



Universidad del
Rosario

Escuela de Ingeniería,
Ciencia y Tecnología



Maestría en
Energías Renovables

TRANSFORMACIÓN DE GAS DE TEA PARA LA REDUCCIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN EL DEPARTAMENTO DEL META, COLOMBIA

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Hector Uriel Castro Castro

Director: Maria Fernanda Gomez Galindo, PhD

Universidad del Rosario
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología
Maestría en Energías Renovables

DEDICATORIA

ii

Dedico este trabajo en primer lugar a DIOS, por haberme dado la vida y la oportunidad de haber llegado hasta este momento tan importante de mi carrera profesional. A mi madre, por ser la persona más maravillosa del mundo y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional. A mi padre, que con su esfuerzo y sus sabias decisiones fue quien abrió el camino hacia mi crecimiento profesional. A mi hermano, a quien quiero con el alma y quien ha sido ejemplo de superación de las adversidades, adversidades que afectaron de manera importante su salud, pero que con fortaleza y resiliencia logro vencerlas, y hoy es ejemplo de vida. A mi esposa, que con su amor, dedicación y cuidado ha generado en mí una persona que volvió a confiar en los demás. A mis hijos Maria Paula y Daniel Stephan que fueron parte vital en mi crecimiento laboral y personal y que fueron pilares para querer ser cada día mejor. A mi profesora Maria Fernanda que, con su dedicación, compromiso y amor por lo que hace, fue vital en la realización y culminación del trabajo.

Dentro de los compromisos adquiridos por Colombia en el marco del Acuerdo de Paris, se encuentran:

- Reducir el 20% de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero – GEI para 2030, teniendo como punto de partida el inventario de emisiones nacionales de 2010.
- Aumentar la reducción de sus emisiones de GEI a un 30% si recibe apoyo internacional.

En línea con los compromisos nacionales, Ecopetrol plantea en su estrategia corporativa la necesidad de fortalecer a través de propuestas y proyectos, la transición energética, para esto tiene dentro de sus compromisos el de cero emisiones netas de carbono para el 2050 [1], para lo cual enfoca sus esfuerzos en el proceso de descarbonización y por ende en la disminución de los gases efecto invernadero, esto como se mencionó anteriormente, en línea con los compromisos adquiridos por Colombia en el marco del Acuerdo de Paris

Este proyecto busca formular una propuesta que ayude a mejorar los procesos internos relacionados con el tratamiento del crudo y que en la actualidad están generando impacto ambiental y económico, es decir que para nuestro caso se pretende aprovechar el gas de TEA o también conocido como gas residual o gas de antorcha que resulta del proceso de producción de petróleo, y transformarlo en una nueva forma de energía que aporte a los procesos industriales de la compañía, para esto se buscaran nuevas tecnologías y aplicaciones que en algún momento no eran posibles por la misma complejidad de los procesos y por el gran nivel de riesgo que implica intervenir el sistema de seguridad y de alivio de una estación de tratamiento de crudo.

Los estudios realizados a nivel internacional relacionados sobre la recuperación, tratamiento y aprovechamiento de gas de antorcha han mostrado y evidenciado un avance tecnológico que puede generar opciones o posibles soluciones con un nivel de incertidumbre mucho menor, al de hace unos años atrás, sin embargo, lo que se ha podido evidenciar de la información reunida es que este tipo de proyectos, que se enfocan en el tratamiento del gas de antorcha tienden a tener un costo alto, eso sí, hablando desde el punto de vista económico, algo contradictorio al gran beneficio ambiental que genera la aplicación de este tipo de proyectos que terminan siendo ambientalmente muy positivos para la disminución de gases efecto invernadero y por consiguiente ayudan a disminuir la velocidad creciente de la temperatura hacia un calentamiento global mayor que afectaría y pondría en riesgo la salud y vida del ser humano.

TABLA DE CONTENIDO

iv

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	1
Capítulo 2 OBJETIVOS	5
1.1 Objetivo general	5
1.2 Objetivos específicos	5
1.3 Resultados	5
Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN	7
Capítulo 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	13
4.1 Los procesos de compresión y reinyección	17
4.1.1 Gas combustible o gas de alimentación de proceso	17
4.1.2 Transporte de gas por tuberías (Gasoductos)	18
4.1.3 Reinyección de gas	19
4.2 Gas a productos líquidos GTL - Gas a productos químicos GTC	19
4.2.1 Gas a líquido GTL	20
4.2.2 Dimetil éter DME	20
4.2.3 Metanol	21
4.2.4 Gas a etileno GTE	21
4.2.5 Amoniaco	21
4.2.6 Hidrógeno	22
4.3 Líquidos de gas natural LGN	22
4.4 Gas natural licuado GNL	23
4.5 Gas natural comprimido GNC	24
4.6 Hidratos de gas natural HGN	25
4.7 Gas a energía eléctrica	25
Capítulo 5 METODOLOGÍA	28
Capítulo 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	32
6.1 Identificación de alternativas para el aprovechamiento del gas de antorcha.	32
6.2 Análisis de las alternativas disponibles actualmente para la estación objeto de estudio.	34
6.3 Valoración de alternativa.	48
Capítulo 7 CONCLUSIONES	54
REFERENCIAS	56
ANEXOS	61

LISTA DE TABLAS

v

Tabla 1 Emisiones de CO2 Ecopetrol.....	9
Tabla 2. Identificación de alternativas para el aprovechamiento de gas de antorcha.	33
Tabla 3. Volumen. Propiedades y composición del gas generado en la estación objeto de estudio.	34
Tabla 4. Análisis de composición del gas para el periodo junio- julio 2022 usando R.	36

LISTA DE FIGURAS

vi

Figura 1. Comportamiento del gas en Colombia.	3
Figura 2. Volumen de quema de gas de antorcha al 2021.	7
Figura 3. Volumen de quema de gas en Colombia.	12
Figura 4. Alternativas tratamiento de gas de antorcha.....	16
Figura 5. Proceso de producción de líquidos de gas.	23
Figura 6. Planta típica de GNL.	24
Figura 7. Diagrama de metodología del proyecto.....	28
Figura 8. Comportamiento del gas CO ₂ y H ₂ S.	37
Figura 9. Matriz de decisión.	38
Figura 10. Esquema inicial propuesto.....	50
Figura 11. Esquema propuesto con moto generadores.	51
Figura 12. Esquema propuesto con microturbinas.....	52
Figura 13. Inversión aproximada requerida para la implementación de microturbinas.	53

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

En países donde existe la exploración, extracción y producción de crudo, se identifican procesos necesarios para dar tratamiento de manera adecuada a este recurso fósil, que se extrae de la profundidad de la tierra como resultado del proceso exitoso que se lleva durante la etapa de exploración, esto con el fin de garantizar un producto adecuado que tenga las condiciones óptimas para su utilización y aprovechamiento interno o en su defecto para su exportación. El proceso de tratamiento se realiza normalmente en estaciones de tratamiento y producción de crudo, estas estaciones reciben el crudo de cada uno de los pozos y mediante diferentes tratamientos o procesos separan del crudo elementos como el gas y el agua. El tratamiento normalmente inicia con la llegada del crudo a unos elementos denominados botas de gas y posteriormente se almacena durante un tiempo en unos tanques llamados tanques de surgencia, tanques de compensación, tanques de lavado y por último se deposita en unos tanques llamados tanques de almacenamiento.

Para ir un poco más al punto de interés del proyecto, es importante mencionar que los equipos donde se recupera la mayor cantidad de gas son las botas de gas. El agua en su defecto se obtiene en mayor proporción de los tanques de surgencia, de compensación y lavado.

Como nuestro interés radica en el gas, es importante mencionar que el gas obtenido de los diferentes procesos es conducido a través de líneas exclusivas hacia los puntos en donde se requiere utilizarlo o en su defecto es conducido a las llamadas TEA's o antorchas

para ser quemado. Este gas es utilizado en algunas ocasiones para atender procesos internos, es decir como fuente combustible de algunos equipos que utilizan el gas para generar calor como lo son los tratadores termo electrostáticos, que se utilizan para separar el agua del crudo, mejora la viscosidad y por ende moverlo por el sistema de tratamiento de manera más sencilla.

Como puede evidenciarse, los procesos que se realizan en estaciones de tratamiento de petróleo requieren del manejo de tres elementos primordiales: el agua, el gas y el petróleo, siendo este último elemento, el elemento esperado del proceso. Los dos elementos adicionales, agua y gas, son tratados de manera independiente con procesos que se ajustan a los requerimiento ambientales y legales establecidos para cada país.

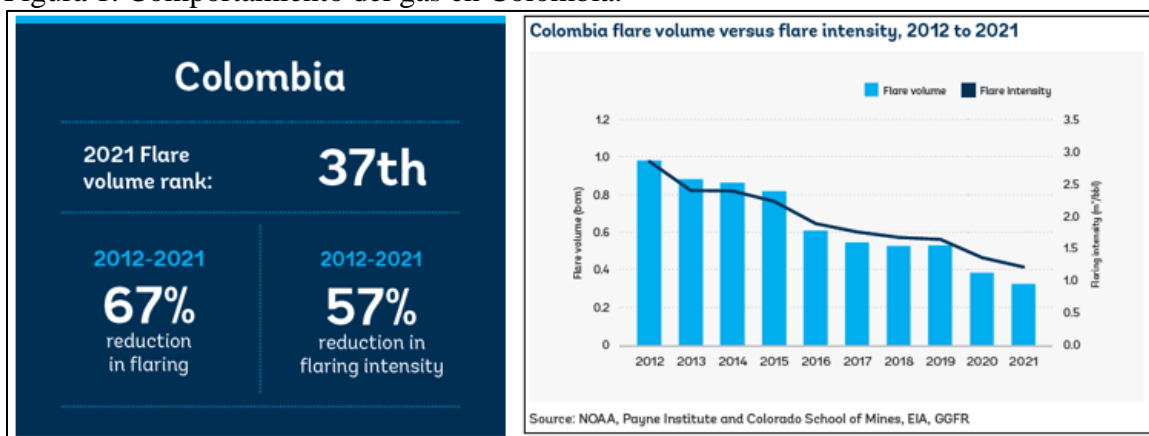
Este proyecto se enfoca específicamente en uno de estos dos elementos adicionales al petróleo y que puede considerarse como un residuo del proceso de tratamiento de crudo. Dicho elemento es el gas, gas que actualmente se recolecta de las diferentes unidades de tratamiento de crudo, y que se conduce en un pequeño porcentaje hacia otros equipos como fuente combustible. El gas excedente, que no se utiliza en ningún proceso y que en comparación con el volumen de gas aprovechado en otras áreas de tratamiento es mucho mayor, se envía o se conduce hacia un dispositivo conocido como TEA o antorcha.

La combustión de este gas genera múltiples impactos, dentro de los cuales se pueden destacar el impacto ambiental y el impacto económico. Dentro del impacto ambiental es importante resaltar la emisión a la atmosfera de gases efecto invernadero, dentro de los cuales se destaca el CO₂. Con respecto al impacto económico, es evidente la

pérdida de recursos económicos que se da como consecuencia de la no comercialización o utilización del gas que se quemaba sin ser tratado y aprovechado.

Considerando lo anterior, es necesario revisar cómo desde el punto de vista ambiental y económico, se puede promover la disminución y posteriormente eliminación de la combustión de gas en TEA. Es importante mencionar que la experiencia de países como Irán, Italia y Nigeria entre otros, constituye el punto de partida para este análisis. Colombia ofrece un escenario optimista en cuanto a la reducción de los gases de TEA tal como lo menciona el Banco Mundial [2] en su informe de seguimiento de quema de gas global de 2022 y que se visualiza en la Figura 1.

Figura 1. Comportamiento del gas en Colombia.



Nota. Adaptado de [2].

El escenario anterior muestra una tendencia a la baja del volumen de gas quemado y por ende una reducción en la emisión de gases efecto invernadero, escenario que se ha logrado por la mejora en los procesos de tratamiento, es decir, es el resultado de muchas estrategias que se aplicaron al proceso de tratamiento de crudo para disminuir la generación de gases e hidrocarburos que se queman en la antorcha, sin embargo estas estrategias no lograron mitigar la totalidad de las quemaduras y un gran volumen de gas seguirá quemándose

en estos equipos, es de aquí de donde nace la necesidad de contar con otras alternativas que ayuden a darle manejo adecuado al gas que se genera dentro de las estaciones de producción de crudo de Ecopetrol. Siendo así, es necesario buscar soluciones para cada uno de los sitios en donde se presenta combustión de gases y en donde las estrategias para mejorar los procesos de tratamiento de crudo ya no son suficientes para darle manejo a todo el gas generado. Para el caso del presente proyecto se tendrá en cuenta como estación de estudio, una que se ha identificado dentro de los informes del Banco Mundial [3] como la estación que más gas de antorcha quema y más gases efecto invernadero genera en Colombia, la estación está ubicada en el departamento del Meta

Esta propuesta analiza diferentes alternativas para disminuir la emisión de gases de efecto invernadero que actualmente se producen a partir de la combustión del gas de antorcha, generado de los procesos de producción y tratamiento de crudo de la estación objeto de estudio.

El proyecto relaciona en el capítulo 3 la justificación y la problemática que lleva a proponer una posible alternativa para el manejo y aprovechamiento del gas. En el capítulo 4 se encuentra el marco teórico y el estado del arte con la información obtenida de múltiples fuentes que han realizado revisiones e investigaciones con relación a estrategias para tratar, recuperar y aprovechar el gas de antorcha. El capítulo 5 plantea la metodología utilizada para el desarrollo del proyecto. El capítulo 6 se enfoca en los resultados y discusión relacionada con la alternativa a proponer y finalmente el capítulo 7 presenta las conclusiones del proyecto realizado y de la alternativa propuesta.

Capítulo 2

OBJETIVOS

1.1 Objetivo general

Evaluar alternativas de tecnologías disponibles comercialmente para aprovechar el gas de antorcha generado en los procesos de producción y tratamiento de crudo de una estación ubicada en el departamento del Meta.

1.2 Objetivos específicos

- Identificar posibles tecnologías para el aprovechamiento del gas de antorcha generado durante los procesos de producción y tratamiento de crudo, a partir de la revisión de artículos de investigación y estudios técnicos realizados sobre experiencias en campo.
- Diseñar una matriz de decisión que permita analizar las alternativas identificadas en el marco de producción y tratamiento de crudo y seleccionar la más apropiada para la estación objeto de estudio.
- Valorar la tecnología identificada en términos de la inversión requerida asociada a su implementación y la emisión de gases de efecto invernadero.

1.3 Resultados

Con la ejecución del proyecto se pretende presentar una alternativa para la recuperación y tratamiento del gas de antorcha que en la actualidad se quema como parte de los residuos del proceso de tratamiento del crudo.

La propuesta busca darle manejo a 5 MSCFD de gas que se generan del tratamiento del crudo en una estación seleccionada para este análisis, y disminuir la emisión de gases

efecto invernadero en 140.000 ton CO₂ eq. por año. Adicionalmente se espera una reducción considerable de los costos operativos actuales, al disminuir los pagos por regalías que realiza actualmente Ecopetrol, derivado de las quemas que exceden el volumen máximo permitido y cuya suma se encuentra alrededor de los 3.5 MUSD.

Finalmente se busca avanzar en el cumplimiento de los objetivos corporativos en relación con el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero y cambio climático, básicamente buscando la reducción de CO₂ y aportando al compromiso adquirido por el gobierno nacional frente al cambio climático en el Acuerdo de Paris.

