

ANÁLISIS DE VIABILIDAD PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS RESIDUAL
EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN UN CAMPO DEL VALLE INFERIOR DEL
MAGDALENA

CRISTHIAM DARIO DIAZ SANTANDER

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA

2022

ANÁLISIS DE VIABILIDAD PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS RESIDUAL
EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN UN CAMPO DEL VALLE INFERIOR DEL
MAGDALENA

CRISTHIAM DARIO DIAZ SANTANDER

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS

DIRECTOR
GERMÁN GONZALEZ SILVA
DOCTOR EN INGENIERÍA QUÍMICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA

2022

DEDICATORIA

Este logro es de mi familia, agradecimiento infinito por su
apoyo incondicional

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
1. INTRODUCCIÓN	14
2. OBJETIVOS	16
2.1 OBJETIVO GENERAL	16
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	16
3. MÉTODO	17
3.1 Enfoque	17
3.2 Alcance	17
3.3 Pregunta de investigación	18
3.4 Hipótesis	18
3.5 Diseño de investigación	19
4. MARCO DE REFERENCIA	20
4.1 Generalidades de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena	20
4.2 Antecedentes investigativos	21
4.3 Marco teórico-conceptual	27
4.4 Combustión y contaminación ambiental	28
4.5 Especificaciones de calidad del gas natural	31
4.6 Especificaciones de calidad del diésel	31
4.7 Motores de combustión interna	32
4.8 Grupo electrógeno	33

4.9 Eficiencia energética	34
4.10 Marco legal	35
5. CONDICIONES DE OPERACIÓN CASO DE ESTUDIO.....	38
5.1 Caracterización de los fluidos.....	39
5.2 Producción de gas.....	41
5.3 Tratamiento y procesamiento de gas natural	43
5.4 Separación	45
5.5 Facilidades de producción de gas	46
5.6 Proceso de alta presión.....	47
5.7 Proceso de baja presión.....	52
5.8 Manejo de líquidos	53
5.9 Filosofía de operación y control de CPF	55
5.10 Sistema de tea	55
5.11 Reporte de volúmenes quemados	56
5.12 Proyección de quema	58
5.13 Consumo de gas en campo	59
6. GENERACIÓN ELÉCTRICA CASO DE ESTUDIO	63
6.1 Capacidad instalada.....	63
6.2 Consumo de energía y combustible	65
6.3 Oportunidad de aprovechamiento de gas combustible	65

7. ANÁLISIS DE DATOS.....	70
7.1 Costos de generación a diésel	70
7.2 Inversión de capital – Generación a gas	71
7.3 Costos de operación y mantenimiento – Generación a gas	76
7.4 Proyección de gas combustible compresión + generación.....	78
7.5 Balance de energía en generación a gas	79
8. EVALUACIÓN ECONOMICA	82
8.1 Flujo de caja	82
8.2 Valor presente neto	85
8.3 Tiempo de retorno de inversión.....	90
9. BENEFICIOS AMBIENTALES Y SOCIALES	93
9.1 Mitigación de emisiones de GEI	93
9.2 Responsabilidad Social Empresarial	94
10. CONCLUSIONES.....	96
11. RECOMENDACIONES	97
12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización de la Cuenca del VIM	20
Figura 2. Fuentes de emisión de GN en la industria de hidrocarburos	23
Figura 3. Esquema de generación eléctrica por combustión	33
Figura 4. Enfoque multisectorial de la eficiencia energética	35
Figura 5. Histórico de producción de gas 2020 – 2021	41
Figura 6. Incremento de producción 2020-2021	42
Figura 7. Pronóstico de producción caso de estudio.....	42
Figura 8. Diagrama de flujo del tratamiento de GN.....	44
Figura 9. Proceso de separación multietapa.....	46
Figura 10. Esquema de planta deshidratadora con glicol	49
Figura 11. Esquema de Unidad de control de HCDP Joule Thomson	50
Figura 12. Diagrama de flujo del proceso (Alta presión)	51
Figura 13. Diagrama de flujo del proceso (Baja presión)	52
Figura 14. Manejo de líquidos (Presión atmosférica).....	54
Figura 15. Prototipo equipos para separación multietapa	54
Figura 16. Vista frontal – lateral de tea	56
Figura 17. Histórico de gas quemado 2020 - 2021	57
Figura 18. %Gas quemado vs aprobado 2020 - 2021	58
Figura 19. Fracción de gas quemado 2021.....	59
Figura 20. Esquema baja presión con aprovechamiento de gas	61
Figura 21. Porcentaje de distribución gas de alivio.....	62
Figura 22. Demanda de energía eléctrica en campo	65
Figura 23. Arreglo de tubería para almacenamiento de gas de alivio	66
Figura 24. Medidor másico de gas de alivio.....	67
Figura 25. Arreglo de tubería para gas combustible de compresoras.....	68
Figura 26. Medidor rotativo de gas combustible	68
Figura 27. Oferta de grupos electrógenos a gas – 180 kW.....	73
Figura 28. Consumo de gas combustible GE ofertados.....	78

Figura 29. Criterios de selección de GE.....	83
Figura 30. Flujo de caja condición actual	87
Figura 31. Flujo de caja proyecto generación a gas	89
Figura 32. Relación VPN Gas respecto al VPN Diésel	90
Figura 33. Payback proyecto de generación a gas	92

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Fases metodológicas	19
Tabla 2. Poder calorífico de combustibles	29
Tabla 3. Especificaciones de calidad del gas natural en Colombia.....	31
Tabla 4. Especificaciones diésel combustible en Colombia.....	32
Tabla 5. Cromatografía extendida de gas	39
Tabla 6. Caracterización fisicoquímica de condensado	40
Tabla 7. Tipos de fluidos de yacimientos	40
Tabla 8. Pronóstico de producción de gas.....	43
Tabla 9. Normatividad aplicable al sistema de TEA.....	56
Tabla 10. Histórico de gas quemado 2020-2021	58
Tabla 11. Proyecciones de gas quemado 2022-2026.....	59
Tabla 12. Balance gas de alivio, quema y consumo	62
Tabla 13. Listado de cargas instaladas (480 V)	63
Tabla 14. Listado de cargas instaladas (220 V)	64
Tabla 15. Costos de operación y mantenimiento – Gen diésel.....	71
Tabla 16. Costos de inversión alternativa a gas	73
Tabla 17. Especificaciones del medidor de gas combustible	74
Tabla 18. Parámetros fisicoquímicos del gas para generación eléctrica.....	75
Tabla 19. Comparativo de propiedades y requerimientos GE a gas.....	75
Tabla 20. Costos de operación y mantenimiento – Gen Gas.....	76
Tabla 21. Protocolo de mantenimiento GE a gas.....	77
Tabla 22. Matriz Pugh para decisión de GE.....	83
Tabla 23. Inversión inicial para flujo de caja	84
Tabla 24. Opex de alternativas de generación.....	85
Tabla 25. Condiciones generación actual	86
Tabla 26. Flujo de caja condición actual	87
Tabla 27. Condiciones generación a gas	88
Tabla 28. Flujo de caja proyecto generación a gas.....	89

Tabla 29. Payback proyecto generación a gas	91
Tabla 30. Comparación de emisiones contaminantes	93
Tabla 31. Potencial de calentamiento atmosférico de GEI.....	94

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Diagrama de tubería e instrumentación (P&ID) de separadores

Anexo B. FORMA30SH Ministerio de Minas y Energía

Anexo C. Diagrama de tubería e instrumentación (P&ID) de TEA

Anexo D. Plano unifilar eléctrico de locación

Anexo E. Especificaciones técnicas generador PERKINS – Diésel

Anexo F. Hojas de especificaciones de grupos electrógenos ofertados

Anexo G. Definiciones y siglas

RESUMEN

Título: Análisis de viabilidad para el aprovechamiento de gas residual en la generación eléctrica en un campo del Valle Inferior del Magdalena*

Autor: Cristhiam Darío Diaz Santander**

Palabra clave: Gas natural, Generación eléctrica, Quema de gas, Emisiones contaminantes

Este trabajo de investigación evalúa el potencial técnico y económico de mitigar la quema en tea en un campo productor de gas condensado, el cual está localizado en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, para esto se emplean datos históricos de producción y las características fisicoquímicas de los fluidos, igualmente se contempla la infraestructura eléctrica y de proceso instalada, de manera que se puede evaluar la viabilidad técnica y económica de disminuir los volúmenes de quema debido al aprovechamiento de gas residual como combustible en el sistema de generación eléctrica.

Desde un enfoque cuantitativo, se interpretan y describen las variables asociadas a la generación de alivios, venteos y quema de gas, se identifican los costos de inversión y costos de operación necesarios para materializar el aprovechamiento del gas como combustible en generación eléctrica, y se realiza la evaluación de beneficios económicos, financieros, ambientales y contractuales que sustentan la hipótesis inicial de este trabajo de investigación.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director Germán Gonzalez Silva, PhD.

ABSTRACT

Title: Feasibility analysis for use of residual gas in electricity generation in a Valle Inferior del Magdalena field *

Author: Cristhiam Darío Diaz Santander**

Keywords: Natural Gas, Electric generation, Flaring gas, Greenhouse emissions

This research evaluates the technical and economic potential of mitigating flare stack gas burning in a condensate gas field, which is located in the Valle Inferior del Magdalena basin, and therefore, production historical data and physicochemical characteristics of fluid are used. In the same way, electrical and process infrastructure are considered, so that the technical and economic feasibility of reducing the gas burning due to the use of vent gas as a fuel in the generation system can be evaluated.

Using a quantitative approach, is interpreted and described the variables involved in relief, vent and flaring gas, and the capital and operating expenses necessary to take advantage of vent gas as fuel in electricity generation are identified. This research evaluates economically and financially the technical, environmental and contractual benefits that support the initial hypothesis.

* Bachelor thesis

** Physico-chemical engineering faculty. Petroleum engineering school. Director Germán Gonzalez Silva, PhD.

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el alivio, venteo y quema de gas en tea es una práctica común en el sector de los hidrocarburos a nivel global, cuyos volúmenes provienen principalmente de las actividades de exploración, explotación y refinación de hidrocarburos, esta tendencia contrasta con las iniciativas internacionales de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, además de ser una práctica anacrónica en una industria que al día de hoy le apuesta a la eficiencia operacional, la optimización de sus procesos y las operaciones sostenibles, como estrategias de innovación que aseguren la continuidad del negocio.

En las operaciones de producción de campos de hidrocarburos se producen volúmenes de gas residual como consecuencia de las condiciones operativas y del tipo de equipos instalados en las facilidades de producción. Las condiciones de presión en las que se generan los volúmenes de gas residual, no permiten -de manera directa- retornar dicho gas a las líneas de proceso, lo que conlleva a que posteriormente se deba quemar el gas residual en la tea; en la actualidad se emplea el diésel como combustible para generación eléctrica en algunos campos de producción de hidrocarburos, sin embargo, el consumo de combustible representa para las compañías un rubro importante con incidencia en el costo de levantamiento (*lifting cost*), así mismo, la localización de los campos productores en zonas rurales de difícil acceso, impide en muchas ocasiones la posibilidad de conexión al Sistema Interconectado Nacional lo que conlleva a una dependencia del diésel como combustible, este escenario contrasta con el hecho que el gas quemado en tea tenga potencial para ser empleado como combustible en sistemas de generación eléctrica, sin embargo, la ausencia de estudios técnicos y de análisis económicos coarta la viabilidad de estos proyectos de autogeneración.

El aprovechamiento de gas residual como combustible para la generación eléctrica es de gran relevancia para la industria de hidrocarburos ya que es una alternativa

interesante que abre las posibilidades de la autosuficiencia energética, los impactos positivos deben evaluarse no sólo desde la perspectiva de costos por concepto de suministro de combustible sino también desde la visión de creación de valor, fortalecimiento de la imagen corporativa y buenas prácticas de responsabilidad social, ya que se promueve el uso de fuentes de energía menos contaminantes.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis de viabilidad para el aprovechamiento de gas residual en la generación eléctrica en un campo del Valle Inferior del Magdalena (VIM).

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ✓ Identificar la calidad del gas natural y su disponibilidad de acuerdo con los pronósticos de producción del caso de estudio.

- ✓ Describir las condiciones operativas en las que se genera gas residual, identificando los volúmenes que son quemados en tea.

- ✓ Evaluar la demanda de energía eléctrica en el caso de estudio, detallando los requerimientos necesarios para el aprovechamiento energético del gas residual en la generación eléctrica.

- ✓ Establecer la relación costo / beneficio de sustituir el diésel por gas combustible en la generación eléctrica de los campos de hidrocarburos, teniendo en cuenta las condiciones de la regulación ambiental y energética nacional.

3. MÉTODO

3.1 Enfoque

Con el objetivo de producir conocimiento mediante una estructura sistemática y ordenada, se emplean frecuentemente los enfoques cuantitativos o cualitativos, cuya perspectiva de la investigación se basa en la observación, representación y análisis de fenómenos como herramienta para obtener soluciones a diversas problemáticas. El enfoque cuantitativo involucra métodos de estudios numéricos basados en investigaciones previas¹. El desarrollo del presente estudio asume un enfoque cuantitativo, cuya finalidad es el análisis de los datos esencialmente numéricos como medio para interpretar y describir las variables asociadas a la generación de gas residual que posteriormente se quema en tea, y a la demanda de energía eléctrica en un campo de hidrocarburos, partiendo del supuesto que existe potencial de generación eléctrica a partir de sistemas de generación eléctrica con motores de combustión a gas, en donde se realiza un aprovechamiento energético del gas residual, los cuales podrán ser validados presentando los resultados a través de tablas y gráficos.

3.2 Alcance

El presente trabajo de grado tiene un alcance de tipo explicativo, donde se desarrollará un estudio de viabilidad para el aprovechamiento de gas residual empleado como combustible en la generación eléctrica de un caso de estudio, para esto se hará necesario la estimación de volúmenes de producción de gas residual que se generan a partir de ciertas condiciones de operación; dentro del presente estudio se aborda el análisis de demanda energética así como los costos asociados

¹ HERNÁNDEZ, Roberto, FERNANDEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la investigación. México: *McGrawHill*, Sexta Edición 2010.p. 10

a la generación eléctrica a partir de motores a diésel, de igual manera se abarcará el análisis de oferta de gas combustible a partir de los volúmenes que se queman en tea, los cuales poseen potencial para emplearse en la generación eléctrica de un campo, presentando así una propuesta de aprovechamiento energética que sea viable técnica, económica y ambientalmente.

3.3 Pregunta de investigación

¿Qué factores inciden y como se puede llevar a cabo el aprovechamiento de gas residual como combustible en la generación eléctrica de los campos donde se quema gas en tea?

3.4 Hipótesis

Se puede hacer aprovechamiento de gas residual en los campos donde se quema gas en tea, debido a que el volumen de gas quemado tiene potencial para abastecimiento de combustible en sistemas de generación eléctrica; la relación entre oferta de gas residual y demanda de gas combustible para generación es positiva y puede sentar las bases de la autogeneración de un campo.

3.5 Diseño de investigación

Tabla 1. Fases metodológicas

ENFOQUE CUANTITATIVO	DISEÑO EXPERIMENTAL DE CAMPO	<p>Determinación de variables:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar las condiciones operativas que causan la quema de gas en tea ▪ Identificar los volúmenes de gas quemado y su composición ▪ Detallar la demanda de energía eléctrica en el caso de estudio
		<p>Análisis de alternativas:</p> <p>Evaluar la oferta de grupos electrógenos a gas cuyas especificaciones técnicas aplican para la generación eléctrica en el caso de estudio.</p>
		<p>Análisis de datos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer la relación costo / beneficio de implementar generación eléctrica a partir de grupos electrógenos a gas natural, empleando gas residual como combustible. ▪ Análisis de <i>OPEX</i> y <i>CAPEX</i> requerido para la generación eléctrica en equipos a diésel y a gas natural. ▪ Evaluación de impactos ambientales en el aprovechamiento de gas residual como combustible para la generación eléctrica

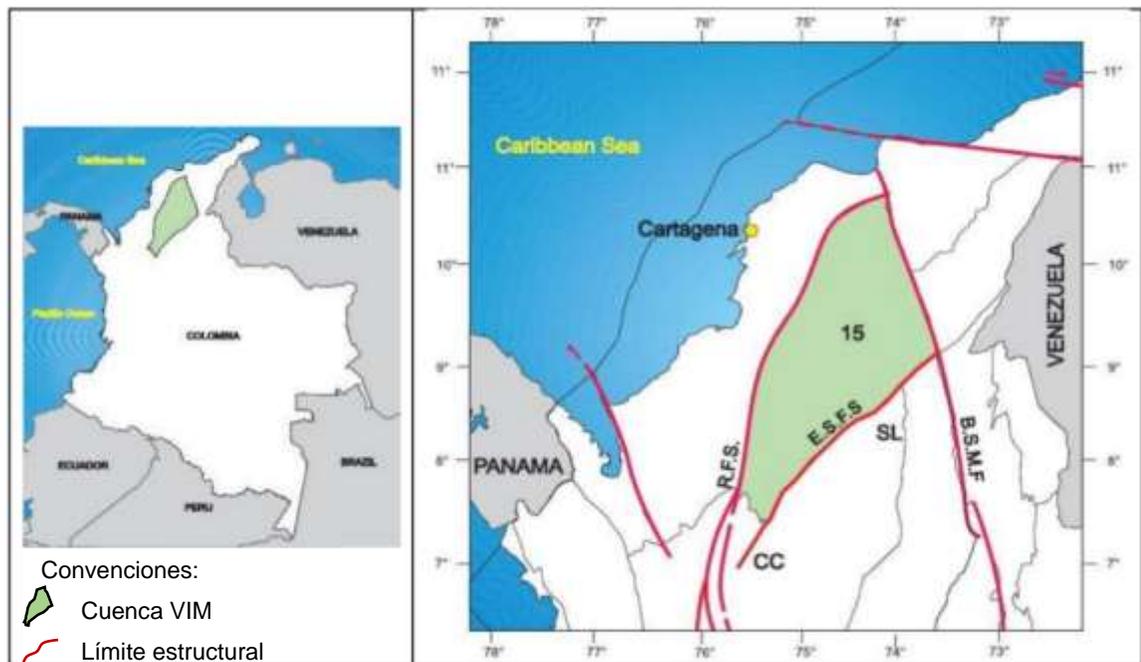
Fuente: Elaboración propia

4. MARCO DE REFERENCIA

4.1 Generalidades de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena

De acuerdo con la caracterización de la UPME, la cuenca del Valle Inferior del Magdalena se encuentra ubicada en la región Caribe, al SW de la Sierra Nevada de Santa Marta y de la Serranía del Perijá, cuya extensión alcanza los 41865 km² aproximadamente². En la figura 1 se puede observar la ubicación geográfica de la cuenca en la zona norte de Colombia.

