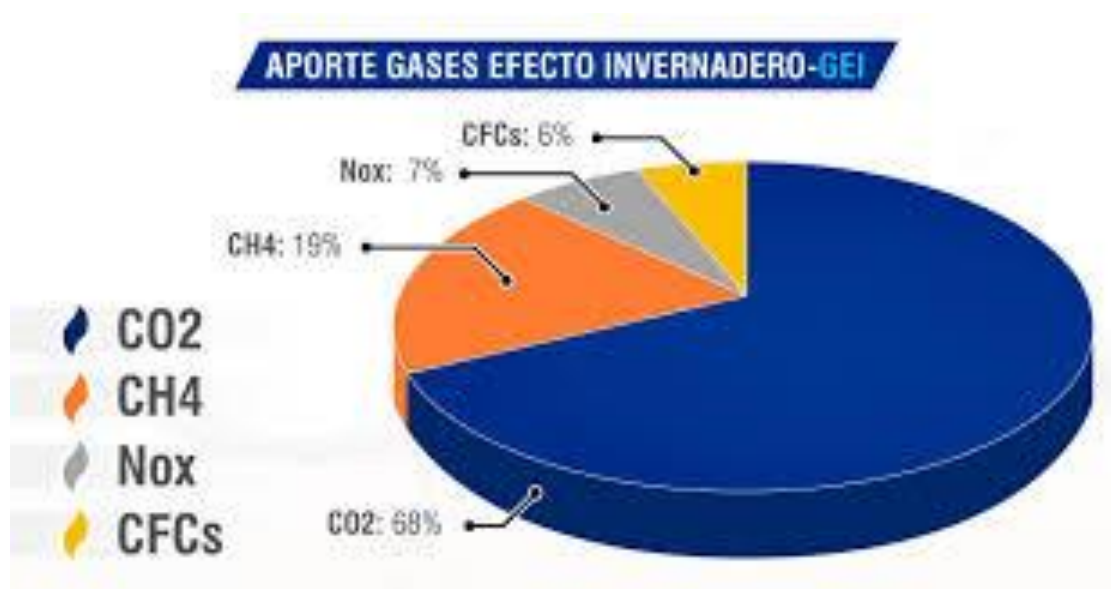
$$Emisiones\ CO_2 = 47,29 * 10^6 \left[m^3 / año \right] * 38 \left[MJ / m^3 \right] * 0,0561 * 10^{-3} \left[Ton\ CO_2 / MJ \right]$$

$$Emisiones\ CO_2 = 10,0812 * 10^4 \left[Ton\ CO_2 / año \right]$$

Con el cálculo teórico de emisiones de CO₂ por la combustión en los mecheros en el cual se generan anualmente 100,08 mil de toneladas de CO₂ a la atmósfera (Anexo 1), en la cual también se liberan otros contaminantes en menor proporción como los óxidos nitrosos, óxidos sulfurosos y material particulado; la proporción de los GEI liberados durante el Flaring, varía dependiendo de las características del gas obtenido por lo cual en la figura 16 se muestra un modelo de la composición de los GEI liberados en este proceso.

Figura 16

Productos de combustión de gas asociado



Nota: "Gas licuado de petróleo GLP: Suministro de Colombia" (COLGAS, 2021)

Otros impactos ambientales ocasionados por la combustión del gas asociado en el campo Auca, pese a que no se tiene concentraciones significativas de H₂S, lo cual afirmaría que la combustión del gas no produce óxidos de azufre que reaccionen con la humedad del ambiente para formar lluvias ácidas, sin embargo, se liberan otros componentes que en menor cantidad se disuelven con la humedad del aire y forman otros ácidos de menor impacto al ácido sulfúrico (H₂SO₄), pueden generar este fenómeno con un menor impacto ambiental el cual incide directamente en las condiciones del suelo y cuerpos hídricos en los alrededores del campo Auca (Almeida, y otros, 2020). Otro de los compuestos liberados en la combustión del gas natural son los compuestos orgánicos volátiles (COV), los cuales tienen efectos tóxicos en el ecosistema siendo inhibe en el proceso de la fotosíntesis de las plantas, a la vez los COV al mezclarse con los óxidos de nitrógeno, reaccionan formando ozono, ayudando a la formación de nieblas fotoquímicas (Sánchez & Alcántara, 2020).

3.1.3. Impacto ambiental, sociales, económicos y salud pública de las condiciones actuales del Flaring en el campo Auca

Al analizar la información de contaminantes ambientales de la combustión del gas natural del campo Auca tales como el dióxido de carbono (CO₂), se evidencia que existe un exceso de este subproducto que se libera a la atmósfera, calculado de 100800 de toneladas dióxido de carbono por año (CO₂/año).

Con respecto al ácido sulfúrico, se identificó que el gas natural asociado al petróleo que es quemado por mecheros es de 4 partes por millón de ácido sulfúrico (ppm), excediendo el límite recomendado por la Agencia de Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades de EEUU (1998) que es de un miligramo por cada metro cúbico de gas ($1 \text{ mg/m}^3 = 1 \text{ ppm}$), esta situación expone a riesgo a los animales, seres humanos y a la vegetación que rodea la localidad del campo Auca, en especial porqué al quemar el gas natural que en la composición mantienen nivel superior de ácido sulfúrico y nitrógeno, se transforma en dióxido de sulfuro y óxido de nitrógeno que es emitido a la atmósfera y al entrar en contacto con la lluvia se transforma en una precipitación ácida (Agencia de Protección Ambiental, 2016).

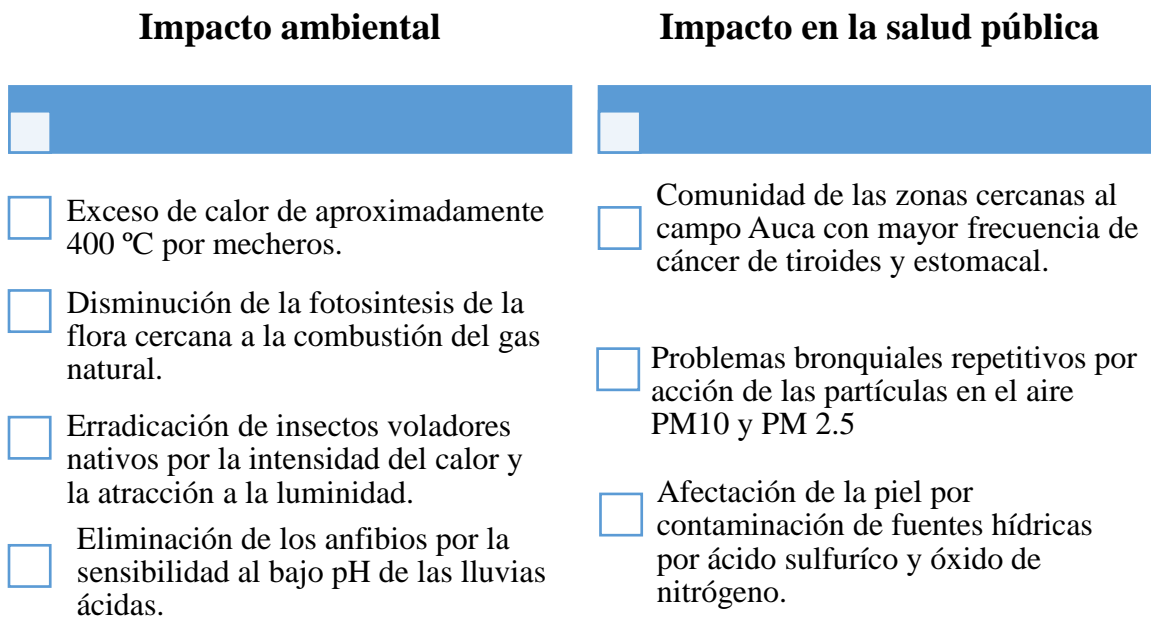
Evidencia del efecto de la lluvia ácida en la cercanía del campo Auca, específicamente en la localidad de Nueva Loja, con una identificación de 65% de las 23 muestras de agua de lluvia en embalses de áreas rurales y urbanas con un pH menor a 5.6 (categorizada como lluvia ácida ligera), por la cercanía de zonas petrolíferas que utilizan la técnica Flaring para eliminación del gas, lo que afecta a los bosques, vegetación, suelos y recursos hídricos, con mayor énfasis en la destrucción de los sembradíos, enfermedades respiratorias y de la piel (Carrera et al., 2021). Tomando en cuenta que no se encuentran dentro de los límites recomendados del pH del agua de consumo humano, de acuerdo a la Agencia de Regulación y Control del Agua (Resolución N° ARCA-DE-016-2022, 2022) es de 6.5 a 8.0, por tal motivo las poblaciones étnica deben modificar el sitio de ingesta del agua, además que produce una alteración en la fauna de los embalses a causa de la acidez de la lluvia.

En la figura 17 se estipula un resumen sobre los efectos ambientales y de salud pública de la práctica Flaring en áreas cercanas del campo Auca. De acuerdo con el informe de Clínica Ambiental (2016), manifiestan que el 41,7% de los encuestados (pobladores de la Amazonía) que

la principal fuente de contaminación atmosférica es por la quema de hidrocarburos gaseosos por los mecheros producto de 48 mecheros del Bloque 61. Según Clínica Ambiental (2019) el Flaring es un factor que puede incidir en la frecuencia de cáncer en los habitantes de la Amazonia especialmente en Sucumbíos y Orellana. De acuerdo con Facchinelli et al.(2023) en la provincia de Orellana 5521 ciudadanos que representa el 12,22% de la población del Puerto San Francisco de Orellana se encuentran en riesgo moderado de la salud al ubicarse en un radio de 5 kilómetros de la quema, situación que estudio Clínica Ambiental (2016) expresando a través de una encuesta a pobladores de la Amazonia ecuatoriana, que una posible causa de las de afecciones de la salud es por el Flaring, donde el mayor porcentaje de afectados por cáncer de estómago (19,9%), tiroides (17%) y pulmón (12%), con respecto a las mujeres es más frecuente el carcinoma uterino (24%). Además, Carrera et al. (2021) informan que el 25,8% de la población consume agua de lluvia y el 5,6% percibe que los daños a la naturaleza y las condiciones de vida es producto de los mecheros.

Figura 17

Impactos ambientales y de salud pública de pobladores cercanos al campo Auca



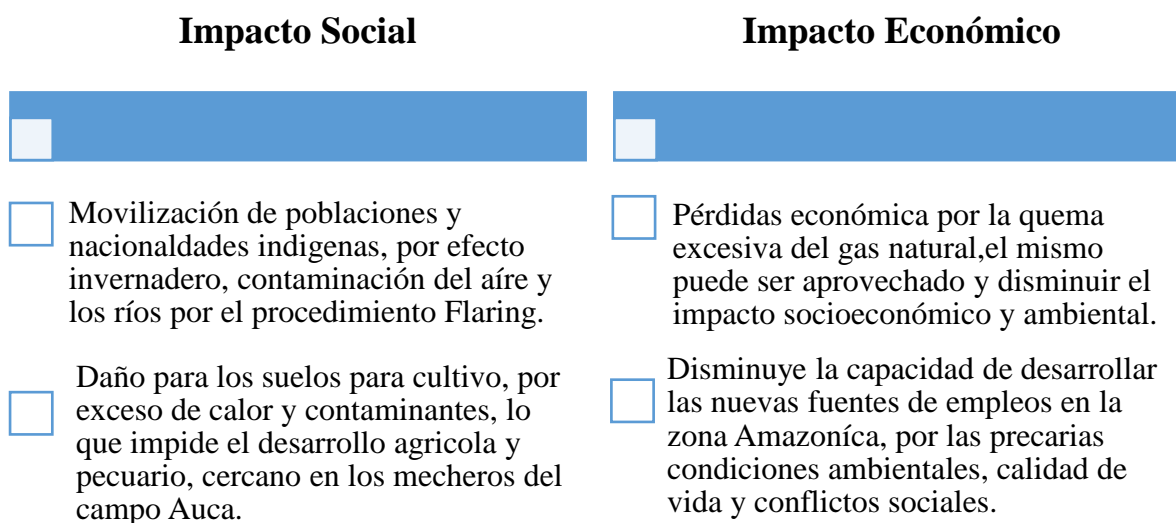
Nota: Carrera et al. (2021), Almeida et al (2020) y Plataforma de litigio climático para Latinoamérica (2025)

En la figura 18, se detalla el impacto social y económico de la falta de valor del gas natural asociado al petróleo. Según Larrea (2022) una de las consecuencias de la quema de este combustible es la infertilidad de los suelos, desaprovechamiento para la agricultura y ganadería, también una posible erosión del 50% del área aledañas de los mecheros, por efecto de un desequilibrio químico de la tierra, debido al subproducto de la combustión del gas, esto conduce a la disminución estimada del 10% de la productividad agrícola por año de la zona del campo Auca, esto induce a una alta posibilidad de conflictos sociales, derivado a la falta del cumplimiento de las necesidades básicas de los habitantes.

Desde el punto de vista económico, Ecuador en el año 2021 desperdicio por año 27.183 de millones de pies cúbicos de gas (MMPC/año), en el caso del Campo Auca es de 1589,20 millones de pie cúbico de gas (MMPC), lo que representa el 6% de la incineración de este hidrocarburo, sin embargo, la producción de un derivado del gas natural como es el Gas Licuado de Petróleo (GLP) es insuficiente para abastecer las necesidades del país, importando más del 80% del Gas Licuado de Petróleo a países latinoamericanos (1.011.470 toneladas métricas), invirtiendo aproximadamente 517 millones de dólares (\$MM) para cubrir la demanda nacional (Ríos, 2022). Almeida et al. (2020), manifiesta que es posible recuperar el 28% del gas natural, estimando los costos de instalaciones físicas en función del aprovechamiento de un pie cúbico por día.

Figura 18

Impacto social y económico de combustión de gas natural en el campo Auca



Nota: Almeida et al. (2020) y Larrea (2022)

3.2. Alternativas de sustitución de Flaring

En diferentes países se ha realizados estudios en los cuales se demuestra la viabilidad técnica y económica de prácticas para la sustitución del Flaring con la implementación de tecnologías como la reinyección de gas en los reservorios, implementación de microturbinas de generación eléctrica, pantas de GTL (Gas to Liquids) y reformadores de metano para la obtención de Hidrógeno. En Argentina la implementación de estas técnicas permite reducir las emisiones de GEI, sino también la obtención de fuentes de dinero al monetizar el gas desperdiciado en la combustión, con el cual se mejora la sostenibilidad financiera del sector petrolero (Abu, Patchigolla, & Robin Abu, 2023).