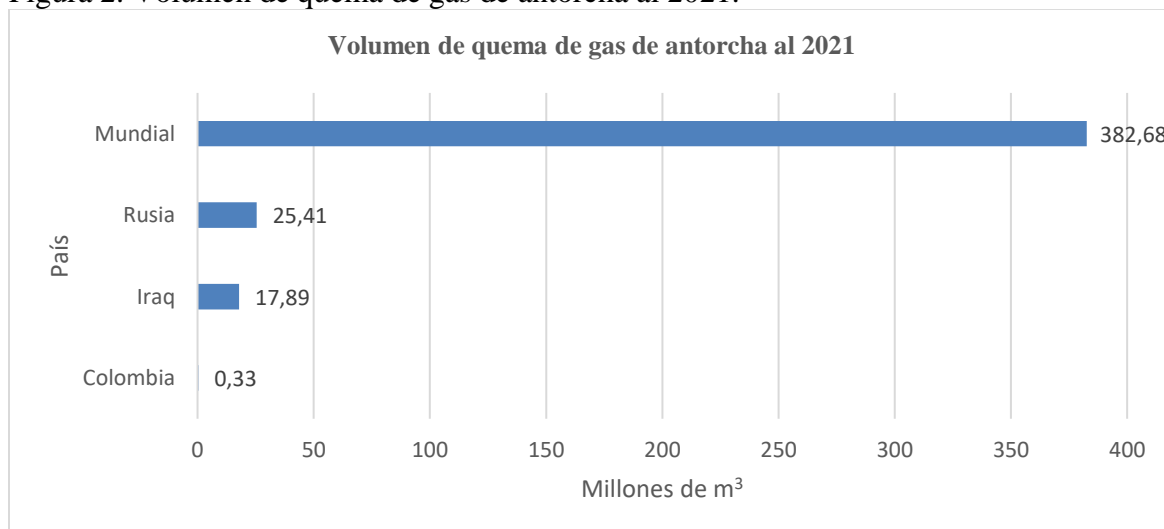
Capítulo 3

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

Teniendo en cuenta que en la actualidad la matriz energética mundial es significativamente dependiente del petróleo, combustible que representa aproximadamente el 33% de las fuentes de energía de dicha matriz [4], es necesario plantear alternativas para disminuir los impactos derivados del uso del petróleo si se quiere cumplir con los objetivos de reducción de emisiones a nivel global.

La Figura 2. muestra el comportamiento de quema de gas de antorcha en Colombia al año 2021 y se compara con países como Rusia e Iraq [5], siendo estos los mayores generadores de este gas de efecto invernadero. A pesar de que en Colombia las emisiones relacionadas con las quemas de la Figura 2 ascienden solamente a 870.000 toneladas de CO₂ eq., y que representan una fracción pequeña del valor global, es responsabilidad de todos aportar en la lucha contra el cambio climático cuyas consecuencias ya son inminentes.

Figura 2. Volumen de quema de gas de antorcha al 2021.



Nota. Adaptado de [5]

Considerando lo anterior es necesario que Colombia tome las medidas que ayuden a disminuir la generación de CO₂, para lo cual, es necesario acudir a las empresas que aportan al desarrollo económico e industrial del País para que optimicen sus procesos. En línea con los objetivos de reducción de GEI a nivel nacional, Ecopetrol, la empresa más grande de Colombia, ha trazado dentro de sus objetivos corporativos la disminución significativa de la generación de GEI [1] en sus procesos y la búsqueda de alternativas de fuentes alternas que disminuyan progresivamente la dependencia de los combustibles fósiles. La estrategia implica revisar los procesos productivos, incluida la exploración, y principalmente para efectos de este estudio, el proceso de tratamiento de crudo. De este proceso se derivan residuos, emisiones o efluentes que podrían recuperarse para generar valor y/o disminuir la generación de GEI. En la actualidad el gas que se genera en el proceso de producción se lleva a combustión sin ningún otro beneficio que el de disminuir las emisiones de metano, transformándolo en CO₂ y aumentando los niveles de GEI en la atmosfera y por ende arriesgando la estabilidad y el comportamiento climático de nuestro planeta.

Cifras sobre emisión de GEI como las que se evidenciaron en el año 2021 [6] en Ecopetrol (10.977.308 toneladas, de las cuales 10.462.995 corresponden a CO₂ (ver Tabla 1) resaltan la necesidad de que la empresa encamine esfuerzos e inversión para disminuir estos valores, cumplir con los objetivos corporativos y contribuir a lo pactado por el gobierno colombiano en el Acuerdo de Paris.

Tabla 1 Emisiones de CO2 Ecopetrol

Emisiones Totales de GEI por contaminante	Emisiones de GEI				
	Unidad	2018	2019	2020	2021
Emisiones Totales de GEI	tCO ₂ e	11.621.379	11.743.434	11.014.906	10.977.308
Emisiones Totales de CO ₂	tCO ₂	11.151.320	11.274.165	10.483.692	10.462.995
Emisiones Totales de CH ₄ ⁽⁶⁾	tCO ₂ e	439.776	437.105	500.398	483.380
Emisiones Totales de N ₂ O ⁽⁶⁾	tCO ₂ e	30.283	32.164	30.816	30.933

Nota. Adaptado de [6]

Específicamente, en la estación objeto de estudio ubicada en el departamento del Meta, la combustión de cerca de 5MSCFD de gas en TEA dan lugar a aprox. 140 mil toneladas de CO₂ eq. al año [3], esta situación no solamente va en contra de los compromisos nacionales de disminución de gases de efecto invernadero, sino que también afecta el cumplimiento de los objetivos corporativos [1]. La situación conduce al planteamiento de la pregunta ¿Cómo disminuir la emisión de GEI que se producen actualmente a partir de la combustión de los gases de antorcha generados en los procesos de tratamiento de crudo de las estaciones ubicadas en el departamento del Meta, propiedad de Ecopetrol de tal manera que se logren los objetivos corporativos? ¿Qué tecnología sería la apropiada? ¿Cuál sería la magnitud de la inversión requerida para su implementación?

Es importante mencionar que Ecopetrol ha sido líder en la definición de sus objetivos ambientales, haciendo pública su intención de disminuir en un 25% las emisiones de carbono para el 2030 frente a la línea base establecida en el 2019 que relaciona un total de 11.274.165 toneladas de CO₂ y de alcanzar cero emisiones netas de carbono para el 2050 (ECOPETROL, 2021) [1].

El objetivo a 2050 está basado en metas intermedias con un portafolio a corto, mediano y largo plazo.

Este proyecto tiene su justificación en dos razones fundamentales. En primer lugar, el proyecto es relevante porque permite avanzar en el análisis de alternativas tecnológicas

para disminuir la emisión de GEI. En segundo lugar, el proyecto se justifica porque su formulación podría generar una solución que permitiría la reducción significativa en los costos operativos que actualmente asume la empresa por el pago de regalías y que son de estricto cumplimiento, según lo establece la Resolución 18-1495 del 2 de septiembre de 2009 en el TITULO VI CONTROL DE YACIMIENTOS en su Artículo 52 Parágrafo 4 [7].

La generación de CO₂ en la estación seleccionada representa el 16,1% de las emisiones a nivel nacional, siendo la de mayor impacto en cuanto a emisiones de CO₂ a nivel de la industria de hidrocarburos en el país. Es importante mencionar que el análisis propuesto para esta estación específica podría replicarse para cualquier otra estación de tratamiento de crudo, de aquí la importancia de formular una propuesta o alternativa que oriente y ayude a mitigar este impacto que genera la quema de gas de antorcha en la estación.

Con el fin de soportar todo lo mencionado anteriormente, es necesario indicar que la combustión del gas realizada en teas en el mundo durante el año 2021 generó cerca de 382 millones de toneladas de CO₂ eq. [3].

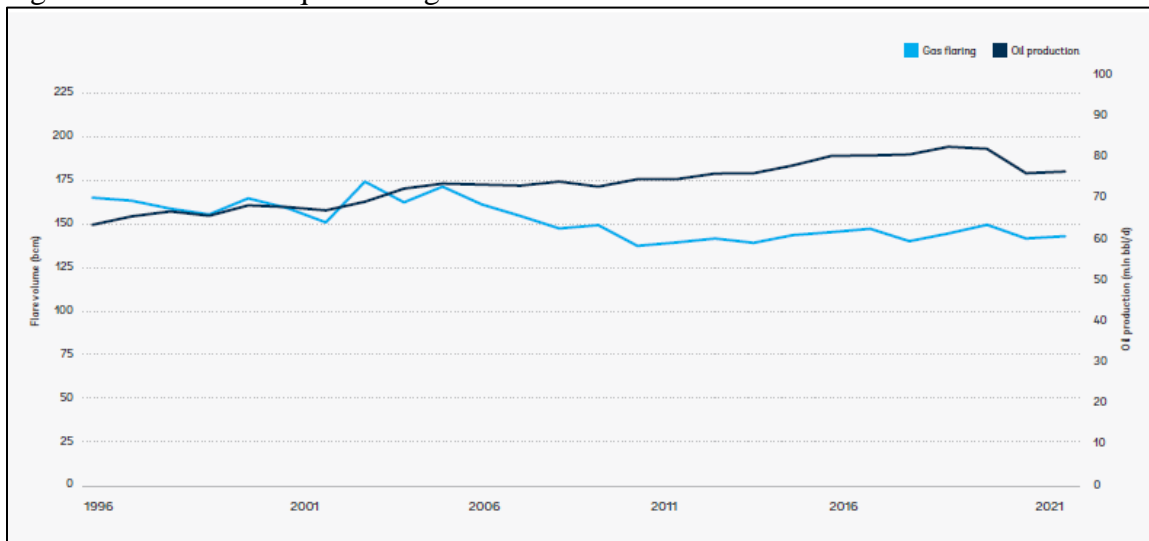
En Colombia para el mismo año (2021) se evidencio la emisión de 870 mil toneladas de CO₂ eq. [3].

Con respecto a la estación objeto de estudio, se obtiene de la base de datos del banco mundial una generación de CO₂ de 140 mil toneladas equivalentes para el año 2021 [3] que representan como ya se ha mencionado el 16,1% de las emisiones nacionales.

El CO₂ o dióxido de carbono es un gas de efecto invernadero que se genera cuando se realiza la combustión de cualquier sustancia que contiene carbono. Los principales componentes del gas de antorcha son CO₂ y CH₄ y, por tanto, bajo su manejo actual, este gas es una fuente energética importante que no se aprovecha y que además implica mayores emisiones de CO₂.

El comunicado DE PRENSA MAYO 05, 2022 del Banco Mundial [8] muestra como la quema de gas se mantuvo estable durante los últimos años, adicionalmente no se evidencian reducciones que proyecten un mejoramiento en los niveles de emisiones de gases efecto invernadero tal como se ilustra en la Figura 3. En consecuencia, se requiere implementar acciones urgentes que permitan dar cumplimiento a los compromisos que se tienen para el año 2030, se deben enfocar y direccionar esfuerzos en la búsqueda de proyectos y de estrategias que ayuden a disminuir la quema de gas en antorchas, aprovechar el gas residual y llevarlo a estados productivos, es decir, a la generación de diferentes tipos de energía que sean de utilidad para los procesos industriales de las mismas compañías petroleras o para fortalecer la inversión a las comunidades aledañas a los sitios de influencia de las estaciones de tratamiento de crudo.

Figura 3. Volumen de quema de gas en Colombia.



Nota. Adaptado de [8]

Mientras a nivel mundial los avances en la reducción de emisiones se estancaron, en Colombia se han realizado avances y ha disminuido la quema de gas [2]. Sin embargo, se debe seguir en esa dirección y buscar alternativas para disminuir la combustión del gas de antorcha y de esta manera generar energía útil, disminuyendo costos operacionales para las compañías y mitigando la emisión de gases efecto invernadero como el CO₂, para esto es fundamental tener en cuenta cada una de las alternativas descritas a lo largo del presente documento.

Capítulo 4

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

Los gases de efecto invernadero – GEI, se definen según [9], como aquellos componentes gaseosos que se encuentran en la atmosfera capaces de absorber y/o emitir radiación infrarroja, otros autores lo definen como aquellos gases que atrapan la energía del sol y la emiten en todas sus direcciones, y donde la más preocupante es aquella que se emite hacia la superficie de la tierra [10]. Los GEI promueven el cambio climático cuyas consecuencias ya se afrontan globalmente, y justifican la revisión y formulación de estrategias que ayuden a disminuir su emisión. El CO₂ hace parte de los gases de efecto invernadero y es un componente que necesariamente tiene origen durante la combustión del gas de antorcha.

El gas de venteo se define en la industria petrolera como la liberación de gas natural directamente a la atmósfera [11]. Según el autor los procesos de venteo no son perceptibles al ojo humano, pero las liberaciones que se hacen normalmente por válvulas de seguridad generan ruido. Es importante mencionar que las operaciones de venteo son parte del proceso de seguridad de las estaciones de tratamiento, estas liberaciones pueden ser seguras cuando el gas liberado es más liviano que el aire, evitando que dicho gas descienda a niveles del suelo lo cual evita que se generen riesgos a la seguridad de los trabajadores, la comunidad cercana a la estación y a la integridad de los equipos que se encuentran en las instalaciones donde se realizan los procesos de tratamiento de crudo y gas.

La combustión del exceso de gas hace parte del sistema de seguridad de una estación de tratamiento de crudo o gas, en donde los controles de presión y liberación de

gas hacen de una estación un campo seguro para su operación. Estos gases son el resultado de los diferentes procesos de separación y tratamiento del crudo y en sí de todos aquellos procesos químicos utilizados para tratarlo y separarlo tanto del agua como del gas. En este sistema, el exceso de gas de proceso se recolecta de diferentes unidades o paquetes de tratamiento para ser conducido y quemado en un dispositivo denominado **antorcha o tea**. Aunque este proceso evidencia una pérdida económica al quemar un gas que podría aprovecharse en combinación con otros procesos, no se han considerado usos alternativos por el costo significativo que implica la instalación, puesta en marcha y operación de equipos y sistemas que ayuden a darle manejo y aprovechamiento al gas remanente del proceso de tratamiento. Sin embargo, tecnologías recientes ofrecen un escenario que permite su adaptación para tener un mayor beneficio por el tratamiento adecuado de este gas.

Existen diferentes alternativas para recuperar el gas de antorcha, estas alternativas incluyen procesos que van desde la compresión e inyección en campos petroleros, transporte por tubería con destino a diferentes procesos, producción de gas natural licuado (GNL) o gas natural comprimido (GNC), producción de nafta y diésel a través de la conversión del gas a líquido (GTL), conversión de gas a químicos (GTC) produciendo químicos como metanol o dimetil éter (DME) y gas a etileno (GTE), hasta la generación de energía eléctrica mediante la utilización de turbinas de gas o motores de gas, ciclo de vapor Rankine, ciclo combinado y celda de combustible de óxido sólido. La Figura 4 ilustra diferentes opciones disponibles en la actualidad para la recuperación y utilización de gas de antorcha.

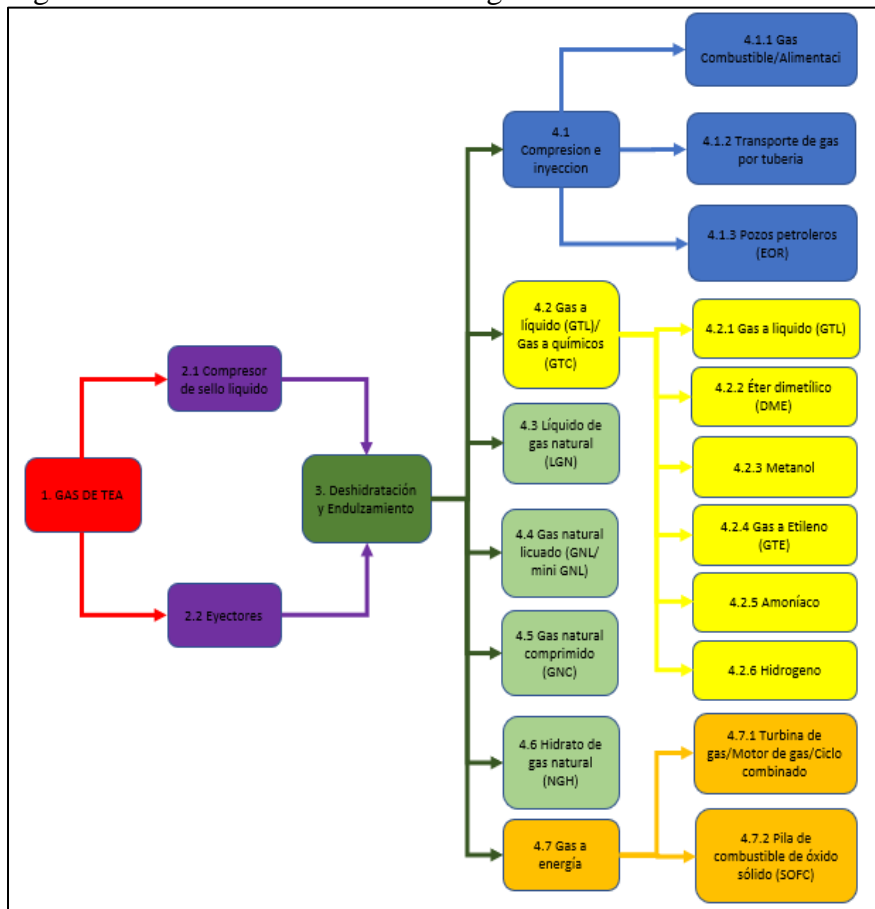
El ciclo comienza con la recuperación del gas que va hacia la tea o antorcha, este gas se pasa a través de compresores de anillo líquido o eyectores hacia el proceso de deshidratación y endulzamiento.