Figura 1. Localización de la Cuenca del VIM



Fuente: Imagen adaptada de BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. 2007. (p. 92). Bogotá: ANH.

² UPME. Unidad de planeación minero energética. *Evaluación de las cuencas y estructuras de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Contrato No.C-041. Bogotá. 2018*

Como lo señalan Lozano y Zamora³, el sistema petrolífero de la cuenca está compuesto principalmente por calizas y areniscas de las formaciones Ciénaga de oro, Porquero y Tubará con porosidades hasta del 21%, cuya presencia de materia orgánica de kerógeno tipo III indica una tendencia a ser una zona productora de gas e hidrocarburo liviano asociado⁴. Tal como detalla la UPME⁵, la producción de aceite en esta cuenca es marginal, por lo que su importancia productiva radica en los volúmenes de gas que se pueden producir de manera eficiente, ya que se proyecta como una de las más importantes con potencial en reservas de gas en los próximos años.

4.2 Antecedentes investigativos

A continuación, se describen algunos de los aportes representativos, relacionados con la generación de gas residual en la industria de hidrocarburos, su posterior quema y algunos posibles desarrollos de aprovechamiento para generación eléctrica, los cuales se constituyen como los antecedentes investigativos de este trabajo de grado

Elvidge, Bazilian y otros autores⁶ analizaron como aproximadamente el 90% del volumen de gas quemado a nivel mundial se originaba en las actividades de exploración y facilidades de producción, identificaron como las teas se pueden encontrar en instalaciones de exploración y producción de hidrocarburos, en

³ LOZANO, Edinson y ZAMORA, Nadezhda. Mapa de profundidad de la isoterma de Curie para Colombia, Anexo M: Compilación de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Servicio Geológico Colombiano. 2014. Bogotá

⁴ MARÍN, Juan Pablo et al. Evaluación geológica y prospectividad Sector Sinú – Urabá. Boletín de geología. Vol. 32. 2010.

⁵ UPME, Op. Cit., p. 235.

⁶ ELVIDGE, Christopher, et al. *The potential role of natural gas flaring in meeting greenhouse gas mitigation targets*. *Energy Strategy Reviews*, 2018. doi:10.1016/j.esr.2017.12.012

refinerías e incluso en minas de carbón, lugares en los que existían limitaciones técnicas, económicas o regulatorias que potenciaban la quema anual de aproximadamente 150.000.000.000 m³ de gas, equivalente al consumo anual total de gas en África Subsahariana en el año 2020⁷, estos volúmenes representan una emisión de más de 400.000.000 TON CO₂ /año a la atmosfera, con graves impactos para la salud pública y el medio ambiente debido a la emisión de GEI, en forma de metano no quemado y hollín.

Las limitantes en condiciones operativas, sumado a la flexibilidad en regulación ambiental internacional, han propiciado históricamente que el gas asociado sea considerado muchas veces como un residuo de la producción de crudo, es por esto que la quema de los excesos de gas y las emisiones fugitivas se consideran como una opción económica y generalizada en la industria de los hidrocarburos, lo que posiciona esta actividad económica como la causa principal de los volúmenes de gas quemados o venteados a nivel mundial⁸. En la figura 2 se puede identificar como existen diversos mecanismos y procesos donde se presentan quemados o venteos de gas natural dentro de la cadena de valor de los hidrocarburos, tales como emisiones en tanques de almacenamiento, funcionamiento neumático de instrumentos, fugas y venteos de equipos reciprocantes o centrífugos, entre otros, de acuerdo con lo estudiado por Agerton, Gilbert y Upton⁹, existe una serie de razones económicas por las que resulta “óptimo” para las empresas del sector de hidrocarburos quemar gas asociado en tea durante la fase inicial del periodo de explotación de un campo, en primera instancia obedece a condiciones de seguridad operativa ante

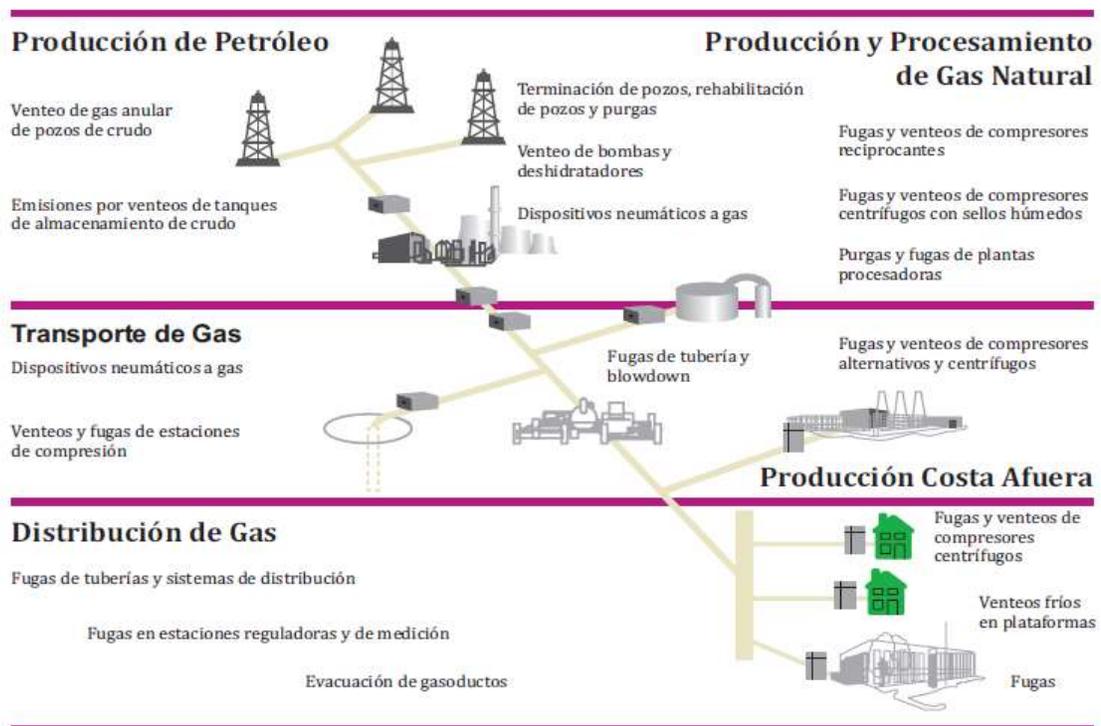
⁷ BP. *Statistical Review of world Energy 2020*. [Sitio Web] Londres. [Consulta: Septiembre de 2021]. Disponible en <https://on.bp.com/32YNzr>

⁸ GLOBAL GAS FLARING REDUCTION PARTNERSHIP (GGFR). *Report 3. Regulation of Associated Gas Flaring and Venting: A Global Overview and Lessons from International Experience*, Washington, D.C. 2004.

⁹ AGERTON, Mark, GILBERT, Ben y UPTON, Gregory. *The Economics of natural gas flaring in U.S. Shale: An agenda for research and policy*. Baker Institute. Houston. 2020.

sobrepresiones en las facilidades de producción, así mismo, cobra importancia el hecho que las empresas invierten en nuevos pozos e infraestructura de facilidades de producción en un entorno de gran incertidumbre operativa y de mercado, ya que justamente el crecimiento y desarrollo de los campos depende de la exploración y conocimiento del yacimiento, condiciones fuertemente influenciadas por la geopolítica y la escasez de nuevos descubrimientos en reservas convencionales.

Figura 2. Fuentes de emisión de GN en la industria de hidrocarburos



Fuente: AYUSO, Maria Elena. Análisis de las prácticas de quema y ventoso de gas natural asociado: Obstáculos y avances en Latinoamérica. *ENERLAC*, 2017., p. 72.

Johnson y Coderre¹⁰ estudiaron como la reducción y el aprovechamiento del gas de TEA reduce la radiación térmica, los costos de operación y de mantenimiento, la

¹⁰ JOHNSON, Matthew, CODERRE, Adam, Canada, *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2012, p. 121–131.

contaminación del aire y las emisiones de efecto invernadero, igualmente destacaron que estas iniciativas han sido ampliamente promovidas a nivel internacional a través del *Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR)* y la iniciativa global de metano (GMI), como conclusiones principales encontraron que para lograr reducir la quema se debe superar principalmente factores como la composición del gas, ya que el valor económico se basa principalmente en su poder calorífico, por lo que es trascendente poder evaluar la rentabilidad de reincorporarlo al proceso en infraestructura existente, así mismo, influyente fuertemente la cercanía a redes interconectados como gasoductos y la disponibilidad de volúmenes de gas suficientes, los cuales puedan apalancar el desarrollo de proyectos rentables como compresión o reinyección de gas.

Urrea y Castillo¹¹ consideran que una de las soluciones para reducir las emisiones de GEI e incrementar la eficiencia en el sector de minero energético, consiste en la inclusión de energías renovables, eficiencia energética y gestión integral de la energía, así como apostar por la disminución del diésel en la generación eléctrica. Dado que el país está encaminado hacia las estrategias sostenibles de aprovechamiento energético, se evidencian tendencias de promoción del GLP como potencial combustible sustituto, así como la implementación de tecnologías que permitan el aprovechamiento del gas asociado con la explotación de carbón y crudos livianos.

Sarvestani y otros autores¹², estudiaron como mediante la técnica de Gestión integrada de activos (IAM) se podía aumentar la eficiencia de los campos petroleros, desarrollando proyectos de uso de gas residual en diferentes escenarios en los que

¹¹ URREA, Angelica y CASTILLO, Jorge. Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas 2016. *Avances Investigación en Ingeniería*. 13.10.18041/1794-4953/avances.2.249.

¹² SARVESTANI, Arman, et al. *Integrated asset management: a case study of technical and economic optimization of Surface and well facilities*. *Petroleum Science*. 2019.

obtuvieron evaluaciones con buenos indicadores económicos, sus estudios concluyeron que optimizando las presiones de separación se lograría reducir los volúmenes de gas de flasheo y mayor volumen de condensados estabilizados, lo que en algunos casos podría incrementar igualmente la recuperación de aceite a medida que se aumenta el número de etapas de separación¹³.

Bailey y Worrell¹⁴ presentaron un inventario de energías limpias con potencial de generación eléctrica, en el cual estudiaron como 750 MCF de gas quemado en la tea de la refinería Richmond de la compañía Chevron, tenían el potencial de generación eléctrica de 260 MW con una reducción de 1.30 ton³ de CO₂; cuyos indicadores económicos arrojaron una inversión de capital de 1400 \$/kW y un costo de operación de 0.015 \$/kWh mediante plantas de cogeneración eléctrica. Bawazir, Raja y Abdelmohsen¹⁵ expusieron en 2014 como la compañía Qatargas alcanzó una reducción de aproximadamente el 70% del volumen de gas quemado en un periodo de 7 años, mediante la implementación de proyectos de aprovechamiento de gas de alivio para la reinyección del gas a las líneas de proceso, así como su uso como gas combustible dentro del proceso de producción de LGN. Rahimpour y Jokar¹⁶ compararon tres métodos de aprovechamiento de gas enfocados en la reducción de los volúmenes de quema en una planta de tratamiento de gas natural en Irán, el planteamiento comprendían la simulación de proyectos de producción de

¹³ Ibid., p. 13.

¹⁴ BAILEY, Owen y WORRELL, Ernst. *Clean Energy Technologies: A Preliminary Inventory of the Potential for Electricity Generation*. Universidad de California. Berkeley. LBNL-57451. 2005., p. 12.

¹⁵ BAWAZIR, Ibrahim; RAJA, Mohsin y ABDELMOHSEN, Ihab. *Qatargas Flare Reduction Program*. Qatargas Operating Company. DOI:10.3997/2214-4609-pdb.395.IPTC-17273-MS. Doha. 2014.

¹⁶ RAHIMPOUR, Mohammad y JOKAR, Seyyed. Feasibility of flare gas reformation to practical energy in Farashband gas refinery: No gas flaring. *Journal of Hazardous Materials*. doi.org/10.1016/j.jhazmat.2012.01.017.

GTL, la generación eléctrica mediante turbinas a gas y la compresión y reinyección a la planta, encontrando que 4.176 MMCFD de gas quemado en la refinería podrían representar 563 BPD de GTL, o 25 MW si se emplearan para la generación eléctrica, en el cual el periodo de retorno de inversión era de alrededor de 2.3 años para el caso de generación eléctrica con una tasa de retorno sobre la inversión del 44%.

En el año 2019, Gonzalez y Botia¹⁷ realizaron un estudio en el que expusieron como se pueden implementar proyectos viables de cogeneración eléctrica a partir de gas residual de los campos de producción de hidrocarburos en Colombia, el CAPEX del caso de estudio era alrededor de USD\$ 160600 y el OPEX de USD\$ 41640, obtuvieron como principales indicadores financieros un *payback* de 6 años y una tasa de retorno del 25% para una capacidad instalada de 75 kW, concluyendo que desde el punto de vista técnico y financiero, se pueden desarrollar proyectos integrales de mitigación de gas quemado y generación eléctrica con resultados económicos y ambientales representativos.

De esta manera, se logra evidenciar en la literatura, que existen variedad de alternativas para el manejo de excedentes de gas que se queman en tea, por ejemplo en la compresión y reinyección a líneas de proceso, la generación o cogeneración eléctrica, así mismo, en escenarios de altos volúmenes de gas asociado se tiene la opción de conversión del gas a combustible líquido (GTL) o la producción de gas natural licuado (GNL) los cuales hacen posible su transporte¹⁸. Sin embargo, existen regiones productoras de petróleo con gas asociado o de gas natural, donde la mayoría de las opciones anteriores no se han viabilizado, por ende,

¹⁷ GONZALEZ, César y BOTÍA, Sergio. Estudio para la cogeneración de energía eléctrica en las estaciones de producción de hidrocarburos. Trabajo de grado. Especialista en Gestión de Proyectos en Ingeniería. Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas. Bogotá. 2019.

¹⁸ BUZCU, Birnur, HARRIS, Robert y HERTZMARK, Donald. *Gas Flaring and venting: Extent, impacts and remedies*. Instituto James A. Baker III de Políticas Publicas, Houston. 2010. Disponible en <https://bit.ly/3qURGUy>

se continúan realizando quemas o emisiones fugitivas a la atmosfera, debido a que estos proyectos requieren en su mayoría grandes inversiones de capital y volúmenes de gas considerables para ser rentables¹⁹.

4.3 Marco teórico-conceptual

Combustión

Es el conjunto de reacciones de oxidación con desprendimiento de calor que se produce entre dos elementos: El combustible, que puede ser un sólido (carbón, madera, etc.), un líquido (gasolina, fuel oil, diésel, etc.) o un gas (natural, propano, etc.) y el comburente (oxígeno)²⁰.

Para que la combustión tenga lugar, deben garantizarse tres factores, en lo que se conoce como el triángulo de la combustión: Combustible, comburente y energía de activación. Para que se dé lugar a la combustión, se debe superar la temperatura de ignición del combustible en presencia del comburente, en la práctica se emplea el aire como comburente ya que está compuesto por 21% de oxígeno (O₂) considerado el comburente universal y 79% de Nitrógeno (N₂).

Estequiometría de la combustión

Dada la importancia de los productos de la combustión y su relevancia en los gases de efecto invernadero que se abordarán más adelante, es necesario introducir el término de estequiometría de la combustión, en la que se analizan las relaciones másicas y volumétricas entre reactivos y productos, cuyos compuestos principales

¹⁹ BAO, Buping, HALWAGI, Mahmoud y ELBASHIR, Nimir. *Simulation, integration and economic analysis of gas to liquid process. Fuel Processing Technology. Volume 91. Issue 7. 2010.* Disponible en <https://bit.ly/3mZ2DU9>

²⁰ GARCÍA, Ricardo, *Combustión y combustibles. Teoría de la combustión. 2001.* [Sitio Web] Disponible en: <https://bit.ly/32TljwK>

son el combustible y el aire necesario para la combustión, así como los productos de la reacción y su composición. Como se puede observar en la ecuación 1, cuando se tiene una combustión completa, los combustibles denotados como C_xH_y reaccionan con el oxígeno del aire para producir dióxido de carbono (CO_2) y vapor de agua en una reacción exotérmica.



Sin embargo, la combustión rara vez transcurre en condiciones ideales, por lo cual el principal aspecto a considerar es la posibilidad de que la combustión transcurra en condiciones de defecto o exceso de aire, en los cuales, además de los productos normales de combustión, se obtendrán subproductos como el monóxido de carbono (CO), Hidrogeno (H_2), hollín, carbono, humos y combustible sin quemar.

Como menciona Rodriguez²¹ en su literatura, para obtener una correcta combustión debe lograrse una buena mezcla del combustible con el aire; en este sentido los combustibles gaseosos presentan mayor facilidad de mezcla que los líquidos y éstos a su vez más que los sólidos; por este motivo pueden obtenerse procesos de combustión más eficientes empleando combustibles gaseosos.

4.4 Combustión y contaminación ambiental

Como se señalaba anteriormente, la combustión incompleta produce compuestos contaminantes, por lo que una de las soluciones más eficaces para mitigar los efectos de estos agentes, consiste en garantizar la eficiencia en la combustión, buscando los mayores rendimientos con un menor consumo de combustible, esto se hace posible seleccionando combustibles con mayor poder calorífico por unidad

²¹ RODRIGUEZ, Gonzalo. Uso Industrial del gas I. Principios de combustión. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2016.

de masa, como se puede observar en la tabla 2 el mejor de los combustibles fósiles en este aspecto es el gas natural.

Tabla 2. Poder calorífico de combustibles

Combustible	<i>BTU/lb</i>
Hidrogeno	61,0
Gasolina	20,0
Diésel	19,3
Etanol	12,0
Propano	21,0
Butano	21,2
Madera	6,0
Carbón	14,0
Gas Natural	23,0

Fuente: Adaptado de UPME. Proyección de demanda de energía en Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá. (2010)

Contaminación debida al azufre: La oxidación del azufre presente en los combustibles fósiles puede producir SO_3 , este compuesto en contacto con el agua de la combustión o del medio ambiente puede generar ácido sulfúrico (H_2SO_4), el cual se diluye en la atmosfera dando lugar al fenómeno conocido como lluvia acida; ergo se podría mitigar las causas de generación, si se logra potenciar el uso de energías limpias o combustibles con mínima presencia de azufre como el gas natural.

Contaminación debida al nitrógeno: El nitrógeno puede combinarse con el oxígeno para formar óxidos (NO) en combustión a altas temperaturas, este

subproducto se combina con el oxígeno del aire y forma dióxido de nitrógeno (NO_2), el cual es considerado un gas de efecto invernadero tóxico para el ser humano²².

Emisión de monóxido de carbono (CO): Gas de efecto invernadero producido por la combustión incompleta, es inodoro, además de tóxico, en función de su concentración en el aire y del tiempo de exposición del ser humano, puede generar secuelas neurológicas irreversibles o la muerte²³.