3.2.1. Compresión y reinyección del gas natural.

a) Descripción de la tecnología

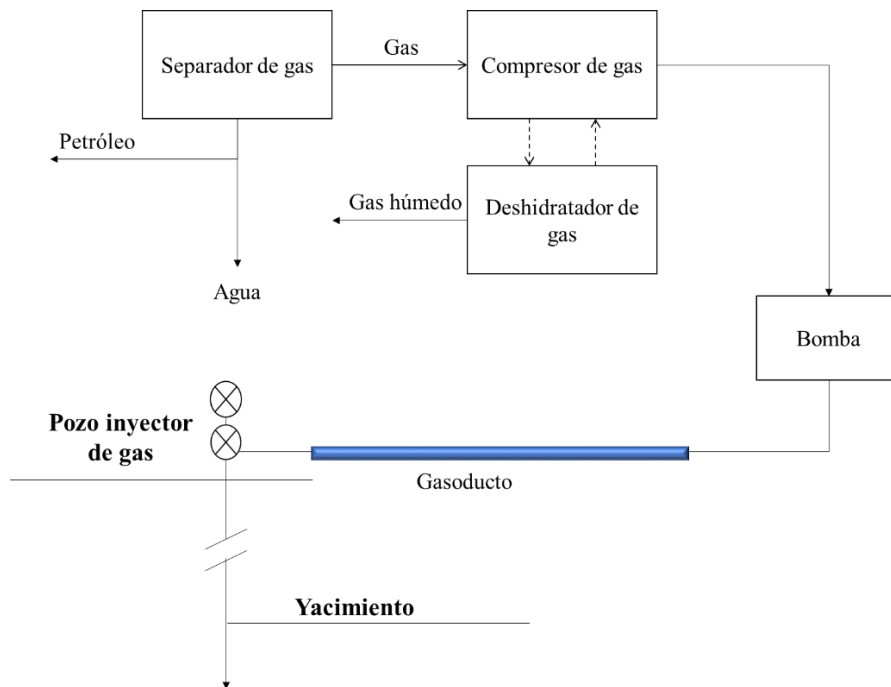
La compresión y reinyección de gas natural enriquecido es de las técnicas más utilizadas para incrementar la producción en pozos que se encuentre en declive, con la cual se favorece la recuperación adicional de hidrocarburos, mediante el uso de métodos de recuperación mejorados, (EOR). La técnica se fundamenta en la inyección de gas en el medio poroso, como la roca madre o almacenadora de hidrocarburos tales como arenisca y carbonatos, además la reinyección del gas permite la disminución de la viscosidad y densidad del petróleo, debido al efecto de la miscibilidad entre los hidrocarburos del yacimiento, logrando una reducción de la tensión superficial entre ambos fluidos que sea lo más cercana a cero, con mayor rendimiento de la eficiencia de la recuperación terciaria del petróleo, esto depende en gran medida en las condiciones de la petrofísica, gas natural y los métodos de recuperación primaria (Shafiei et al., 2024).

En primer lugar, se necesita de la disponibilidad del gas natural más el propano (subproducto que proviene de refinería) que logrará una mezcla de hidrocarburos gaseosos, que será reinyectado con un programa de inyección al reservorio de un bache de gas enriquecido a alta presión, luego un desplazamiento de gas natural, para aumentar la presión del yacimiento y reutilizar el gas del campo Auca.

Para evitar la combustión del gas natural que provienen de los pozos del campo Auca y lograr una recuperación total del petróleo 20% del volumen de hidrocarburos estimados en el reservorio, se requiere de una instalación de una planta de compresión, mezcla de gas natural-propano, bombeo y gasoducto y con la finalidad de aumentar la presión se emplea un compresor, luego se realiza la extracción del exceso de agua mediante un deshidratador, el flujo de gas retorna al sistema de compresión. Posteriormente es derivado a una planta de bombeo para alcanzar la presión de ingreso al gasoducto y al pozo inyector, de esta forma se puede lograr la miscibilidad entre el gas inyectado y los fluidos en el yacimiento (Ozowe et al., 2023). Este proceso descrito se detalla en la figura 19.

Figura 19

Esquema del proceso de reinyección del gas para el recobro de petróleo



Nota: Hashemizadeh et al., (2025)

b) Procedimiento operativo de implementación

Al efectuar un análisis de los datos de gas natural del Bloque 61 que se utiliza para el Flaring, se demuestra que el 82,44% de este hidrocarburo gaseoso proviene de los campos: Auca Sur con 2910,52 MSCFD, Culebra con 2295,56 MSCFD, Auca Central con 1819,15 MSCFD y el

Yulebra es 630, 10 MSCFD, sumando un total de gas quemado por día de 9286,23 mil pies cúbicos para el año 2021 (Anexo 2). Tabla 4

Tabla 4. Caudal de gas natural utilizado en el Flaring en el Bloque 61

CAMPO	Flujo de Gas Quemado [MSCFD]
ANACONDA	94,32
ARMADILLO	95,02
AUCA CENTRAL	1819,15
AUCA SUR	2910,52
AUCA SUR 1	467,85
BOA	0,00
CHONTA ESTE	62,25
CONONACO	215,44
CULEBRA	2295,56
PITALALA	155,62
RUMIYACU	149,50
TORTUGA SUR	31,90
YUCA	359,01
YULEBRA	630,10
Flujo Total	9286,23

Nota: Morales (2024)

En la tabla 5 se describe las condiciones de ingreso y salida del compresor de gas natural, que se adapta a las condiciones del campo Auca, en la que se reutiliza un 95% del caudal del hidrocarburo gaseoso (Anexo 2), logrando un aumento de presión de 322,60 psig, luego este gas se dirige al tanque de mezcla para enriquecer el gas con propano.

Tabla 5. Parámetros del compresor del gas natural

Parámetros	Valores
Caudal de gas de entrada (MMSCFD)	8,83
Presión de entrada (psig)	205
Temperatura de entrada (°F)	100
Presión de salida (psig)	527,6
Temperatura de salida (°F)	208,7
Caudal de Condensados (MMSCFD)	1,76
Fracción de hidrocarburos gaseosos	0,99
Fracción de agua	0,01

Nota: Morales (2024)

Para la recuperación mejorada del petróleo a través de la reinyección de gas debe lograr una afinidad con el gas inyectado (pentano) más baches del hidrocarburo gaseoso natural, a una presión de 800 a 1500 psia (105 a 562 kg/cm²), es recomendable considerar un rango de volumen de inyección del gas de 250 a 300 MPC por ciclo, lo cual depende de los parámetros del yacimiento, distribución de los pozos inyector-productores y la disposición del caudal de gas reinyectado (Neyra, 2023).

Tabla 6. Condiciones del gas enriquecido para la reinyección

Parámetros	Valores
Densidad de gas enriquecido (Kg/m ³)	0,68
Factor de compresibilidad (Bar)	0,998
Masa Molar (g/mol)	16,043
Viscosidad (cP)	0,01027
Capacidad Calorífica (kJ/molK)	0,035
Promedio de inyección del gas (MPCD)	250-300
Presión de inyección (Kg/cm ²)	300

Nota: Coronado (2013)

En la tabla 7, se evidencia las condiciones teóricas que son recomendadas para la reinyección del gas enriquecido entre las que se encuentran las características del yacimiento, del gas y el petróleo que será recuperado por la inyección de gas.

Tabla 7

Parámetros para la implementación reinyección del gas enriquecido

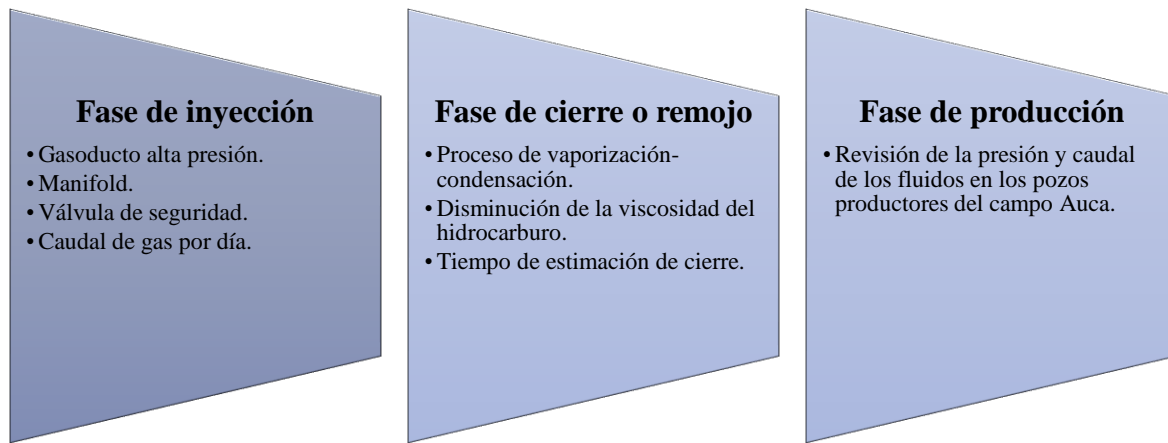
PARÁMETROS	RANGO
API	23-30
Viscosidad del petróleo (cP)	0,04-18000
Permeabilidad (mD)	> 100
Profundidad del yacimiento (pie)	4000-15900
Presión del gas de inyección (psia)	800-1500
Tipo de roca	Areniscas- Carbonatos
Buzamiento del horizonte que será inyectado	0-15
Composición del gas (fracción)	C ₁ -C ₅
Temperatura del yacimiento (°F)	150-200
Ácidos orgánicos	Nula
Emisión de contaminantes	Nivel bajo
% Saturación de agua	15-30
% Saturación del petróleo	30-70

Nota: Adaptado de Barkley (2009) y Matias (2015)

Dependiendo del procedimiento de la reinyección del gas (continua o cíclica) se establecen los factores tales como un gasoducto a alta presión posterior a la compresión y bombeo, se debe incluir las válvulas de inyección y seguridad, con un caudal que depende de la disponibilidad del hidrocarburo y factores del yacimiento, además la fase de cierre produce la vaporización-condensación que facilita la miscibilidad y dilución del gas inyectado en el petróleo, lo que permite el desplazamiento tipo pistón de los fluidos (Alagoz, 2024). Figura 20

Figura 20

Fases del proceso de inyección de gas enriquecido para el recobro de petróleo



Nota: Adaptado de Neyra (2023)

c) Reducción de impactos ambiental

La reinyección de gas posibilita la eliminación de emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) relacionadas con la quema en mecheros, lo que ayuda a disminuir la huella de carbono del campo. Asimismo, reduce la emisión de contaminantes atmosféricos como compuestos orgánicos volátiles, material particulado y óxidos de nitrógeno, lo que mejora la calidad del aire en las áreas circundantes. Al reducir la combustión en superficie, se evita el aumento de temperatura cerca de la zona Flaring y se disminuye la posibilidad de que se altere el microclima local. Esta perspectiva promueve que se cumplan compromisos mundiales, como la Iniciativa de Flaring Cero para 2030, promovida por el Banco Mundial (GGFR, 2021), y el Acuerdo de París.

d) Inversión necesaria estimada

Los costos de implementación cambian dependiendo de la capacidad instalada y del nivel de complejidad de la infraestructura que ya existe. Se calcula que para un campo como Auca, que produce más de 47,29 millones de m³ de gas asociado cada año, la inversión inicial para una planta de compresión mediana va entre 20 y 25 millones de USD. Esta cifra incluye el coste de las obras civiles, los sistemas de secado y control, los compresores y la perforación adicional de pozos de inyección. El costo de operación anual incluye el consumo de energía, la supervisión y el mantenimiento del equipo, que puede suponer entre un 5 % y un 8 % de la inversión inicial. No obstante, estos gastos se compensan con el aumento del factor de recobro de crudo y la disminución de las sanciones ambientales (Shahab-Deljoo, Medi, Kazi, & Jafari, 2023).

e) Factibilidad en el campo Auca

Para el Campo Auca, existe la viabilidad técnica por la disposición de pozos y facilidades que se podrían reacondicionar para la reinyección, además de un volumen significativo de gas que hoy por hoy no se está utilizando (47,29 MMPCD para el año 2021). La infraestructura de superficie necesita optimizar la habilidad de compresión y los sistemas para acondicionar el gas. Sin embargo, la disposición de pozos y la topografía favorecen el establecimiento de líneas de inyección.

En la tabla 8 se encuentra un resumen de los parámetros de selección de las arenas del campo Auca para la reinyección de gas enriquecido, demostrando que la arena más favorable y se ajusta a las condiciones es la Napo U, en vista de que el API del petróleo se encuentran dentro del rango de 15 a 30 API, existe una mayor posibilidad del factor de recobro, que depende de la cantidad de pozos reacondicionado para la inyección del gas enriquecido y la distribución de los ciclos de la reinyección (Galindo & Suancha, 2019).

Tabla 8. Factibilidad de la aplicación de la reinyección de gas enriquecido en las formaciones litológicas del campo Auca

PARÁMETROS	RANGO	Formaciones del Campo Auca	
		Napo-U	Hollín
API	15-30	17,3	31,6
Permeabilidad (mD)	> 100	780	500
Profundidad del yacimiento (pie)	4000-15900	9982,5	10248,8

Tipo de roca	Areniscas- Carbonatos	Arenisca	Arenisca
Temperatura del yacimiento (°F)	150-200	196,9	200,3
% Saturación de agua	15-30	28	26
% Factor de recobro	-----	37,91	35,25

Nota: Román (2011) y Matias (2015)

La aplicación, en términos normativos, está de acuerdo con la Norma Técnica Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas y los objetivos del MAATE sobre reducción de emisiones y eficiencia energética. (MAATE, 2016)

f) Casos internacionales de implementación

La reinyección de gas se ha implementado con éxito en campos ubicados en Norteamérica, Medio Oriente y Sudamérica. En Latinoamérica, específicamente en Argentina, se ha reactivado un yacimiento por la opción de inyección de alterna de gas, que ha facilitado la recuperación de un 15% del petróleo que existía en el subsuelo en aproximadamente en 5 años (Lu, y otros, 2024). A partir del año 2010 se ha utilizado un proceso de reinyección de gas en campos petrolíferos de Nigeria, que ha permitido que el Flaring disminuya por encima del 60%, lo que beneficia a la reducción del CO₂ y a la economía del país, asimismo en Medio Oriente emplean la reinyección para el sostenimiento de la presión del yacimiento y mantener la vida productiva del campo. Estos ejemplos muestran que la reinyección y la compresión pueden transformarse en una solución rentable y sostenible si se cuenta con un soporte normativo y una planificación técnica apropiados para campos como Auca (Abu, Patchigolla, & Robin Abu, 2023).