Los compresores o eyectores, equipos utilizados esencialmente en las refinerías y esporádicamente en estaciones de tratamiento de crudo cuando las condiciones del gas así lo ameritan, cumplen la función de aumentar la presión del gas a condiciones óptimas para los procesos aguas abajo. Los autores de [12] [13], describen en una investigación sobre el primer proyecto de recuperación de gas de antorcha de refinería en Egipto, las ventajas y desventajas del proceso que utilizó para su implementación el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Un proyecto similar se aplicó en una refinería de Italia. De acuerdo con el estudio correspondiente,

“La recuperación de gas de antorcha es uno de los métodos más atractivos para mejorar la eficiencia energética en las refinerías de petróleo para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.” [13].

Figura 4. Alternativas tratamiento de gas de antorcha.



Nota. Adaptado de [20] y a partir de la revisión de [12] [13] [14] [15] [16] [17] [18] [19] [21] [22] [23] [24] [25] [26] [27] [28] [29] [30] [31] [32] [33] [34] [35] [36] [37] [38] [39] [40] [41] [42] [43] [44] [45] [46] [47].

La deshidratación y endulzamiento del gas son procesos que se usan a nivel de refinерías y en ocasiones en estaciones de tratamiento de crudo dependiendo de la aplicación para el que se requiera o se utilice el gas, este proceso es necesario para acondicionarlo y poder llevarlo a tratamientos posteriores sin que afecte los equipos y facilidades aguas abajo. La deshidratación del gas es básicamente para prevenir la formación de hidratos en los gaseoductos y equipos. El endulzamiento busca eliminar H_2S y CO_2 mediante procesos de absorción [14].

Una vez definido si debe o no realizar endulzamiento y/o deshidratación del gas, lo cual depende del uso para el cual se requiere y del tipo de instalación donde se recuperará,

(refinería o estación de tratamiento), se deben definir las etapas siguientes, es decir, las alternativas de aprovechamiento del gas a utilizar. Como se mencionó anteriormente, La Figura 4 corresponde a las alternativas a analizar, las cuales son: compresión e inyección, gas a líquido (GTL), líquidos de gas natural (LGN), gas natural licuado (GNL), gas natural comprimido (GNC), hidratos de gas natural (HGN) y gas a energía eléctrica (GTW).

4.1 Los procesos de compresión y reinyección

La compresión consiste en aumentar la presión del gas de antorcha para ser utilizado como fuente combustible de proceso de otras unidades [15].

La reinyección consiste en llevar el gas a profundidades subterráneas con el fin de lograr recuperar crudo o de eliminar gases altamente contaminantes. Los autores de [16] [17], mencionan que los gases de reinyección se usan para recuperar petróleo o eliminar gases altamente contaminantes donde los costos de reinyección son menores que los costos del proceso de eliminación de contaminantes como el azufre. Este tipo de alternativa se usa cuando los costos de recuperación de gas de antorcha no son rentables bajo ninguna otra alternativa [18]. El proceso de compresión y reinyección incluye las siguientes tecnologías:

4.1.1 Gas combustible o gas de alimentación de proceso

Según [15], un sistema de reciclaje de gas de antorcha recolecta y comprime el gas antes de que llegue al sitio de combustión (después de salir del cuentagotas) de la cámara de combustión principal y lo enfría para reutilizarlo en el sistema de gas combustible o como alimentación de los equipos y/o procesos de la refinería o estaciones de tratamiento de crudo. Para la utilización de esta alternativa es fundamental y necesario revisar la

composición del gas a recuperar, el cual debe tener características o especificaciones alineadas a las necesidades de los equipos o procesos para los cuales se utilizaría.

El mismo autor [15], también menciona que un porcentaje del gas de antorcha es utilizado como gas combustible en el sitio (como por ejemplo para calentadores de proceso o para accionar compresores alimentados con gas natural), adicionalmente otro estudio [19] indica la importancia del manejo de los gases de baja presión en instalaciones de petróleo y gas, y mediante simulaciones comparan diferentes estrategias para utilizarlo como combustible o materia prima en diferentes procesos [19]. Los autores concluyen que este tipo de alternativas no son suficientes para el manejo del gas considerando el volumen que se genera en cada refinería o estación de tratamiento.

4.1.2 Transporte de gas por tuberías (Gasoductos)

Los autores de [20], indican que ésta es la alternativa más sencilla y económica cuando se trata de gas asociado aguas arriba de las industrias de petróleo y gas. Con esta alternativa el gas de antorcha recuperado es transportado a través de gasoductos para atender servicios que pueden relacionarse con gas doméstico, centrales eléctricas entre otros servicios industriales. Básicamente, para que la alternativa sea viable se debe disponer de distancias cortas y mercados grandes. Las grandes distancias, aumentan el costo de esta solución, esto considerando la necesidad de implementar estaciones elevadoras de presión que garanticen la llegada del gas a los puntos en donde se requiere su suministro, sumado a esto, las zonas con gran número de habitantes podrían generar un incremento considerable en la instalación de tuberías enterradas y un costo adicional tal como lo evidencia [21]. Adicionalmente, los problemas de propiedad de los predios, los

permisos ambientales, situaciones de entorno entre otras hacen que este tipo de alternativa presente dificultades para su implementación [22].

4.1.3 Reinyección de gas

Este proceso se utiliza en la gran mayoría de los casos cuando no existe una alternativa viable de recuperación del gas de antorcha [18], este proceso se utiliza cuando no existe un sustituto rentable para la recuperación y aprovechamiento del gas de antorcha o gases asociados. La mayor dificultad de esta alternativa radica en las consideraciones de ingeniería de los yacimientos y en los compresores requeridos para el proceso de reinyección [20]. La reinyección de gas puede utilizarse para recuperación de crudo o para reinyectar el gas cuando éste contiene gases altamente contaminantes [16] [23].

4.2 Gas a productos líquidos GTL - Gas a productos químicos GTC

Según [24], estas alternativas tienen como base principal el transporte y almacenaje eficiente y fácil del gas, para lo cual se utilizan tecnologías de conversión de gas a líquido que se llevan a cabo de manera física o química. El mismo autor [24] plantea que dentro de la de conversión de gas a líquido, ya han sido probadas tecnologías de conversión de manera física (GTL) y química (GTC), así como también es importante, resaltar lo mencionado por este autor con relación a las tecnologías GTL y GTC, en el que destaca el enfoque y el interés que tienen los proveedores tecnológicos actuales de este tipo de soluciones en aportar mayores esfuerzos para el diseño y fabricación de equipos y procesos relacionados con la conversión del gas a líquidos, sea de manera física o química que permitan eliminar la quema de gas en lugares remotos.

4.2.1 Gas a líquido GTL

Algunos autores indican que la creciente demanda actual de petróleo se puede abordar mediante el proceso GTL en el que los combustibles líquidos procesados (p. ej., nafta, queroseno, gasolina, diésel y cera) se producen a partir de gas natural [25] [24]. Este tipo de alternativa se ha venido desarrollando gracias a los nuevos avances tecnológicos, el aumento de los precios del petróleo y la movilización para utilizar más reservas de gas natural asociado [20]. Tecnología que ofrece combustibles que se consideran muy limpios, que no contienen azufre y con menores emisiones de hidrocarburos entre otras ventajas con respecto a los combustibles tradicionales. Adicionalmente este tipo de tecnologías que aunque inicialmente estaba enfocada para convertir 300 MMSCFD de gas en 30000 BPD de diésel o gasolina [24], se han empezado a introducir plantas de menor escala que permiten convertir pequeñas plantas de gas y se vuelven una alternativa para recuperación de gas de antorcha, tal como se menciona en [26] [27], en el que indica que las tecnologías miniGTL como se le conocen a las plantas que convierten menores cantidades de gas a diésel o gasolina, no son solo un enfoque potencial para el futuro sino que ya están disponibles las primeras aplicaciones comerciales.

4.2.2 Dimetil éter DME

El dimetil éter es el resultado de la deshidratación del metanol, producto para uso doméstico, aerosoles propulsores, en sustitución de cloro fluorocarbonos [20]. El DME tiene propiedades físicas similares a las del GLP por lo que se considera un sustituto en potencia según lo indican [28] [29]. Adicionalmente, dentro de la literatura consultada, se

puede evidenciar su posible uso como combustible con un menor valor de emisiones que ayudaría de manera positiva a la disminución de gases efecto invernadero [20].

4.2.3 Metanol

La producción de metanol puede realizarse a partir de gas o mediante hidrogenación del CO_2 , se considera materia prima para producción de químicos como el dimetil éter, ácido acético entre otros. La tecnología del metanol se puede utilizar para la producción de olefinas, especialmente etileno y propileno [30, 31, 32, 29]. El metanol es un elemento que está siendo considerado como un portador para el transporte marítimo del hidrogeno, lo que suma puntos a su gran importancia como tecnología [33].

4.2.4 Gas a etileno GTE

El etileno es uno de los productos químicos más importantes en la industria petroquímica, tal cual lo confirma [20], quien indica que es uno de los productos de mayor importancia y que se produce en grandes cantidades en todo el mundo. Los autores de [30] [34], mencionan que es el principal hidrocarburo utilizado en la industria petroquímica y el más consumido de los componentes básicos de las olefinas.

Para la producción de etileno se requiere de un proceso de craqueo térmico, enfriamiento rápido, tratamiento de compresión de gas, purificación de etilenos y refrigeración, lo que supone un gran consumo energético.

4.2.5 Amoniaco

Utilizado principalmente como fertilizante [35] [36]. Actualmente se produce mediante el reformado de gas natural, líquidos de gas natural, gas licuado de petróleo y

nafta, o mediante oxidación parcial de gases pesados [37]. De esta alternativa se resalta que resultado del proceso se genera CO_2 , por lo que deben buscarse estrategias de manejo de este residuo para garantizar disminuir emisiones.

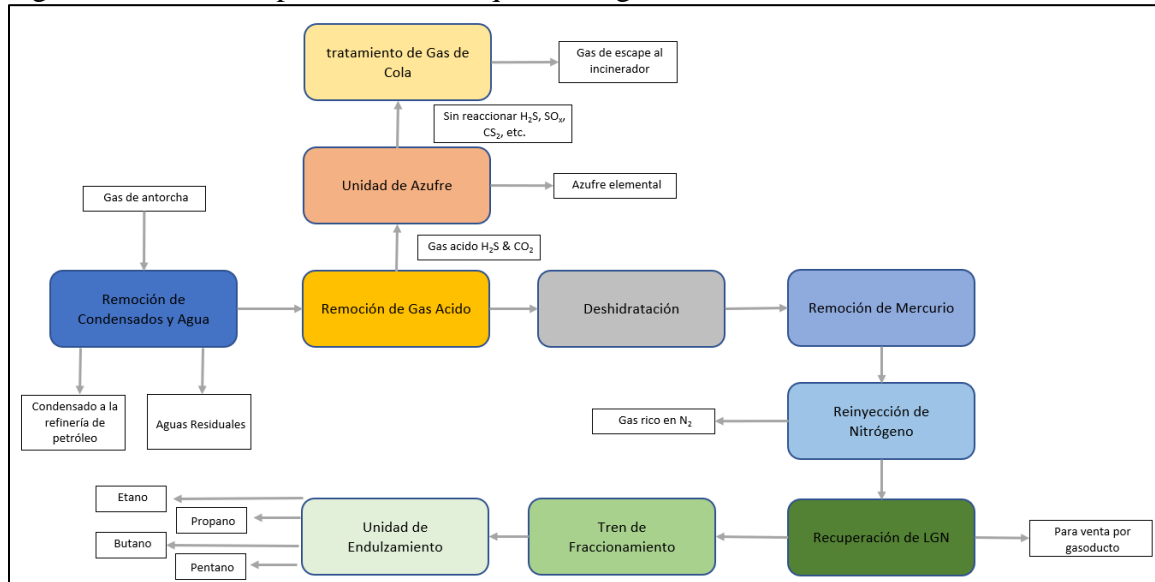
4.2.6 Hidrógeno

De esta alternativa es relevante mencionar el gran impacto energético que se genera en la producción del gas de síntesis, cuyos principales componentes son el CO y H_2 . Adicionalmente es importante tener en cuenta que la producción de gas de síntesis de donde se obtiene el H_2 , es la parte más costosa y que consume más energía de una planta de GTL y GTC [20]. Es una tecnología que evidencia ciertos avances tecnológicos entre los cuales se destaca la llegada del reactor de membrana, un separador reactivo que podría generar CO y H_2 [31] [38]. Adicionalmente, existe una gran posibilidad de generar hidrogeno puro usando estos reactores de membrana [39].

4.3 Líquidos de gas natural LGN

Se relaciona específicamente con la producción de productos como propano, butano e hidrocarburos de mayor peso molecular, los cuales se dan como resultado del procesamiento del gas crudo o gas asociado, por lo que el gas de antorcha sería una fuente idónea para este tipo de alternativa, estos productos se obtienen de la base del gas asociado proveniente de los pozos vecinos o cercanos a estaciones de recolección ([20]. El gas de antorcha requiere de diferentes pasos para lograr la producción de líquidos de gas, dentro de los cuales se destacan la condensación y remoción de agua, remoción de ácidos, deshidratación, remoción de mercurio, entre otros [40] y cuyo proceso más detallado se evidencia en la Figura 5.

Figura 5. Proceso de producción de líquidos de gas.



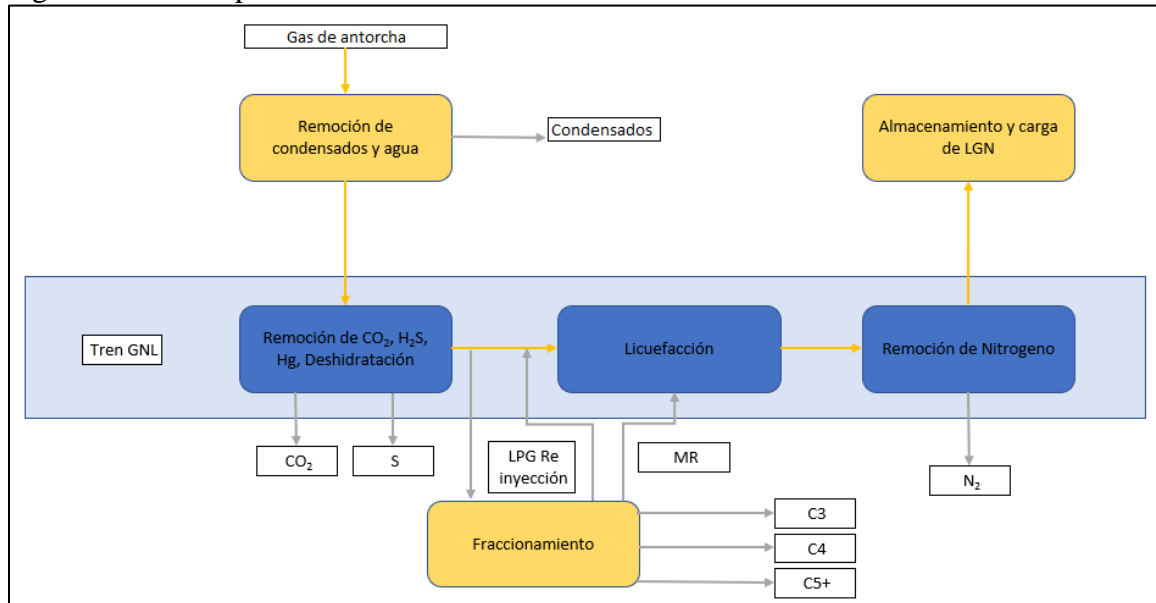
Nota. Adaptado de [40].