Emisión de hidrocarburos: Los combustibles como el diésel y el gas natural son derivados de los hidrocarburos, cuyas emisiones se presentan de manera libre (vapeos, emanaciones, emisiones fugitivas, etc.) o también en motores de combustión interna, la cual es originada por mezclas pobres de oxígeno²⁴.

Emisión de dióxido de carbono (CO₂): Gas inodoro producto de la combustión de hidrocarburos, de presentarse grandes concentraciones en el medio ambiente, genera impactos que contribuyen al efecto invernadero.

Producción de material particulado: La producción de carbón elemental y sólidos carbonáceos se debe principalmente a la combustión a elevadas temperaturas en escenarios de déficit de oxígeno.

²² ATSDR. Agencia para sustancias tóxicas y el registro de enfermedades. Óxido de nitrógeno. Georgia. 2002.

²³ CAMACHO, Michael, FONSECA, Wilson. Aplicación de combustibles gaseosos alternativos en motores de combustión interna para usos agroindustriales. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2019., p. 32.

²⁴ CASTRO, Paula. ESCOBAR, Lina. Estimación de las emisiones contaminantes por fuentes móviles a nivel nacional y formulación de lineamientos técnicos para el ajuste de las normas de emisión. Trabajo de grado Ingeniería Ambiental y sanitaria. Universidad de la Salle. Facultad de ingeniería ambiental, Bogotá. 2006., p. 7.

4.5 Especificaciones de calidad del gas natural

En la Resolución 071 de 1999 del Reglamento Único de transporte de gas Natural (RUT) expedido por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) se establecen las especificaciones que debe tener el gas natural en Colombia para ser transportado y comercializado, dichas condiciones se detallan a continuación en la tabla 3.

Tabla 3. Especificaciones de calidad del gas natural en Colombia.

Especificaciones	Sistema inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	1150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	950 BTU/ft ³
Contenido de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H₂S máximo	0.25 grano/100 ft ³
Contenido total de azufre máximo	1.0 grano/100 ft ³
Contenido de CO₂ máximo %v/v	2%
Contenido de N₂ máximo %v/v	5%
Contenido de inertes máximo %v/v	5%
Contenido de oxígeno máximo %v/v	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	6.0 Lb/MMSCF
Temperatura de entrega máximo	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	45 °F
Contenido máximo de polvo	0.7 grano/100 ft ³
Índice de Wobbe	1250 BTU/ ft ³ - 1415 BTU/ ft ³

Fuente: Adaptado de COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Ministerio de Minas y Energía. 2017.

4.6 Especificaciones de calidad del diésel

Diésel corriente (B2/B4) conocido en Colombia como ACPM (Aceite combustible para motor), es una mezcla de hidrocarburos derivado de la refinación del petróleo

crudo, las especificaciones del combustible apto para el uso en motores de combustión interna se detallan en la tabla 4.

Tabla 4. Especificaciones diésel combustible en Colombia.

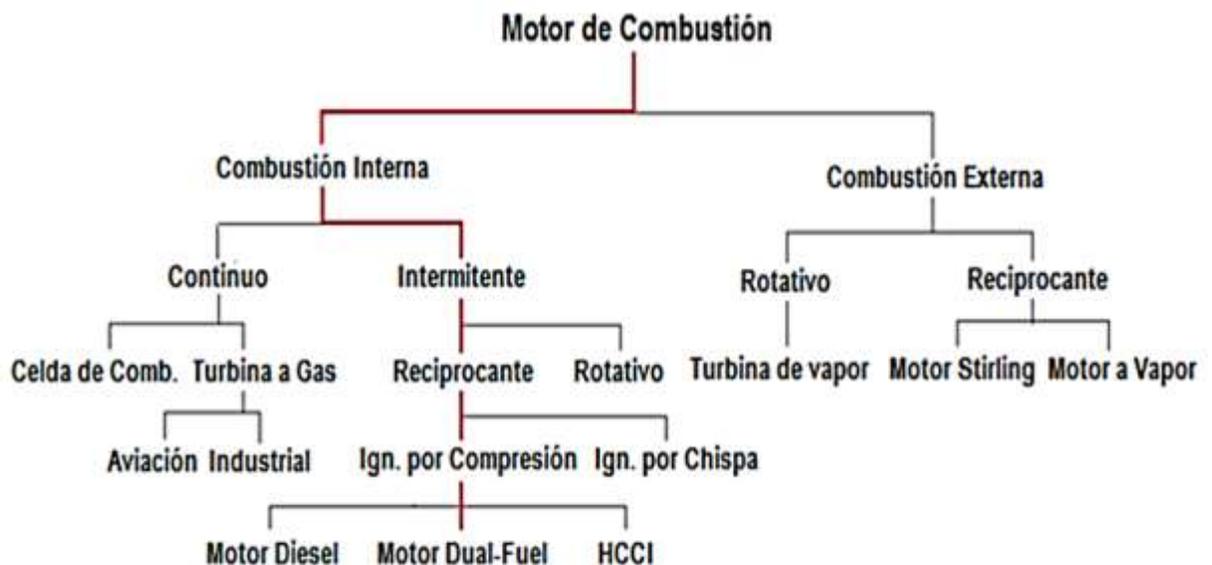
Propiedad	Especificación
Agua y sedimento %v/v	0.05%
Azufre	500 mg/kg
Contenido de aromáticos %v/v	33%
Cenizas %m/m	0.01%
Contenido máximo de biocombustible	2.2%
Punto final de ebullición	390 °C
Mínimo índice de cetano	45
Punto de fluidez	3 °C
Punto de inflamación	52 °C
Máxima viscosidad cinemática @ 40°C	5 mm ² /s

Fuente: Adaptado de ECOPEPETROL. Nuestros productos. VSM-01. Bogotá. 2019.

4.7 Motores de combustión interna

Estos son equipos empleados para transformar la energía química de un combustible en energía mecánica mediante el proceso de combustión, en la industria se trabaja principalmente con dos tipos de motores de combustión interna, los rotativos o los reciprocantes, en la figura 3 se observa un esquema de los diferentes equipos generadores de energía eléctrica mediante proceso de combustión, el desarrollo de este trabajo se centrará en los motores reciprocantes debido a que se explorará la generación eléctrica a partir de motores de combustión interna a gas.

Figura 3. Esquema de generación eléctrica por combustión



Fuente: Adaptado de: KARIM, Ghazi. *Combustion of fuel gases. Dual– Fuel diesel engines*. CRC Press. ISBN 9780429069765. 2015

4.8 Grupo electrógeno

Estos son equipos compuestos por motor de combustión interna acoplado a un alternador que convierte la energía mecánica en energía eléctrica, mediante una parte móvil llamada rotor y la parte estática denominada estator, en el que se genera un flujo magnético donde una parte actúa como inductor (rotor) y el estator como parte inducida generando electricidad²⁵. Una de las formas de clasificar los grupos electrógenos consiste en el tipo de combustible que se emplea (Diésel, gasolina, gas) o de acuerdo con la tensión generada (monofásicos o trifásicos)

²⁵ BORJA, Martí. Fundamentos de la generación de electricidad. Universidad Politécnica de Valencia. Departamento de Ingeniería Rural. España. 2004.

4.9 Eficiencia energética

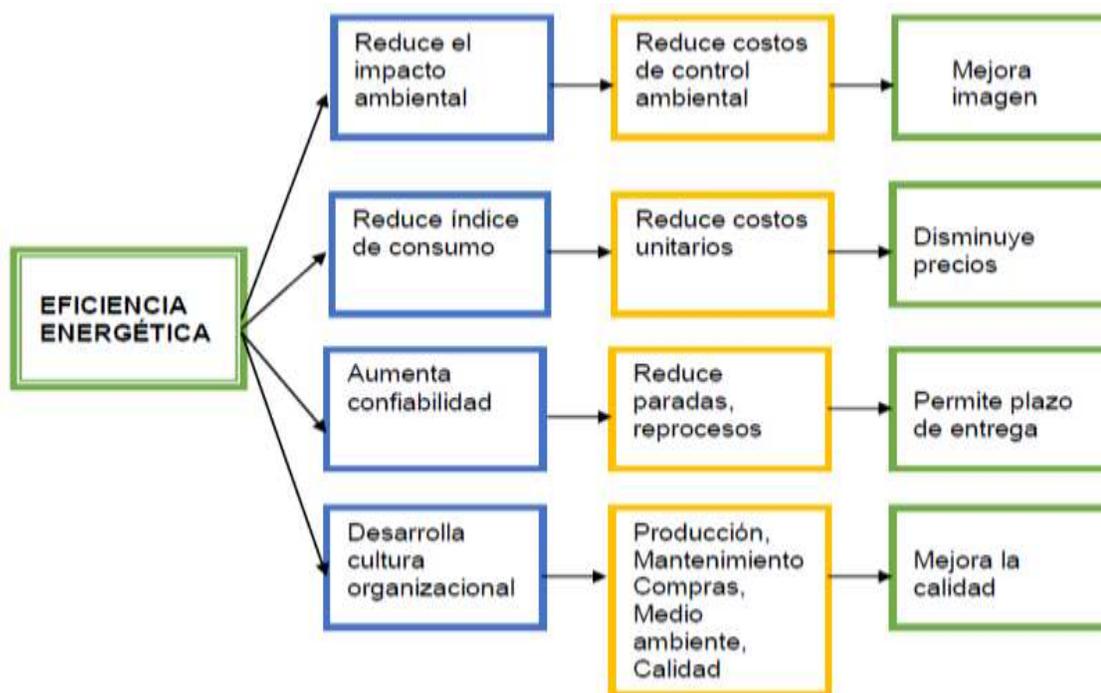
Como lo señala Ulises Franco²⁶ en su literatura, la eficiencia energética optimiza los costos operativos y las inversiones de capital, disminuye el costo de los energéticos y respalda la gestión ambiental de las empresas, en lo que se puede denominar un enfoque multisectorial integral que se sintetiza en la figura 4.

De acuerdo con el análisis realizado por la Comisión de Energía de California²⁷, existen los estudios que sustentan como la recolección, compresión y reinyección de gas residual al proceso, y su posterior comercialización o consumo interno, representa el enfoque más eficaz y viable para mitigar la quema y los venteos en los campos de producción de hidrocarburos, en los que se pueden reducir las emisiones por encima del 90%, así mismo, el uso de gas residual para el aprovechamiento en la generación eléctrica en motores a gas o turbinas representa una oportunidad significativa de beneficios económicos y de eficiencia operativa para las empresas²⁸, sin embargo, existen escenarios donde puede no ser una solución económica al estar limitado por la poca oferta de gas residual y la alta demanda de electricidad en campo.

²⁶ FRANCO. Ulises. *Uso industrial del Gas II. Modulo para Especialización en Ingeniería del gas.* Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2017.

²⁷ CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. *Cost-benefit analysis of the Self-Generation Incentive Program: consultant report.* Sacramento. 2008. Disponible en <https://www.loc.gov/item/2009526856/>

²⁸ JOHNSON. Op. Cit., p. 122.

Figura 4. Enfoque multisectorial de la eficiencia energética

Fuente: Adaptado de VARON. Rafael. Eficiencia energética: La energía renovable por excelencia. Bogotá. 2012. Disponible en: <https://bit.ly/3tbesKQ>

4.10 Marco legal

La administración de los hidrocarburos del subsuelo colombiano está a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entidad que fue creada en el año 2003 mediante el Decreto de Ley 1760, esta entidad se encarga de suscribir y administrar los contratos de exploración y explotación firmados entre las compañías operadoras y la nación²⁹; por su parte las compañías operadoras son las encargadas de extraer

²⁹ TORRES, Mario. Evaluación de las alternativas de abastecimiento de gas natural para un centro de consumo en Colombia. Trabajo de grado Especialista en Ingeniería de gas. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2019.

los hidrocarburos directamente de los yacimientos que están circunscritos en los bloques asignados por la ANH, cuyo deber es explorar y producir bajo estándares y normas técnicas nacionales e internacionales como: AGA, API, ASTM, NFPA, NTC, ICONTEC y RETIE, lo anterior dispuesto en el Decreto 1073 (2015) por el Ministerio de Minas y Energía.

En el 2009, el Ministerio de Minas y Energía estableció mediante la Resolución 181495, las medidas para regular y controlar las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, en la cual se sintetizan las directrices de este eslabón de la cadena de valor, cuyo objetivo principal es la de garantizar la maximización de la recuperación final y evitar el desperdicio de los hidrocarburos en los diferentes contratos firmados con las compañías del sector O&G³⁰.

Particularmente en el artículo 52 de la Resolución 181495, se especifica la prohibición de quema, desperdicio o emisión de gas a la atmosfera, cuya directriz exhorta a las compañías a proveer las facilidades de producción necesarias para el aprovechamiento del gas natural, y especifica las excepciones donde el volumen de gas puede ser quemado por razones de seguridad o debido a condiciones de inviabilidad económica, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente ante la ANH y ser aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, quien autoriza los volúmenes máximos permitidos y el lapso de quema.

Reporte de volumen de gas quemado y pago de regalías: En el año 2014, la ANH emitió la Circular No. 18, en la cual se estableció el protocolo para la autorización de quema de gas, la cual debe ser justificada por escrito por el representante legal de la operadora, de igual manera, la autorización es otorgada por campo, especificando el volumen máximo autorizado para quema, la vigencia y

³⁰ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495 (2, septiembre, 2009). Por el cual se establecen medidas en materia de explotación y exploración de hidrocarburos. Bogotá.

la determinación de si el volumen aprobado para quema se debe o no gravar para efectos de pago de regalías.

Dado que la quema de gas en tea representa una fuente fija de emisiones atmosféricas, dicha quema debe ser igualmente avalada por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) la cual aprueba por resolución los planes de manejo ambiental (PMA) que deben presentar las operadoras para poder desarrollar los planes de exploración y producción de los campos de hidrocarburos, estas medidas son desarrolladas conforme al componente normativo ambiental dispuesto por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en las Resoluciones 619 (1997) y Resolución 1309 (2010).

5. CONDICIONES DE OPERACIÓN CASO DE ESTUDIO

A continuación, se enumeran las principales condiciones técnicas y económicas que originan la quema o venteo de gas de acuerdo con los antecedentes investigativos, y posteriormente se revisa las condiciones específicas del caso de estudio de tal manera que se pueda realizar el dimensionamiento del escenario de aprovechamiento de gas residual.

- i. Volumen:** El gas asociado es poco representativo (bajo GOR), a tal condición que los indicadores económicos no justifican la inversión en facilidades de producción, tratamiento, almacenamiento y transporte de gas.
- ii. Propiedades fisicoquímicas:** Para lograr comercializar el gas, es necesario que los componentes contaminantes, tales como gases ácidos, gases inertes, humedad, entre otros, sean removidos mediante procesos de endulzamiento, depuración y deshidratación, esto significa una mayor inversión en equipos y procesos.
- iii. Localización:** La viabilidad técnico-económica es compleja cuando el gas asociado se produce en lugares donde no existe red de transporte y distribución de gas, o se encuentra alejado de los puntos de comercialización y consumo.
- iv. Transporte y distribución:** El desarrollo de infraestructura necesaria para el transporte y distribución del gas incide de manera directa en la viabilidad financiera de los proyectos de aprovechamiento de gas residual.
- v. Comercialización:** La regulación de los precios del gas incide en la viabilidad de los proyectos de producción, así mismo, la demanda puede ser tan incipiente que no justifica el desarrollo de proyectos de infraestructura energética.

5.1 Caracterización de los fluidos

En la tabla 5 se detalla la composición del gas producido en el caso de estudio, el cual corresponde a un análisis composicional por cromatografía extendida (Método GPA 2286) tomada de una muestra desde separador, a condiciones de 1000 psig de presión y temperatura de 75 °F, adicionalmente se tiene resultados de H₂S de 0,00 ppm y un poder calorífico de 1064 BTU/ft³; igualmente, se detalla la caracterización fisicoquímica de los líquidos producidos en la tabla 6

Tabla 5. Cromatografía extendida de gas

Fracción	Componente	% Molar
CO2	Dióxido de carbono	0.02
N2	Nitrógeno	0.35
C1	Metano	95.20
C2	Etano	2.09
C3	Propano	1.01
iC4	Iso Butano	0.27
nC4	N-Butano	0.37
iC5	Iso Pentano	0.14
nC5	N-Pentano	0.11
C6	Hexanos	0.15
C7	Heptanos	0.15
C8	Octanos	0.08
C9	Nonanos	0.03
C10	Decanos	0.02
C11	Undecano	0.01
C12+	Duodecano+	0.00
Total		100.00

Fuente: Análisis composicional de gas – caso de estudio Formación CDO

Tabla 6. Caracterización fisicoquímica de condensado

<i>Análisis</i>	<i>Método</i>	<i>Resultado</i>	<i>Unidad</i>
<i>Agua y sedimento</i>	ASTM D4007	0,007	%vol
<i>Presión de vapor</i>	ASTM D323	6,5	Psia
<i>Contenido de sulfuros</i>	ASTM D4294	0,020	%masa
<i>Contenido de sal</i>	ASTM D3230	0,4	PTB
<i>Asfaltenos</i>	IP 143	0,2	%masa
<i>Resinas</i>	UOP 46	<2	%masa
<i>Viscosidad @ 86°F</i>	ASTM D445	0,557	cP
<i>API @ 60 °F</i>	ASTM D1298	52,6	°API

Fuente: Análisis fisicoquímico de condensado – caso de estudio Formación CDO

Teniendo en cuenta los datos de la cromatografía y del ASSAY de los líquidos producidos, se puede afirmar que el fluido se cataloga como gas dulce debido a la ausencia de gases ácidos, el condensado expone una baja cantidad de agua y sedimentos debido a la poca producción de agua por pozo (< 1.0 BPD), dada la presión de vapor menor a la presión atmosférica se puede afirmar que el fluido se encuentra estabilizado en condiciones atmosféricas, de igual manera, se conoce de la data de producción una relación gas–aceite (GOR) de aproximadamente 50.000 ft³/Bbls. De acuerdo con la literatura, el fluido del caso de estudio puede catalogarse como un gas condensado ya que expone la °API, el GOR y el porcentaje molar de la fracción C₇₊ característicos de estos yacimientos, ver tabla 7.