3.2.2. Generación Eléctrica mediante microturbinas

a) Descripción de la tecnología

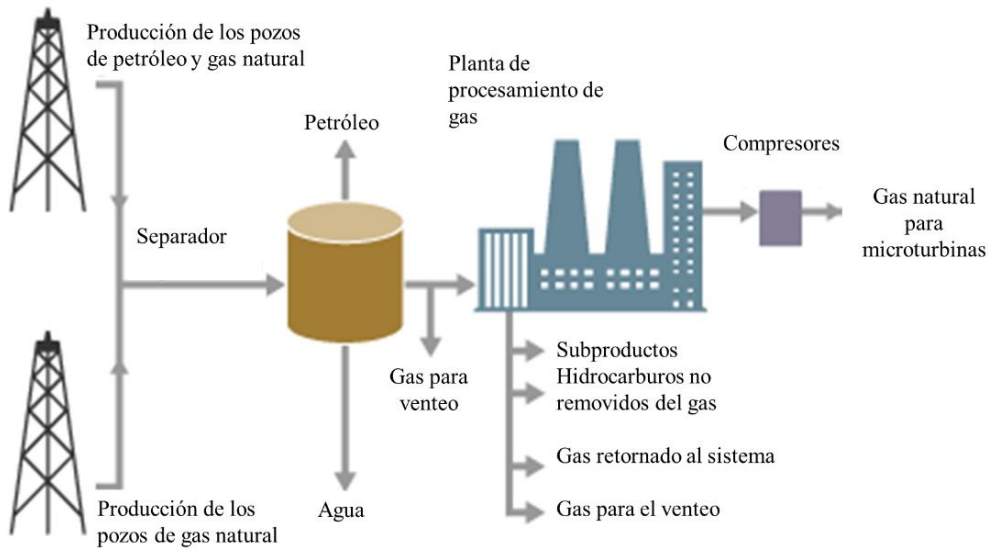
El gas natural que será combustible para las microturbinas que generarán electricidad, amerita ser adaptado a las características específicas, se debe realizar la separación del gas natural del petróleo y el agua, el procesamiento del hidrocarburo gaseoso para extracción de las impurezas tales como el ácido sulfúrico (H₂S), CO₂ y vapor de agua (H₂O), el ciclo involucra que el gas

continúe hacia un sistema compresor y de bombeo, de esta forma se condiciona el desperdicio de los hidrocarburos que es quemado en los mecheros (Boldyryev et al., 2023). Figura 21

Las microturbinas de gas son sistemas para la producción eléctrica a pequeña escala que funcionan con gas natural o gas asociado que se ha preparado previamente. Estas unidades tienen un diseño que es compacto, una eficiencia energética elevada y una capacidad para operar de forma modular o continúa dependiendo de la demanda. Se basan en el principio de turbinas de combustión interna, que comprimen gas, lo mezclan con aire y lo combustionan en una cámara; los gases calientes resultantes mueven un generador eléctrico. Las microturbinas tienen la posibilidad de ser instaladas en lugares próximos al punto de gas, lo que evita la necesidad de costosas infraestructuras para el transporte y disminuye las pérdidas energéticas. Cuando se integran en esquemas la eficiencia aumenta y se aprovecha correctamente el calor (Guo, Wang, & Zhao, 2016).

Figura 21

Procesamiento del gas natural para las microturbinas de generación de electricidad



Nota: U.S. Energy Information Administration (EIA) (2024)

b) Procedimiento operativo de implementación

La puesta en marcha comienza con la instalación de un sistema de acondicionamiento del gas, que tiene como objetivo eliminar compuestos corrosivos, partículas y humedad para asegurar

el tiempo de vida de la microturbina. Después, se escoge la capacidad instalada con base en el volumen de gas disponible y en la demanda energética prevista. El sistema se vincula a una red interna de distribución eléctrica, lo que le permite proporcionar servicios a operaciones del campo petrolero o a las comunidades próximas. El control de operación es automático, con variadores de velocidad y sistemas de protección que regulan la carga de la turbina en función del caudal del gas y las necesidades energéticas. La instalación modular posibilita que se incorporen o eliminen unidades a medida que las necesidades operativas cambian, lo cual optimiza la inversión inicial (Mohammad, Mohamad Ishak, Mustapa, & Ayodele, 2021)

El acondicionamiento del gas natural para la generación de electricidad, amerita la instalación de dos compresores (etapa inicial y final de aumento de presión) y una planta de procesamiento del gas (endulzamiento y deshidratación del gas), a continuación, se muestran las condiciones de cada proceso:

En la tabla 9, se identifican las características del compresor inicial del gas que provienen del bloque 61 (Auca), el caudal de 8,83 MMSCFD que requiere el equipo, este representa el 95%, este flujo es dirigido al tratamiento de endulzamiento, en vista de la cantidad del dióxido de carbono del gas natural (Anexo 2).

Tabla 9. Parámetros del compresor del gas natural

Parámetros	Valores
Caudal de gas de entrada (MMSCFD)	8,83
Presión de entrada (psig)	205
Temperatura de entrada (°F)	100
Presión de salida (psig)	527,6
Temperatura de salida (°F)	208,7
Caudal de Condensados (MMSCFD)	1,76
Fracción de hidrocarburos gaseosos	0,99
Fracción de agua	0,01

Nota: Morales (2024)

En proceso de endulzamiento es necesario emplear una Amina y agua para extraer del gas aproximadamente el 98% del dióxido de carbono, bajo las condiciones del ingreso de 85,50% de gas que proviene del Bloque 61 (Anexo 2). Tabla 10

Tabla 10. Condiciones del proceso de endulzamiento

Parámetros	Valores
Caudal de gas (MMSCFD)	7,55
Dióxido de carbono al ingreso (% mol)	3,45
Dióxido de carbono removido (% mol)	98
Amina (Lb/h)	17180
Temperatura (°F)	259,3

Nota: Morales (2024)

En la tabla 11, se evidencia que el caudal de gas del bloque 61 (Auca) representa el 78,56% del gas que se utiliza del Flaring, con eficiencia del proceso del 90%, ingresando al sistema una cantidad de 4,35 % peso de agua en el gas, logrando que el contenido de agua final en el gas sea de 0,4%. (Anexo 2)

Tabla 11. Características del proceso de deshidratación del gas del bloque 61

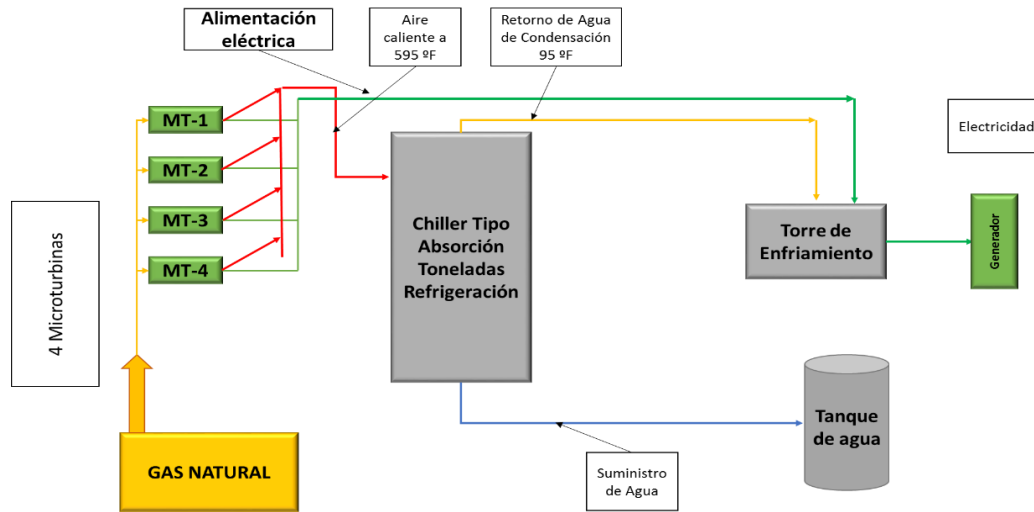
Parámetros	Valores
Caudal de gas de entrada (MMSCFD)	7,29
Remoción del % agua	90
Diferencia de temperatura de rocío (°F)	60
Cantidad de TEG glicol (Lb/h)	580,83

Nota: Morales (2024)

La eficacia total de una microturbina de gas que es empleada para abastecer electricidad a las industrias y localidades se encuentra entre 65% al 90% a 70.000 rpm, con una potencia de la salida de 30 a 350 kW y un tiempo de operación mayor a 25.000 horas, alcanzando altas temperaturas mayores a 275 °C, con bajas emisiones de óxido de nitrógeno, utilizando hasta un 50% de gas metano para la generación de electricidad (Bruno et al., 2022). Para lograr el procesamiento de la electricidad a través de microturbinas a nivel industrial se requiere de una torre de absorción/ enfriamiento, dispositivos de almacenamiento del agua y distribuidor de electricidad. Figura 22

Figura 22

Diagrama de implementación de generación de electricidad a través de 4 microturbinas



Nota: Konečná et al. (2020)

c) Reducción de impactos ambiental

La utilización de microturbinas en vez de la combustión de gas en mecheros disminuye considerablemente la cantidad de contaminantes locales, metano y CO₂ que se emiten, lo que ayuda a mejorar la calidad del aire en zonas vecinas. Además, al producir electricidad en el lugar de extracción, se previene la sujeción a fuentes de energía que dependen de combustibles más contaminantes, como es el caso del diésel. Cuando se reduce el transporte de combustibles líquidos hacia áreas lejanas, también disminuye la huella de carbono vinculada con la logística. En los sistemas de cogeneración, se realiza un aprovechamiento más eficaz de la energía primaria, obteniendo eficiencias globales hasta el 50 %. Esto reduce tanto el derroche de recursos como las repercusiones ambientales a nivel global del procedimiento. (Tran, y otros, 2024) .

d) Inversión necesaria estimada

El precio para instalar microturbinas depende de su capacidad, y se sitúa en una horquilla que va de 1.200 a 1.800 USD por kilovatio instalado. La inversión proyectada para un sistema de 1 MW con la capacidad de utilizar el gas que se quema actualmente en el Campo Auca oscila entre 1,2 y 1,8 millones de USD. Dentro de estimaciones se consideran el proceso de extracción de contaminantes del gas, servicio de suministro eléctrico y las instalaciones necesarias para la generación de electricidad, se toma en cuenta que son costos operativos por año son valores bajos

por las facilidades de la tecnología y la menor inversión en el mantenimiento. Con la producción de electricidad adicional por la aplicación de microturbinas de gas en el lugar, se proyecta un ahorro a la industria, en comparación con la adquisición de energía proveniente de otros países, además se generaría mayores ingresos por el excedente que se puede distribuir y negociar para otros fines. (ECOPETROL, 2024)

e) Factibilidad en el campo Auca

El Campo Auca presenta condiciones favorables para la implementación de microturbinas, debido al volumen constante de gas asociado actualmente desaprovechado y a la existencia de una demanda eléctrica interna significativa en sus operaciones. La localización de los pozos y facilidades permite la instalación de unidades cercanas a los puntos de extracción, reduciendo costos de infraestructura de la planta de procesamiento del gas natural.

En la tabla 12, se identifica las condiciones del gas natural que ingresa en la microturbina como combustible, evidenciando que el compuesto químico de oxígeno y dióxido de carbono se encuentran dentro de los límites, posterior al tratamiento de endulzamiento y deshidratación.

Tabla 12. Características del gas natural para las microturbinas

Parámetros	Valores	Campo Auca
Oxígeno (% p/p)	< 0,5	0
Dióxido de carbono (% p/p)	< 0,5	0,34
Monóxido de carbono (% p/p)	< 0,0024	No aplica
Dióxido de nitrógeno (% p/p)	< 0,00025	No aplica

Nota: Figueroa (2018)

En cuanto a la normativa nacional vigente, incluida la Norma Técnica Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas (MAATE, 2016), promueve el aprovechamiento energético del gas natural y la reducción de emisiones, lo que facilita la aprobación de este tipo de proyectos. Desde el punto de vista operativo, las microturbinas ofrecen flexibilidad para adaptarse a variaciones en el caudal de gas y a condiciones de operación propias del campo.

f) Casos internacionales de implementación

En Colombia, ECOPETROL ha implementado microturbinas en campos remotos de la cuenca del Magdalena Medio, reduciendo en más de un 70 % el uso de diésel para generación

eléctrica y logrando un ahorro anual superior a 1,5 millones de USD en costos de combustible. En Alaska, Estados Unidos, la utilización de microturbinas en plataformas de producción ha permitido aprovechar gas asociado en cantidades reducidas que antes se ventilaban o quemaban, disminuyendo las emisiones de metano y cumpliendo con regulaciones ambientales estrictas. En Italia, la compañía ENI ha adoptado microturbinas para alimentar instalaciones costa afuera, destacando su alta fiabilidad en entornos aislados. Estos casos evidencian que la tecnología es viable técnica y económicamente en contextos con características similares a las del Campo Auca (Obi et al., 2019).

3.2.3. Conversión de gas a Líquidos (GTL)

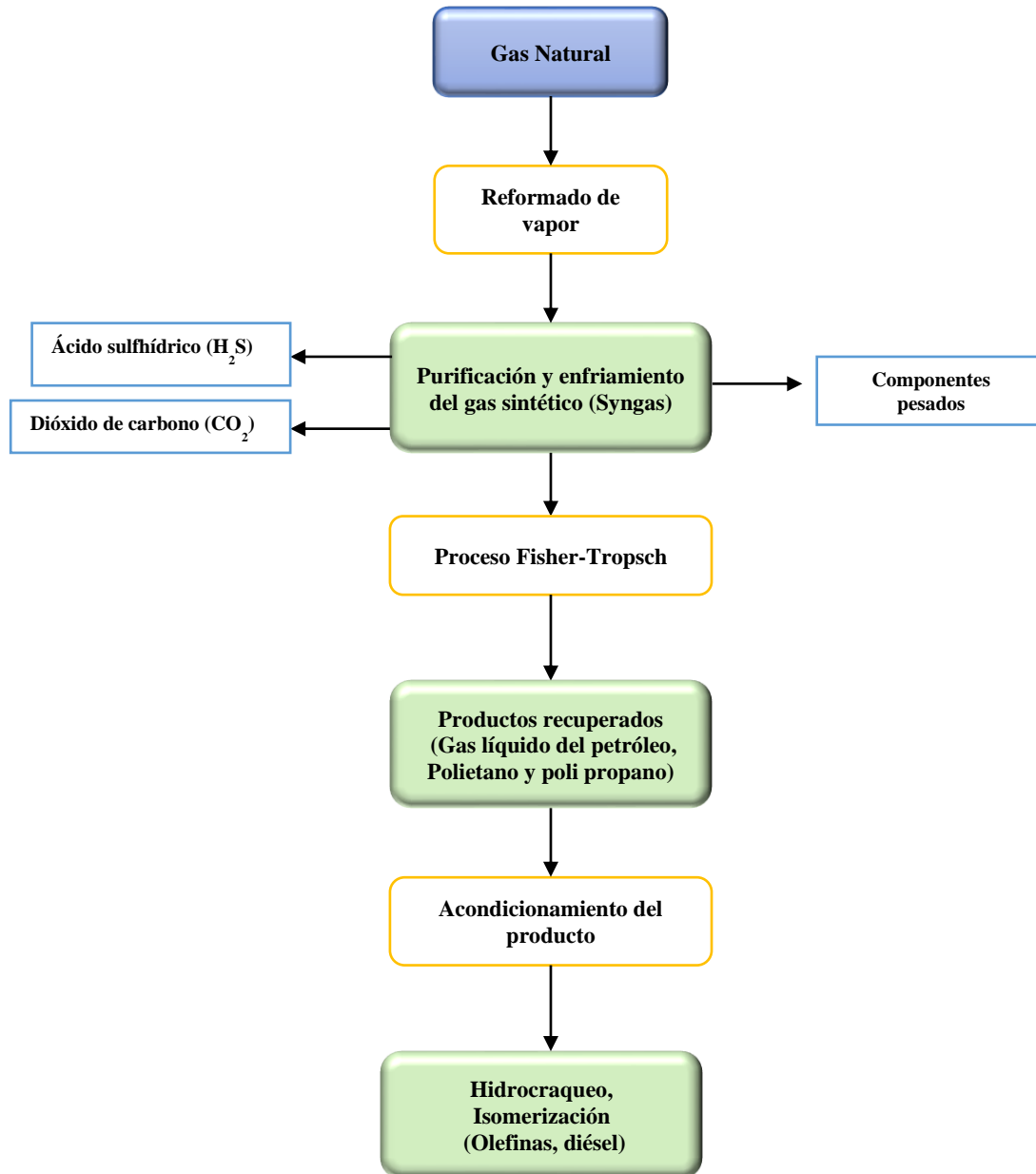
a) Descripción de la tecnología

Para efectuar la conversión del GTL a partir de gas natural se requiere de tres procesos básicos. El primer proceso del reformado de vapor (metano) o la gasificación, del cual se obtiene el gas de síntesis o gas sintético (syngas), a través de una reacción de oxígeno o vapor, compuesto por una mezcla de dióxido de carbono, hidrógeno y monóxido de carbono (biomasa que se extrae del primer proceso de reformado de vapor), el más recomendado es el proceso industrial de conversión indirecta. La segunda fase es la tecnología Fischer-Tropsch, que es empleada para la síntesis catalítica, en la que es necesario la reacción de polimerización, a través de metales tales como hierro, cobalto y níquel, se produce una conversión de monómeros, que se polimerizan para extraer una cantidad de subproductos de cadenas largas de hidrocarburos como son olefinas, parafinas, oxigenados y ceras (Alsudani et al., 2023). (Figura 23)