4.4 Gas natural licuado GNL

Se debe resaltar que es uno de los métodos que permite transportar el producto de manera más segura, en mayor cantidad, a mayores distancias y de manera más económica, adicionalmente puede almacenar mayores cantidades del producto, esto como resultado del proceso de licuefacción mediante enfriamiento usando varios procesos criogénicos, y luego se reduce su presión a las condiciones atmosféricas, lo que hace que el proceso de almacenamiento de gas sea más seguro y económico [20].

El gas enfriado y licuado ocupa una parte de las 600 (1/600) de volumen promedio cuando este se lleva a una temperatura de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$. [41]. La Figura 6 ilustra una planta típica de GNL que incluye procesos como la eliminación del CO_2 , secado o eliminación de H_2O en caso de requerirse compresión, licuefacción, refrigeración entre otros requeridos para el óptimo funcionamiento de la planta de GNL [42].

Figura 6. Planta típica de GNL.



Nota. Adaptado de [42]

4.5 Gas natural comprimido GNC

Esta alternativa es ideal para distancias cortas y medianas, es una de las alternativas de menor costo en su aplicación, ya que el proceso de compresión y regasificación es más sencillo y menos costoso que los procesos de licuefacción y refrigeración utilizados en el proceso de GNL. Es importante tener en cuenta que para la aplicación de esta alternativa el preprocesamiento requiere remoción de hidrocarburos pesados para evitar condensación, remoción de contaminantes como el H_2S , CO_2 , entre otros, deshidratación y ajuste del punto de rocío del gas para evitar la formación de gotas de líquido durante todo el proceso de compresión [43]. Algunas de las ventajas del GNC son: i) Un proceso sencillo de producción y regasificación, ii) facilidad de implementación y operación, iii) instalaciones costeras más baratas y iv) menor inversión de capital, entre otros [43].

4.6 Hidratos de gas natural HGN

Esta alternativa presenta dificultades por sus avances tecnológicos pues se trata de tecnologías que están en estudio a escala de laboratorio [20]. Esta tecnología incluye transporte del gas desde el campo hasta el mercado o centros de consumo, incluyendo la producción, el transporte y la conversión del gas. Considerando el estado actual de esta tecnología y las necesidades actuales de tomar acciones rápidas al manejo de GEI esta alternativa no podría ser considerada dentro de las soluciones a corto plazo por muchas de las industrias del sector de hidrocarburos.

4.7 Gas a energía eléctrica

Alternativa que consiste en la generación de vatios utilizando SCFD de gas, esta alternativa es una de las más recomendadas en la literatura actual, que requiere un pretratamiento mínimo del gas es una alternativa que, combinada con otras tecnologías, ofrecen un escenario más optimista para el manejo adecuado del gas de antorcha [20] [44] [45] .

Autores como [44], describen un ciclo de turbina de gas típico para la generación de energía, en este artículo solo se evidencia un ciclo y el calor generado por la turbina de gas no es aprovechado, mientras que [45] describe un modelo basado en el ciclo combinado, en donde el calor arrojado por la chimenea de una turbina de gas es capturado y aprovechado para generar energía a través de una turbina de vapor.

Es importante mencionar que en muchas ocasiones no se requiere pretratamiento del gas cuando se utilizan moto-generadores o microturbinas para la generación eléctrica,

según [20] , si existe una cantidad considerable de H_2S en el combustible, se debe considerar el pretratamiento.

En la implementación de este tipo de tecnologías, se debe tener en cuenta factores como la calidad del gas de antorcha a utilizar, para lo cual es necesario contar con las cromatografías respectivas que permitan realizar un análisis de la composición gas y poder determinar las diferentes etapas a utilizar con el fin de eliminar aquellos elementos que puedan afectar la vida útil de los equipos para la generación eléctrica, como compresores, turbinas, moto generadores, entre otros que se pueden utilizar como posibles alternativas para generar electricidad y aprovechar de manera adecuada el gas de antorcha. Adicionalmente es necesario tener en cuenta la cantidad de gas producido vs la capacidad mínima y máxima que pueden manejar los equipos de generación de energía eléctrica, este factor es vital para obtener un máximo rendimiento y efectividad de los quipos. Dentro de los mecanismos o equipos para la generación de energía, y tal como se evidencia en la Figura 4, numeral 1.7.1, se destacan las turbinas de gas, motor de gas y ciclo combinado, que como lo menciona el documento en desarrollo son los medios con los cuales se genera energía eléctrica utilizando el gas de antorcha.

Dentro de la generación de energía eléctrica se relaciona una alternativa dentro de la Figura 4, identificada con el numeral 1.7.2 , conocida como pila de combustible de óxido sólido, esta alternativa según [20], es otra forma de generar energía utilizando combustibles de hidrocarburos, la cual se basa en una celda de combustible de oxido solido (SOFC), que produce cantidades considerables de calor residual que puede recuperarse entre otras formas de energía, en energía eléctrica tal como lo menciona [46]. Como consideración

importante para la implementación de esta tecnología es la necesidad de eliminar el azufre del gas en caso de que este lo contenga.

La quema de gas de antorcha en definitiva es uno de los retos que tiene el sector de hidrocarburos para disminuir la generación de gases efecto invernadero y primordialmente la reducción del CO₂. Es evidente la gran importancia de darle manejo adecuado al gas residual quemado en antorchas, Colombia ha realizado avances y ha disminuido las quemas de gas, sin embargo, se debe seguir en esa dirección y buscar disminuir en su totalidad dicha combustión y fortalecer la matriz energética del país utilizando procesos de cogeneración con fuentes residuales como el gas de antorcha, y de esta manera generar energía útil, disminuyendo costos operacionales para las compañías y mitigando la emisión de gases efecto invernadero, para esto es fundamental tener en cuenta cada una o la combinación de varias de las alternativas descritas a lo largo del presente documento.

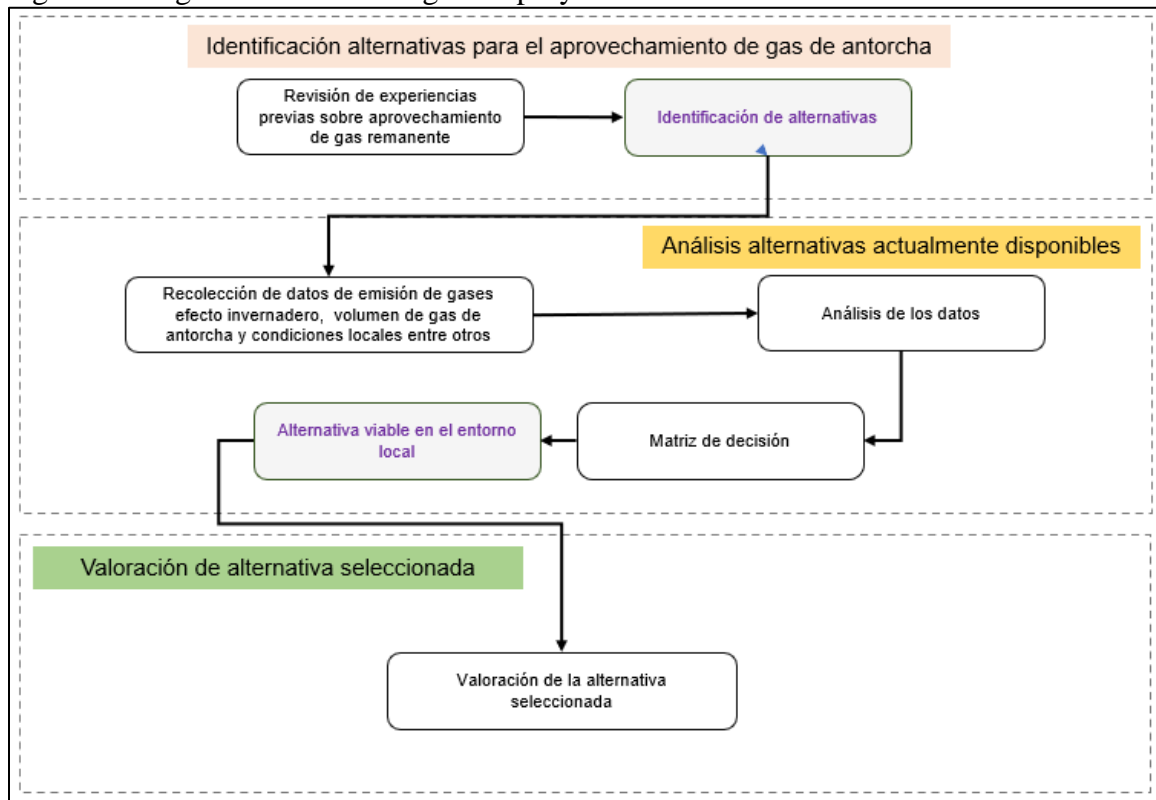
En el caso de la estación objeto estudio, solo se evidencia el aprovechamiento de una pequeña parte del gas de antorcha, este gas es utilizado como alimentación o combustible de otros equipos o procesos. Considerando lo anterior, es importante buscar una alternativa adicional que ayude con el manejo del gas de antorcha de tal manera que se transforme en otro tipo de energía que ayude a disminuir la emisión de GEI generados por la combustión del gas de antorcha. Adicionalmente al beneficio ambiental que resulta de manejar de manera adecuada este gas, este tipo de soluciones ofrece un beneficio económico que implica la recuperación de líquidos como la nafta y la conversión del metano en metanol, disminución en pago de regalías por quemas que exceden las permitidas, entre otros beneficios por compensación a la inversión ambiental voluntaria.

Capítulo 5

METODOLOGÍA

La metodología se desarrolló en tres etapas, según se ilustra en la Figura 7: i) identificación de alternativas para el aprovechamiento de gas de antorcha, ii) análisis y selección de las alternativas disponibles actualmente utilizando una matriz de decisión que involucre aspectos de la tecnología y del contexto local y iii) valoración de la alternativa más favorable en términos ambientales y económicos.

Figura 7. Diagrama de metodología del proyecto



Nota. Elaboración propia, 2022.

- **Identificación de alternativas:**

En esta etapa se realizó la revisión sistemática de literatura. La búsqueda inicial, en bases de datos científicas como ScienceDirect indicó un número limitado de referencias.

A manera de ejemplo, la búsqueda en esta base de datos para los últimos 5 años con la ecuación de búsqueda “*flare gas recovery*” AND *oil field*, indicó solamente 28 artículos científicos. Tratándose de un tema de alta especificidad y de generación de evidencia compleja, se decidió recurrir a estrategias que permitieran un mejor rendimiento por hora invertida y al mismo tiempo identificar fuentes importantes que de otro modo se pasarían por alto. En línea con esa decisión, se utilizó el método de búsqueda bola de nieve, también conocido como seguimiento de referencias, o tracking reference, para identificar artículos e informes técnicos relevantes. Se consideraron experiencias previas expuestas en 14 artículos científicos, 27 estudios técnicos y 6 artículos de tesis, realizados por organizaciones como el Banco Mundial, Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol y otras empresas del sector. Adicionalmente se hicieron múltiples consultas a profesionales con experiencia en el sector, específicamente en áreas de planeación, ingeniería, comisionamiento y operaciones, y se revisaron contenidos en páginas web de empresas relacionadas con el tema, incluidas las del grupo Ecopetrol. Toda la información consultada está relacionada con la recuperación, tratamiento y aprovechamiento del gas de antorcha, gas residual o gas de TEA como se ha denominado en el proyecto al gas obtenido del proceso de tratamiento del crudo. Con este escenario de información se identificaron varias alternativas comerciales para el aprovechamiento de este gas.

- Análisis de alternativas:

Una vez se identificaron las alternativas actualmente disponibles, se realizó el análisis de éstas considerando las condiciones locales del sitio de interés para el proyecto. Para ello, se tomaron datos de las propiedades, el volumen y la composición del gas generado en la

estación. Adicionalmente se tuvieron en cuenta aspectos como la madurez tecnológica que se mide a través de 9 niveles de madurez conocidos como TRL (Technology Readiness Levels (TRLs), costos de capital y operativos, impacto ambiental en términos de emisiones de CO₂ eq., condiciones de seguridad y la distancia del mercado a la estación objeto de estudio.

A partir de las alternativas identificadas como disponibles actualmente y de las variables antes mencionadas, se construyó una matriz de decisión cualitativa, que permitió organizar la información, verificar y priorizar las tecnologías que podrían recomendarse para el caso específico objeto de estudio.

Una vez seleccionadas las categorías que hacen parte de la matriz de decisión, se realiza un análisis por cada tecnología para su posible implementación. Cada uno de los símbolos representa criterios que van desde el uso viable de la tecnología, hasta su inviabilidad (símbolo de “Necesita revisión profunda”) considerando la situación particular de la estación bajo análisis. Criterios intermedios incluyen la necesidad de una revisión básica, y situaciones en donde la solución no tiene relación o no se afecta por el criterio evaluado se identifica con el símbolo de “No aplica”.

- Valoración y selección de alternativas:

Una vez identificadas las alternativas que podrían ser inicialmente viables, se realiza una valoración cualitativa en términos ambientales y económicos con el fin de identificar el impacto de la alternativa propuesta y de esta manera determinar si la solución es la más adecuada para la estación de interés de este proyecto. Como parte del desarrollo de esta parte de la metodología del proyecto, se utilizó como entrada, la propuesta de un proveedor

de microturbinas, estimados de ingeniería, estimados de construcción y un promedio de AIU para este tipo de proyectos, que permitió presentar un estimado del presupuesto requerido para su implementación, precios que están con una TRM actualizada. Adicionalmente se presenta un escenario con los impactos ambientales en términos de CO₂ mitigado.

Capítulo 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos en cada una de las fases de la metodología propuesta.

6.1 Identificación de alternativas para el aprovechamiento del gas de antorcha.

En desarrollo de esta primera fase se identificaron 18 posibles tecnologías, que podrían aplicarse para tratar, recuperar y aprovechar el gas de antorcha en instalaciones de producción y tratamiento de crudo. Para mayor facilidad, estas tecnologías se agruparon en 4 categorías: i) compresión e inyección, ii) procesamiento del gas y licuefacción, iii) gas natural a líquidos (GTL) y iv) generación de energía eléctrica conocida como “*Gas to Power*”. La Tabla 2 sintetiza estos resultados, indicando la aplicación de las tecnologías en tres tipos de instalaciones: estaciones de tratamiento, refinerías y plantas petroquímicas. En general, se verificó que algunas de las tecnologías identificadas son utilizadas tanto en refinerías como en estaciones de tratamiento. En algunos casos las tecnologías disponibles son viables en refinerías, pero no aplican para estaciones de tratamiento de crudo. Por ejemplo, mientras que el gas de antorcha generado en estaciones de tratamiento de crudo se comprime e inyecta en gasoductos, el gas de antorcha generado en refinerías es usualmente utilizado en las mismas instalaciones que por su naturaleza requieren del gas como materia prima para alimentar procesos específicos. En relación con las tecnologías asociadas a los líquidos de gas natural, usualmente no se utilizan en refinerías. Las razones pueden ir desde temas internos como las propiedades del gas generado (gas asociado, gas

obtenido del tratamiento del crudo) [20] hasta temas operativos y de transporte hasta las unidades de LGN.

Tabla 2. Identificación de alternativas para el aprovechamiento de gas de antorcha.