Tabla 7. Tipos de fluidos de yacimientos

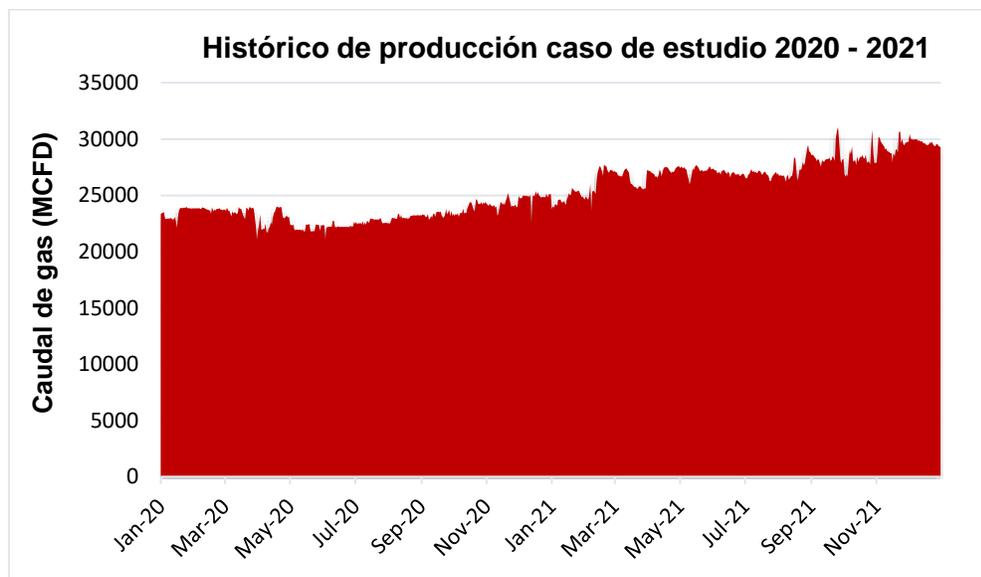
Tipo de fluido	Color de líquido	°API	GOR (ft³/bbls)	%Molar C₇₊
Petróleo negro	Negro oscuro	30-40	100-2500	>20
Petróleo volátil	Coloreado	40-50	>3000	20-12.5
Gas condensado	Coloreado	50-70	3000-100000	<12.5
Gas húmedo	Incoloro	60-70	>100000	<4
Gas seco	Sin líquido	Sin líquido	N/A	<0.7

Fuente: Adaptado de PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2009. ISBN 978-980-12-3048-9.

5.2 Producción de gas

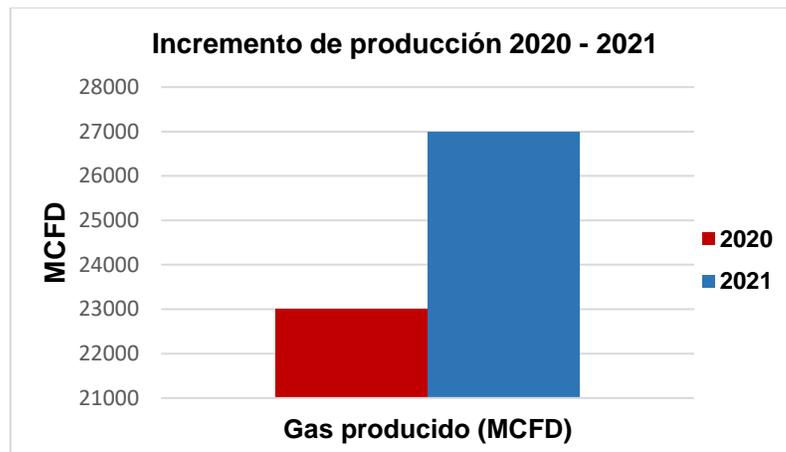
Como se detallará más adelante, las facilidades de producción del caso de estudio corresponden a los equipos necesarios para dar tratamiento al gas natural producido en un campo de la cuenca del VIM, los datos de producción de dicho campo fueron registrados entre los años 2020-2021 y son detallados en la figura 5, el cual corresponde al caudal del gas producido por la compañía operadora para dar cumplimiento a los compromisos contractuales con los transportadores de gas y los clientes consumidores finales.

Figura 5. Histórico de producción de gas 2020 – 2021



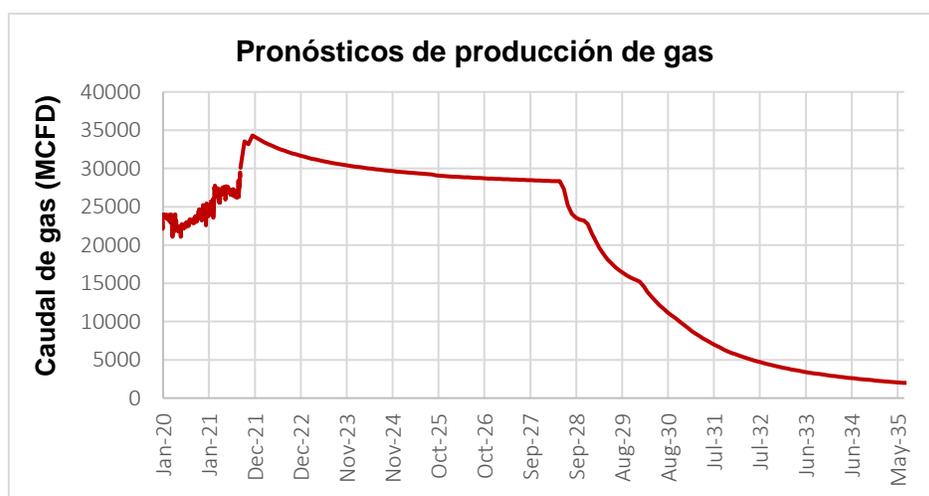
Fuente: Histórico de producción – caso de estudio. Elaboración propia

De manera general, se tiene que para el año 2020 se produjeron en promedio 23 millones de pies cúbicos por día y en el año 2021, un aproximado de 27 millones de pies cúbicos por día, en primera instancia esta tendencia de producción expone un incremento aproximado del 17.4% para dicho periodo.

Figura 6. Incremento de producción 2020-2021

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de campo

De igual manera, en la tabla 8 se detallan los pronósticos de producción del caso de estudio, en los cuales se proyecta un *plateau* de producción de gas cercano a los 30 millones de pies cúbicos por día hasta el año 2024, ver figura 7. Esta información es suministrada por el área de yacimientos y calculada mediante el método RTA (*Rate Transient analysis*) con el cual es posible analizar las reservas del yacimiento de acuerdo a la declinación de los pozos.

Figura 7. Pronóstico de producción caso de estudio

Fuente: Pronósticos de producción – caso de estudio. Elaboración propia

Tabla 8. Pronóstico de producción de gas

Año	Producción (MCFD)
2022	32700
2023	30900
2024	29900
2025	29300
2026	28800

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de campo

Con esta información se establece el comportamiento de la oferta de gas del campo con un horizonte superior a 10 años, donde se nota una disminución del 13% de la producción en los próximos 4 años y una declinación pronunciada posteriormente, la cual obedece a la naturaleza misma del yacimiento y la condensación retrógrada de las fases.

La oferta de gas del caso de estudio será tenida en cuenta posteriormente en la evaluación económica, donde se evaluará el *payback* de un proyecto de aprovechamiento de gas residual en generación eléctrica.

5.3 Tratamiento y procesamiento de gas natural

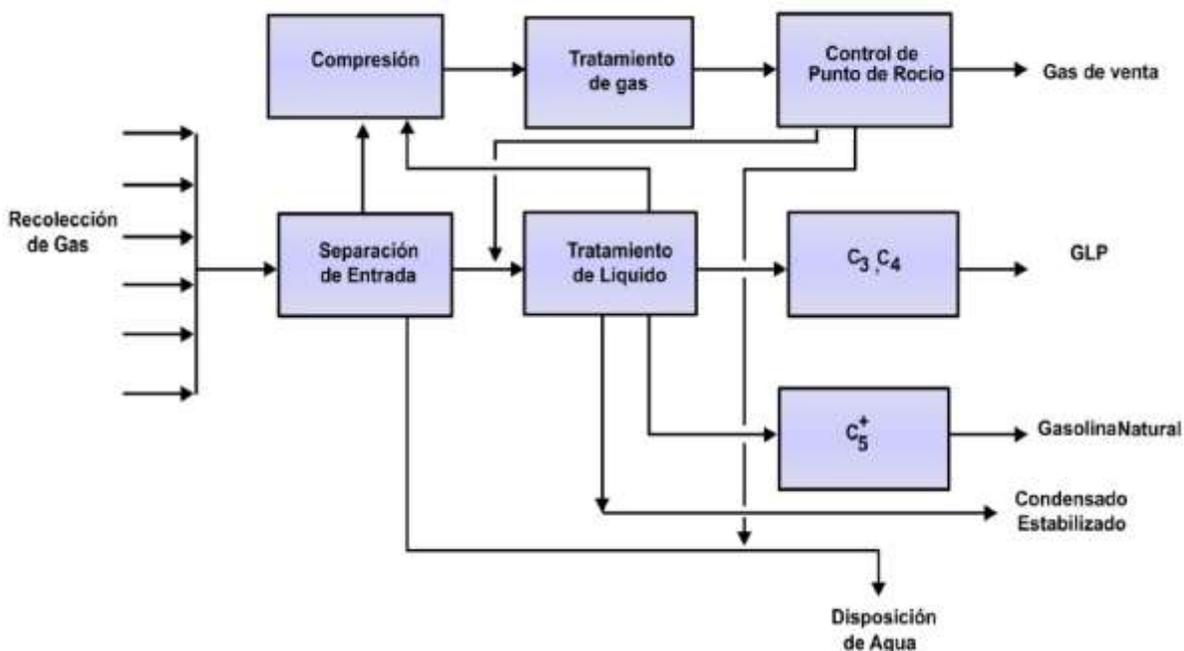
El propósito del tratamiento y procesamiento del gas natural es garantizar que el gas que ingresa al Sistema Nacional de Transporte de Gas (SNT) cumple con las especificaciones de calidad requeridas de acuerdo al Reglamento Único de transporte de gas natural colombiano (RUT) de acuerdo con las especificaciones detalladas en la tabla 3.

Para realizar tratamiento al gas natural, se hace necesario emplear facilidades de producción donde se da el manejo a las diferentes corrientes de fluidos (Gas – condensado - agua) y se procesan de acuerdo con los requerimientos normativos y

los compromisos contractuales establecidos, de tal manera que se establecen los procesos y equipos requeridos para controlar las propiedades fisicoquímicas del gas, tales como separación, endulzamiento, deshidratación, control de punto de rocío, fraccionamiento, entre otros.

De acuerdo con lo detallado por Santos³¹ en la literatura, el diagrama de flujo para el proceso y tratamiento de gas puede esquematizarse como se observa en la figura 8, donde se tiene inicialmente una separación primaria a alta presión, la cual permite la estabilización del flujo de gas en el proceso aguas abajo y la optimización de la energía calórica en todo el proceso.

Figura 8. Diagrama de flujo del tratamiento de GN



Fuente: SANTOS, Nicolás. Diseño y operación de unidades de tratamiento y procesamiento del gas natural. Universidad Industrial de Santander. 2020.

³¹ SANTOS, Nicolás. Diseño y operación de unidades de tratamiento y procesamiento del gas natural. Módulo Plantas de tratamiento del gas natural. Especialización en Ingeniería del gas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2020

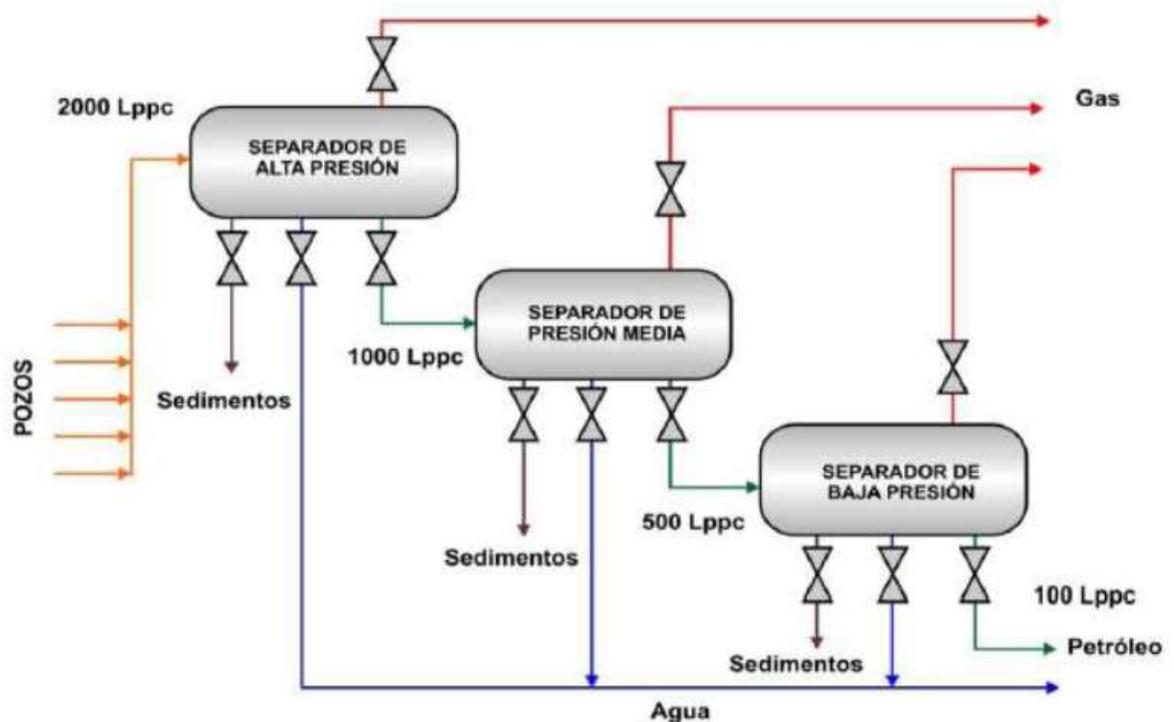
5.4 Separación

La primera etapa de separación es de tres fases: Gas, aceite y agua, cuyas corrientes se manejan de manera independiente de acuerdo con cambios físicos de presión y temperatura a través de las facilidades de producción, debido a la presencia de un fluido multifásico, se tiene que entre más alta sea la presión a la cual ocurre la separación inicial, mayor hidrocarburo líquido se podrá obtener en el separador³²; la naturaleza misma del condensado con 52.6 °API indica la presencia de componentes livianos, los cuales se vaporizan en condiciones de presión y temperatura atmosférica, por lo tanto, si la presión del separador inicial es muy alta o muy baja, muchos componentes livianos permanecerán en la fase líquida del separador y se perderán en la fase gaseosa en el tanque originando lo que se conoce como emisiones fugitivas.

Etapas de separación: Debido a que el objetivo principal del proceso requiere una separación eficaz de la mezcla multifásica, se debe garantizar la estabilización de los condensados y la maximización del recobro de hidrocarburos líquidos, por lo que se es necesario implementar la separación multietapa, en la cual la corriente de fluido pasa a través de dos o más separadores en serie (separador de alta, media y baja presión), ya que ha sido demostrado que a mayor número de etapas, mejor estabilización de condensados³³, de modo que las presiones de operación van reduciéndose de manera secuencial, sin embargo, se tiene como consecuencia de esta reducción de presión en cascada, un efecto flash entre las etapas, lo que genera un volumen de gas de alivio que es liberado por cada separador como se evidencia en la figura ver figura 9.

³² Ibid, p. 33.

³³ Ibid, p. 39.

Figura 9. Proceso de separación multietapa

Fuente: SANTOS, Nicolás. Diseño y operación de unidades de tratamiento y procesamiento del gas natural. Universidad Industrial de Santander. 2020.

5.5 Facilidades de producción de gas

Las facilidades de producción del caso de estudio, están conformadas por los equipos necesarios para separar los líquidos y contaminantes de la corriente de gas el cual se constituye como el fluido de interés, así pues, se da el tratamiento requerido para garantizar especificaciones de calidad de gas de acuerdo a RUT en el punto de transferencia y custodia hacia el SNT. El manejo de los líquidos se realiza de acuerdo al requerimiento normativo y contractual, de tal forma que, el condensado es comercializado mediante carrotanques cumpliendo especificaciones de calidad de hidrocarburo líquido en el punto de medición oficial conforme a lo

dispuesto en la Resolución 41251³⁴; de igual manera, el agua es entregada a terceros para su disposición final como se estableció en el plan de manejo ambiental del campo. Con el objetivo de entender mejor las condiciones de operación, se procede a esquematizar el diagrama de procesos en tres secciones: Manejo de alta presión (figura 12), manejo de baja presión (figura 13) y manejo de líquidos (figura 14). Así mismo, en la figura 15 se puede detallar el prototipo de los equipos involucrados en la separación multietapa, los cuales son descritos a continuación.

5.6 Proceso de alta presión

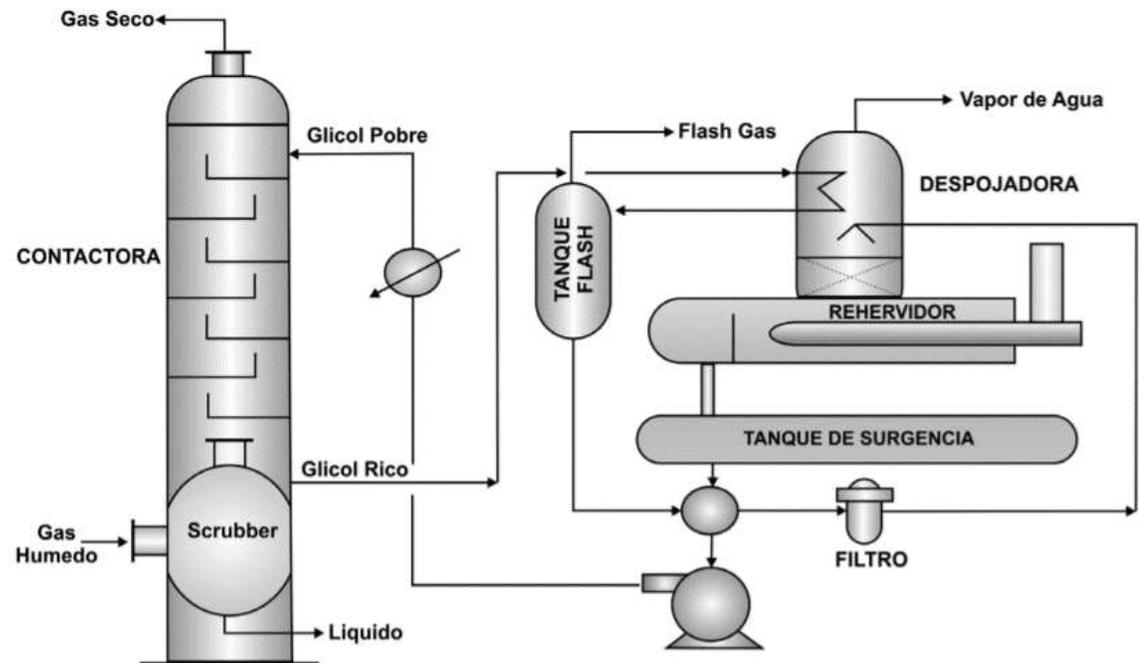
La planta de gas está diseñada para dar tratamiento al gas producido en todos los pozos del campo objetivo -en adelante se denotará como CPF (*Central processing facility*), el cual se compone principalmente por los sistemas de: Separación, deshidratación, control de punto de rocío, manejo de condensado, seguridad (*blowdown / shutdown*), recibo y envío de gas, alivios a tea y SCADA.