Los metales más utilizados en Fischer-Tropsch son el hierro (Fe) que disminuye los costos de procesamiento, se dispone con facilidad, es posible seleccionar las olefinas de grado inferior y son flexibles los parámetros de operación (temperatura y presión), en cuanto al cobalto (Co) es capaz de producir mayor actividad para la extracción de los alcanos lineales, presentan mayor durabilidad que el hierro, es recomendable para el procedimiento de hidrocarburos de alto peso molecular. El último proceso involucra el mejoramiento del gas convertido a líquido, mediante el hidrocraqueo o isomerización, lo que deriva una mezcla de cera que con un procedimiento de altas temperaturas se obtiene nafta, diésel y elementos parafínicos. (Teimouri et al., 2021)

Figura 23

Proceso de la conversión de gas natural a líquido



Nota: Alsudani et al. (2023)

b) Procedimiento operativo de implementación

Para el proceso de operación de la conversión del gas natural al líquido se amerita la aplicación del gas en condiciones óptimas (separador, compresión, depuración y bombeo), posterior a este paso se debe realizar la transformación al gas sintético, para lo cual se requiere el sistema más utilizado como el proceso Reformado de Metano con Vapor (SMR), amerita altas temperaturas de 700 °C a 1000 °C, catalizador de níquel (Ni), genera mayor cantidad de calor, existen una mínima pérdida de óxido de carbono (CO), menores costos de producción que la técnica de oxidación parcial (POX), liberación de metano en el proceso menor a 5%, es importante que el gas natural que se transforme a gas sintético sea menos del 2%.

Con respecto a los parámetros del proceso Fischer Tropsch es fundamental los catalizadores de hierro (Fe) o cobalto (Co), en el caso de Co se utilizan a bajas temperaturas (240 °C), en cambio los de Fe ameritan altas a medias temperaturas (entre 275 a 360 °C), con mayor cantidad de procesamiento de oxigenados de nivel ligero. Otro punto es el efecto del agua por la conversión del óxido de carbono, la reacción de hidrogenación y la propagación de las cadenas de hidrógenos y carbonos, dependiendo de estos factores para la correcta selección del catalizador (Galli et al., 2021). En cuanto al hidrocrqueo es necesario la temperatura y el control de hidrógeno, para obtener derivados de alta calidad, en la figura 24 se visualiza mini planta GTL, basada en el proceso SMR con una tecnología Fischer Tropsch de 2000 bpd con un consumo aproximado de 20 millones de pie cúbico por día.

Figura 24
Mini planta GTL Fischer Tropsch



Nota: Braide et al.(2024)

c) Reducción de impactos ambiental

La tecnología GTL puede disminuir la cantidad de CO emitido a la atmósfera y efecto invernadero en comparación la quema de gas natural, sin embargo está condicionado a la relación de $H_2:CO$, es decir al volumen de vapor por hidrocarburos producido, de acuerdo con Ayodele et al., (2020) el aporte de contaminantes atmosféricos por la conversión de gas natural a líquido de CO_2 es de 5.83 kilogramos de dióxido de carbono por hora ($kgCO_2/h$) considerado niveles insignificantes para efectos negativos al aire y riesgos para las personas . Otro parámetro importante a considerar, es la cantidad de agua requerida para la reforma de vapor de gas para la obtención de Gas sintético , la cual debe ser disminuida y tratada correctamente para no impactar negativamente a los afluentes locales (Hamid et al., 2020).

d) Inversión necesaria estimada

El capital de inversión inicial estimado para un proyecto GTL es de aproximadamente el 60% en la fase de la extracción del gas sintético y el proceso de Fisher- Tropsch, por los altos costos de los catalizadores, el consumo de energía eléctrica del proceso de reformado de vapor y en el acondicionamiento del gas natural. Además, la inversión se recuperaría en función de la producción de derivados del gas natural, al igual que la extracción de CO_2 y nitrógeno que pueden ser reinyectado en el yacimiento. Un estimado de costos de elaboración de una planta de GTL es

de aproximadamente \$85 MM, para una capacidad de 12,5 miles de barriles por día (MBPD) de productos derivados del gas natural. (Ataya et al., 2024)

e) Factibilidad en el campo Auca

Para estimar la funcionalidad de la planta GTL se necesita de un aproximado de 5 MMPCD a 20 MMPCD de gas natural, este valor puede variar dependiendo de la capacidad de operación del sistema, con respecto a la situación del campo Auca se evidencia la disposición de la materia prima de ingreso que es un aproximado de 4,35 MMPCD, para lograr un caudal de subproductos por día de 1400 a 5000 BPD (olefinas, diésel, nafta y metanol) (Brancaccio, 2021; Teimouri et al., 2021b). En términos normativos, la aplicación de este proyecto es viable al estar de acuerdo con la Norma Técnica Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas y los objetivos del MAATE sobre reducción de emisiones y eficiencia energética. (MAATE, 2016)

f) Casos internacionales de implementación

Para el año 2021, Estados Unidos de América se convirtió en el mayor exportador de GTL a nivel global, con un promedio de producción de 330 MM metros cúbicos por día, lo que representa el 22% de la demanda, las principales plantas en ese país son Primus 1 y 2, Greyrock 1 y Juniper GTL (Ataya et al., 2024). Según Braide et al. (2024) en los países del Medio Oriente se localizan las plantas con mayor capacidad de procesamiento del GTL, la compañía Pearl GTL propiedad de la Shell en Catar 140 MBD, seguida por la empresa ORYX GTL con 34 MBD.

3.2.4. Reformado de metano para producción de hidrógeno

a) Descripción de la tecnología

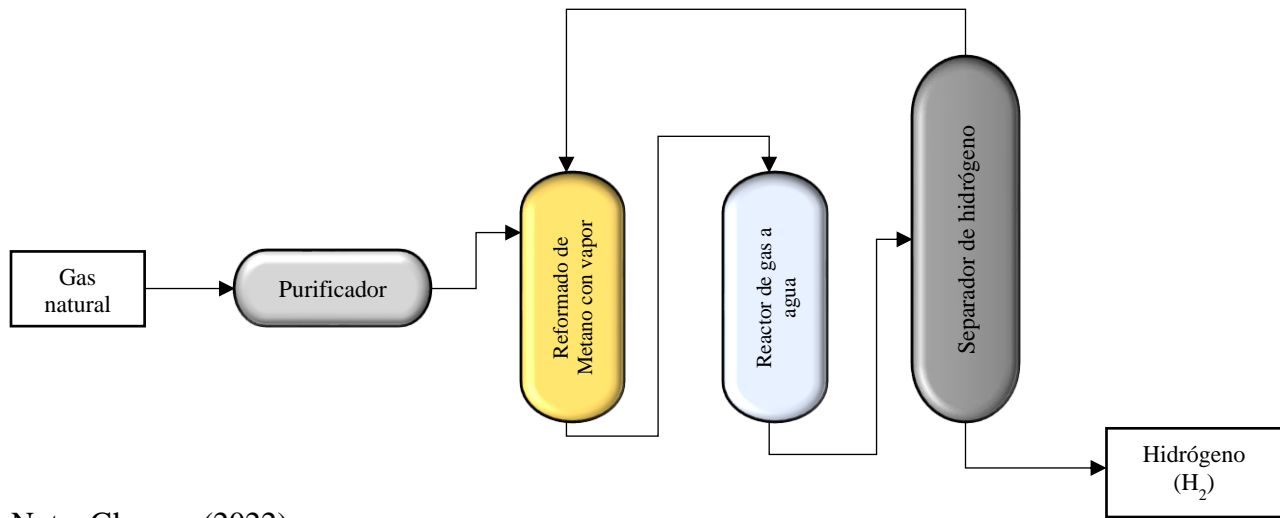
El reformado de metano para procesar el hidrógeno, el cual es el más utilizado en la industria petrolera, es denominado reformado catalítico de vapor de metano (SMR), también se produce amoníacos y dióxidos de carbono, a través de la derivación del gas de síntesis (gas sintético – $\text{CO} + \text{H}_2$), para lo cual se emplea un reactor de una longitud de aproximadamente de 12 metros de forma tubular, relleno de catalizadores, el más común es el níquel con óxido de aluminio ($\text{Ni}/\text{Al}_2\text{O}_3$) de granulometría de 4,5 nanómetro (nm), se selecciona en función del precio/rendimiento, tamaño del grano, densidad y porosidad del catalizador, con la presencia de un sistema de generador de energía de un rango de 30 de mil kilowatts por hora (MkWh) a 50 mil

kilowatts por hora (MkWh), de esta manera se genera el cambio de temperatura, la síntesis y separación de los derivados (Bulfaro et al., 2025).

En la figura 25, se detalla el procesamiento del gas natural, en el que se purifica (se extraen los contaminantes agua, H₂S, NO), luego es transferido el gas al catalizador, donde ocurre el reformado de metano con vapor, mediante intercambiadores de calor, catalizador, lo que logra la formación del gas sintético, continua el fluido hasta el reactor de gas a agua, que con la temperatura a 360 °C puede separar las moléculas dióxido de carbono del hidrógeno, posteriormente se procede a la separación del hidrógeno.

Figura 25.

Proceso de obtención del hidrógeno por el reformado de metano



Nota: Ghasem (2022)

b) Procedimiento operativo de implementación

En la implementación del sistema SMR es importante considerar la cantidad de agua por producción de hidrógeno (13-18 kilogramos de agua por cada kg H₂), con énfasis en que cada mol de H₂O por cada unidad de CH₄ y de la generación de CO₂ que en rango es de 9-14 kgCO₂/Kg H₂. El caudal de gas que ingresa al proceso de la Reforma de Metano en Vapor para la obtención de hidrógeno que es de una aproximado de 800 kgmol/h, se requieren de unas condiciones en rango de altas temperaturas entre 700 y 1000 °C a una presión de 3 a 25 Bar, bajo esta operatividad se puede lograr de 7 a 30 MM de metros cúbicos de hidrógeno por día (Chen et al., 2020). Este

procedimiento fue descrito en la primera fase de la derivación del gas sintético en la conversión de gas a líquido.

c) Reducción de impactos ambiental

La aplicación del sistema del reformado de metano permite la reducción de la emisión del 78% de CO₂, facilitando una reducción del 5 al 10% el impacto global del calentamiento por la emisión de este elemento químico a la atmósfera, con la utilización de esta tecnología se disminuye hasta un 60 % la combustión de la energía no renovable que es el gas natural. Al reutilizar este hidrocarburo para la derivación del hidrógeno, que permite la utilización de energía verde, con lo cuales se podría mejorar las condiciones ambientales de la Amazonía. (Cho et al., 2022)

d) Inversión necesaria estimada

La tecnología de reformado de metano para extraer hidrógeno, amerita una inversión inicial de más de \$84 MM para una capacidad de producción de 650 Mkg/día de H₂, la variación de la inversión depende de la capacidad del proceso de reformado de metano, la cantidad de gas en el ingreso, el procesamiento previo del hidrocarburo, los catalizadores y el diseño de la columna del reformador, debido a que más del 50% del costo inicial es para el tubo reformador y el catalizador, donde la mayoría son gastos operativos y materia prima. (Katebah et al., 2022)

e) Factibilidad en el campo Auca

La instalación del reformado de metano en las cercanías del campo Auca, se requiere de un 60% del gas natural que se combustiona diariamente, es decir de 4,35 MMPCD, solo se podrán ingresar al sistema de reformado de metano para la obtención del hidrógeno 2,61 MMPCD, lo que resulta una disposición al venteo del 40%, sin embargo, los beneficios ambientales y económico por la venta del hidrógeno retornaría la inversión en 4 años (Mohd Yunus et al., 2024). En términos normativos, la aplicación de este proyecto es viable al estar de acuerdo con la Norma Técnica Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas y los objetivos del MAATE sobre reducción de emisiones y eficiencia energética. (MAATE, 2016)

f) Casos internacionales de implementación

Dentro de los países que han implementado la reforma de metano para la extracción del hidrógeno son Canadá y Estados Unidos de América para el año 2023 reportan una exportación del 38,45% del H₂ derivado de esta tecnología. La Unión Europea (Alemania y Holanda) son los que más promueven la producción de este compuesto como una opción válida de energía verde. A

nivel Mundial las ganancias por la comercialización de H₂ es de mayor a \$141.11 mil millones, lo que demuestra que el reformado de metano facilita la disminución de contaminantes, sin embargo, se debe considerar la disponibilidad para las instalaciones, producción y distribución del H₂. (Lotfollahzade Moghaddam et al., 2025)

3.3. Evaluación de Viabilidad Técnica, Económica y Ambiental

En la tabla 13, se evidencia que todas las alternativas de tecnología para la sustitución del Flaring estudiadas en la búsqueda de literatura son viables técnicas y ambientalmente, sin embargo se evidencia que la compresión y reinyección del gas natural puede lograr una recuperación mínima del 20% del volumen de petróleo en el reservorio, con una inversión en el límite inferior de aproximadamente a \$20 MM, que representa solo el 18% del capital que las técnicas de conversión de gas a líquido y reformado de metano para la producción de hidrógeno. Además, es posible reducir un mayor porcentaje del Flaring con esta tecnología en contraste con el reformado de metano y el generador de electricidad a través de las microturbinas, lo que implica un menor aporte del contaminante CO₂ y una disminución de la cantidad de tratamiento del gas natural que es desaprovechado en la combustión o venteo en el campo Auca, de esta forma la compresión y reinyección de gas enriquecido es la opción viable económicamente, ambiental y técnica.