Categoría Principal	Tecnología	Gas de antorcha (Estaciones de tratamiento)	Gas de antorcha (refinerías)	Compañías petroquímicas
Compresión e inyección	Reinyección a pozos de crudo	OK	OK	
	Alimentación de proceso		OK	OK
	Gas combustible		OK	OK
	Gasoductos	OK		
Procesamiento / Licuefacción y Transporte de Gas	Líquidos de gas natural (LGN)	OK		
	Gas natural comprimido (GNC)	OK	OK	
	Gas natural licuado (GNL)	OK	OK	
	Hidratos de gas natural (HGN)	OK	OK	
Gas natural a líquido	Gas a líquido (GTL)	OK	OK	
	Hidrogeno	OK	OK	OK
	Dimetil éter (DME)	OK	OK	
	Metanol	OK	OK	
	Gas a etileno (GTE)	OK	OK	
	Amoniaco	OK	OK	
Gas a energía (Gas to power)	Turbina de gas	OK	OK	OK
	Motor a gas	OK	OK	OK
	Ciclo combinado	OK	OK	
	Pila de combustible de óxido sólido	OK	OK	

Fuente: Elaboración propia basada en [20] y a partir de la revisión de [12] [13] [14] [15] [16] [17] [18] [19] [21] [22] [23] [24] [25] [26] [27] [28] [29] [30] [31] [32] [33] [34] [35] [36] [37] [38] [39] [40] [41] [42] [43] [44] [45] [46] [47].

La Tabla 2 también muestra que para el caso de compañías petroquímicas el rango de opciones es más limitado, sólo se visualizan 5 opciones tecnológicas para implementarse en este tipo de instalaciones. Es decir, cuenta con un escenario menos favorable para el manejo del gas de antorcha o residual. Esto debido a su razón de ser como compañía petroquímica, es decir son compañías que toman el gas natural y algunos derivados para transformarlos en materias primas, es decir pueden tomar el metano, el etano o las naftas del gas natural y producir petroquímicos no básicos como amoniaco, metanol entre otros, y de estos generar productos como acrilonitrilo y metalaminas que a su vez sirven para generar fertilizantes, desinfectantes u otros productos. Es decir, aunque el gas es más

aprovechado en estas compañías, el gas que se quema es menor, por lo que los usos o alternativas para el gas de tea son mucho menores.

Tres tecnologías de las relacionadas en la Tabla 2 pueden utilizarse en cualquiera de los tres tipos de instalaciones (Estaciones de tratamiento, refinerías y compañías petroquímicas), estas tecnologías están asociadas a la producción de hidrogeno que hace parte de la alternativa gas a liquido (GTL), turbinas de gas y motores de gas que hacen parte de la alternativa “*Gas to Power*” es decir generación de energía eléctrica con gas.

6.2 Análisis de las alternativas disponibles actualmente para la estación objeto de estudio.

Una vez concluida la fase anterior, y con un escenario amplio de opciones para tratar el gas de antorcha en estaciones de tratamiento, se realizó una recopilación de datos requeridos para el desarrollo de la segunda fase de la metodología, que considera además de las tecnologías posibles, el entorno local que influencia su implementación. La información sistematizada se relaciona con las propiedades, volumen y condiciones del gas de antorcha generado en la estación de interés y se indica en la Tabla 3.

Tabla 3. Volumen. Propiedades y composición del gas generado en la estación objeto de estudio.

ítem	Descripción	Unidad	Valor (Promedio)	Valor mínimo	Valor máximo	Fuente
1	Volumen de gas producido día*	MSCFD	5	4	10,25	Ecopetrol
2	Volumen de gas quemado año*	MMCFA	50,97	N/A	N/A	
3	Presión del gas de antorcha*	psig	N/A	2	8	
4	Temperatura del gas de antorcha*	oF	N/A	90	120	
5	Nitrógeno**	%mol	12,564	4,016	42,733	
6	H2S**	ppm	+/-50	+/-50	+/-50	
7	CO2**	%mol	44,17	25,90	57,21	
8	Metano**	%mol	22,12	12,5830	28,78	

9	Etano**	%mol	2,487	1,383	4,465	
10	Propano**	%mol	2,93	0,2390	5,13	
11	Isobutano**	%mol	1,364	0,079	2,475	
12	n-Butano**	%mol	4,12	0,4990	7,77	
13	Isopentano**	%mol	2,878	0,292	4,707	
14	n-Pentano**	%mol	2,95	0,6720	5,58	
15	n-Hexano**	%mol	1,631	0,383	3,940	
16	n-Heptano**	%mol	0,86	0,1060	2,06	
17	n-Octano**	%mol	0,397	0,233	0,890	
18	n-Nonano**	%mol	0,12	0,0030	0,27	
19	n-Decano**	%mol	0,015	0,0000	0,051	
20	Oxígeno**	%mol	1,98	0,0000	8,27	
21	LHV**	BTU/CF	832	324	1087,3	
22	Hidrocarburos**	%	41,6	23,1	51,3	
23	Inertes**	%	56,7	45,7	69,8	
24	C3+**	%	17	3,2	22,6	
25	Emisión de CO2 año*	tCO2e	141764	N/A	N/A	Banco Mundial

Fuente: Elaboración propia.

Nota: * Datos del 2021. ** Datos del periodo 28 de mayo de 2021 al 24 de marzo de 2022.

La información en la Tabla 3 muestra el volumen del gas tanto el generado por día como el quemado por año, la presión y temperatura del gas de antorcha, la composición del gas, y sus valores mínimos y máximos por componente, y el nivel de emisiones de CO_{2eq.} por año. Esta información es resultado de mediciones tomadas a lo largo de la historia de la estación objeto de estudio y recopilada a partir de documentos técnicos de la compañía que usualmente informan datos promedio anuales. Sin embargo, recientemente se han efectuado mediciones continuas cuyos registros están disponibles para el periodo del 28 de mayo de 2021 al 24 de marzo de 2022 (Ver Anexo 1). La información para los gases CO₂ y H₂S es importante, puesto que es un indicador de la necesidad de tratamiento del gas dependiendo de la tecnología que se va a utilizar. Se puede evidenciar a partir del análisis de esta información que el porcentaje de los gases inertes puede variar entre un 20% y un 55% aproximadamente, comportamiento muy similar a los datos históricos

plasmados en la Tabla 3. Adicionalmente, la información sobre la composición del gas que influye significativamente sobre el uso de la tecnología para su aprovechamiento se actualizó con datos que se tomaron para los meses de junio y julio de 2022, con intervalos de aproximadamente 10 minutos. Durante este tiempo se recolectaron 94012 registros que fueron medidos por analizadores de gas o cromatógrafos instalados sobre la línea de gas de antorcha y que permitieron realizar un análisis de los datos adicional, análisis enfocado en la composición y comportamiento de los componentes del gas, dicho resultado se relaciona en el Anexo 2 y 3 del presente documento y se resume en la Tabla 4.

Tabla 4. Análisis de composición del gas para el periodo junio- julio 2022 usando R.

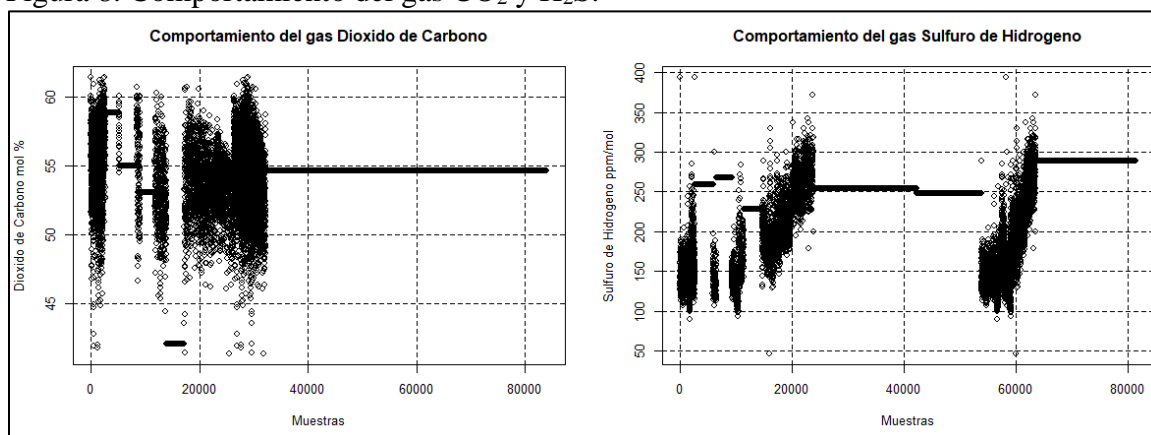
ítem	Descripción	Unidad	Valor (Promedio)	Valor mínimo	Valor máximo
1	Nitrógeno	% mol	5,906	1,190	23,450
2	CO ₂	% mol	54,15	41,35	61,41
3	Metano	% mol	21,73	11,34	38,42
4	Etano	% mol	3,16	2,29	4,08
5	Propano	% mol	4,423	2,970	7,210
6	Isobutano	% mol	2,355	1,260	3,870
7	n-Butano	% mol	4,91	3,31	9,89
8	Isopentano	% mol	2,374	1,340	7,210
9	n-Pentano	% mol	1,599	0,830	6,230
10	LHV	BTU/CF	733,2	571,6	997,4
11	H ₂ S	ppm	242,81	46,28	394,03
12	HHV	BTU/CF	773,4	623,3	997,5

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 4 ilustra la alta variabilidad de la composición molar del gas de antorcha. Tanto el CO₂ como el H₂S le imprimen al gas un carácter ácido que resulta inconveniente para su uso posterior en equipos como por ejemplo motores de compresores. La Figura 8 ilustra con mayor claridad el comportamiento inestable del CO₂ y el H₂S. Esta inestabilidad se explica en la entrada y salida de operación de los diferentes pozos, cada uno de ellos tiene en su interior crudo y gas con una composición que normalmente es diferente a la de

cualquier otro pozo, por lo que entonces se hace necesario buscar soluciones para el manejo de estos cambios que afectan la composición del gas. Esta variación también se debe al proceso de tratamiento (químico) al que se somete el crudo durante su etapa de producción.

Figura 8. Comportamiento del gas CO₂ y H₂S.



Fuente: Elaboración propia, 2022. Periodo Junio – Julio 2022

Una vez obtenida la información anterior que detalla el comportamiento del gas en la estación, y conociendo el volumen de gas producido por día, que para el caso en estudio corresponde a 5 MSCFD, se construye la matriz de decisión con el fin de seleccionar aquellas alternativas que se considerarían viables para proponer como solución en el manejo del gas de antorcha. La matriz de decisión tiene en cuenta los siguientes criterios de evaluación cualitativa para cada tecnología: i) características de gas de antorcha (composición y perfil de producción ver Anexo 4), ii) entorno local (entorno y transporte al mercado); iii) tecnología (maduración tecnológica, impacto ambiental) y iii) economía (Costos de capital y operación e ingresos por comercialización del producto) de cada tecnología. La matriz elaborada se relaciona en la Figura 9.

Figura 9. Matriz de decisión.

Ítem	Descripción	Composición del gas	Perfil de producción	Transporte al mercado	Entorno	Impacto ambiental/Eficiencia energética (Carbono)	Maduración tecnológica	Ingresos por comercialización del producto	Capex/Opex
1	Gas por Tubería	⊖	⊖	⊖	👁️	☑️	☑️	⊖	⊖
2	Alimentación del proceso	☑️	⊖	⚠️	☑️	☑️	☑️	⚠️	☑️
3	Reinyección de gas	☑️	⊖	⚠️	👁️	👁️	☑️	👁️	⊖
4	Líquidos de gas (LGN)	⊖	⊖	⊖	⊖	☑️	☑️	⊖	⊖
5	Gas natural licuado (GNL)	⊖	⊖	👁️	⊖	☑️	⊖	⊖	⊖
6	Gas natural comprimido (GNC)	⊖	⊖	⊖	⊖	☑️	⊖	☑️	⊖
7	Gas a líquido (GTL)	⊖	⊖	⊖	⊖	⊖	⊖	☑️	👁️
8	Gas a químicos (GTC)	⊖	⊖	⊖	⊖	⊖	☑️	☑️	👁️
9	Gas a energía GTW	⊖	⊖	☑️	☑️	⊖	☑️	☑️	⊖

☑️	Uso viable	👁️	Necesita revisión profunda
⊖	Se debe revisar	⚠️	No aplica

Fuente: Elaboración propia, adaptando la metodología [20] y a partir de la revisión de [12] [13] [14] [15] [16] [17] [18] [19] [21] [22] [23] [24] [25] [26] [27] [28] [29] [30] [31] [32] [33] [34] [35] [36] [37] [38] [39] [40] [41] [42] [43] [44] [45] [46] [47].

Las 18 tecnologías identificadas se agruparon en nueve categorías según se ilustra en La Figura 9:

- Dentro de la alternativa “compresión e inyección del gas” considerada en la Tabla 2, la opción de usar el gas como gas combustible y alimentación de proceso se fusionó bajo el criterio “Alimentación de proceso” [15], esto considerando que las dos opciones serían aplicables única y exclusivamente dentro de la estación, lo que terminaría siendo un consumo interno que al final es alimentación de proceso ya sea como combustible u otra forma de alimentación a otras unidades de la estación.
- La alternativa de procesamiento, licuefacción y transporte del gas de la Tabla 2, ofrece cuatro tecnologías como opción para el aprovechamiento del gas de antorcha, sin embargo, de estas cuatro opciones se descarta la tecnología de hidratos de gas, considerando que ésta aún se encuentra en fase de estudio [47].

- La alternativa GTL de la Tabla 2, que contempla la tecnología de gas a líquido GTL que se relaciona de manera explícita en la Figura 9. Matriz de decisión, y las tecnologías de producción de hidrogeno, dimetil éter, metanol, etileno y amoniaco, que hacen parte de la tecnología GTC [20], se consolidan en la Figura 9 como “Gas a Químicos (GTC).
- Por último, las cuatro tecnologías enunciadas en la Tabla 2 bajo la categoría gas a energía) se incluyen en la Figura 9 como gas a energía GTW.

Con el fin de descartar aquellas alternativas y/o tecnologías que no son viables para el caso de la estación objeto de estudio, se realiza el siguiente análisis:

Gas por tubería: Esta alternativa afronta múltiples retos para su implementación, dentro de los cuales se resalta la ubicación de la estación caso de estudio, que se encuentra en una zona veredal, lo que implica que para poder mover el gas por tubería, se requiera de la implementación de equipos para aumentar la presión y que garantice la llegada del gas a los sitios de consumo, del manejo de permisos en predios y permisos ambientales para la instalación de la tubería hasta los sitios de interés, esta dificultad que al sumarle un entorno complejo, la composición, inestabilidad y el perfil del gas producido, que se relaciona en el Anexo 2, 3 y 4, junto con las grandes distancias hasta el punto de distribución, y que adicionalmente no se cuenta con un gran mercado [22], son situaciones que impactan su comercialización y hacen que esta alternativa se descarte como posible opción del manejo del gas de antorcha de la estación. Esta aplicación se clasificaría con TRL 9 y un impacto ambiental negativo en términos no relacionados con el CO₂.

Alimentación de proceso: Actualmente la estación utiliza parte del gas de antorcha producido como alimentación de algunos equipos, puntualmente como combustible para tratadores electrostáticos. Sin embargo, en la actualidad el volumen de gas requerido por estos procesos es inferior a la producción de gas, por lo que esta alternativa no es una opción para el manejo de los 5 MSCFD de gas generado en la estación y que son adicionales al gas que está siendo aprovechado en el proceso. Esta aplicación se clasificaría con TRL 9 y un impacto ambiental positivo, sin embargo, no es viable como solución total al tratamiento de los 5MSCFD estimados para el proyecto, porque su comercialización o uso no da manejo al total del gas producido y mencionado anteriormente.