En la figura 12 se puede observar el diagrama de flujo del proceso a alta presión, el nodo inicial corresponde a la cabeza de pozo que conecta el yacimiento con los equipos de superficie, en este nodo se tiene instalado el estrangulador del pozo (*choke*) que permite controlar la presión de la cabeza del pozo y el caudal de producción. Posteriormente el fluido multifásico producido (mezcla de gas, condensado y agua) es conducido por una línea de alta presión hacia el siguiente nodo que corresponde a la separación primaria, en este nodo se separan los líquidos de la corriente de gas, dicho proceso se realiza en múltiples etapas con el objetivo de estabilizar los condensados producidos, por lo tanto, se tienen dos separadores, en la primera etapa se tiene una presión de operación de 1000 psig

³⁴ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 41251 (23 de diciembre de 2016). Por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de hidrocarburos producidos en el país para la adecuada liquidación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del estado. 2016. Artículo 8., p. 9.

(alta presión) y la segunda trabaja a 100 psig (baja presión), en el Anexo A se puede detallar el diagrama de tubería e instrumentación (P&ID) de los equipos y accesorios empleados para el proceso de separación multietapa. Una vez se han segregado los fluidos, se conduce el gas natural a la planta de tratamiento, donde el primer proceso corresponde a la deshidratación en torre contactora, en este nodo se garantiza que la humedad del gas cumpla con la especificación de calidad requerida (Humedad máxima permitida 6.0 Lb/MMCF), el gas es sometido a un proceso de absorción en una torre contactora que maneja trietilenglicol en contracorriente, este compuesto orgánico garantiza la deshidratación del gas debido a sus propiedades higroscópicas. En la figura 10 se observa el esquema de una planta de deshidratación con trietilenglicol, en campo se emplea el TEG en la planta de deshidratación ya que ha ganado aceptación universal como el más efectivo de todos los glicoles, debido a que logra la mayor reducción del punto de rocío del agua con bajos costos de operación, además de presentar una fácil regeneración con pocas pérdidas por vaporización tal como lo señala Ribón, Santos y Ortiz³⁵.

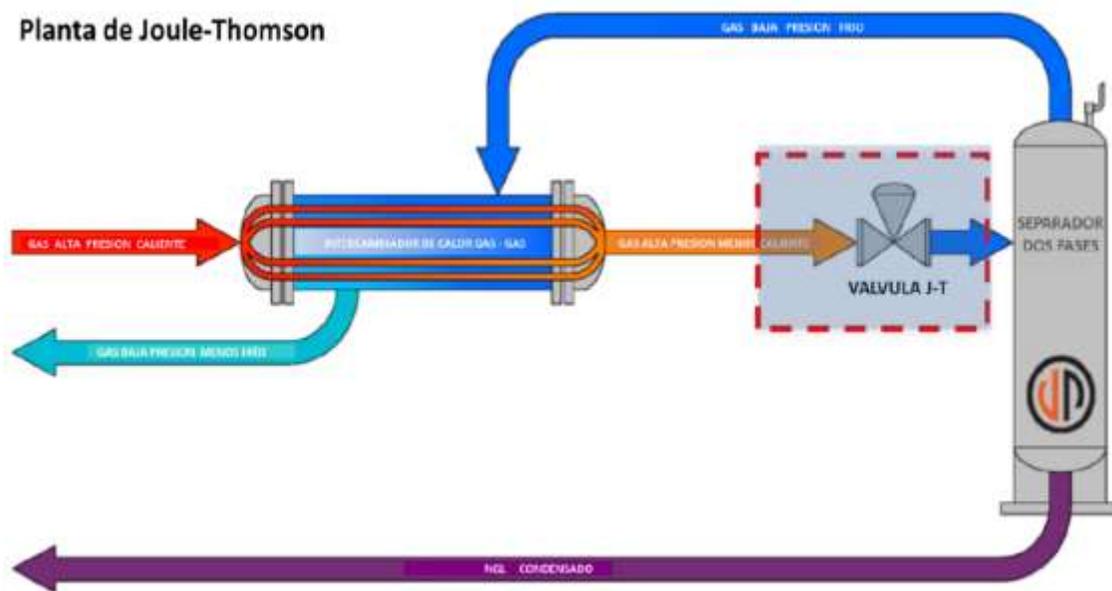
³⁵ RIBÓN, Helena, SANTOS Nicolas y ORTIZ, Olga. Métodos de deshidratación de gas natural. Revista Fuentes: El reventón energético. Vol. 8 No 2 de 2010., p. 56

Figura 10. Esquema de planta deshidratadora con glicol

Fuente: GPSA. Engineering Data Book. Gas Processors Suppliers Association. Tulsa. Oklahoma, 12th Edition. 2004

Posterior al proceso de deshidratación, el gas se conduce a la unidad de control de punto de rocío donde se garantizarán especificaciones de máximo poder calorífico (1150 BTU/ft³) y máximo punto de rocío (45°F) para transporte; el principio de operación consiste en un fenómeno Joule Thomson en una válvula estranguladora denominada válvula J-T, donde ocurre una caída de presión súbita que somete el gas a expansión, consiguiendo un rápido enfriamiento por debajo del punto de rocío, lo que permite justamente condensar y retirar las fracciones más pesadas en la fase gaseosa, ver figura 11. Aguas abajo del proceso de enfriamiento se ha garantizado que el fluido cumple con las especificaciones necesarias para ser comercializado.

Figura 11. Esquema de Unidad de control de HCDP Joule Thomson



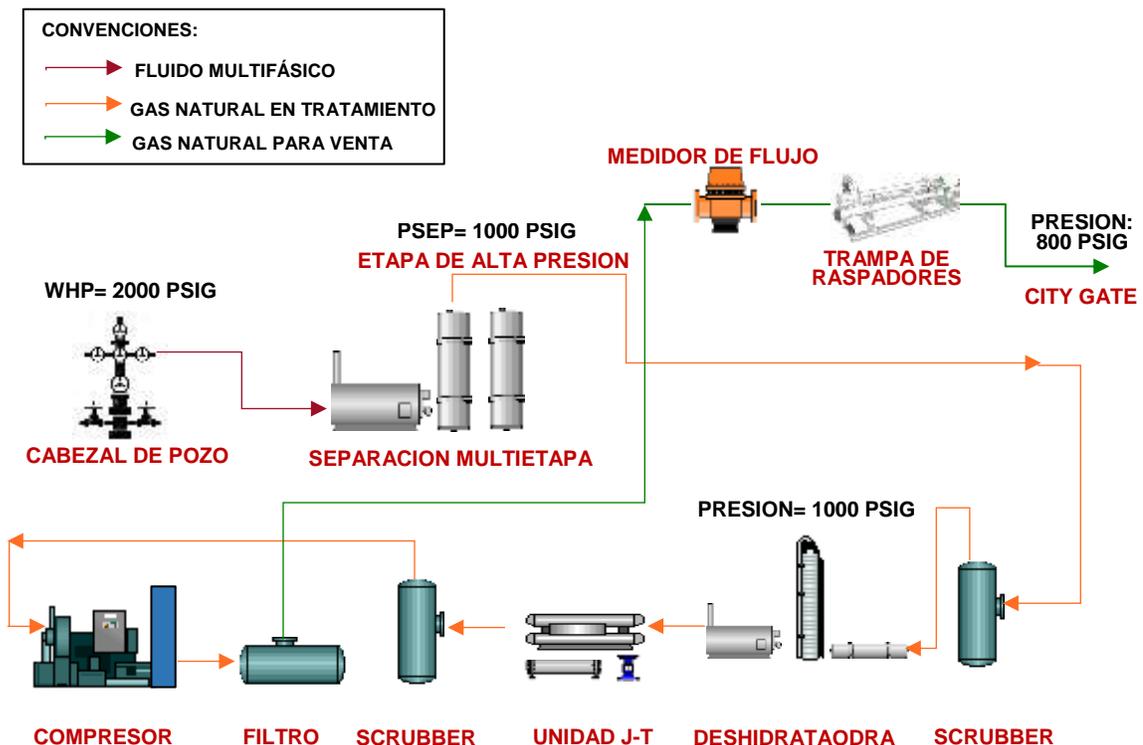
Fuente: ALBORNOZ, Cirilia. Evaluación de la formación de hidratos en una planta para recuperación de condensados. Trabajo de grado Especialista en gas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2017., p. 43.

Debido a la caída de presión generada en la unidad Joule Thomson, la energía del sistema no es suficiente para ingresar automáticamente a la línea del gasoducto del transportador, ya que se presentan mayores presiones en dicha tubería, por lo tanto, el siguiente nodo en la planta de proceso corresponde a la unidad compresora la cual garantiza las presiones requeridas para transportar el gas hasta el *City Gate* y poderlo inyectar al gasoducto, este último nodo es conocido como punto de transferencia y custodia, aquí es donde se entrega el gas al SNT (fase *downstream* de la cadena de valor del gas) que conecta con el consumidor final o cliente.

Debido a que el *City Gate* es considerado el punto de medición oficial, es en este nodo del proceso donde se encuentran los equipos analizadores de la calidad del gas como: Cromatógrafo, analizador de azufre y sulfuro total, analizador de punto de rocío de agua e hidrocarburo y analizador de gases inertes, de igual manera se

cuenta con los medidores de flujo de tipo ultrasónico y de platina de orificio con el cual se fiscaliza el fluido de acuerdo a las normas AGA 9³⁶ y AGA 3³⁷ respectivamente. Todos los parámetros de producción y entrega son enlazados mediante el sistema SCADA y centralizados para visualización y control de variables desde cuarto de control.

Figura 12. Diagrama de flujo del proceso (Alta presión)



Fuente: Elaboración propia

³⁶ AGA Report No. 9, Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters, June 1998, American Gas Association, 1515 Wilson Boulevard, Arlington, VA 22209

³⁷ AGA Report No. 3, *Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids - Concentric, Square-edged Orifice Meters*, June 1998, American Gas Association, 1515 Wilson Boulevard, Arlington, VA 22209

5.7 Proceso de baja presión

Desde el separador de alta presión se recibe el condensado mediante un proceso de flasheo (1000 psig a 100 psig), este fenómeno potencia la separación de las fases, preparando el hidrocarburo líquido para ser enviado hacia tanques horizontales a condiciones atmosféricas. Como se detalló en la figura 9, en esta fase del proceso se generan los alivios o venteos de gas como consecuencia de la separación multietapa, el gas residual que es aliviado desde el separador de baja presión se conduce a un medidor de flujo de desplazamiento positivo donde es cuantificado y posteriormente conducido hacia la tea donde se quema a la atmósfera. Los volúmenes de gas quemado son registrados mediante un computador de flujo y centralizados en el sistema SCADA, así mismo, la medición se hace en tiempo real y constituye la herramienta mediante la cual se cuantifica el volumen de gas quemado que se reporta diariamente a la ANH por medio del Informe Diario de Producción (IDP) y mensualmente en la Forma 30SH la cual se detalla en el Anexo B.

Figura 13. Diagrama de flujo del proceso (Baja presión)



Fuente: Elaboración propia

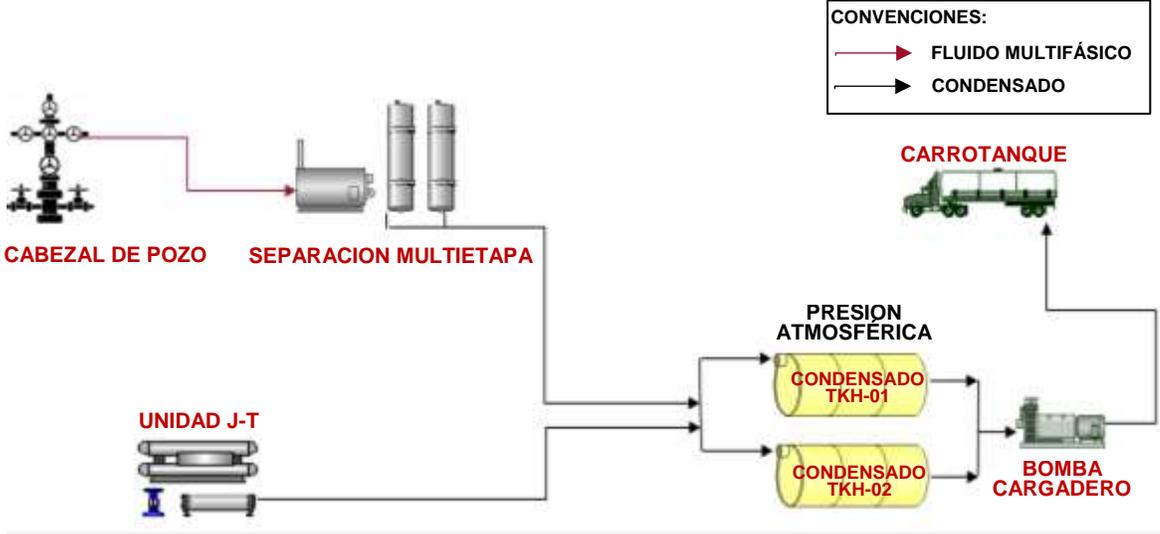
5.8 Manejo de líquidos

En los separadores de alta y baja presión ocurre la segregación de las fases que permite retirar la fase líquida del gas natural, el fluido se deposita en la parte inferior de las vasijas desde el cual se desplaza por la acción de válvulas de control de nivel hacia los tanques atmosféricos, en estos equipos se almacena y fiscaliza el condensado; de manera similar ocurre con el líquido recuperado en la unidad Joule Thomson como consecuencia del enfriamiento súbito en la válvula J-T, estos líquidos son recolectados en un separador y posteriormente enviado a los tanques por la acción de válvulas de control de nivel, en los tanques se mezclan los condensados enviados desde los separadores multietapa y desde las unidades J-T.

Una vez el fluido ha sido fiscalizado, se garantiza que las especificaciones de calidad son aptas para la comercialización conforme lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía: Porcentaje de sedimento y agua menor del 0.5%BSW y Contenido de sal menor a 20 PTB; una vez se ha confirmado cumplimiento de parámetros, se procede con el cargue y despacho en carrotanques para ser transportado y entregado al cliente.

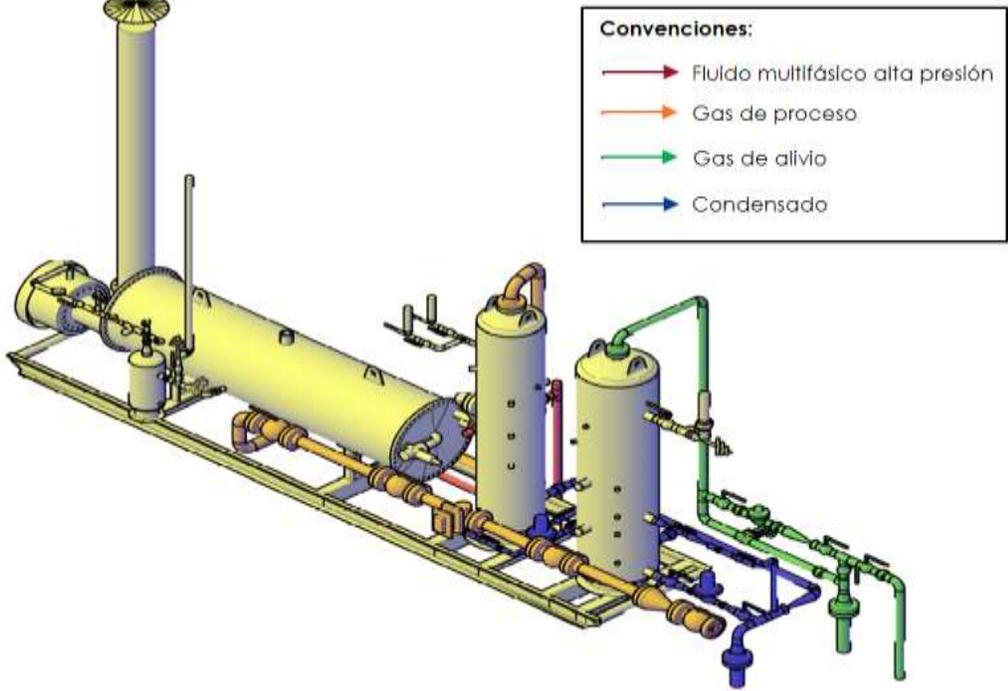
Es importante resaltar que, como resultado de los análisis de las propiedades fisicoquímicas del condensado, se conoce que la presión de vapor Reid (RVP) del fluido es menor a la presión atmosférica, ver tabla 6, por lo tanto, se garantiza que el hidrocarburo líquido almacenado en tanques se encuentra estabilizado debido al proceso de separación multietapa.

Figura 14. Manejo de líquidos (Presión atmosférica)



Fuente: Elaboración propia

Figura 15. Prototipo equipos para separación multitapa



Fuente: Elaboración propia

5.9 Filosofía de operación y control de CPF

Como premisas de la filosofía de operación en la planta de tratamiento de gas en el caso de estudio, se tiene que todos los drenajes de líquidos de los equipos son mecánicos y operan mediante válvulas controladoras de nivel. Los alivios por sobrepresión están conectados al sistema de alivios del CPF, los cuales son quemados en la tea, para la alimentación neumática de los instrumentos se emplea el gas de proceso desde el equipo de alta presión más cercano. Para la protección de integridad de los equipos se cuenta con válvulas de alivios redundantes, así mismo, los separadores cuentan con controlador neumático de nivel de líquido que operan de acuerdo a set ajustados; el set de alto nivel de líquido que abre la válvula, está por debajo de la entrada de gas al separador para evitar arrastre de condensados. El set de bajo nivel que cierra la válvula, está por encima de la salida de líquido para garantizar que no hay flujo de gas por la línea de líquidos del equipo.

5.10 Sistema de tea

Todos los venteos y alivios del CPF se recogen en un cabezal de 12" el cual tiene una pendiente negativa para asegurar los posibles condensados que se generen durante los alivios de las válvulas de seguridad, aguas abajo del cabezal se tiene instalado un equipo conocido como tambor de tea o *knockout drum* (KOD), el cual se encarga de acumular cualquier arrastre de líquido presente en el cabezal de alivio, para posteriormente enviarlo a la línea de drenaje, lo anterior garantiza que no se presente combustible líquido en el quemador.

La tea está constituida igualmente por una tubería de 12" y 15 mts de alto, equipada con quemador, arrestallama y piloto, en el Anexo C se detalla el plano P&ID de este sistema, el cual está diseñado para transportar aproximadamente 40 MMCFD; en la tea se queman los gases generados por venteos y alivios de acuerdo al estándar establecido en la siguiente normatividad internacional.

Tabla 9. Normatividad aplicable al sistema de TEA.

Norma	Expedida por	Contenido
<i>API RP 520</i>	<i>API</i>	Dimensionamiento, selección e instalación de dispositivos de alivio de presión en refinерías
<i>API STD 521</i>	<i>API</i>	Sistemas de alivio y despresurización
<i>API STD 537</i>	<i>API</i>	Detalles de teas en general para refinерías y servicios petroquímicos
<i>ASME Boiler and pressure vessel code</i>	<i>ASME</i>	Especificación de materiales, reglas para construcción de recipientes a presión y calificación de soldaduras.