Tabla 13

Resumen de la viabilidad técnica, económica y ambiental de las alternativas de la sustitución del Flaring

Tecnología	Técnica	Viabilidad		Casos
		Económica	Ambiental	
Compresión y reinyección de gas natural	Inyección de un gas enriquecido. Instalación de una planta compresora, mezcla de propano más gas natural. Desplazamiento del petróleo con baches de gas enriquecido y otro de gas natural.	Recuperación del 20% del volumen de petróleo en yacimiento. Inversión inicial entre 20 y 25 \$MM.	Reducción de compuestos orgánicos contaminantes. Disminución del Flaring en un 60%.	Campo Amistad, Costa del sur de Ecuador se realizó el único plan de reinyección de gas natural y otros métodos de recuperación terciaría, que se está proyectando en la actualidad. (Reyes, 2025)

Generador de electricidad mediante de microturbinas	Sistema de compresión y bombeo. Procesamiento de los hidrocarburos. Torre de enfriamiento, refrigeración, almacenamiento de agua y distribución de electricidad.	1200 a 1800 \$ por cada kW instalado. Eficiencia total del 65 al 90% a 70000 por revolución por minuto (RPM).	Baja emisión de N ₂ y CO ₂ . Minimizan el Flaring hasta una 50%.	En Ecuador, el proyecto Cuyabeno es el que involucra la reutilización del gas natural del bloque 58 para la generación de electricidad, a través de turbinas para la utilización de campos petroleras de la zona. (PETROECUADOR, 2021)
Conversión de gas a Líquidos (GTL)	Proceso técnico de reformado o gasificación, tecnología Fisher-Tropsch, e depuración y hidrocrackeo.	Costo estimado de 85 MM\$ para una capacidad de 12,5 MBPD de subproductos (olefinas, parafinas y ceras).	Aporte insignificante de CO ₂ al ambiente. Control CO ₂ por H ₂ y del volumen de H ₂ O. Mínima cantidad de micropartículas derivado del proceso que tiene un bajo efecto cancerígeno y respiratorio. Se logra la reducción del 40% del Fleming.	En Ecuador no existe una planta dedicada al GTL, lo que más se asemeja es la Planta de Gas Shushufindi, que extrae GLP (Gas Licuado de Petróleo). (PETROECUADOR, 2024)
Reformado de metano para producción de hidrógeno	Reformador de metano con catalizador a vapor. Producción H ₂ , amoníacos y dióxidos de carbono. Planta con reactor, catalizadores, generador de energía a base de hidrógeno.	Inversión inicial de 84 \$MM para la producción de hidrógeno de 650 mil kilogramos por día (Mkg/D). Retorno del capital a 4 años.	Reducción del 78% del CO ₂ . Disminución del Fleming al 60%.	En la actualidad Ecuador no dispone de una planta de reformado de metano para la producción de hidrógeno, solo existe estudios de estimaciones y transformación.

Nota: Alsunbul et al. (2023); Galli et al., (2021); Hashemizadeh et al. (2025); Konečná et al. (2020); Mohd Yunus et al. (2024); Teimouri et al. (2021)

3.4. Propuesta Integral

En función de los resultados expuestos en la evaluación de la viabilidad técnica, económica y ambiental la opción que más se ajusta a las condiciones del campo Auca para disminuir el Flaring es la compresión y reinyección del gas enriquecido, en concordancia con lo expresado por Aoun et al. (2024) , la EOR es el método con mayor beneficio para el aprovechamiento de yacimiento en disminución de la presión de reservorio y con una baja permeabilidad, lo que disminuye el impacto ambiental producto del Flaring, aprovechando la reinyección de 3 MMPCD, con mayor

caudal de petróleo y mínima cantidad de tasa de gas producida reportada a nivel de superficie. También se obtendría mayor rentabilidad en función del costo beneficio, en vista de que al incrementar la tasa de producción de petróleo aumenta las ganancias de la empresa que maneja el campo Auca, solo amerita el sistema de compresión-mezcla del gas natural y propano-bombeo-gasoducto y adaptar las condiciones de superficie de los pozos asignados como inyectores.

Con respecto a lo reportado por Taha et al. (2024) aduce que el procedimiento GTL es la opción más viable desde la perspectiva económica y ambiental, debido a que los subproductos como el diésel, lubricantes y otras olefinas es más rentable a nivel comercial, es relevante considerar que los precios de los derivados del GTL son semejantes y compiten con el petróleo. Otra ventaja de este proceso es que disminuye la tasa de gas que es empleado en el Flaring, reduciendo las emisiones de óxido de azufre y CO₂ al medio ambiente, no obstante, incrementa la inversión por el procesamiento, es mayor el caudal de agua que se debe disponer para la aplicación de la técnica, también se produce mayor cantidad de oxígeno. Es importante contemplar que mientras aumenta la cantidad de procedimientos para el acondicionamiento del gas (eliminación de los gases corrosivos (CO₂ y H₂S), mercurio, el nitrógeno y el vapor de agua), que se emplea para GTL, generación de electricidad con microturbinas y el reformado de metano para producir hidrógeno, esto incrementa los costos y varía el aporte de contaminantes al aire, suelo y agua.

En el estudio de Abu et al. (2023) apoya la teoría de la generación de electricidad a través de microturbinas es una alternativa viable para la reutilización del gas natural quemado, debido a que es posible brindar distribución eléctrica a comunidades aisladas como un beneficio económico y social. Con respecto a las centrales térmicas a gas natural pueden reducir el 81% del dióxido de carbono (CO₂), el 8% del óxido de nitrógeno (NO), las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) y partículas finas en un 100%, aunque el gas natural como combustibles de las microturbinas en comunidades urbanas es sustituido por multicomcombustibles como el kerosene, diésel y/o gasolina.

De acuerdo con Dinani et al. (2023) la reinyección de gas natural a yacimientos puede aumentar la recuperación de petróleo con apenas un costo operativo de 0,0225 \$ metros cúbicos por hora de gas procesado para la inyección, con disminución de la liberación de CO₂ de este elemento químico por cada metro cúbico de gas inyectado en el reservorio. Expone el análisis de un caso de Irán (2020) que se asemeja al campo Auca en el caudal de Flaring de 4,5 MMPCD, la

aplicación del proyecto de compresión y reinyección de gas aportó una ganancia de 71% en una recuperación de la inversión de capital en 2 años, por consiguiente, obtuvieron una reducción de la emisión de contaminantes ambientales del 100% para el dióxido de carbono y óxido de carbono, en cambio del 57% del óxido de nitrógeno, con esto se confirma que la tecnología más viable para sustituir la práctica Flaring es la reinyección del gas para el recobro de petróleo.

3.5. Alineación con normativa técnica

3.5.1. Normativa Nacional

Norma de Emisiones al Aire desde Fuentes Fijas de Combustión (2007): Trata sobre la emisión y los límites máximos de contaminantes del procesamiento del gas natural al ambiente, como es NO con 400 ppm, SO₂ es de 30 ppm y el CO es de 196 ppm, especificando los lineamientos en el tratamiento de hidrocarburos que son residuos que debe ser dispuesto de forma correcta y estipulada en la Ley ecuatoriana.

NTE INE 2266:2013. Transporte, almacenamiento y manejo de Materiales peligrosos. Requisitos (2013): Dentro del contexto de esta normativa se evidencia el manejo de gases inflamables (GTL y GLP) y no inflamables (dióxido de carbono, nitrógeno e hidrógeno), además de gases tóxicos o corrosivos con valores de concentración menores al 5000 mL/m³ como el sulfuro de hidrógeno, amoníaco y dióxido de azufre.

Norma Técnica Organizacional del Programa Ecuador Carbono Cero (2021): Establece las metas absolutas y relativas para la disminución GEI, la forma de obtener la certificación que comprueba la reducción de dióxido de carbono (Punto Verde), el cual debe ser expedido para toda empresa en el territorio ecuatoriano, fundamentado en la estimación de los gases en el protocolo de Montreal, las normas NTE INEN-ISO 14064-1 y la NTE INEN- ISO 14064-3. Esta normativa se aplica a la industria petrolera, en vista de que existe la combustión de dispositivos fijos, además expresa que el límite de las emisiones de dióxido de carbono es un valor por debajo 3000 toneladas de dióxido de carbono equivalente por año (tCO₂eq).

Acuerdo Ministerial MAATE - 2021-046: Se define los límites de la huella de carbono de las emisiones que aumenta los niveles de gases de efecto invernadero, que deben incluir dióxido de carbono, metano, nitrógeno, los fluorocarbonos y de azufre. Además, estipula la estimación del

GEI y la planificación para minimizar las fuentes de emisiones de gases, considerando las gestiones administrativas de las empresas petrolera en Ecuador, los tipos de verificaciones para la certificación del punto verde.

3.5.2. Normativa Internacional

ISO 14064-1:2018, Gases de efecto invernadero - Parte 1: Especificación con orientación a nivel de organización para la cuantificación y el informe de emisiones y remociones de gases de efecto invernadero (2018): Establece las condiciones de la cantidad de dióxido de carbono que se puede emitir por combustión del gas natural en un dispositivo fijo (mechero) que es de máximo 2050 toneladas por año. Además, menciona que el efecto invernadero es cuantificable a través del CO₂ y que la contabilización permite determinar las cifras aproximada de emisiones de gases tóxicos a la atmósfera, con el control facilita reducir el GEI.

Norma 2001/80/CE. Limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (2007): Informa sobre la cantidad límite de contaminantes que es permitido por gobierno español para el Flaring como es el dióxido de azufre hasta 35 miligramos por cada nanómetro cúbico de gas, el óxido de nitrógeno es de 200 miligramos por cada nanómetro cúbico del hidrocarburo gaseoso y material particulado de 5 mg/Nm³, de esta forma se pueden disminuir los niveles de elementos contaminantes a la atmosfera.

CONCLUSIONES

- La mayor estimación del gas natural en el campo Auca que se utiliza para la técnica Flaring provienen de los campos Auca sur, Culebra, Auca central y Yulebra, con un volumen total de 9286,23 MMSCFD, con una cromatografía del gas con mayor porcentaje en peso de metano, pentano y 4% ppm de H₂S.
- Al examinar los impactos de la combustión de gas natural en el campo Auca, se identificó que existe una afectación ambiental por la práctica Flaring, la cual genera 100,80 mil toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera. Esto va de la mano con las investigaciones de 1) Carrera (2021) donde se confirma que el Flaring aumenta la frecuencia de lluvia ácida y el exceso de calor, 2) el informe de Clínica Ambiental (2019) donde se indica la frecuencia de enfermedades en los habitantes de la Amazonia especialmente en Sucumbíos y Orellana. 3) Facchinelli (2023) que indica que el 12,22% de la población del Puerto San Francisco de Orellana se encuentra en riesgo moderado de la salud al ubicarse en un radio de 5 kilómetros de la quema de gas.
- Las principales tecnologías de aprovechamiento de gas natural viables ambiental, técnica y económicamente a las condiciones actuales del campo Auca, son la compresión y reinyección de gas enriquecido (planta compresora y bombeo), generación eléctrica con microturbina (torre de absorción-enfriamiento), conversión de gas a líquido (catalizadores-hidrocrackeo) y reformado de metano para producción de hidrógeno (reactor gas agua/separador de hidrógeno). Sin embargo, cada alternativa para disminuir la práctica Flaring amerita un acondicionamiento previo del gas, lo que aumenta los costos de inversión inicial.
- Entre las alternativas más viables al Flaring en el campo Auca que disminuyen la misma cantidad de la quema de combustibles gaseosos (4,35 MMSCFD) es la compresión y reinyección de gas enriquecido, específicamente en la arena Napo U que es una arenisca con una permeabilidad de 780 mD, la cual es compatible con la densidad del gas enriquecido de 0,68 Kg/m³ y viscosidad de 0,01027 cP y el reformado de metano para la producción de hidrógeno se requieren de unas condiciones en rango de altas temperaturas entre 700 y 1000 °C a una presión de 3 a 25 Bar, para una transformación a hidrógeno 2,61 MMSCFD, ambas técnicas cumplen con las normativas nacionales e internacionales.

- La técnica de compresión y reinyección de gas enriquecido cumple con las condiciones técnicas y estructurales del campo Auca, puede lograr disminuir la quema de gas en un 60%, aumentando el caudal de petróleo y mínima cantidad de tasa de gas producida reportada a nivel de superficie, la recuperación de hidrocarburos del yacimiento sería de aproximadamente el 20%, técnicamente se requiere la planta de compresión-bombeo, con la finalidad de lograr la mezcla de propano más gas natural (desplazamiento del petróleo en el reservorio con baches de gas enriquecido y otro de gas natural) y adaptar las condiciones de superficie de los pozos asignados como inyectores, lo que amerita de una inversión inicial de entre 20 y 25 millones de USD.

RECOMENDACIONES

- En función de los resultados de la investigación sería relevante el estudio de modelado computacional de la reinyección del gas enriquecido en el campo Auca y posterior aplicación, una alternativa viable económica y ambientalmente.
- Realizar un estudio de factibilidad técnica y económica de una planta procesadora del gas natural, para la disposición de generación de electricidad, en similares condiciones de la central eléctrica de la Estación petrolera Cuyabeno.
- Estudiar sobre las alternativas de una planta de la producción de dióxido de carbono a través del gas natural del campo Auca, para la reinyección del CO₂ al yacimiento.