Reinyección de gas: Esta alternativa presenta dentro de sus limitaciones, la ubicación de los pozos con respecto a la estación de tratamiento de crudo, sitio donde se obtiene el gas de antorcha, esto considerando que la alternativa se use para mejorar la recuperación de crudo, ya que para llevar el gas hasta los pozos donde se requiere recuperarlo, implicaría instalar tubería, que sumado a la necesidad de utilizar compresores idóneos [18], para que aumenten la presión del gas a niveles adecuados para generar el levantamiento del crudo desde el fondo hasta la superficie del pozo, hacen de esta alternativa una solución que es inviable para la estación. En cuanto a reinyectar el gas por alto contenido de gases altamente contaminantes no es una opción que se considere para este proyecto, esto como resultado del estudio [18], que indica que esta alternativa se usa cuando no existe un sustituto rentable para la recuperación y aprovechamiento de la antorcha o gases asociados. Esta aplicación se clasificaría con TRL 9 y un impacto ambiental negativo en términos no relacionados con el CO₂, que requiere revisión más

profunda, tal como lo indica la matriz de decisión. Por lo anterior la convierte en una alternativa no viable como solución al tratamiento de los 5MSCFD estimados para el proyecto, porque adicional al tema ambiental, no existe comercialización del producto y se dejaría de aprovechar de manera más eficiente el gas producido.

Líquidos de gas (LGN): La ubicación del yacimiento de gas para la exportación y comercialización de productos es un factor importante en la elección de este proceso [20]. Como se puede ver la ubicación del sitio de donde se tome el gas es un aspecto relevante en la selección de esta alternativa, la estación objeto de estudio se encuentra al interior del país, a grandes distancias de los puertos e instalaciones adecuadas para que pueda ser comercializado, este tipo de alternativa presenta otros retos que sumados a lo mencionado anteriormente la hacen inviable para la estación de objeto de estudio, los retos a los que se hace referencia son: i) la necesidad de comprimir el gas para poder someterlo a etapas de endulzamiento, ii) el volumen de gas producido, iii) perfil de producción y iv) las tasas de recuperación del producto que para las distancias de distribución y comercialización al mercado no representan un escenario favorable y hacen que la tecnología LGN no sea una alternativa viable para la estación. Esta tecnología cuenta con un TRL de 9, y su impacto ambiental es positivo, sin embargo, su comercialización no es viable por varios factores dentro de los cuales se resaltan, la ubicación y los temas de entorno, no permiten su implementación por el momento.

Gas natural licuado (GNL): Alternativa que, considerando el volumen y perfil de producción del gas de la estación ver Anexo 4, su baja presión, y las etapas requeridas para su implementación generan un costo que harían inviable la alternativa. Aun cuando sea una

opción segura y económica para transportar gas natural a mercados de larga distancia y en grandes cantidades [20], es una alternativa que requiere para la estación un proceso de compresión por la baja presión del gas de la línea de gas de antorcha, eliminación de CO₂, secado o eliminación de H₂O, licuefacción, sistema de refrigeración, unidad de refrigerante, almacenamiento de GNL, estaciones de carga e instalaciones de medición [42], un escenario amplio de necesidades que al compararla con alternativas como la generación eléctrica hacen que este tipo de alternativas se descarte, y más cuando este proceso requiere un gran consumo energético para su funcionamiento, en un momento en que los proyectos actuales requieren de suplir una necesidad eléctrica para su desarrollo. Adicionalmente la estación se encuentra en un entorno complejo de bloqueos constantes que pueden afectar el transporte del producto a los puntos de distribución o a los puertos para su exportación. Esta tecnología cuenta con un TRL de 8, y su impacto ambiental es positivo, sin embargo, su comercialización no es viable por varios factores dentro de los cuales se resaltan, el perfil de producción, ubicación, el mercado y los temas de entorno.

Gas natural comprimido (GNC): Es una alternativa que para ser utilizada en la recuperación y utilización de gas de antorcha o gas asociado genera preocupación en la coordinación y la inversión requerida para las infraestructuras requeridas, la garantía económica a través de una escala mínima de demanda/oferta y el costo del nuevo equipo requerido para la demanda [43], este tipo de situaciones hacen que aplicaciones como el GNC para la estación no sean viables, esto considerando la distancia al mercado, el perfil de producción ver Anexo 4, la falta de industria que logre atender la oferta y un entorno complejo de bloqueos que pueden afectar la comercialización del producto. Esta tecnología

cuenta con un TRL de 8, y su impacto ambiental es positivo, sin embargo, su comercialización no es viable por factores relacionados con la ubicación, el mercado y los temas de entorno, sacándola del listado de posibles soluciones al manejo del gas de antorcha de la estación.

Gas a liquido (GTL): Tecnología que demanda un gran consumo energético y que está diseñada para manejar conversiones a gran escala 300 MMSCFD de gas y convertirlos en 30.000 BPD de diésel o gasolina, aunque ya existen tecnologías miniGTL, estas se consideran de alto costo [20], un escenario que sumado a los 5 MSCFD de gas producido que se requieren tratar y al perfil de producción en la estación ver Anexo 4, no la hacen la mejor opción para aplicarla a la estación. Esta tecnología cuenta con un TRL de 8, esto considerando la existencia de equipos que ya fueron probados y están en el mercado, sin embargo estas tecnologías están enfocadas a conversiones a gran escala para obtener un mayor valor en su aplicación, por lo que para volúmenes como los que se manejan en la estación aún se sigue trabajando para fortalecer la tecnología e incrementar el posible uso de plantas miniGTL, tiene un impacto ambiental que no está completamente claro y requiere de una revisión que sumado a la comercialización la cual no es viables entre otros factores por la ubicación, el mercado, el perfil de producción y los temas de entorno hacen que la alternativa no se considere en el momento..

Gas a químicos (GTC): Al igual que las plantas GTL, el mayor reto que se tiene en la implementación de este tipo de tecnologías es el consumo energético de los procesos de conversión, ejemplo de esto es que para la generación de hidrogeno, se requiere del gas de síntesis y para producir este gas, aparte de que es la parte más costosa es la que mayor

consumo de energía tiene [20]. Es una alternativa que va ligada al volumen del gas a tratar y del perfil de producción, y que se puede ver muy fácilmente afectada por las condiciones del entorno donde se encuentra la estación, ya que esta tecnología implica transporte de productos al mercado para su comercialización, por tanto, no es una alternativa que se proponga como solución para manejar los 5 MSCFD. Esta tecnología cuenta con un TRL de 9 y su impacto ambiental requiere de revisión, y su comercialización no es viable por factores de producción, de ubicación, de mercado y los temas de entorno.

Gas a energía GTW: Es una alternativa que requiere una etapa de pretratamiento mínimo para el aprovechamiento del gas de antorcha, que genera energía eléctrica para uso local o de venta al sistema de red local [20], una alternativa que a nivel de entorno no se ve afectada por ser interna a la estación, que el producto obtenido no lo afectan situaciones de bloqueos ni otros eventos de la comunidad para su comercialización ya que su uso puede ser para consumo interno o para entregar a la red de distribución de Ecopetrol y que supla a otras áreas operativas, que genera un impacto ambiental positivo en términos de manejo del CO₂ y que cuenta con tecnología lo suficientemente madura.

Con el escenario descrito anteriormente para cada una de las alternativas de la matriz de decisión, se descartan opciones como **gas por tubería, alimentación de proceso y reinyección del gas**, por factores que van desde la necesidad de instalar grandes tramos de tubería que implican permisos prediales y licencias ambientales más exigentes hasta situaciones de entorno, perfil de producción, altos costos, desaprovechamiento del gas por lo que se hace necesario utilizar otras alternativas más favorables para la estación.

Tecnologías como **líquidos de gas (LGN)**, **gas natural licuado (GNL)** y **gas natural comprimido (GNC)**, ofrecen un escenario más favorable para la estación en cuanto a cantidad y seguridad en el transporte del gas, sin embargo, al analizar aspectos como su comercialización en un mercado local donde no existe industria suficiente para atender la oferta, obliga a que los productos obtenidos de cualquiera de las aplicaciones mencionadas se movilen hacia ciudades más industrializadas para ser usados o en su defecto hasta los puertos para su exportación, lo que implica en algunos casos tener la infraestructura en los puntos de recepción que generan la necesidad de una inversión adicional, que sumado al riesgo de entorno local (bloqueos entre otros) generan un nivel de preocupación, que lleva a tomarse una pausa para buscar dentro de las demás alternativas faltantes, una que no se impacte por temas como el entorno que afectan el transporte de los productos.

GTL y **GTC** son tecnologías que implican un consumo energético alto que requiere de un proceso de comercialización de productos al exterior de la estación, es decir se requiere de transporte hasta los mercados locales o en su defecto hasta los puertos para exportación, y que al igual que las alternativas anteriores se ven afectadas por un entorno de bloqueos y que ligadas al perfil de producción no la hacen viable para implementar.

Siendo así, y teniendo en cuenta los argumentos mencionados anteriormente, la tecnología gas a energía eléctrica se ve como aquella posibilidad más viable para aprovechar el gas de antorcha de la estación objeto de estudio. Adicional a los beneficios expuestos de este tipo de alternativa, se suma el aporte de generación eléctrica para que la compañía pueda atender requerimientos operativos y de proyectos. El tema eléctrico ha

evidenciado una falencia importante para suplir proyectos a futuro, por lo tanto, este tipo de alternativas son ideales para atender en primera mano el manejo de gas de antorcha, reducir emisiones y generar electricidad para atender aquellas necesidades de la estación y de los proyectos de la compañía en el departamento del Meta.

Para la evaluación realizada, aspectos como la composición del gas, fueron necesarios para determinar si una alternativa era o no viable, para el caso de la estación del caso de estudio. El comportamiento del gas y el cambio constante en su composición son una razón que impacto en la selección de alternativas y/o tecnologías, el ejemplo más notorio es el del CO₂ y el H₂S, que son gases que pueden alterar las propiedades de los metales y/o elementos de los equipos y tuberías que se utilizan en cada una de las alternativas.

El perfil de producción del gas es fundamental para conocer el comportamiento de producción o volumen generado de gas de antorcha. Con este perfil se diseña el sistema o alternativa. Un cambio significativo en la producción puede dejar el sistema en un estado de subdimensión o sobre dimensionamiento. Para el caso de la estación de estudio estos valores han presentado cambios durante su funcionamiento pasando de valores entre 3 MSCFD y 10 MSCFD, siendo 5 MSCFD el volumen promedio establecido para el proyecto, con base en los niveles de producción históricos y la producción proyectada por el grupo de ingeniería a cargo de la estación, ver Anexo 4. El volumen del gas también permitió analizar de manera cualitativa temas de producción de cada uno de los productos que resultan de la aplicación de cada una de las alternativas y de esta manera se puede

determinar si puede o no existir un beneficio económico ajustado a la inversión de la tecnología a utilizar.

El entorno es uno de los aspectos que considerando la región en donde se encuentra la estación del caso de estudio, impacta de manera importante la selección de alternativas. La inconformidad social en áreas cercanas a las zonas de influencia de la estación puede ocasionar que algunas de las alternativas no tengan un buen escenario para ser implementadas, los bloqueos y demás manifestaciones de las comunidades pueden ocasionar el deterioro en el desarrollo de la alternativa seleccionada. De igual manera, la ubicación geográfica de la estación y la topografía del área incide en las decisiones que se tomen sobre la tecnología. Por ejemplo, el transporte al mercado es fundamental para determinar si el producto de la alternativa seleccionada tiene la posibilidad o no de ser comercializado, las grandes distancias impactan de manera negativa el costo de cada una de las alternativas que requieren comercialización.

Por último, el Capex y el Opex para la implementación de alguna de las alternativas es un factor para tener en cuenta, ya que cualquier proyecto dentro del sector hidrocarburos requiere de un gran esfuerzo económico que en su gran mayoría está ligado a un precio del barril y a la tasa de cambio. Para este tipo de proyectos la tasa de retorno en muchas ocasiones no es muy favorable, adicionalmente muchas de las alternativas requieren durante su fase de operación mantenimientos preventivos, correctivos y predictivos que sugieren un costo considerable para mantener la alternativa funcional.

A partir de la evaluación cualitativa se determinó que la alternativa más favorable es la generación de energía eléctrica. Esta alternativa tiene a disposición dos tecnologías

que podrían ser las más viables para implementar, una son los motores generadores, y dos las microturbinas que se analizaran en la siguiente fase del proyecto como aporte adicional al documento.

6.3 Valoración de alternativa.

Teniendo en cuenta que la alternativa considerada como viable es transformación de gas en energía eléctrica, se pasará a valoración, está la alternativa que se propondrá para el manejo del gas de la estación tiene grandes ventajas para su implementación y según el tipo de tecnología que se utilice para la generación eléctrica se podría definir si se requiere o no tratamiento de gases como el CO₂ y H₂S. Sin embargo, considerando las consultas realizadas a profesionales del área de ingeniería, este tema se maneja de dos maneras, una es utilizando inhibidores de H₂S para disminuir las ppm de este gas y dos utilizando metalurgia apropiada para este tipo de gases basados en la normatividad NACE MR0175/ISO15156.

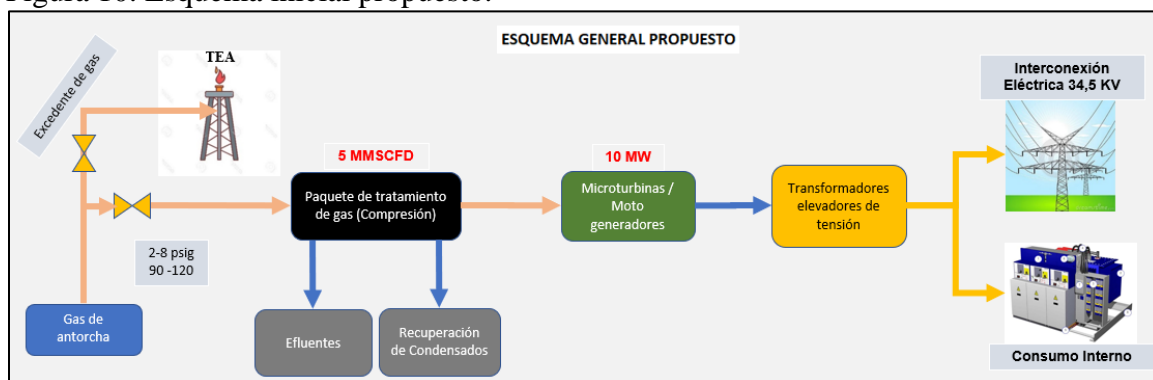
Los moto generadores o microturbinas son tecnologías que permiten manejar los 5 MSCFD generados en la estación, por tanto, permitiría disminuir la emisión de gases efecto invernadero de 140.000 toneladas por año aproximadamente, esto implica un impacto positivo para la estación y un cumplimiento de metas para el manejo del gas de antorcha que repercute en una disminución de la emisión GEI, es de recalcar que la TEA no saldrá de funcionamiento ya que por temas de seguridad de proceso debe quedar como respaldo en caso de alguna contingencia.

Esta alternativa tiene adicional al beneficio ambiental ventajas para su implementación. Estas ventajas que se mencionaron párrafos anteriores y que se relacionan

a continuación fueron fundamentales en su selección, es una solución que se realizaría 100% dentro de la estación, y que el producto resultado de la aplicación de la alternativa es energía eléctrica, no tendría afectación por el entorno ni tampoco para su transporte al mercado ya que su utilización y/o distribución a otras facilidades se realizaría internamente. Adicionalmente es una alternativa que tiene avances tecnológicos significativos, es decir se cuenta con tecnología madura clasificada como TRL 9 que permite tener un grado más alto de selección de equipos, mayor confiabilidad en el desempeño y en los resultados esperados. En cuanto a la comercialización del producto, es relevante resaltar que el tema eléctrico en la compañía es uno de los grandes retos que tiene por suplir, ya que el crecimiento de los campos implica mayor consumo de energía eléctrica por lo que se deben buscar fuentes adicionales a las actualmente establecidas, entonces la comercialización está asegurada. Por otro lado, la composición del gas es un aspecto que puede manejarse mediante un proceso de pretratamiento en caso de que la tecnología a implementar así lo requiera y que para el caso de la estación y considerando la variabilidad de los componentes del gas se recomienda ser tenido en cuenta. Por último, el Capex y el Opex de este tipo de proyectos no es tan beneficioso como cuando se implementa una facilidad para producción de crudo, sin embargo, este aspecto se mitigaría en cierto rango debido a los ahorros por autogeneración de energía eléctrica, por no pago de regalías relacionada con mayores volúmenes de gas quemado y por los beneficios obtenidos en la deducción por inversión ambiental voluntaria.