Fuente: Elaboración propia a partir de estándar de la industria

Figura 16. Vista frontal – lateral de tea

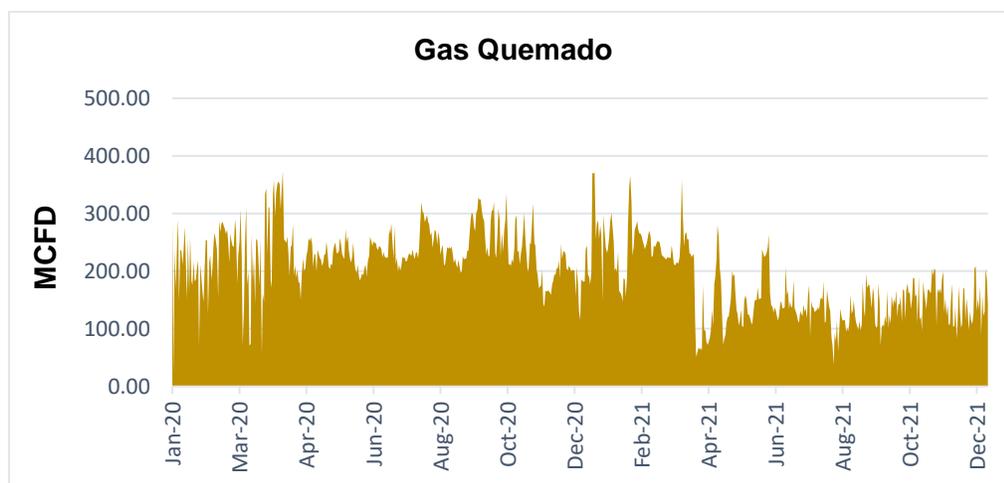
Fuente: Fotografía de archivo – caso de estudio

5.11 Reporte de volúmenes quemados

Tal como se revisó en el capítulo 4.10, los volúmenes permitidos para quema deben ser previamente autorizados por la ANH, para el caso de estudio se contaba con un

permiso de quema del 1.5% de la producción total en el año 2020 y del 1.0% para el año 2021, es decir 345 MCFD y 270 MCFD respectivamente. Este permiso de quema es otorgado por la ANH luego que la operadora radica ante el ente una solicitud formal, en la cual detalla: Informe técnico de las condiciones de operación (causa - justificación), el *data-sheet* de los equipos de proceso, los planos detallados de las facilidades de producción y las memorias de cálculo del proceso. Dicha aprobación es emitida por el Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participación, en conformidad de la Res. 181495. El permiso emitido por la ANH tiene vigencia de hasta un (1) año y en cualquiera de los casos expresa tácitamente que, al término del permiso, la compañía deberá presentar un informe en el que se demuestre el avance en las actividades que propicien la disminución de quema de gas en las operaciones del campo. En la figura 17 se observa el comportamiento de los volúmenes de quema reportados para el periodo 2020 – 2021 ante la ANH.

Figura 17. Histórico de gas quemado 2020 - 2021



Fuente: Elaboración propia a partir de datos cargados en IDP

Teniendo en cuenta los permisos de quema aprobados y los volúmenes de quema reportados ante la ANH de acuerdo con la tabla 10, se puede concluir que para el año 2020 fue quemado en tea aproximadamente el 67% del volumen diario

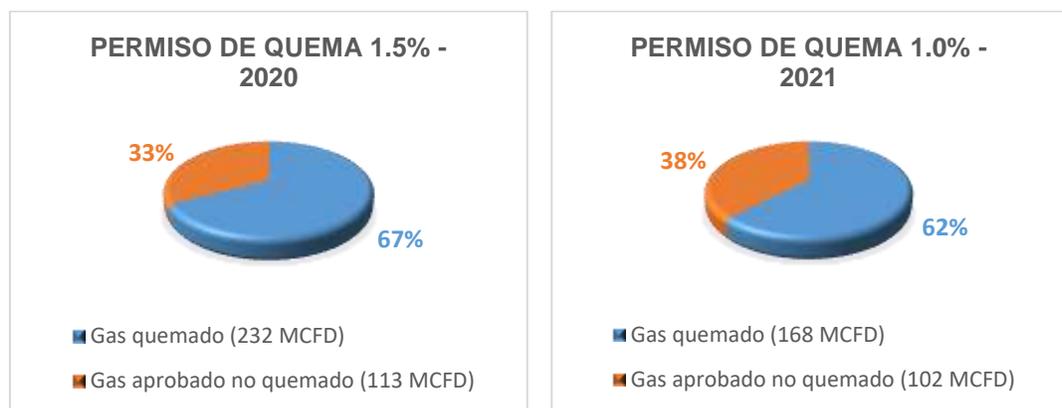
permitido, mientras que en el 2021 se quemó aproximadamente el 62% del volumen diario permitido por la ANH.

Tabla 10. Histórico de gas quemado 2020-2021

Semestre	Gas quemado (MCFD)	Máx. permitido (MCFD)
1er-2020	227.25	345
2do-2020	236.32	345
1er-2021	197.89	270
2do-2021	138.13	270

Fuente: Elaboración propia a partir de datos cargados en IDP

Figura 18. %Gas quemado vs aprobado 2020 - 2021



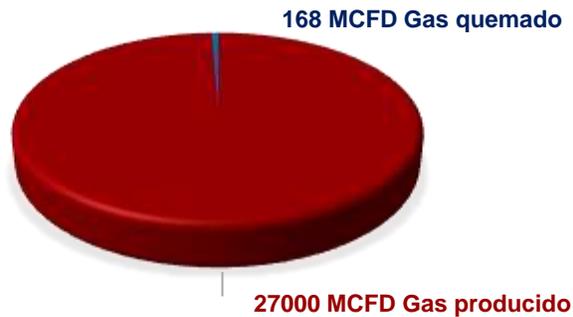
Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados en IDP

5.12 Proyección de quema

De acuerdo con las proyecciones de producción de la compañía detallados en la tabla 8, para el año 2022 se tiene proyectado producir 32.7 MMCFD, de los históricos de quema se conoce que para el año 2021 se mantuvo un factor de quema de 0.6% aproximadamente, lo que significa que para el año 2022 se proyecta una quema diaria de 196 MCF, así mismo, en la tabla se proyectan valores de quema

en los próximos 4 años, con base en los volúmenes detallados en el capítulo 5.2; para estos escenarios se asume el factor de quema actual y aprobación de permisos por parte de la ANH de volúmenes de quema mayor o igual a 0.6% de la producción diaria de gas.

Figura 19. Fracción de gas quemado 2021



Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados en IDP

Tabla 11. Proyecciones de gas quemado 2022-2026

Año	Producción (MCFD)	Quema (MCFD)
2022	32700	196.2
2023	30900	185.4
2024	29900	179.4
2025	29300	175.8
2026	28800	172.8

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de campo

5.13 Consumo de gas en campo

Como resultado del incremento de reservas probadas, así como los compromisos contractuales acordados por la compañía con sus clientes, en el año 2021 se tuvo un incremento en la producción del campo de aproximadamente 4.0 MMCFD, lo que

resultó en una producción diaria de 27 MMCFD, tal incremento de la producción de gas, sumado al fenómeno de declinación natural de los pozos, condujo a la operación permanente del sistema de compresión como premisa para el aseguramiento de la entrega de gas al transportador. Cabe mencionar que la operación de compresión demanda gas como combustible de la unidad, por lo tanto, en abril de 2021 se realizaron adecuaciones a las facilidades que permitieron aprovechar una fracción del gas que se aliviaba a tea y emplearlo como combustible en la compresora (150 MCFD aproximadamente), obteniendo así una leve disminución del gas quemado (ver figura 17); este hito sienta un precedente como proyecto de optimización de gas de alivio y quema en el campo, además de ser la base para desarrollar un proyecto de generación eléctrica a partir de gas residual.

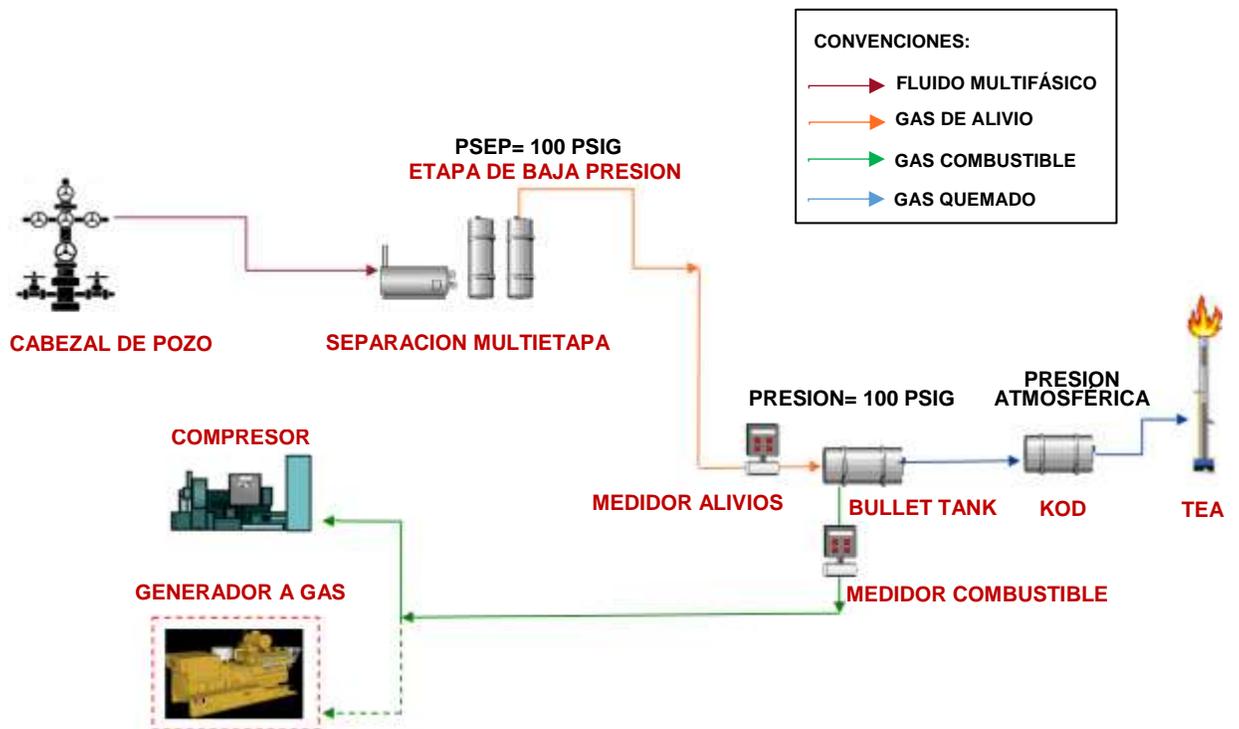
En la figura 20 se observa el diagrama de flujo del proceso de baja presión con un esquema de propuesta de aprovechamiento de gas, en donde el gas de alivio generado en la separación multietapa, es dirigido a un tanque bala que funciona como acumulador, desde este equipo se toma el gas que será empleado como combustible en el sistema de compresión y de generación eléctrica, este último representado por una línea punteada en la figura 20.

En la actualidad se envía el gas combustible desde el acumulador hacia la compresora, debido a que la presión del tanque bala es controlada por una válvula reguladora, el equipo se mantiene a una presión de trabajo que garantiza el suministro de gas combustible, esto es alrededor de 100 psig, sin embargo, dado que el volumen de gas de alivio es superior al gas combustible de compresoras (ver tabla 12), continúan existiendo excesos de gas en el *bullet tank*, los cuales aún deben ser enviados a la tea para ser quemados en la atmosfera.

Al realizar un balance de masa en el *bullet tank*, el volumen del gas quemado en tea corresponde al gas registrado por el medidor de alivios (masa de entrada) menos el gas registrado por el medidor de gas combustible (masa de salida), en la tabla 12 se detalla el balance de gas de alivio, quema y consumo correspondiente al segundo

semestre del 2021, como se evidenció en los históricos detallados de la tabla 10, los volúmenes de gas quemado son mayores a cero debido a que el volumen de gas aliviado por separadores es mayor que el volumen de gas combustible empleado en el proceso de compresión. Este escenario expone la justificación para implementar proyectos de reducción de quema de gas, y particularmente desarrollar un análisis de viabilidad para el aprovechamiento de gas residual en la generación eléctrica.

Figura 20. Esquema baja presión con aprovechamiento de gas



Fuente: Elaboración propia

Tabla 12. Balance gas de alivio, quema y consumo

Mes	Gas de alivio (MCFD)	Gas quemado (MCFD)	Gas combustible (MCFD)
Jul-21	292.92	138.71	154.21
Ago-21	274.30	117.86	156.44
Sep-21	284.88	131.87	153.01
Oct-21	300.80	146.89	153.91
Nov-21	304.55	155.06	149.49
Dic-21	289.39	138.72	150.67

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados en IDP

Como corolario de la tabla 12 se puede afirmar que, de la totalidad del gas de alivio generado actualmente en el proceso de separación, el 47% es quemado en tea y el 53% es empleado como combustible en el proceso de compresión.

Figura 21. Porcentaje de distribución gas de alivio

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados en IDP

6. GENERACIÓN ELÉCTRICA CASO DE ESTUDIO

6.1 Capacidad instalada

En el Anexo D, se puede observar el plano unifilar donde se detalla el diagrama de las instalaciones eléctricas instaladas en el caso de estudio, de igual manera en las tablas 13 y 14, se compila el listado de cargas 480 / 220 V existentes, las cuales corresponden a las facilidades administrativas y de proceso que se tienen actualmente en el caso de estudio (datos tomados de hoja de especificaciones técnicas de cada equipo); la capacidad del transformador está dimensionado con base en las cargas descritas en la tabla 14, por ende la potencia eléctrica de operación del transformador en la tabla 13 corresponde al cálculo de la carga total operativa de los sistemas auxiliares (208/120 V).

Tabla 13. Listado de cargas instaladas (480 V)

Carga	Equipo	Potencia min requerida (HP)	Potencia eléctrica operación (KVA)	Eficiencia motor	Potencia eléctrica operación (KW)	Voltaje (V)
1	(4) Bombas de cargadero	20	21.5	0.78	38.0	480
2	(4) Heater de bomba		0.2	0.78	0.8	127
3	(2) Motor Aeroenfriador	15	14.8	0.78	26.0	480
4	Monitor puesta tierra cargadero		0.04		0.1	127
5	Sistemas auxiliares (Carga dada por transformador)		72.3		90.4	480
Total carga operativa (kW)					155.3	
Potencia Total aparente con factor de potencia = 0.88 (kVA)					176.5	

Fuente: Elaboración propia a partir de data de ingeniería

Tabla 14. Listado de cargas instaladas (220 V)

Carga	Equipo	Potencia eléctrica operación (KVA)	Factor de potencia	Potencia eléctrica operación (KW)	Voltaje (V)
1	(7) Oficina Operaciones	3.0	0.90	20.0	220
2	Tomas 110V Oficina	1.0	0.90	0.9	127
3	Sala de reuniones	3.0	0.90	2.7	220
4	Bodega de herramientas	8.0	0.90	7.2	220
5	Comedor	3.0	0.90	2.7	220
6	Tablero portería	1.5	0.90	1.4	127
7	Tablero alumbrado	15.0	0.90	6.8	220
8	UPS	10.0	0.95	9.5	220
9	Iluminación caseta generación	6.0	0.90	5.4	127
10	Cuarto eléctrico y de control	4.0	0.90	3.6	220
11	(2) Heater motor aerofriador	0.2	1.00	0.4	127
12	Tablero shelter compresoras	10.0	0.9	4.5	220
Total carga operativa (kW)				65.1	
Potencia total aparente con F.P = 0.9 (kVA)				72.3	

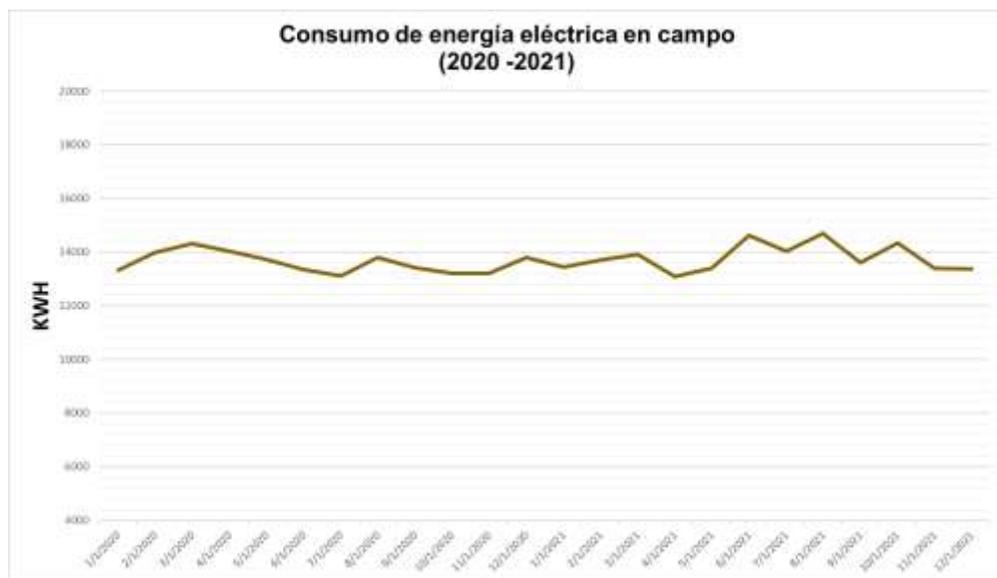
Fuente: Elaboración propia a partir de data de ingeniería

Como corolario del listado de cargas instaladas, se tiene que la carga total operativa del campo corresponde a 176,5 kVA. En la actualidad, el sistema de generación cuenta con dos grupos electrógenos a diésel, en el cual uno funciona como *Backup* del otro para garantizar los indicadores de disponibilidad y confiabilidad del campo. Los equipos instalados corresponden a generadores marca Perkins Serie 1100, modelo 1103A-33G, cuya especificación técnica se detalla en el Anexo E.

6.2 Consumo de energía y combustible

En la figura 22 se evidencia el comportamiento del consumo de energía en el campo en los últimos años, cuya demanda energética promedio es de aproximadamente 14000 kWh, de igual manera, se conoce por los históricos de consumo de combustible para generación eléctrica, que se requieren alrededor de 42 gal/día de diésel para mantener una operación 24/7 del equipo a condiciones de trabajo del 80% de la carga y una velocidad de 1800 RPM.