REFERENCIAS

- Abu, R., Patchigolla, K., & Robin Abu, K. P. (2023). A Review on Qualitative Assessment of Natural Gas Utilisation Options for Eliminating Routine Nigerian Gas Flaring. *Gases*, 3(1), 1-24. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/gases3010001>
- Agencia de Protección Ambiental, O. (2016, febrero 9). *What is Acid Rain?* [Overviews and Factsheets]. <https://www.epa.gov/acidrain/what-acid-rain>
- Aguirre-Saula, C., Pabón-Salazar, D., De-Marchi, M., & Codato, D. (2021). Información Geográfica Voluntaria para la Detección de Impactos Socioambientales de la Actividad Petrolera en la Amazonía Ecuatoriana. *UNIVERSIDAD VERDAD*, 1(78), 30- 47. <https://doi.org/https://doi.org/10.33324/uv.v1i78.353>
- Almeida, A., Fajardo, P., Maldonado, A., Orozco, D., Rodríguez, M., Marchi, M. D., . . . Ruggier, L. (2020). *MECHEROS EN ECUADOR*. Colectivo eliminan los mecheros que encendemos la vida.
- Alagoz, E. (2024). Enhanced Oil Recovery (EOR) Screening Criteria: At a Glance. *International Journal of Earth Sciences Knowledge and Applications*, 5(3), 405-411.
- Alola, A. A., Onifade, S. T., Magazzino, C., & Obekpa, H. O. (2023). The effects of gas flaring as moderated by government quality in leading natural gas flaring economies. *Sci Rep*, 13(1), 1- 13. <https://doi.org/https://doi.org/10.1038/s41598-023-38032-w>
- Alsudani, F. T., Saeed, A. N., Ali, N. S., Majdi, H. S., Salih, H. G., Albayati, T. M., Saady, N. M. C., & Shakor, Z. M. (2023). Fisher–Tropsch Synthesis for Conversion of Methane

- into Liquid Hydrocarbons through Gas-to-Liquids (GTL) Process: A Review. *Methane*, 2(1), 24-43. <https://doi.org/10.3390/methane2010002>
- Alsunbul, H., Almutairi, B., Aljanakh, M., & Abduljabbar, T. (2023). Hybrid ceramic repair strength, surface roughness, and bond failure, using methylene blue-activated low-level laser therapy, Carbon dioxide, and Ti: Al₂O₃ laser. *Photodiagnosis and Photodynamic Therapy*, 43, 103693. <https://doi.org/10.1016/j.pdpdt.2023.103693>
- American Petroleum Institute. (2022). *Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors* (p. 348). API. <https://havacaran.com/wp-content/uploads/2024/10/API-617-2022.pdf>
- ANH. (2022). LINEAMIENTOS TÉCNICOS PARA LA EVALUACIÓN DE EFICIENCIA DE TEA PARA QUEMA D EGAS NATURAL EN PRODUCCIÓN. En A. N. HIDROCARBUROS, *Reporte de eficiencia de TEA* (pág. Anexo A). ANH. <https://static.legal.legis.com.co/3a4f3db72cc646b0b60e4d1c8fe508c3.pdf>
- Aoun, A. E., Pu, H., Rasouli, V., Tomomewo, O., Khetib, Y., & Ameer, M. C. (2024). Enhanced oil recovery through alternating gas Re-injection to reduce gas flaring in the Bakken. *Energy*, 290(2), 1-13. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.130103>
- ASOBANCA. (2022). *GUÍA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL*. ASOCIACIÓN DE BANCOS PRIVADOS DEL ECUADOR. <https://asobanca.org.ec/wp-content/uploads/2022/12/14.-Guia-Produccion-de-petroleo-y-gas-natural.pdf>

Ataya, Z., Challiwala, M., Ibrahim, G., Choudhury, H. A., El-Halwagi, M. M., & Elbashir, N. O. (2024). Decarbonizing the Gas-to-Liquid (GTL) Process Using an Advanced Reforming of Methane Process. *ACS Engineering Au*, 4(1), 99-111.

<https://doi.org/10.1021/acsengineeringau.3c00025>

ATSDR. (1998). *Trióxido de azufre y ácido sulfúrico | Declaración de salud pública | ATSDR*.

<https://wwwn.cdc.gov/TSP/PHS/PHS.aspx?phsid=254&toxid=47>

Ayodele, F. O., Mustapa, S. I., Ayodele, B. V., & Mohammad, N. (2020). An Overview of Economic Analysis and Environmental Impacts of Natural Gas Conversion Technologies. *Sustainability*, 12(23), 10148. <https://doi.org/10.3390/su122310148>

Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *SITUACIÓN, MORFOLOGÍA Y*

DEFORMACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE. Travaux de l'Institut Français d'Études Andines. [https://doi.org/https://www.researchgate.net/profile/Patrice-](https://doi.org/https://www.researchgate.net/profile/Patrice-Baby/publication/280027594_La_Cuenca_Oriente_Geologia_y_Petroleo_Nueva_edicion/links/55a47a9008ae00cf99c903a4/La-Cuenca-Oriente-Geologia-y-Petroleo-Nueva-edicion.pdf)

[Baby/publication/280027594_La_Cuenca_Oriente_Geologia_y_Petroleo_Nueva_edicion/links/55a47a9008ae00cf99c903a4/La-Cuenca-Oriente-Geologia-y-Petroleo-Nueva-edicion.pdf](https://doi.org/https://www.researchgate.net/profile/Patrice-Baby/publication/280027594_La_Cuenca_Oriente_Geologia_y_Petroleo_Nueva_edicion/links/55a47a9008ae00cf99c903a4/La-Cuenca-Oriente-Geologia-y-Petroleo-Nueva-edicion.pdf)

Banco Mundial. (2025). *2025 Global Gas Flaring Tracker Report*. World Bank.

<https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/publication/2025-global-gas-flaring-tracker-report>

Bashbush Bauza, J. L. (2022). Relevancia del gas para optimizar los factores de recuperación de yacimientos, su rentabilidad y producción de HC livianos. *Ingeniería petrolera*, 62(6), 386-400.

<https://doi.org/https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2022/vol62/no6/4.pdf>

- Barkley, A. (2009). *Análisis de criterios de selección de métodos de recuperación mejorada* [Instituto Politécnico Nacional].
<https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/16340/1/An%C3%A1lisis%20de%20criterios%20de%20selecci%C3%B3n%20de%20m%C3%A9todos%20de%20recuperaci%C3%B3n%20mejorada.pdf>
- Bello, A., Ivanova, A., & Cheremisin, A. (2023). Foam EOR as an Optimization Technique for Gas EOR: A Comprehensive Review of Laboratory and Field Implementations. *Energies*, *16*(2), 1-18. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/en16020972>
- Benavides, J., Cabrales, S., & Delgado-Rojas, M. E. (2022). Transición energética en Colombia: política, costo de la carbono – neutralidad acelerada y papel del gas natural. *Fedesarrollo*, *X*(2), 1-51. <https://doi.org/http://hdl.handle.net/11445/4318>
- Boldyryev, S., Kuznetsov, M., Ryabova, I., Krajačić, G., & Kaldybaeva, B. (2023). Assessment of renewable energy use in natural gas liquid processing by improved process integration with heat pumps. *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, *5*, 100246. <https://doi.org/10.1016/j.prime.2023.100246>
- Braide, D., Panaritis, C., Patience, G., & Boffito, D. C. (2024). Gas to liquids (GTL) microrefinery technologies: A review and perspective on socio-economic implications. *Fuel*, *375*, 132385. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.132385>
- Brancaccio, E. (2021). GTL: Small Scale and Modular Technologies for Gas to Liquid Industry. *Oil&Gas*, *5*(1), 12.

- Bruno, J. C., Hinestrosa, A., & Coronas, C. (2022). Estado actual de la tecnología de las microturbinas de gas. *Energua*, 2(1), 42-47.
- Bulfaro, I., Sánchez, A., Benveniste, G., Amante García, B., & Ferreira, V. J. (2025). Environmental, economic, and social impacts of methane cracking for hydrogen production: A comprehensive review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 156, 150310. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.150310>
- Brucart, E. B. (1987). *El Gas Natural*. Reverte.
<https://doi.org/https://books.google.com.ec/books?id=QKM6R6OInP8C&printsec=frontcover>
- Carrera, P., Vaca, L., Segura, E., & Taco, M. (2021). Análisis de lluvia ácida en la ciudad de Nueva Loja, provincia de Sucumbíos. *Green World Journal*, 4(3), 1-12.
<https://doi.org/10.53313/gwj43002>
- Calderón, A. J., & Pekney, N. J. (2020). Optimization of enhanced oil recovery operations in unconventional reservoirs. *Applied Energy*, 258, 114072.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114072>
- Campana-Díaz, A., Moya, M., Urresta, E., & Harnisth, R. (2024). Indicadores de rendimiento energético y ambiental en instalaciones petroleras de producción en Ecuador. *CienciAmérica*, 13(2), 63- 81. <https://doi.org/https://doi.org/10.33210/ca.v13i2.473>
- CEPAL. (2019). *Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética del Brasil*. Naciones Unidas,. <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/8dc5edf1-bd2d-4fb1-b6e8-c6d3117ba9ce/content>

- Chen, H., He, J., & Zhong, X. (2019). Engine combustion and emission fuelled with natural gas: A review. *Journal of the Energy Institute*, 92(4), 1123-1136.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.joei.2018.06.005>
- COLGAS. (20 de Abril de 2021). *Colgas*. Gas licuado de petróleo GLP: Suministro de en Colombia: <https://colgas.com/blog/suministro-de-gas-licuado-de-petroleo-en-colombia/>
- CONDE GARCIA, K. N., & GANCHOZO SÁNCHEZ, J. K. (2024). *APROVECHAR EL GAS ASOCIADO PRODUCIDO DEL CAMPO AUCA - BLOQUE 61, PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y PROCESAMIENTO DE GLP EN EL AÑO 2024*. Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui. <https://repositorio.ister.edu.ec/handle/68000/526>
- Coronado, M. (2013). *Inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO2 como método de recuperación para maximizar la rentabilidad en un campo* [Universidad Nacional Autónoma de México]. <http://repositorio.unam.mx>
- Cusanguá Cisneros, Y. X., Sánchez Moncayo, H. M., Calva Sánchez, L. M., Salazar Analuisa, B. A., & Mantilla Rivadeneira, A. V. (2021). Aprovechamiento del gas asociado en plataformas petroleras, caso de estudio campo Sacha. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 12(2), 26-36. <https://doi.org/https://doi.org/10.29166/revfig.v12i2.3090>
- Chen, L., Qi, Z., Zhang, S., Su, J., & Somorjai, G. A. (2020). Catalytic Hydrogen Production from Methane: A Review on Recent Progress and Prospect. *Catalysts*, 10(8), 858.
<https://doi.org/10.3390/catal10080858>

- Cho, H. H., Strezov, V., & Evans, T. J. (2022). Environmental impact assessment of hydrogen production via steam methane reforming based on emissions data. *Energy Reports*, 8(1), 13585-13595. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.053>
- Clínica Ambiental. (2016). *Informe de Salud* (pp. 1-15). UDAPT. https://www.clinicambiental.org/wp-content/uploads/docs/publicaciones/informe_salud_tex.pdf
- Clínica Ambiental. (2019). *Informe de mecheros en Ecuador* (p. 2). Caritas. https://www.clinicambiental.org/wp-content/uploads/docs/publicaciones/TRIPTICO_MECHEROS_DEFINITIVO.pdf
- Diantin, A., Almeida, A., Yépez, A., Ulloa, A., Larrea, C., Cielo, C., . . . Jiménez, M. B. (2021). *LA EXPLOTACIÓN DEL YASUNÍ EN MEDIO DEL DERRUMBE PETROLERO GLOBAL*. (C. d. Ecuador, Ed.) Editorial Abya-Yala. <https://library.fes.de/pdf-files/bueros/quito/17540-20210420.pdf>
- Díaz-Díaz, M. Á.-T. (2023). Propuestas para reducir emisiones en yacimientos petrolíferos. *Tecnología Química*, 43(3), 495-513. https://doi.org/http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2224-61852023000300495&lng=es&tlng=pt.
- Dimaté Bautista, J. E., & Prada Palomo, K. (2024). *Evaluación del efecto de la inyección de gases de combustión en el factor de recobro y la reducción de la huella de carbono en procesos de inyección de vapor en un campo de crudo pesado de la cuenca del Valle Medio del Magdalena*. Fundación Universidad de América.

<https://doi.org/https://repository.uamerica.edu.co/bitstreams/c4b52e34-9fdd-4d77-bcdf-c556c106f699/download>

Dinani, A. M., Nassaji, A., & Hamzehlouyan, T. (2023). An optimized economic-environmental model for a proposed flare gas recovery system. *Energy Reports*, 9, 2921-2934.

<https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.01.103>

Dincer, I., Rosen, M. A., & Al-Zareer, M. (2018). 3.11 Chemical Energy Production. En *Comprehensive Energy Systems* (pp. 470-520). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809597-3.00326-6>

ECOPETROL. (2024). *Informe de Gestion*. Ecopetrol.

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/ea5f733b-92f0-430a-9ebd-7781d755ffb5/1.+Informe+Integrado+de+Gesti%C3%B3n+del+a%C3%B1o+2024.pdf?MOD=AJPERES&CVID=plEvDCI>

Elvidge, C. D., Bazilian, M. D., Zhizhin, M., Ghosh, T., Baugh, K., & Hsu, F.-C. (2018). The potential role of natural gas flaring in meeting greenhouse gas mitigation targets. *Energy Strategy Reviews*, 20(1), 156-162.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.12.012>

Elvidge, C. D., Zhizhin, M., Baugh, K., Hsu, F.-C., & Ghosh, T. (2016). Methods for Global Survey of Natural Gas Flaring from Visible Infrared Imaging Radiometer Suite Data. *Energies*, 9(1), 1- 14. <https://doi.org/10.3390/en9010014>

EP PETROECUADOR . (06 de Enero de 2024). *Primera venta Spot de crudo en 2024 generará USD 325 millones para el país*. EP PETROECUADOR :

<https://www.eppetroecuador.ec/?p=21002#:~:text=En%20Ecuador%20exportamos%20d os%20tipos,16%20y%2018%20grados%20API.>

EP PETROECUADOR. (2021). *REGLAMENTO DE HIGIENE Y SEGURIDAD*. EMPRESA PÚBLICA DE HIDROCARBUROS DEL ECUADOR EP PETROECUADOR.

<https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/2021/12/REGLAMENTO-DE-HIGIENE-Y-SEGURIDAD-EP-PETROECUADOR.pdf>

EP PETROECUADOR. (9 de Mayo de 2024). *EP Petroecuador ha eliminado 145 mecheros en la Amazonía*. Empresa Pública Petroecuador:

<https://www.eppetroecuador.ec/?p=22118#:~:text=Uno%20de%20los%20componentes%20de,y%20hornos%20con%20gas%20dom%C3%A9stico.>

EP PETROECUADOR. (2 de Abril de 2024). *EP Petroecuador inaugura planta de captación de gas asociado en el Campo Drago, Sucumbíos*. EP PETROECUADOR:

<https://www.eppetroecuador.ec/?p=21787>

EP PETROECUADOR. (30 de 09 de 2024). *Implementamos tecnología de vanguardia para transformar el gas asociado en energía eléctrica*. EP PETROECUADOR:

<https://www.eppetroecuador.ec/?p=24067>

EPA. (19 de Marzo de 2025). *United States Environmental Protection Agency*. Effects of Acid Rain: <https://www.epa.gov/acidrain/effects-acid-rain>

EP Petroecuador. (2021, agosto 6). *POZO UBICADO EN EL CAMPO AUCA, PROVINCIA DE ORELLANA, APORTARÁ CON MÁS DE 1.500 BARRILES DE PETRÓLEO POR DÍA*.

<https://www.eppetroecuador.ec/?p=11723#:~:text=El%20Activo%20Auca%20integra%20los,producci3n%20promedio%20de%2077.500%20BPPD.>

Facchinelli, F., Crescini, E., Della Fera, G., & De Marchi, M. (2023). The Apaguen los Mecheros campaign: Supporting climate justice in the Amazonian cities of Ecuador by estimating the health risks of gas flaring. *Landscape and Urban Planning*, 240, 104898. <https://doi.org/10.1016/j.landurbplan.2023.104898>

Faramawy, S., Zaki, T., & Sakr, A.-E. (2016). Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34(016), 34- 54. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030>.