Con la información anterior que argumenta la selección de la alternativa, se hace una propuesta del esquema que se podría implementar. La Figura 10 muestra de manera general la alternativa propuesta.

Figura 10. Esquema inicial propuesto.

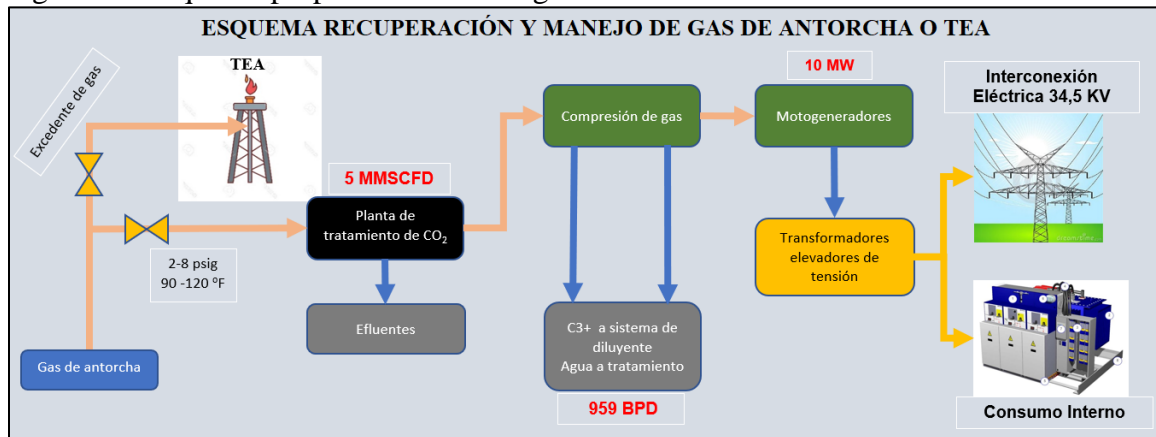


Fuente: Elaboración propia.

En esta propuesta se obtendría como producto principal la generación de energía eléctrica, durante este proceso, se generarían otros beneficios como la recuperación de condensados y otros hidrocarburos, el sistema estaría diseñado para generar en un principio 10 MW de energía, que deben confirmarse en un escenario posterior con las simulaciones respectivas y que no son objeto del proyecto en curso. Esta generación puede ser mucho mayor dependiendo del tipo de tecnología a implementar, es decir la generación utilizando microturbinas y mediante un ciclo combinado puede aumentar la generación con respecto a lo que se podría generar con moto generadores o el uso de solo microturbinas de gas. Es necesario tener en cuenta el alto nivel de inertes que para la estación objeto de estudio oscila entre los 56,7 y 69,8 %mol, de los cuales el CO₂ aporta entre el 44,17 y el 57,21 %mol, esto impacta la vida útil de los equipos, el funcionamiento y la eficiencia tienden a disminuir, el poder calorífico del gas disminuye y se pueden generar posibles taponamientos y daños a los equipos dependiendo de la tecnología a utilizar. Considerando

lo anterior se propondría tener en cuenta los siguientes esquemas, ver Figura 11 y 12, según la tecnología a utilizar para la generación eléctrica, es decir en el primer caso se utilizarían moto generadores y en el segundo caso se utilizarían microturbinas.

Figura 11. Esquema propuesto con moto generadores.

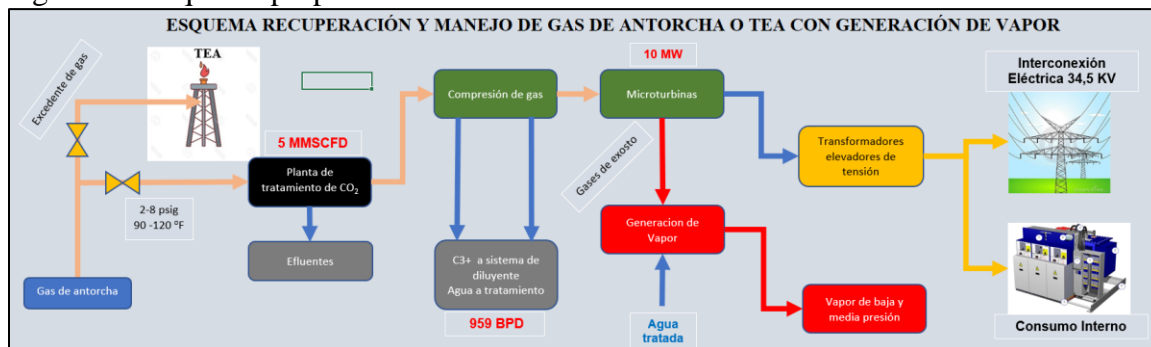


Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de la Figura 11, se muestra un esquema con una generación aproximada de 10 MW aproximadamente, que recomienda el proceso de tratamiento de CO₂ que minimice el riesgo de afectación de la operación de los equipos debido a la presencia de gases inertes. Dentro del proceso de tratamiento se obtendría agua y otras sustancias que serán enviadas a los diferentes sistemas de tratamiento de estos líquidos, posteriormente existe un sistema de compresión que aumenta la presión a niveles óptimos para la operación de los moto-generadores, de este proceso se obtiene adicional al incremento de la presión una serie de hidrocarburos que podrán ser aprovechados como insumos para otros procesos, si así se considera. Una vez obtenida la presión adecuada de los compresores y de ajustar la temperatura por medio de intercambiadores de calor a condiciones ideales para la operación de los moto-generadores, este gas ingresa a los motores para iniciar el proceso de generación que se estima en 10 MW aproximadamente. De este esquema se resalta la

relativa facilidad de implementación, pero aparte de los 10 MW no se visualiza la posibilidad de garantizar más beneficios adicionales en generación eléctrica.

Figura 12. Esquema propuesto con microturbinas.



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al esquema de la Figura 12, que en su parte inicial es similar al del esquema con moto-generadores, tiene la particularidad de poder aprovechar el calor de la combustión que se genera en la microturbina de gas, este calor puede ser aprovechado utilizando un ciclo combinado, para lo cual podrá utilizarse agua de producción debidamente tratada para ser calentada por el calor de las microturbinas de gas y de esta manera generar vapor de baja y media presión, este vapor puede ser fuente de alimentación de una microturbina de vapor y de esta manera generar energía adicional a los 10 MW.

Bajo el panorama anterior y considerando los beneficios ambientales que conlleva la aplicación de la alternativa de generación eléctrica, es viable la utilización de cualquiera de las dos tecnologías, es decir podemos usar moto-generadores o microturbinas, sin embargo considerando los beneficios en generación y posibles impactos económicos por ahorros en pagos de facturación energética, se propone como resultado del presente documento la utilización de microturbinas como la opción más eficiente y adecuada para la estación objeto de estudio. Esta alternativa nos permite utilizar agua resultante del

proceso de tratamiento del crudo lo que permitiría fortalecer la economía circular al aprovechar el agua que en muchas ocasiones se desecha sin ningún beneficio adicional.

Una vez definida la alternativa propuesta y como un ejercicio adicional, se estimó en la Figura 13 una inversión aproximada requerida para la implementación de la alternativa y tecnología recomendada.

Figura 13. Inversión aproximada requerida para la implementación de microturbinas.

Ítem	Cantidad	Valor COP	Valor USD
Ingeniería básica y de detalle	1	\$ 3.500.000.000	
Paquete sistema eléctrico	1	\$ 28.216.255.571	
Paquete de tratamiento de gas (2 compresores)	1		\$ 8.346.207
Paquete de generación (6 Microturbinas)	1		\$ 10.200.000
Paquete HRSG para suministro de vapor (6 unidades)	1		\$ 2.400.000
Generadores de turbina a vapor 4 MW Aprox. (2 generadores)	1		\$ 2.700.000
Construcción de facilidades para tratamiento y generación(incluye pruebas y puesta en marcha)	1	\$ 67.218.136.451	
Administración(Construcción) 21%	N/A	\$ 13.443.627.290	
Imprevistos (Construcción) 3%	N/A	\$ 2.016.544.094	
Utilidad (Construcción) 4 %	N/A	\$ 2.688.725.458	
TOTAL POR MONEDA		\$ 117.083.288.864	\$ 23.646.207

Fuente: Elaboración propia, 2022.

Capítulo 7

CONCLUSIONES

Este trabajo ha analizado una serie de alternativas y tecnologías identificadas y disponibles en el mercado para recuperar, tratar y aprovechar el gas de antorcha generado en las estaciones de tratamiento de crudo y que favorecen a la reducción de GEI, especialmente el CO₂.

Se identificaron 18 tecnologías que pueden aplicarse para la recuperación del gas de antorcha en las estaciones de tratamiento, sin embargo, también es claro que muchas de estas alternativas no son viables por el escenario en donde se encuentran ubicadas estas estaciones, que en muchos casos son entornos remotos y alejados de centros urbanos que dificultan el transporte y la comercialización de los productos que se obtienen de cada una de las alternativas y/o tecnologías disponibles.

Los resultados indican, en términos de la viabilidad técnica, la conveniencia de implementar la generación de energía eléctrica, alternativa que implica beneficios ambientales, disminución de pagos de regalías por la disminución de quemas de gas de antorcha, entre otros. Sin embargo, se debe considerar a futuro y en caso de pensar en implementar este tipo de alternativas, la realización de un análisis económico detallado que permita determinar su viabilidad económica.

Con la realización del proyecto se identificó una propuesta viable técnicamente, que, si se implementa, permite avanzar en el cumplimiento de los objetivos corporativos en relación con la disminución de GEI y apoyar el cumplimiento de los compromisos de Colombia frente al cambio climático en el Acuerdo de París.

La alternativa seleccionada permite dar tratamiento a los 5 MSCFD generados en la estación caso de estudio, lo que representa una disminución de las 140.000 toneladas de CO_{2eq.} por año que se generan por la quema del gas. Se estima una capacidad instalada de generación aproximada de 10 MW, con una inversión de 4.8 MUSD/MW instalado, costo que comparado con proyectos similares realizados por la compañía y que se realizaron utilizando moto-generadores (con un costo asociado de 6.1 MUSD/MW), muestran un escenario optimista para buscar la implementación de este tipo de alternativas que terminan siendo valiosas por su gran aporte en la reducción de los impactos ambientales generados por los GEL.

Adicionalmente, esta alternativa genera beneficios que no fueron considerados en el alcance de este análisis y que deben ser evaluados, como los son la recuperación de hidrocarburos como nafta, deducción por inversión ambiental voluntaria, disminución de quejas por presencia de olores y ruidos originados por la quema del gas y disminución de riesgos operativos por presencia de gases.

REFERENCIAS

- [1] Ecopetrol S.A., «Ecopetrol,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad>. [Último acceso: 2022].
- [2] Banco Mundial, «Banco Mundial,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.worldbank.org/en/topic/extractiveindustries/publication/2022-global-gas-flaring-tracker-report>. [Último acceso: 2022].
- [3] Banco Mundial, «Banco Mundial,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>. [Último acceso: 2022].
- [4] M. Finley, «IAEE Economics of Energy & Environmental Policy,» 2011. [En línea]. Available: <http://www.iaee.org/en/publications/eeepjournal.aspx>. [Último acceso: 2022].
- [5] Banco Mundial, «Banco Mundial,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>. [Último acceso: 2022].
- [6] Ecopetrol S.A., «Ecopetrol,» 2022. [En línea]. Available: <https://saaeuecprdrpecp.blob.core.windows.net/web/esp/cargas/web/noticias/Inventario%20de%20Emisiones%20de%20GEI.pdf>. [Último acceso: 2022].
- [7] ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos, «ANH,» 2009. [En línea]. Available: <https://www.anh.gov.co/es/normatividad2/normatividad/resoluci%C3%B3n-no-18-1495-de-02-septiembre-2009/>. [Último acceso: 2022].
- [8] Banco Mundial, «Banco Mundial,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2022/05/04/a-decade-of-stalled-progress-on-reducing-global-gas-flaring>. [Último acceso: 2022].
- [9] F. Galván Meraz, Diccionario Ambiental y De Asignaturas Afines, México D.F: Ediciones Arlequín, 2009.
- [10] M. Molina , J. Sarukhan y J. Carabias , El cambio climático. Causas, efectos y soluciones, México D.F: Fondo de Cultura Económica, 2017.
- [11] J. Kearns, K. Armstrong, L. Shirvill, E. Garland, C. Simon y J. Monopolis , «Flaring and venting in the oil and gas exploration and production industry,» International association of oil and gas producers, Bruselas, 2000.
- [12] A. O. Abdulrahman, D. Huisingh y W. Hafkamp, «Sustainability improvements in Egypt's oil & gas industry by implementation of flare gas recovery,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 98, pp. 116-122, 2015.
- [13] G. Comodi, M. Renzi y M. Rossi, «Energy efficiency improvement in oil refineries through flare gas recovery technique to meet the emission trading targets,» *Energy*, vol. 109, pp. 1-12, 2016.

- [14] ESPOL Escuela Superior Politécnica del Litoral, «ESPOL,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/24525>. [Último acceso: 2022].
- [15] E. A. Emam, «GAS FLARING IN INDUSTRY: AN OVERVIEW,» *Petroleum & Coal*, n° ISSN 1337-7027, pp. 1-24, 2015.
- [16] S. Bachu y W. D. Gunter, «Overview of acid-gas injection operations in Western Canada,» *Greenhouse Gas Control Technologies* 7, vol. 1, pp. 443-448, 2005.
- [17] S. Wong, D. Keith, E. Wichert, B. Gunter y T. McCann, «Economics of Acid Gas Reinjection: An Innovative CO₂ Storage Opportunity,» *Greenhouse Gas Control Technologies - 6th International Conference*, vol. 2, pp. 1661-1664, 2002.
- [18] M. Johnson y A. Coderre, «Opportunities for CO₂ equivalent emissions reductions via flare and vent mitigation: A case study for Alberta, Canada,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 8, pp. 121-131, 2012.
- [19] E. Ghasemikafrudi, Q. D. Hassankiadeh, M. Amini y M. R. Habibi, «Environmental effects and economic study on flare gas recovery for using as fuel gas or feedstock,» *Petroleum & Coal*, vol. 59, pp. 18-28, 2017.
- [20] K. A. Garakani, M. Iravaninia y M. Nezhadfar, «A review on the potentials of flare gas recovery applications in Iran,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 279, pp. 123-345, 2021.
- [21] Z. Rui, P. A. Metz, D. B. Reynolds, G. Chen y X. Zhou, «Historical pipeline construction cost analysis,» *Gas and Coal Technology*, vol. 4, n° 3, pp. 244-263, 2011.
- [22] A. Debebe Woldeyohannes y M. A. Abd Majid, «Simulation model for natural gas transmission pipeline network system,» *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 19, pp. 196-212, 2011.
- [23] S. Wong, D. Keith, E. Wichert, B. Gunter y T. McCann, «Economics of Acid Gas Reinjection: An Innovative CO₂ Storage Opportunity,» *Greenhouse Gas Control Technologies - 6th International Conference*, vol. 2, pp. 1661-1664, 2003.
- [24] D. Wood, C. Nwaoha y B. Towler, «Gas-to-liquids (GTL): A review of an industry offering several routes for monetizing natural gas,» *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 9, pp. 196-208, 2012.
- [25] I&EC Research, «ACS Publications,» 2014. [En línea]. Available: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/ie500616j>. [Último acceso: 2022].
- [26] Banco Mundial, «Banco Mundial,» 2015. [En línea]. Available: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25917>. [Último acceso: 2022].
- [27] Banco Mundial, «Banco Mundial,» 2012. [En línea]. Available: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/21976>. [Último acceso: 2022].