Figura 22. Demanda de energía eléctrica en campo



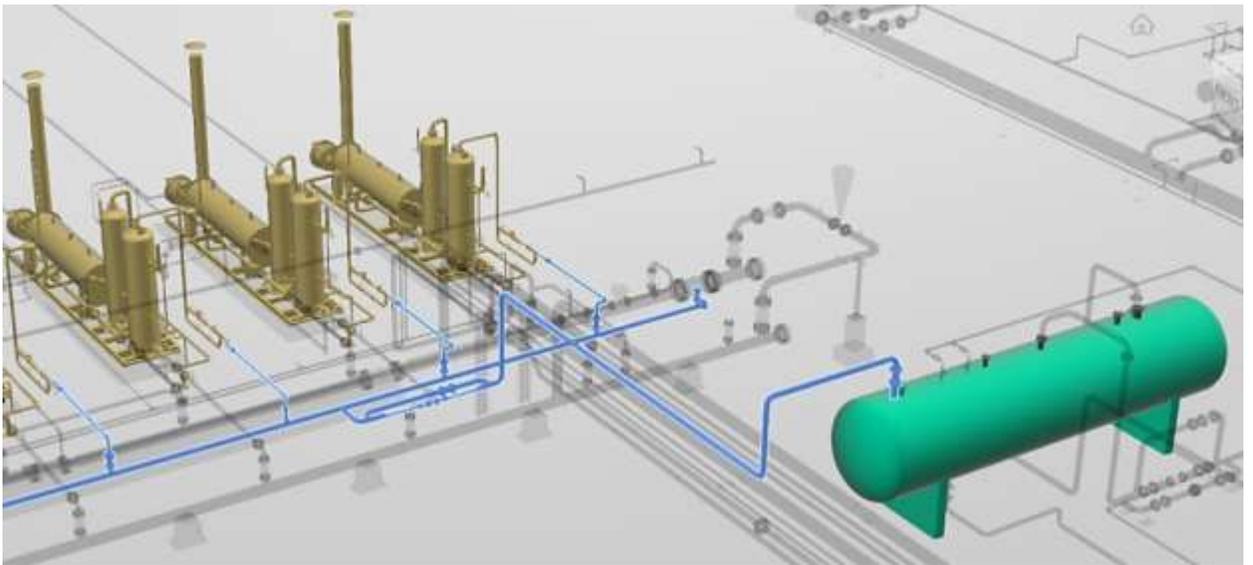
Fuente: Elaboración propia a partir de data histórica de campo

6.3 Oportunidad de aprovechamiento de gas combustible

Como se mencionó en el capítulo 5.13, se cuenta actualmente con parte de la infraestructura necesaria para el aprovechamiento de gas residual como combustible, ya que en la actualidad, el 53% del gas de alivio es empleado como combustible en el sistema de compresión, esta condición representa una disminución significativa en los costos de inversión inicial requeridos para ejecutar

un proyecto en el que se pueda emplear el gas de alivio como combustible en la generación eléctrica, dado que existe un equipo para la acumulación de gas (*Bullet tank*) con presión de operación de 100 psig, y se cuenta con un sistema de control de presión y alivio a tea para quemar los excedentes de gas que fueron detallados en la tabla 12. En la figura 23 se detalla mediante un diagrama 3D el arreglo de tubería de 2" SCH40 existente, donde se evidencia la trayectoria del gas de alivio que es direccionado desde separadores hacia un cabezal donde se mezclan todos los alivios de los separadores (línea iluminada en azul) y posteriormente dirigido a un medidor coriolis marca Emerson modelo F100S130CQBAEZZZZ (ver figura 24); luego de ser medido, el gas se almacena en el *bullet tank* que se encuentra presurizado a 100 psi, este equipo está iluminado en turquesa en la figura 23.

Figura 23. Arreglo de tubería para almacenamiento de gas de alivio



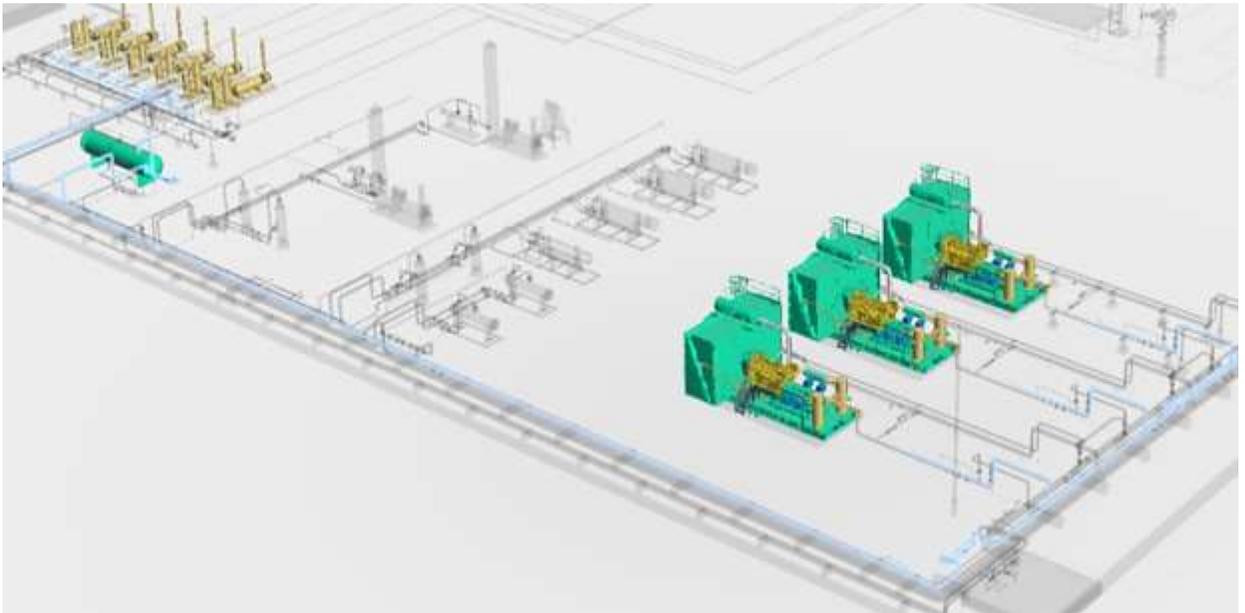
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de campo

Figura 24. Medidor másico de gas de alivio

Fuente: EMERSON. [Sitio web]. [Consulta: 25 de noviembre 2021]. Disponible en: <https://bit.ly/3g2DtzW>

El propósito principal del *bullet tank* es almacenar el gas residual presurizado para aprovecharlo como combustible en el sistema de compresión el cual requiere una presión mínima de suministro de 80 psig, el sistema de compresión está conformado por tres equipos G3512-CAT-ARIEL de 1400 HP, estos equipos reciprocantes son ilustrados en color turquesa en la figura 25; como se puede observar en la figura 26, el gas residual almacenado en el bullet tank es dirigido mediante un arreglo de tubería hacia un medidor de desplazamiento positivo marca Metreg modelo G160, luego de ser cuantificado, el gas se direcciona hacia las unidades compresoras por un tramo de tubería de 2" SCH40 (iluminado en azul en la figura 25), donde será empleado como combustible del sistema de compresión.

Figura 25. Arreglo de tubería para gas combustible de compresoras



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de campo

Figura 26. Medidor rotativo de gas combustible



Fuente: DIAZ, Cristhiam. [Fotografía]. Archivo de campo. Noviembre de 2021.

Esta infraestructura instalada provee un sistema de almacenamiento, medición de gas y control de presión, necesarios para desarrollar un proyecto de aprovechamiento de gas residual en la generación eléctrica, sin embargo, adicionalmente se deberán contemplar adecuaciones mecánicas y de instrumentación que garanticen las facilidades necesarias para emplear el gas almacenado en *bullet tank* como combustible en un sistema de generación a gas el cual se encuentra a una distancia de 180 mt. Los costos correspondientes a las adecuaciones adicionales serán detallados en el capítulo 7 y empleados en la evaluación económica.

7. ANÁLISIS DE DATOS

Como corolario de la información presentada en los capítulos 5 y 6, se puede afirmar que existe una infraestructura operativa de generación eléctrica a diésel, de igual manera se cuenta con registros históricos del consumo de combustible y de la demanda de energía eléctrica promedio. Así mismo, se dieron a conocer las condiciones físicas y de proceso que dan lugar a la generación de volúmenes de gas que se alivian desde el proceso de separación multietapa y posteriormente son quemados en tea, los cuales corresponden aproximadamente al 0.6% de la producción total del campo de acuerdo con datos presentados en la figura 19. Esta evidencia fundamenta la hipótesis del presente trabajo, en el cual se infiere que, la relación entre oferta de gas residual y demanda de gas combustible para generación eléctrica es positiva y puede sentar las bases de la autogeneración en un caso de estudio.

7.1 Costos de generación a diésel

Para realizar el análisis de viabilidad económica para el aprovechamiento de gas residual en la generación eléctrica, es necesario poder describir inicialmente los costos asociados a la generación con diésel. En la tabla 15 se detallan los costos operativos (*OPEX*) correspondientes a la generación actual (se maneja el dólar americano como unidad monetaria de valor constante); esta información será la data de entrada para el análisis y la evaluación económica posterior.

Tabla 15. Costos de operación y mantenimiento – Gen diésel

Ítem	Cant / año	Unidad	Valor unit (\$USD)	Valor total (\$USD)
Cambio de filtros	17	Un	450	7650
Cambio de aceite	17	Un	77	1309
Mantenimiento preventivo	1	Glb	245	245
Consumo combustible	15120	Gal	2.2	33264
Total año (\$USD)				42468
Total mes (\$USD)				3539

Fuente: Elaboración propia a partir de cotizaciones y datos de campo

Para el análisis de costos de operación, se tuvo en cuenta la recomendación del fabricante en el manual de operación y mantenimiento³⁸, donde se indica que el mantenimiento preventivo del grupo electrógeno a diésel se realiza cada 500 horas (cambio de aceite y filtros), de igual manera, se tomaron como base los datos históricos de campo para calcular los costos de filtración, lubricante (Mobil 1300 15W40, con costo de USD\$16/gal y consumo de 6.0 gal/mantenimiento), mantenimiento en sistema de refrigeración y el consumo promedio de combustible, el cual se sitúa alrededor de los 2.2 \$USD/gal.

7.2 Inversión de capital – Generación a gas

Corresponde a la propuesta de inversión proyectada para la adquisición de activos fijos, montaje y comisionamiento de facilidades necesarias para la generación a gas, en la figura 27 se relacionan los costos de inversión de grupos electrógenos de acuerdo a cotizaciones, así mismo, en la tabla 16 se detallan los costos asociados

³⁸ PERKINS, Manual de operación y mantenimiento Grupo electrógeno Serie 1100. PK Motor. SSBUS8387. Mayo de 2007. Disponible en <https://bit.ly/3o3Hk88>, p. 53.

al montaje metalmecánico requerido para llevar el fluido desde el *bullet tank* hasta la zona de generación, mediante un arreglo de tubería de 180 mts de longitud; adicionalmente, se contemplan los costos de un *scrubber* para garantizar la retención de líquidos de la corriente de gas combustible (control operacional), así como el costo de válvulas y accesorios necesarios, se debe tener en cuenta que la presión del fluido deberá ser regulada de acuerdo al requerimiento de presión de entrada al grupo electrógeno elegido, por lo tanto, los costos en regulación e instrumentación también son tenidos en cuenta. Para el dimensionamiento del *CAPEX*, se emplearon cotizaciones de empresas especializadas en montajes metalmecánicos y eléctricos, proveedores de material mecánico como Tuvacol, Casaval, y proveedores de grupos electrogenos como Natgas, Gecolsa, Generac y Pegsa con los cuales se construyó la tabla 16 y la figura 27.

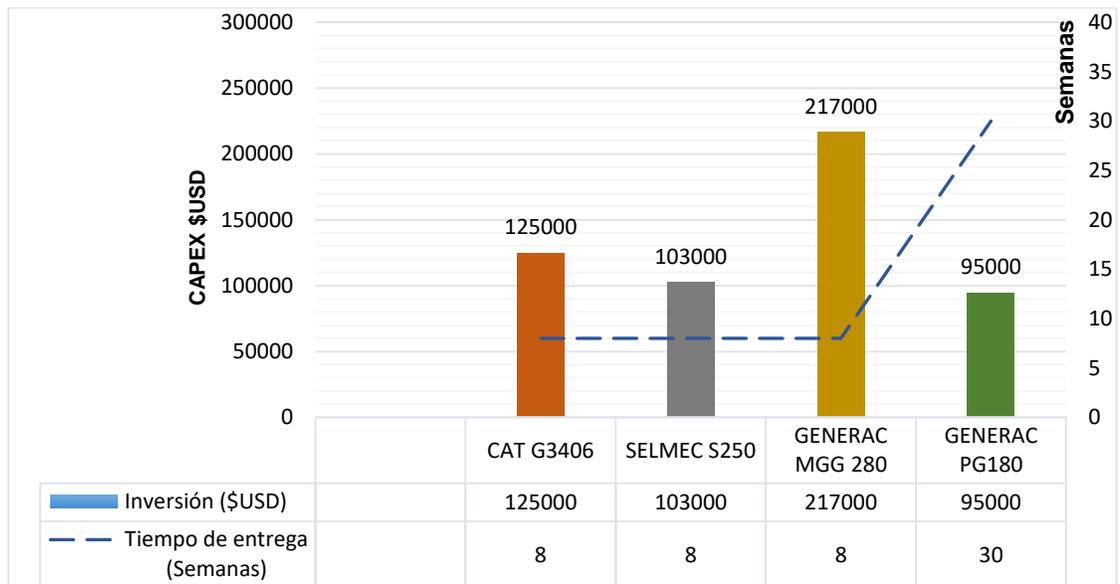
Importante resaltar que, en la actualidad se cuenta con un medidor de gas combustible Metreg modelo G160, el cual se evidenció en la figura 26, a continuación se detallan las especificaciones técnicas y el valor comercial de acuerdo a cotizaciones en la tabla 17; para realizar la evaluación técnica del aprovechamiento de gas de alivio en generación eléctrica serán tenidas en cuenta dichas especificaciones, de manera que de satisfacer los requerimientos se omitirá el costo asociado a la inversión en medidor, o en caso contrario, se considerará como adición al *CAPEX* en el capítulo de evaluación económica.

Tabla 16. Costos de inversión alternativa a gas

Ítem	Unidad	Cant	Valor unit (\$USD)	Valor total (\$USD)
Montaje de tubería y accesorios A/C	Kg	950	8.5	8075
Instalación eléctrica – GE gas	Glb	1	2000	2000
Instalación de instrumentación	Glb	1	1600	1600
Suministro de tubería SCH 40	Mt	180	14	2520
Suministro Scrubber ANSI 150#	Glb	1	3900	3900
Suministro de accesorios mecánicos y válvulas	Glb	1	4200	4200
Suministro de accesorios de instrumentación	Glb	1	3000	3000
Supervisión mecánica eléctrica	Glb	1	7180	7180
TOTAL (\$USD)				32475

Fuente: Elaboración propia a partir de cotizaciones

Figura 27. Oferta de grupos electrógenos a gas – 180 kW



Fuente: Elaboración propia a partir de cotizaciones

Tabla 17. Especificaciones del medidor de gas combustible

Descripción	Especificación
Fabricante	METREG
Modelo	MRM G160
Especificación	ANSI150
Temperatura de operación	-25 °C a 55 °C
Presión máxima de operación	232 Psig
Caudal mínimo	1.4 MCFD
Caudal de trabajo	10.6 MCFD
Caudal máximo	212 MCFD
Valor comercial	\$USD 5000

Fuente: Elaboración propia a partir de *data sheet* y cotizaciones

En la tabla 18 se detallan de manera general los parámetros fisicoquímicos del combustible que son adecuados para el funcionamiento de grupos electrógenos a gas, adicionalmente, en la tabla 19 se realiza un comparativo de las principales características y requerimientos de equipos disponibles que fueron ofertados por proveedores, en el Anexo F se ve con mayor detalle las especificaciones técnicas de cada uno de los equipos, así pues se puede afirmar que el poder calorífico del gas producido (1064 BTU/ft³) es adecuado para la generación eléctrica en los grupos electrógenos ofertados; las especificaciones evidenciadas en las tablas 18 y 19 representan la data con la cual se realizará la evaluación técnica de los grupos electrógenos y la evaluación económica de la propuesta de generación eléctrica a partir de gas residual.

Tabla 18. Parámetros fisicoquímicos del gas para generación eléctrica

Especificación	Valor	Unidad
Temperatura máxima de entrada	122	°F
Presión mínima de suministro	66	Psia
Presión máxima de suministro	133	Psia
Presión parcial de CO ₂	7.35	Psi
Poder calorífico mínimo	900	BTU/ft ³
Poder calorífico máximo	1150	BTU/ft ³

Fuente: QUIJANO, Juan. Viabilidad técnico-económica del aprovechamiento de gas residual para generación eléctrica. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2017.

Tabla 19. Comparativo de propiedades y requerimientos GE a gas

ESPECIFICACIÓN	CAT G3406	SELMEC S250	GENERAC MGG280	GENERAC PG180
Panel de control	EMCP II	AMF25	InteliGen NT	Digital H
Garantía (meses)	12	12	12	12
Skid estructural	Sí	Sí	Sí	Sí
Aislamiento	NEMA	NEMA	NEMA	NEMA
Voltaje	3PH	3PH	3PH	3PH
Frecuencia (Hz)	60	60	60	60
Capacidad lubricación (Lt)	31	31	31	34
Potencia @ 0.8 PF (kVA)	208	205	224	225
Consumo combustible @ 75% (MCFD)	45.9	54.1	48.5	45.7
Largo (in)	160	102	192	136
Ancho (in)	55	66	66	58
Alto (in)	84	70	92	68
Peso (lb)	9500	5435	10914	6031

Fuente: Elaboración propia a partir de *data sheet* de equipos

7.3 Costos de operación y mantenimiento – Generación a gas

Corresponde al *OPEX* que se prevé será generado por la operación continua de grupos electrógenos a gas, esta data se construye con base en el manual de operación y mantenimiento de motores a gas³⁹.

Tabla 20. Costos de operación y mantenimiento – Gen Gas

Ítem	Cant / año	Unidad	Valor unit (\$USD)	Valor total (\$USD)
Cambio de filtros	4	Un	641	2564
Cambio de aceite	4	Un	392	1568
Mantenimiento preventivo	1	Glb	980	980
Total año (\$USD)				5112

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de campo

Para el análisis de costos de operación, se tuvo en cuenta la recomendación del fabricante en el manual de operación y mantenimiento, donde se indica que el mantenimiento preventivo del grupo electrógeno a gas se debe realizar cada 2000 horas⁴⁰, el cual se constituye por cambio de aceite y filtros, de igual manera, se tomaron como base las cotizaciones de Gecolsa y Casa Inglesa para el cálculo de los costos de filtración y lubricante (Pegasus 805 con costo de USD\$19/gal y consumo de 20 gal/mantenimiento).