Figueroa, Y. (2018). *Modelización y análisis de una microturbina de gas con gas natural y biomásas como combustibles* [Universidad Politécnica de Madrid]. https://oa.upm.es/50448/1/TFG_YAIZA_FIGUEROA_ROMERO.pdf

Fu, J., Liu, Y., & Sun, F. (2021). Identifying and Regulating the Environmental Risks in the Development and Utilization of Natural Gas as a Low-Carbon Energy Source. *Frontiers in Energy Research*, 9(1), 1-12. <https://doi.org/https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.638105>

Galindo, M. F., & Suanca, D. A. (2019). *Evaluación técnica y financiera de la inyección de CO2 como método de recobro mejorado en el Segmento-E del Campo Norne por medio de un modelo semi-analítico* [Fundación Universidad de América]. <https://hdl.handle.net/20.500.11839/7350>

- Galli, F., Lai, J.-J., De Tommaso, J., Pauletto, G., & Patience, G. S. (2021). Gas to Liquids Techno-Economics of Associated Natural Gas, Bio Gas, and Landfill Gas. *Processes*, 9(9), 1568. <https://doi.org/10.3390/pr9091568>
- Ghasem, N. (2022). A Review of the CFD Modeling of Hydrogen Production in Catalytic Steam Reforming Reactors. *International Journal of Molecular Sciences*, 23(24), 16064. <https://doi.org/10.3390/ijms232416064>
- GGFR. (Abril de 2021). *Global Gas Flaring Tracker Report*. World Bank's: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/1f7221545bf1b7c89b850dd85cb409b0-0400072021/global-gas-flaring-tracker-report>
- Global Energy Monitor. (21 de Febrero de 2025). *Global Energy Monitor*. Auca Oil and Gas Field (Ecuador): [https://www.gem.wiki/w/index.php?title=Auca_Oil_and_Gas_Field_\(Ecuador\)&utm_source=chatgpt.com](https://www.gem.wiki/w/index.php?title=Auca_Oil_and_Gas_Field_(Ecuador)&utm_source=chatgpt.com)
- Guo, X., Wang, Z., & Zhao, Y. (2016). Comprehensive model for the prediction of coal swelling induced by methane and carbon dioxide adsorption. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 36(A), 563-572. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.10.052>.
- Gutiérrez Hinstroza, M., & Almeida Maldonado, S. L. (2024). *Factibilidad de cogeneración térmica de gas residual mechero Refinería La Libertad*. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena. <https://doi.org/https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/11062>

- Hamid, U., Rauf, A., Ahmed, A., Shah, S., & Ahmed, N. (2020). Techno-economic assessment of process integration models for boosting hydrogen production potential from coal and natural gas feedstocks. *Fuel*, 266(1), 117111. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117111>
- Hashemizadeh, A., Aliasgharzadeh Olyaei, A., Sedighi, M., & Hashemizadeh, A. (2025). Challenges and Prospects of Enhanced Oil Recovery Using Acid Gas Injection Technology: Lessons from Case Studies. *Processes*, 13(7), 2203. <https://doi.org/10.3390/pr13072203>
- Helmets, E., Chang, C. C., & Dauwels, J. (2021). Carbon footprinting of universities worldwide: Part I—objective comparison by standardized metrics. *Environmental Sciences Europe*, 33(30), 1-25. <https://doi.org/https://doi.org/10.1186/s12302-021-00454-6>
- Herrera Herbet, J. (2020). *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas*. Universidad Politecnica de Madrid. <https://doi.org/dependiendo de las condiciones de presión y temperaturas en el yacimiento, el gas asociado se puede encontrar disuelto en el crudo o libre en la parte superior de la formación geológica.>
- Hidrocarburos, S. d., BIPE, B. d., & Minas, M. d. (20 de Junio de 2009). *Mapa de Bloques e Infraestructura Petrolera del Ecuador*. Cartografía Basica del Ecuador: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/mapa-de-bloques-e-infraestructura-petrolera-del-ecuador/>
- Instituto Ecuatoriano de Normalización. (2013). *NTE INE 2266:2013. Transporte, almacenamiento y manejo de Materiales peligrosos. Requisitos* (p. 159). INE. <https://gptsachila.gob.ec/estudioambiental2/documentos/Biblioteca/Normativa%20Ambie>

ntal/NTE-INEN-2266-Transporte-almacenamiento-y-manejo-de-materiales-
peligrosos.pdf

IPCC. (10 de Febrero de 2021). *IPCC. (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.*

<https://doi.org/https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

Islam, M. R. (2022). Chapter 4 - Unconventional reservoirs. En M. R. Islam, *In Sustainable Oil and Gas Development Series* (págs. 267- 531). Gulf Professional Publishing.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820053-7.00007-X>

ISO 14064-1. (2018). *Greenhouse gases—Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals* (p. 60). ISO.

Kaur, H. (2024). A Review on Natural Gas Origin and Composition. *International Journal of Innovative Science and Research Technology (IJISRT)*, 9(4), 360-361.

<https://doi.org/https://doi.org/10.38124/ijisrt/IJISRT24APR346>

Katebah, M., Al-Rawashdeh, M., & Linke, P. (2022). Analysis of hydrogen production costs in Steam-Methane Reforming considering integration with electrolysis and CO₂ capture. *Cleaner Engineering and Technology*, 10, 100552.

<https://doi.org/10.1016/j.clet.2022.100552>

- Konečná, E., Teng, S. Y., & Máša, V. (2020). New insights into the potential of the gas microturbine in microgrids and industrial applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 134*(1), 110078. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110078>
- Kostyuk, A., Tumanov, A., Tumanov, V., & Zybina, O. (2020). Improving Emergency Response Systems in the Oil and Gas Industry To Reduce Environmental Damage. *Energy Systems Environmental Impacts, 221*(1), 1-10. <https://doi.org/https://doi.org/10.1051/e3sconf/202022101008>
- Latorre Chacón, L. (1996). Tecnología del gas natural. *Ingeniería e Investigación, 2*(33), 77-86. <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4902600.pdf>
- Larrea, C. (2022). *La Amazonia Andina y las crisis del siglo XXI: cambio climático, extractivismo y pandemia*. 23. <http://calas.lat/es/convocatorias/la-amazonia-andina-y-las-crisis-del-siglo-xxi-cambio-clim%C3%A1tico-extractivismo-y>
- Lotfollahzade Moghaddam, A., Hejazi, S., Fattahi, M., Golam Kibria, M., J. Thomson, M., AlEisa, R., & A. Khan, M. (2025). Methane pyrolysis for hydrogen production: Navigating the path to a net zero future. *Energy & Environmental Science, 18*(6), 2747-2790. <https://doi.org/10.1039/D4EE06191H>
- LoPresti, F. (2024). Impacts of Gas Flaring on Soil Quality in the Ecuadorian Amazon: Measuring gas flare effects on soils at comparative distances in Loma del Tigre, Orellana. *Independent Study Project (ISP), X*(2), 1-35. https://doi.org/https://digitalcollections.sit.edu/isp_collection/3807/

Lu, X., Li, S., Han, R., Jia, B., Xian, C., Ding, F., . . . Zhong, S. (2024). An Overview of Recent Developments and Understandings of Unconventionals in the Vaca Muerta Formation, Argentina. *Applied Sciences*, *14*(4), 1- 22.

<https://doi.org/https://doi.org/10.3390/app14041366>

MAATE. (26 de Julio de 2016). *Ecuador suscribe Acuerdo de París sobre cambio climático.*

Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica:

<https://www.ambiente.gob.ec/ecuador-suscribe-acuerdo-de-paris-sobre-cambio-climatico/>

MAATE. (17 de Julio de 2024). *Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica.* Factor de Emisión de CO₂ del sistema nacional interconectado de Ecuador:

<https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=18558&force=0>

Matias, C. (2015). *Desarrollo de un software basado en el modelo de koval modificado por claridge para evaluar reservorios candidatos en recuperación mejorada con inyección de CO₂ miscible* [Universidad Estatal Península de Santa Elena].

<https://repositorio.upse.edu.ec/server/api/core/bitstreams/4f58d1b6-6384-474b-8570-ff5d6c24010a/content>

McKenzie, L. M., Guo, R., Witter, R. Z., Savitz, D. A., Newman, L. S., & Adgate, J. L. (2019).

Birth Outcomes and Maternal Residential Proximity to Natural Gas Development in Rural Colorado. *Environmental Health Perspectives*, *122*(4), 412- 417.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1289/ehp.1306722>

Medina Velázquez, I. (2020). Los Principios del Ecuador un análisis en torno a los Sistemas de Transporte de Gas Natural en México. *UNIVERSIDAD AUTÓNOMA METROPOLITANA*

- UNIDAD IZTAPALAPA*, 1(1), 1-180.
https://doi.org/https://dcs.h.izt.uam.mx/licenciatura/geografiahumana/wp-content/uploads/2020/12/Principios_del_Ecuador_Ivan_Medina2020.pdf.pdf
- MEER. (2019). *Plan Estratégico 2019-2021*. Ministerio de Energía y Recursos Naturales y no Renovables. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2019/02/Plan-Estrategico-Institucional-2019-2021-MERNNR.pdf>
- Minhaj, U. M., Azrina, A. A., Mohammad, T. A., & Hasan, Y. (2022). Capítulo 11 - Energía del hidrógeno: potencial en los países en desarrollo. En U. M. Minhaj, A. A. Azrina, T. A. Mohammad, & Y. Hasan, *Renewable Energy and Sustainability* (págs. 299- 325). <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-88668-0.00013-9>.
- Ministerio de Energía y Minas. (2007). *Norma de Emisiones al Aire desde Fuentes Fijas de Combustión* (p. 8). Registro Oficial.
https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2018-09/Documento_Acuerdo-Ministerial-091_0.pdf
- Ministerio de Energía y Minas. (2021). *Estadísticas hidrocarburos* (p. 149). Ministerio de Energía y Minas. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/04/Estadisticas-hidrocarburiferas.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas de Colombia. (2022). *Resolución N° 40066* (p. 48). Ministerio de Minas y Energía. <https://www.andi.com.co/Uploads/40066%20de%202022.pdf>
- Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica del Ecuador. (2021). *Norma Técnica Organizacional del Programa Ecuador Carbono Cero* (p. 38). Ministerio del Ambiente,

Agua y Transición Ecológica del Ecuador. <https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/07/Norma-Tecnica-Organizacional-del-PECC.pdf>

Mohd Yunus, S., Yusup, S., Johari, S. S., Mohd Afandi, N., Manap, A., & Mohamed, H. (2024). Comparative Hydrogen Production Routes via Steam Methane Reforming and Chemical Looping Reforming of Natural Gas as Feedstock. *Hydrogen*, 5(4), 761-775. <https://doi.org/10.3390/hydrogen5040040>

Mohammad, N., Mohamad Ishak, W. W., Mustapa, S. I., & Ayodele, B. V. (2021). Natural Gas as a Key Alternative Energy Source in Sustainable Renewable Energy Transition: A Mini Review. *Frontiers in Energy Research*, 9(2), 1-17. <https://doi.org/https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.625023>

Morales, M. R. (2024). *Estudio de factibilidad para implementar una Planta de Producción de Gas Natural Comprimido para su comercialización como combustible vehicular, utilizando el gas de los campos petroleros Auca, Sacha y Libertador*. [Universidad Central del Ecuador]. <https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/www.dspace.uce.edu.ec>

Neyra, M. (2023). *Descripción: Inyección cíclica de gas natural a alta presión en reservorios de baja presión para incrementar la producción de petróleo y gas en pozos del lote x de la Cuenca Talara* [Universidad Nacional de Piura]. https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/RUMP_5a71298207670e74c1ad4761eb989273

Obi, A. M., Umar, A. I., & Pindiga, I. Y. (2019). A Review of the Potential of Natural Gas in Energy Sector Reforms: Case Study Nigeria. *International Journal of Engineering*

Research & Technology (IJERT), 08(5), 1- 18.

<https://doi.org/10.17577/IJERTV8IS050053>

Olarte-Zamora, A. S. (2022). La eficiencia energética, Desafíos y oportunidades en Ecuador.

Ciencias Técnicas y Aplicadas, 8(2), 1434-1441. [https://doi.org/La eficiencia energética, Desafíos y oportunidades en Ecuador](https://doi.org/La%20eficiencia%20energ%C3%A9tica,%20Desaf%C3%ADos%20y%20oportunidades%20en%20Ecuador)

ONU. (12 de Septiembre de 2019). *Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development*. United Nations Organization: <https://sdgs.un.org/2030agenda>

Orellana García, J. M., Pionce Regalado, K. A., Enríquez Vallejo, B. G., & Miranda Díaz, G. J.

(2022). Análisis de la concentración de iones en la eficacia de la inyección de agua de baja salinidad en la cuenca Oriente de Ecuador usando simulación matemática de yacimientos. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 14(2), 130- 146.

<https://doi.org/http://dx.doi.org/https://doi.org/10.29166/revfig.v14i2.3619>

Ozowe, W., Daramola, G., & Ekemezie, I. (2023). Recent advances and challenges in gas

injection techniques for enhanced oil recovery. *Magna Scientia Advanced Research and Reviews*, 9, 168-178. <https://doi.org/10.30574/msarr.2023.9.2.0180>

Parlamento Europeo, & Consejo de la Unión Europea. (2007). *Limitación de emisiones a la*

atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (p. 31). Comité Europeo de Normalización. [https://eur-](https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2001L0080:20070101:ES:PDF)

[lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2001L0080:20070101:ES:PD](https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2001L0080:20070101:ES:PDF)

F

Paz Cardona, A. J. (3 de Julio de 2024). *Los mecheros de la industria petrolera siguen ardiendo en la Amazonía ecuatoriana*. MONGBAY: <https://es.mongabay.com/2024/07/mecheros-industria-petrolera-siguen-ardiendo-amazonia-ecuatoriana/>

Pérez Trinidad, J. D. (2023). *Simulación de esquemas de proceso para la producción de gas de síntesis a partir de diferentes corrientes gaseosas*. Programa De Maestría y Doctorado En Ingeniería Química.

<https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000839314/3/0839314.pdf>

PETROECUADOR. (2021). *La Central Cuyabeno inició la entrega de energía eléctrica al campo petrolero Bloque 58*. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=11813>

PETROECUADOR EP. (2022). *Estudio complementario a la resolución 586, para la construcción de 26 plataformas, 10 estaciones, ampliación de 39 plataformas y estaciones, construcción de vías de acceso y derechos de vías, instalación de líneas de flujo, líneas de transmisión eléctrica*. Petroecuador EP.

PETROECUADOR. (2024). *GLP, gasolina natural y gas combustible se obtienen del gas asociado al petróleo que proviene de las 14 estaciones de procesos en Orellana y Sucumbíos*. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=22836>

Plataforma de litigio climático para Latinoamérica. (2025). *Niñas vs. Gobierno de Ecuador por autorización de la quema y venteo de gas en mecheros de campos petroleros en la Amazonía*. <https://litigioclimatico.com/es/ficha/ninas-vs-gobierno-de-ecuador-por-autorizacion-de-la-quema-y-venteo-de-gas-en-mecheros-de>

Raymond, N. (2015). Five-minute Science Lesson: types of scientific studies. *APA Magazine*, 48(1), 69-72. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/292141244_Five_minute_science_lesson_types_of_scientific_studies/stats

Resolución N° ARCA-DE-016-2022, ARCA-DE-016-2022 8 (2022).