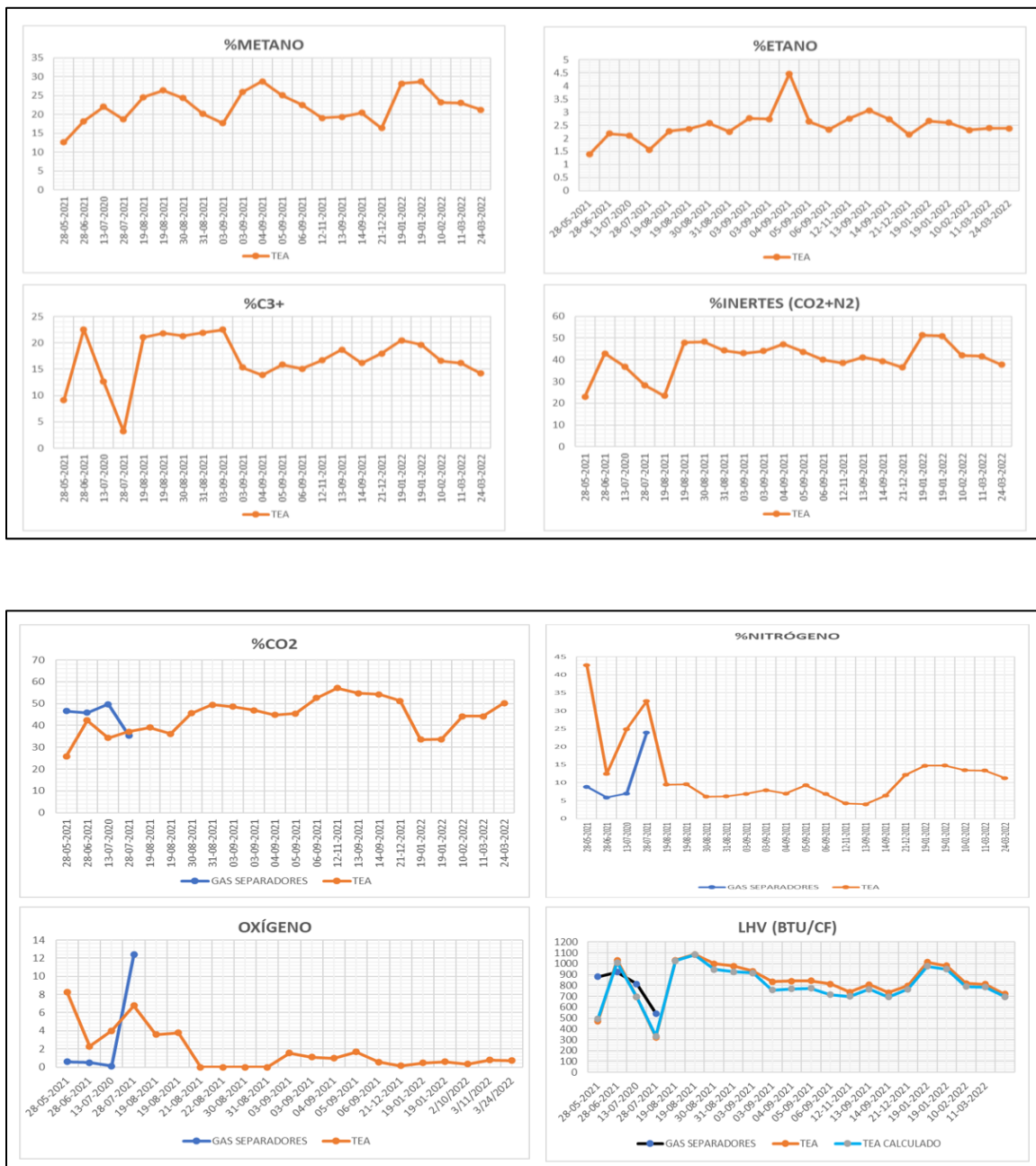
- [28] ProQuest, «ProQuest,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.proquest.com/openview/98b3461a884371d7789d7dc24028e5c5/1?pq-origsite=gscholar&cbl=2032433>. [Último acceso: 2022].
- [29] I&EC Research, «ACS Publications,» 2009. [En línea]. Available: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/ie800879y>. [Último acceso: 2022].
- [30] A. A. Douri, M. M. Halwagi y D. Sengupta, «Shale gas monetization – A review of downstream processing to chemicals and fuels,» *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 45, pp. 436-455, 2017.
- [31] M. Khanipour, A. Mirvakili, A. Bakhtyari, M. Farniaei y M. R. Rahimpour, «Enhancement of synthesis gas and methanol production by flare gas recovery utilizing a membrane based separation process,» *Fuel Processing Technology*, vol. 166, pp. 186-201, 2017.
- [32] W. Seok Kim, D. Ryook Yang, D. Ju Moon y B. Sung Ahn, «The process design and simulation for the methanol production on the FPSO (floating production, storage and off-loading) system,» *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 92, pp. 931-940, 2013.
- [33] M. Mongelluzzo, «MAS ENERGIA,» 2021. [En línea]. Available: <https://mase.lmneuquen.com/hidrogeno-verde/claves-del-hidrogeno-transporte-almacenamiento-y-uso-del-agua-n857125>. [Último acceso: 2022].
- [34] M. Zolfaghari, V. Pirouzfar y H. Sakhaeinia, «Technical characterization and economic evaluation of recovery of flare gas in various gas-processing plants,» *Energy*, vol. 124, pp. 481-491, 2017.
- [35] I&EC Research, «ACS Publications,» 2017. [En línea]. [Último acceso: 2022].
- [36] I. Rafiqul, C. Weber, B. Lehmann y A. Voss, «Energy efficiency improvements in ammonia production—perspectives and uncertainties,» *Energy*, vol. 30, pp. 2487-2504, 2005.
- [37] European Fertilizer Industry, «Fertilizer European,» 2000. [En línea]. Available: https://www.fertilizerseurope.com/wp-content/uploads/2019/08/Booklet_1_final.pdf. [Último acceso: 2022].
- [38] P. Parvasi, S. Jokar, A. Shamseddini, A. Babapoor, F. Mirzaie, H. Abbasfard y A. Basile, «A novel recovery loop for reducing greenhouse gas emission: Simultaneous production of syngas and pure hydrogen in a membrane reformer,» *Renewable Energy*, vol. 153, pp. 130-142, 2020.
- [39] M. Saidi, «Application of catalytic membrane reactor for pure hydrogen production by flare gas recovery as a novel approach,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 14847, p. 14834, 2018.
- [40] Riazi, M.R., «OCLC WorldCat Identities,» 2013. [En línea]. Available: <http://worldcat.org/identities/lccn-n2004015703/>. [Último acceso: 2022].
- [41] Banco Mundial, «Banco Mundial,» 2015. [En línea]. Available: <https://documentos.bancomundial.org/es/publication/documents-reports/documentdetail/795991484736761603/comparison-of-mini-micro-Ing->

- and-cng-for-commercialization-of-small-volumes-of-associated-gas. [Último acceso: 2015].
- [42] Linde Engineering, «Linde Engineering,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/lng-and-natural-gas-processing-plants/index.html>. [Último acceso: 2022].
- [43] Banco Mundial, «Banco Mundial,» 2015. [En línea]. Available: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25918>. [Último acceso: 2022].
- [44] N. Paoli, «Universita Di Pisa,» 2009. [En línea]. Available: <https://etd.adm.unipi.it/t/etd-04062009-132133/>. [Último acceso: 2022].
- [45] J. F. Mitre, «Revistas UFPR,» 2005. [En línea]. Available: <https://revistas.ufpr.br/reterm/article/viewFile/3554/2812>. [Último acceso: 2022].
- [46] W. Zhang, «UWSPACE Waterloo's Institutional Repository,» 2006. [En línea]. Available: <https://uwspace.uwaterloo.ca/handle/10012/946>. [Último acceso: 2022].
- [47] Z. Taheri, M. Reza Shabani, K. Nazari y A. Mehdizaheh, «Natural gas transportation and storage by hydrate technology: Iran case study,» *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 21, pp. 846-849, 2014.
- [48] IAEE International Association for Energy Economics, «IAEE,» 2021. [En línea]. Available: <http://www.iaee.org/en/publications/eeepissue.aspx?id=400>. [Último acceso: 2022].
- [49] Ecopetrol S.A., «Ecopetrol,» 2022. [En línea]. Available: <https://saaeuecprdrpecp.blob.core.windows.net/web/esp/cargas/aga2022/220309%20RIGS%202021%20-%20Derecho%20de%20Inspecci%C3%B3n.pdf>. [Último acceso: 2022].
- [50] OGP International Association of Oil & Gas Producers, «OGP,» 2020. [En línea]. Available: <https://2ch417pds.files.wordpress.com/2014/04/flaring-venting-in-the-oil-gas-exploration-production-industry.pdf>. [Último acceso: 2022].
- [51] Banco Mundial, «Banco Mundial,» 2022. [En línea]. Available: <https://2ch417pds.files.wordpress.com/2014/04/flaring-venting-in-the-oil-gas-exploration-production-industry.pdf>. [Último acceso: 2022].
- [52] M. Tahmasebzadehbaie y H. Sayyaadi, «Technoeconomical, environmental, and reliability assessment of different flare gas recovery technologies,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 367, p. 28, 2022.
- [53] A. Engarnevis, M. Amidpour y H. Jafari, «Replacing of mechanical compressors by gas ejectors in flare gas recovery systems,» *as and Coal Technology*, vol. 6, nº 4, pp. 422-448, 2013.
- [54] Banco Mundial, «Manco Mundial,» 2015. [En línea]. Available: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/22116?show=full&locale-attribute=es>. [Último acceso: 2022].

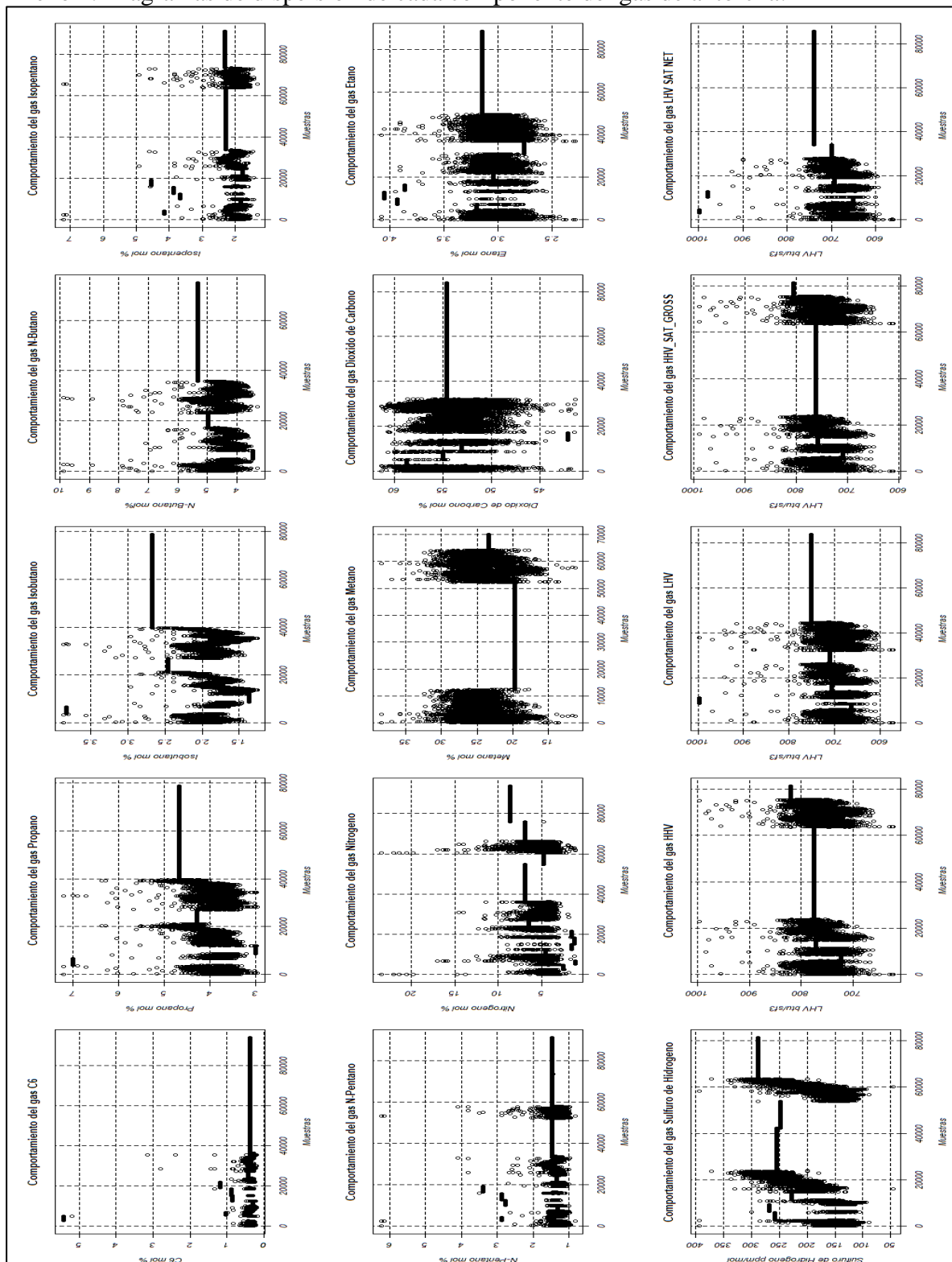
- [55] European Journal of Chemistry, «European Journal of Chemistry,» 2016. [En línea]. Available: <https://eurjchem.com/index.php/eurjchem/article/view/1411>. [Último acceso: 2022].
- [56] H. Mohamad Reza, G. Esmail, A. Meysam y H. Qaran Dorosti, «ENVIRONMENTAL EFFECTS AND ECONOMIC STUDY ON FLARE GAS RECOVERY FOR USING AS FUEL GAS OR FEEDSTOCK,» *Petroleum & Coal*, vol. 59, pp. 18-28, 2017.

ANEXOS

Anexo 1. Mediciones de gas entre el 28 de mayo de 2021 y 24 de marzo de 2022



Anexo 2. Diagramas de dispersión de cada componente del gas de antorcha.



Anexo 3. Resumen estadístico de cada componente del gas de antorcha

```

> summary(datos2)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
0.1800 0.3600 0.3800 0.5584 0.3800 5.4300
> summary(datos3)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
2.970 4.030 4.670 4.423 4.670 7.210
> summary(datos4)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
1.260 1.900 2.670 2.355 2.670 3.870
> summary(datos5)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
3.31 4.47 5.33 4.91 5.33 9.89
> summary(datos6)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
1.340 2.060 2.290 2.374 2.320 7.210
> summary(datos7)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
0.830 1.440 1.470 1.599 1.470 6.230
> summary(datos8)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
1.190 4.540 6.950 5.906 6.950 23.450
> summary(datos9)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
11.34 19.77 19.77 21.73 23.44 38.42
> summary(datos10)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
41.35 54.65 54.65 54.15 54.65 61.41
> summary(datos11)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
2.29 3.04 3.15 3.16 3.15 4.08
> summary(datos12)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
46.28 228.71 254.53 242.81 273.14 394.03
> summary(datos13)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
623.3 772.4 775.7 773.4 775.7 997.5
> summary(datos14)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
571.6 705.3 751.7 733.2 751.7 997.4
> summary(datos15)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
612.4 758.9 762.2 760.1 762.2 990.2
> summary(datos16)
  Min. 1st Qu.  Median    Mean 3rd Qu.    Max.
561.7 698.6 738.5 732.1 738.5 998.9

```

Nombre de la variable	Corresponde al componente	Nombre de la variable	Corresponde al componente3	Nombre de la variable3	Corresponde al componente2
datos2	Gas C6	datos7	N-Pentano	datos12	H ₂ S
datos3	Propano	datos8	Nitrogeno	datos13	HHV
datos4	Isobutano	datos9	Metano	datos14	LHV
datos5	N-Butano	datos10	CO ₂	datos15	HHV_SAT_GROSS
datos6	Isopentano	datos11	Etano	datos16	LHV_SAT_NET

Nomenclatura del resumen estadístico

Anexo 4. Perfil de producción.