<https://www.regulacionagua.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/01/Resolucio%CC%81n-Nro.-ARCA-DE-016-2022-signed.pdf>

Reyes, C. (2025). *Modelización computacional de inyección de gas Alterno gas en la recuperación de gas natural en el campo Amistad – bloque 6* [Maestría, Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/collections/98820596-a968-4829-9c84-ae9fd481e532>

Ríos, I. (2022). Ecuador pierde \$500 millones al año por quemar el gas asociado a la producción petrolera. *LA HORA*, 8. <https://www.lahora.com.ec/archivo/Ecuador-pierde-500-millones-al-ano-por-quemar-el-gas-asociado-a-la-produccion-petrolera-20220328-0046.html>

Román, A. F. (2011). *Estudio para incrementar la producción de los Campos Auca y Culebra de la empresa EP PETROECUADOR, mediante la aplicación de estimulaciones matriciales con el fluido oneSTEP* [bachelorThesis, EPN]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/3911>

Salinas Díaz, A. (2022). *La Quema y Venteo de Gas Natural, ¿Una Necesidad Estratégica o un Daño al Medioambiente?* COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD DIRECCIÓN

DE INTELIGENCIA ENERGÉTICA SUBDIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN.

<https://www.cfenergia.com/wp-content/uploads/2023/10/La-Quema-y-Venteo-de-Gas-Natural-%C2%BFUna-Necesidad-Estrategica-o-un-Dano-al-Medioambiente.pdf>

Sánchez Mackenzie, D. D. (2023). *Expansión descontrolada del extractivismo en la Amazonía ecuatoriana y la enfermedad de Chagas*. Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador. <https://doi.org/http://hdl.handle.net/10644/9338>

SÁNCHEZ MONTERO, J. M., & ALCÁNTARA LEÓN, A. R. (2020). COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES EN EL MEDIO AMBIENTE. *Real Academia Nacional de Farmacia: Portal Publicaciones*, 2(3), 375- 401.
<https://doi.org/https://api.core.ac.uk/oai/oai:ojs.pkp.sfu.ca:article/605>

Sergi, P. (12 de Agosto de 2022). *OVASEN*. Eficiencia energética- Gas Natural:
<https://ovacen.com/gas-natural/>

Shahab-Deljoo, M., Medi, B., Kazi, M.-K., & Jafari, M. (2023). A techno-economic review of gas flaring in Iran and its human and environmental impacts. *Process Safety and Environmental Protection*, 173(2), 642-665.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.psep.2023.03.051>

Speight, J. G. (2015). Chapter 1 - Occurrence and Formation of Crude Oil and Natural Gas. En J. G. Speight, *Subsea and Deepwater Oil and Gas Science and Technology* (págs. 1- 43). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-558-6.00001-5>.

- Speight, J. G. (2019). 1 - History and use. En J. G. Speight, *Natural Gas (Second Edition)* (págs. 3-24). Gulf Professional Publishing. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809570-6.00001-1](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809570-6.00001-1)
- Seidy-Esfahlan, M., Tabatabaei-Nezhad, S. A., & Khodapanah, E. (2024). Comprehensive review of enhanced oil recovery strategies for heavy oil and bitumen reservoirs in various countries: Global perspectives, challenges, and solutions. *Heliyon*, *10*(18), e37826. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e37826>
- Shafiei, M., Kazemzadeh, Y., Escrochi, M., Cortés, F. B., Franco, C. A., & Riazi, M. (2024). A comprehensive review direct methods to overcome the limitations of gas injection during the EOR process. *Scientific Reports*, *14*(1), 7468. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-58217-1>
- Suntaxi Chillogalli, A. G. (2023). *Análisis de factibilidad de la aplicación de proyectos geotérmicos para la generación de energía en campos petroleros de la cuenca Oriente de Ecuador*. . Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra . <https://doi.org/https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/63533/1/T-114848%20POSTG127%20%20Alex%20Geovanny%20Suntaxi%20Chillogalli.pdf>
- Taha, A., Abdelalim, G., & AboulFotouh, T. (2024). The impact of a zero-flaring system on gas plants, environment, and health. *Journal of Engineering and Applied Science*, *71*(1), 131. <https://doi.org/10.1186/s44147-024-00469-9>
- Thibout, A. I., & Chumak, E. D. (2024). *Mitigación del Gas Flaring en Argentina: Reutilización del Gas como Energía para la Generación de Criptoactivos*. Universidad de San Andrés, Escuela de Negocios Administración de Empresas.

<https://repositorio.udesa.edu.ar/bitstreams/38f2772c-7969-4970-91ed-bd0856dd09fd/download>

Tran, H., Polka, E., Buonocore, J. J., Roy, A., Trask, B., Hull, H., & Arunachalam, S. (2024). Air Quality and Health Impacts of Onshore Oil and Gas Flaring and Venting Activities Estimated Using Refined Satellite-Based Emissions. *GeoHealth*, 8(3), 1- 18.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1029/2023GH000938>

Travez Osorio, S. E., Yagos Arias, C. J., Endara Laguaquiza, J. S., & Tapia Molina, J. C. (2024). Soluciones energéticas sostenibles: un estudio sobre estrategias para el uso de gas asociado a la extracción de petróleo en la industria ecuatoriana. *AlfaPublicaciones*, 6(2), 52- 72. <https://doi.org/https://doi.org/10.33262/ap.v6i2.467>

Teimouri, Z., Abatzoglou, N., & Dalai, A. K. (2021). Kinetics and Selectivity Study of Fischer–Tropsch Synthesis to C5+ Hydrocarbons: A Review. *Catalysts*, 11(3), 330.

<https://doi.org/10.3390/catal11030330>

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2024). *Delivery and storage of natural gas*.

<https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/delivery-and-storage.php>

Vicuña Carrasco, S. P. (2011). *Evaluación de la factibilidad de industrializar Helio a partir de gas natural y gases de pozos petroleros producidos en el Ecuador*. Escuela Politecnica Nacional. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4502>

World Bank. (04 de Mayo de 2022). *A Decade of Stalled Progress on Reducing Global Gas Flaring*. World Bank: <https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2022/05/04/a-decade-of-stalled-progress-on-reducing-global-gas-flaring>

ANEXOS

Anexo 1. Cálculo de emisiones de CO₂

Ecuación 2 Emisiones de CO₂

$$Emisiones\ CO_2 = Volumen\ Flared * Poder\ Calorifico * Factor\ de\ emision$$

Donde:

- Emisiones CO₂, se expresan en Toneladas/año`.
- Volumen Flared, es la cantidad en m³/año, quemados en el campo Auca en el cual tomaremos 47,29 millones de m³.
- Poder calorífico, dado que el gas es rico en CH₄ se utilizó el valor de 38 MJ/ m³.
- Se empleo el factor de emisión sugerido por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático para el gas natural es de 0.0561 Kg CO₂/MJ.

Tenemos lo siguiente:

$$Emisiones\ CO_2 = 47,29 * 10^6 \left[m^3/año \right] * 38 \left[MJ/m^3 \right] * 0,0561 * 10^{-3} \left[Ton\ CO_2/MJ \right]$$

$$Emisiones\ CO_2 = 10,0812 * 10^4 \left[Ton\ CO_2/año \right]$$

Anexo 2. Cálculos de la propuesta

a) Procedimiento operativo de implementación

Al efectuar un análisis de los datos de gas natural del Bloque 61 (Morales (2024)) que se utiliza para el Flaring, se demuestra que el 82,44% de este hidrocarburo gaseoso proviene de los campos: Auca Sur con 2910,52 MSCFD, Culebra con 2295,56 MSCFD, Auca Central con 1819,15 MSCFD y el Yulebra es 630, 10 MSCFD, sumando un total de gas quemado por día de 9286,23 mil pies cúbicos para el año 2021. Tabla 4

Obtención del total de gas quemado por día del Campo Auca, que proviene del Bloque 61:

$$Q_{gas} (MSCFD) = \sum Q \text{ de gas campos AUCA}$$

$$Q_{gas} (MSCFD) = Q_{Auca Sur} + Q_{Culebra} + Q_{Auca Central} + Q_{Yulebra}$$

$$Q_{gas} (MSCFD)$$

$$= 2910,52 \text{ MSCFD} + 2295,56 \text{ MSCFD} + 1819,15 \text{ MSCFD} + 630,10 \text{ MSCFD}$$

$$Q_{gas} (MSCFD) = 76755,33$$

Cálculo del porcentaje del caudal de gas del campo del Auca del Flaring

$$\% Q_{gas} = \frac{Q_{gas} (MSCFD) * 100}{Q_{gas} \text{ Bloque AUCA} (MSCFD)}$$

$$\% Q_{gas} = \frac{76755,33 \text{ MSCFD} * 100}{9286,23 \text{ MSCFD}}$$

$$\% Q_{gas} = 82,44\%$$

PROCESO DE COMPRESIÓN

En la tabla 5 se describe las condiciones de ingreso y salida del compresor de gas natural establecidas que se adapta a las condiciones del campo Auca, que se encuentran en la investigación de Morales (2024), en el presente estudio se requiere de un 95% del caudal del hidrocarburo gaseoso, tal como se indica a continuación:

Conversión del caudal de ingreso del compresor de gas a porcentaje

$$\% Q_{gas} = \frac{Q_{gas} (MSCFD) * 100}{Q_{gas} \text{ Bloque AUCA} (MSCFD)}$$

$$\% Q_{gas} = \frac{8830 \text{ MSCFD} * 100}{9286,23 \text{ MSCFD}}$$

$$\% Q_{gas} \text{ ingreso} = 95,08\%$$

En primer lugar, se calcula el volumen de gas que ingresará al compresor, para lo que se necesita de densidad relativa, peso molecular, presión y temperatura crítica, que se obtuvo de el estudio Vicuña (2011), del cual se obtuvo la cromatografía y análisis PVT del gas, como se indica a continuación:

En primer lugar, es necesario identificar parámetros del fluido:

Densidad del gas (γ_g) y Factor Z

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a}$$

Z se identificó a través de la gráfica de Standing Katz

Condiciones pseudocríticas

PM: 28,495 g/mol

$$\gamma_g = \frac{PM}{28,96 \text{ g/mol}} = \frac{28,495 \text{ g/mol}}{28,96 \text{ g/mol}} = 0,984$$

$$\gamma_g = 0,984$$

Con el valor de densidad de gas se determinó con la gráfica la presión y temperatura pseudocrítica. Tsc= 425 R, Psc= 650 Lpca

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}}$$

$$P_{sr} = \frac{500 \text{ Lpc} + 14,7}{650 \text{ Lpca}} = \frac{514,7 \text{ Lpca}}{650 \text{ Lpca}} = 0,7918$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}}$$

$$T_{sr} = \frac{580 R}{453 R} = 1,3647$$

Se identifica la Z con la gráfica de Standing Katz con $P_{sr}=0,7918$ y $T_{sr}= 1,3647$, el valor de Z= 0,975.

Se realiza la conversión de T en °F a °C con la siguiente ecuación:

$$^{\circ}C = (^{\circ}F - 32) * \frac{5}{9}$$

$$^{\circ}C = (100 - 32) * \frac{5}{9}$$

$$^{\circ}C = 37,77$$

Presión en psig se transformó a Bar (1 bar= 14,6 Psig)

$$P1 = \frac{205 \text{ psi} * 1\text{Bar}}{14,6 \text{ psig}}$$

$$P1 = \frac{205 \text{ psi} * 1\text{Bar}}{14,6 \text{ psi}}$$

$$P1 = 14,04 \text{ Bar}$$

Caudal de ingreso se transforma de pies cúbico por día a metros cúbicos por hora

$$Q1 = \frac{8,83 \text{ MMPCD} * 0,028 \text{ m}^3 * 1D}{1 \text{ PC} * 24 \text{ horas}}$$

$$Q1 = 10301,67 \frac{\text{m}^3}{h}$$

Con los datos se obtuvo el caudal de gas de salida del compresor

$$Q_2 = Q_1 * \frac{P_1}{P_2} * \frac{T_2}{T_1} * Z$$

$$Q_2 = 10301,67 \frac{m^3}{h} * \frac{14,04 \text{ Bar}}{36,13 \text{ Bar}} * \frac{98,17^\circ C}{37,77^\circ C} * 0,975$$

$$Q_2 = 10144,79 \frac{m^3}{h}$$

Conversión del caudal de salida de metros cúbicos por horas a pies cúbico por día

$$Q2 = \frac{1MM \text{ PC} * 24 \text{ horas}}{10144,79 \frac{m^3}{h} * 0,028 m^3 * 1D}$$

$$Q2 = 8,70 \text{ MMPC}$$

Tabla 14. Parámetros del compresor del gas natural

Parámetros	Valores
Caudal de gas de entrada (Q1) (MMSCFD)	8,83
Presión de entrada (P1) (psi)	205 (14,04 Bar)
Temperatura de entrada (T1) (°F)	100 (37,77 °C)
Presión de salida (P2) (psi)	527,6 (36,13 Bar)
Temperatura de salida (T2) (°F)	208,7 (98,17 °C)
Caudal de Condensados (MMSCFD)	1,76
Fracción de hidrocarburos gaseosos	0,99
Fracción de agua	0,01

Nota: Morales (2024)

PROCESO DE ENDULZAMIENTO

Conversión del caudal de gas en el proceso de endulzamiento

$$\% Q_{gas} = \frac{Q_{gas} (MSCFD) * 100}{Q_{gas \text{ salida compresor}} (MSCFD)}$$

$$\% Q_{gas} = \frac{7550 \text{ MSCFD} * 100}{8700 \text{ MSCFD}}$$

$$\% Q_{gas} = 85,50\%$$

DESHIDRATADOR

Determinación del porcentaje de agua que se puede extraer del proceso de deshidratación

%H₂O deshidratador: porcentaje de agua de ingreso al deshidratador con el gas

Eficiencia del deshidratador: Porcentaje de eficiencia en el proceso de deshidratador

% H₂O= Porcentaje de agua que logra extraer el deshidratador

$$\% H_2O = \frac{\%H_2O \text{ ingreso deshidratador} * 90\% \text{ (eficiencia)}}{100\%}$$

$$\% H_2O = \frac{4,35\% * 90\%}{100}$$

$$\% H_2O = 4,35 - 3,915$$

$$\% H_2O = 0,435$$

Cálculo del porcentaje del campo del Auca del Flaring

$$\% Q_{gas} = \frac{Q_{gas} \text{ (MSCFD)} * 100}{Q_{gas} \text{ Bloque AUCA (MSCFD)}}$$

$$\% Q_{gas} = \frac{76755,33 \text{ MSCFD} * 100}{9286,23 \text{ MSCFD}}$$

$$\% Q_{gas} = 82,44\%$$