Para el cálculo de los costos de mantenimiento se tuvieron en cuenta cotizaciones con base en el protocolo que recomienda el fabricante de acuerdo con la tabla 21.

³⁹ PERKINS, Manual de operación y mantenimiento Motores de gas G16. SSBU8430. Agosto 2008. Disponible en <https://bit.ly/3rXcc7H>

⁴⁰ Ibid, p., 40.

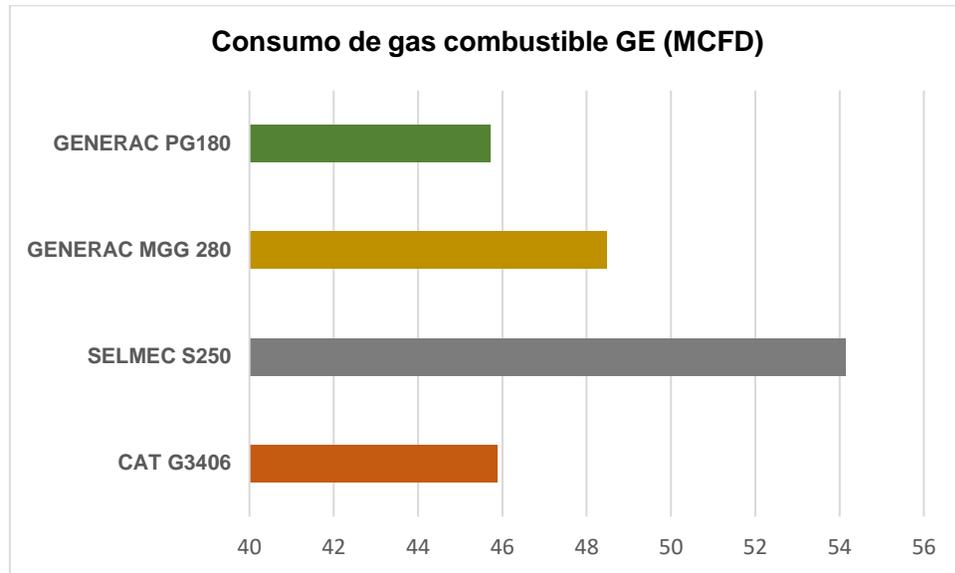
Tabla 21. Protocolo de mantenimiento GE a gas

Actividad	Frecuencia
Comprobar calentador del agua de las camisas	Semanalmente
Revisar polea del alternador Revisar polea impulsora del ventilador	Primeras 100 hs
Obtener muestra de aceite del motor	Cada 250 horas
Ajustar luz de válvulas y puente de válvulas del motor Reemplazar bujías del sistema de encendido	Primeras 500 hs
Inspeccionar – Reemplazar correas	Cada 500 horas
Reemplazar filtro de aire – filtro de aceite Reemplazar aceite del motor	Cada 2000 horas
Ajustar relación aire/combustible del carburador	Cada año
Inspeccionar sistema de aire de admisión	Cada 4000 horas
Reemplazar batería / correas Cambiar / añadir refrigerante Limpiar radiador - Reemplazar termostato del agua	Cuando sea necesario

Fuente: Adaptado a partir de PERKINS, Manual de operación y mantenimiento Motores de gas G16. SSBU8430. UK. 2008., p. 40. Disponible en <https://bit.ly/3rXcc7H>

Es importante mencionar que para el caso de la generación a gas, no se tiene en cuenta el combustible dentro de los costos de operación, debido principalmente a que el gas combustible es tomado desde una línea de alivios presurizada a 100 Psig, adicionalmente, las líneas y equipos de proceso operan a 1000 Psig, lo que implica que el gas no se pueda inyectar de manera directa al proceso y no es considerado técnicamente comercializable a las condiciones del caso de estudio, por ende es un gas residual cuyo valor es omitido de la evaluación económica.

De acuerdo con las especificaciones técnicas de los grupos electrógenos, se puede conocer el consumo de gas combustible para las condiciones evaluadas.

Figura 28. Consumo de gas combustible GE ofertados

Fuente: Elaboración propia a partir de *data sheet* de equipos

De acuerdo con la figura 28 se puede concluir que se tendría un consumo de gas combustible de 48.6 MCFD en promedio, este valor representa el 24.7% de la quema de gas proyectada para el año 2022 de acuerdo con los valores mencionados en la tabla 11, lo que significa que este volumen de gas aún se encontraría exento de pago de regalías de acuerdo con la Circular 18 de la ANH, por lo tanto, se concibe como una optimización al *OPEX* y un aprovechamiento de gas residual.

7.4 Proyección de gas combustible compresión + generación

De acuerdo con los valores detallados en la tabla 12, correspondientes al consumo promedio de gas combustible en unidades de compresión y adicionalmente, el volumen de gas combustible previsto para la generación eléctrica, el cual se calculó con base en las especificaciones técnicas de los GE de la figura 28, se puede obtener un volumen global de gas combustible de 202 MCFD aproximadamente para las condiciones actuales del caso de estudio.

De acuerdo con las especificaciones técnicas del medidor de gas combustible detallado en la tabla 17, se puede evidenciar que su capacidad máxima es de 212 MCFD, si se tiene en cuenta que la proyección del caudal de gas combustible es de 202 MCFD se puede afirmar que este equipo aún cumple con las especificaciones para registrar el volumen de gas consumido en campo por concepto de combustible en sistema de compresión y generación, el medidor operaría al 95% de su capacidad máxima, lo cual aún está dentro del rango de aceptación de acuerdo al fabricante⁴¹.

7.5 Balance de energía en generación a gas

De acuerdo con las especificaciones técnicas de los grupos electrógenos a gas (Anexo F), el gas combustible necesario para su uso en generación eléctrica debe contener una fracción de metano mayor a 80%, además de poder calorífico en un rango de 900 a 1150 BTU/ft³ para una óptima combustión de acuerdo a recomendación del fabricante, tales requerimientos se cumplen en el caso de estudio de acuerdo con las propiedades fisicoquímicas del gas producido en campo (ver tabla 5).

Como se observa en la figura 28, el consumo promedio de gas combustible en un generador a gas cuya potencia oscila entre 205 y 225 kVA está alrededor de 46 MCFD y 54 MCFD, lo anterior con base en los datos especificados por fabricante en especificaciones técnicas (ver Anexo F), con el objetivo de verificar el balance energético en el generador, a continuación se procede a calcular la potencia eléctrica generada a partir del flujo de energía, para este cálculo se toma como base la potencia calórica del gas combustible. La potencia eléctrica es igual a la potencia calórica multiplicada por la eficiencia del motor de combustión interna y la eficiencia

⁴¹ METREG. *MRM Rotary Displacement Gas Meter. Metreg Technologies*. Alemania. 2014. Disponible en <https://bit.ly/3GBir6E>, p. 4.

del generador, para fines de diseño se toma una eficiencia térmica y mecánica del 35% y una eficiencia de generación de 95%⁴².

$$PC = Hv * Q$$

Ecuación 2

$$PE = PC * Em * Eg$$

Ecuación 3

Donde:

PC = Potencia calorífica (Hp)

Hv = Poder calorífico neto real (BTU/ft³)

Q = Caudal de gas (ft³/hora)

PE = Potencia eléctrica

Em = Eficiencia del motor

Eg = Eficiencia del generador

De acuerdo con la cromatografía del gas del campo, el poder calorífico neto real es de 1064 BTU/ft³; con base en las opciones de generadores ofertadas en el mercado y sus respectivas especificaciones técnicas, se toma el promedio de consumo de gas combustible para calcular el balance de energía, este valor corresponde a un volumen de 48.6 MCFD en promedio para las opciones ofertadas (ver figura 28), cuya conversión corresponde a un flujo volumétrico de 2025 ft³/hora. A continuación, se realiza el balance de energía con base en la ecuación 2 y ecuación 3 teniendo en cuenta el poder calorífico del gas y factores de conversión

$$1,0 \text{ BTU/h} = 3,9294 * 10^{-4} \text{ Hp}$$

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

$$PC = 1064 * 2025 * 3,9294 * 10^{-4}$$

⁴² RIVERA, Martín. Evaluación de la eficiencia de generación eléctrica a partir de motores a gas en uno de los generadores del campo La Cira Infantas en la planta de autogeneración. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2020.

$$PC = 846,63 \text{ Hp}$$

$$PC = 846,63 \text{ Hp} * 0,7457 = 631,33 \text{ Kw}$$

$$PE = 631,33 \text{ Kw} * 0,35 * 0.95$$

$$PE = 209,92 \text{ Kw}$$

Se puede concluir desde el balance de energía, una potencia eléctrica nominal de aproximadamente 210 Kw.

8. EVALUACIÓN ECONOMICA

Es importante resaltar que, el aprovechamiento de gas residual como combustible en la generación eléctrica, se concibe como un proyecto de beneficios sociales y ambientales que no genera ingresos de manera directa, pero si se constituye como un proyecto de ahorro económico puesto que la materia prima es el gas explotado por la operadora, esta optimización energética se considera como beneficio técnico y económico para la compañía, por lo tanto, la forma en que se evalúa es mediante indicadores financieros respecto a la condición base, es decir, generación eléctrica a partir de diésel. A continuación, se determinará el valor presente neto (VPN) para el escenario actual y el VPN para un caso donde se autoabastezca el campo mediante la generación eléctrica a partir del aprovechamiento de gas residual, de igual manera, se calculará el punto de equilibrio financiero para el caso de estudio de forma que se pueda establecer si el periodo de retorno de la inversión se adecúa a la vida útil del campo de acuerdo con el horizonte de producción revisado en el capítulo 5.2.

Para el estudio financiero de este proyecto es importante tener en cuenta que se va evaluar a una tasa de descuento del 10% efectivo anual, así mismo se considerará una inflación constante durante un horizonte de 5 años, debido a que es el tiempo condicionado por la vida útil promedio de los grupos electrógenos instalados en el caso de estudio.

8.1 Flujo de caja

Teniendo en cuenta la información compilada en el capítulo 7, se procede a desglosar los diferentes componentes del flujo de caja

Inversión inicial: Corresponde a los costos detallados en el capítulo 7.2; para la selección del grupo electrógeno se desarrolló una matriz de decisión *Pugh* donde se tuvo en cuenta en orden de relevancia: El *CAPEX*, la potencia aparente, el

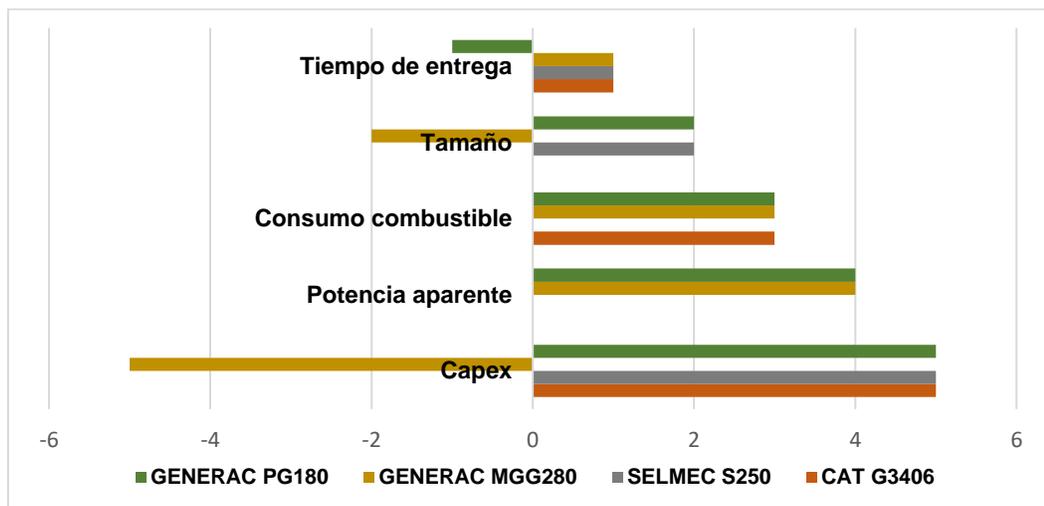
consumo de combustible, el tamaño del equipo y el tiempo de entrega, como se evidencia en la tabla 22, la importancia del criterio de selección se asigna de 1 a 5, siendo este último el de mayor peso, de igual manera se evalúa cada alternativa de GE con valores desde -1 a 1 dependiendo el desempeño de cada opción evaluada según los datos recopilados en el capítulo 7. De manera gráfica, se puede observar en la figura 29, un diagrama de tornado con la incidencia de cada criterio de selección para cada una de las alternativas evaluadas.

Tabla 22. Matriz Pugh para decisión de GE

Variable	CAT G3406	SELMEC S250	GENERAC MGG280	GENERAC PG180	Grado de relevancia
CAPEX	1	1	-1	1	5
Potencia aparente	0	0	1	1	4
Consumo combustible	1	0	1	1	3
Tamaño equipo	0	1	-1	1	2
Tiempo de entrega	1	1	1	-1	1
Total ponderado	9	8	1	13	

Fuente: Elaboración propia a partir de especificaciones técnicas y cotizaciones

Figura 29. Criterios de selección de GE



Fuente: Elaboración propia a partir de especificaciones técnicas y cotizaciones

De la matriz *Pugh* se evidencia que el mayor puntaje ponderado se obtiene con la alternativa de grupo electrógeno GENERAC PG180, cuya sensibilidad se expone en el diagrama de tornado, esta opción representa la alternativa más viable debido a la menor inversión de capital, una potencia aparente de 225 kVA con un factor de potencia de 0.8, el consumo de combustible más bajo de las alternativas estudiadas puesto que requiere tan solo 45.72 MCFD a una carga de operacional del 75% y es un equipo compacto y de fácil transporte dadas sus dimensiones, respecto al tiempo de entrega expone la entrega más tardía, sin embargo para la evaluación técnica se considera el criterio de selección de menor relevancia.

De acuerdo con los resultados de la evaluación técnica y el análisis económico del capítulo 7.2, se concluye que la inversión de capital es de aproximadamente \$ MUSD 127.5 con valores discriminados de acuerdo a la tabla 23.

Tabla 23. Inversión inicial para flujo de caja

CAPEX	Valor (\$USD)
Adquisición GE Generac PG180	95000
Inversión adecuaciones para gas	32475
Total	\$ USD 127475

Fuente: Elaboración propia a partir de cotizaciones

Costo operacional: Corresponde a los costos señalados en los capítulos 7.1 y 7.3; de acuerdo con lo analizado, el valor del combustible diésel es de 2.2 \$USD/gal aproximadamente y se proyecta un incremento anual del 1.31% de acuerdo con las estimaciones de la UPME⁴³, de igual manera se contempla una inflación anual del

⁴³ UPME. Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2019 – Diciembre 2039. Bogotá. 2019., p, 65. Disponible en <https://bit.ly/3AQNmut>

3.3% de acuerdo con las proyecciones del sector financiero⁴⁴, tales incrementos se tienen en cuenta en los flujos de caja de cada anual.

Tabla 24. Opex de alternativas de generación

Año	Opex Generación diésel (\$USD)	Opex Generación gas (\$USD)
2022	42468	5112
2023	43207	5281
2024	43963	5455
2025	44734	5635
2026	45522	5821

Fuente: Elaboración propia a partir de cotizaciones y proyección de indicadores

8.2 Valor presente neto

A continuación, se procede a evaluar ambos escenarios de generación eléctrica de manera que se pueda determinar el beneficio económico mediante el valor presente neto, para esta evaluación económica denominada de ahorro, donde la premisa principal es que el mayor VPN entre dos proyectos, representa el mayor beneficio económico para la compañía. Se deberán tener en cuenta los siguientes conceptos financieros detallados en las ecuaciones 4 a 7.

$$\text{Depreciación} = \text{Valor activo} / \text{vida útil} \quad \text{Ecuación 4.}$$

$$\text{Costo deducible} = \text{OPEX} + \text{Depreciación} \quad \text{Ecuación 5.}$$

$$\text{Tasa impositiva} = \text{Costo deducible} * \text{Impuesto sobre la renta} \quad \text{Ecuación 6.}$$

$$\text{Flujo de caja neto} = \text{OPEX} + \text{Tasa impositiva} + \text{inversión de capital} \quad \text{Ecuación 7.}$$

⁴⁴ BANCOLOMBIA. Proyecciones económicas 2021 – 2025. Dirección de Investigaciones económicas, sectoriales y de mercados. Bogotá. 2021. Disponible en <https://bit.ly/3orHtPe>

En la tabla 25 se compila la data de entrada para el flujo de caja de la condición de generación actual con el diésel como combustible, el valor en libros corresponde al precio del activo (GE Perkins) menos la depreciación acumulada durante los últimos 6 años de uso, se podría afirmar que es el valor actual del equipo, el costo operacional corresponde a los valores analizados en el capítulo 7.1, la vida remanente es la vida útil del generador Perkins dado que lleva 6 años en operación, el impuesto sobre la renta actual se toma como un factor del 35% de acuerdo a datos del sector financiero, es importante resaltar que de acuerdo a la vida remanente del GE a diésel, se deberá proyectar un *overhaul* o la compra de un nuevo equipo al término de la vida útil del equipo, para el caso de estudio se realizará la evaluación económica con un costo de \$USD 8160 el cual corresponde al 80% del valor comercial del equipo. El flujo de caja del horizonte de 5 años se evidencia en la tabla 26.

Tabla 25. Condiciones generación actual

Valor actual en libros GE diésel (\$USD)	3680
Costos operacionales (\$USD)	42468
Vida remanente (años)	5
Impuesto sobre la renta	35%
Valor de overhaul (\$USD)	8160

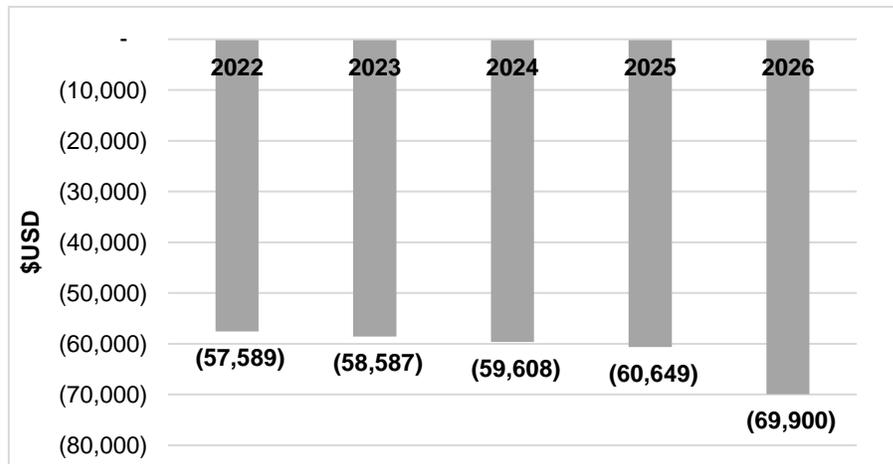
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de campo

Tabla 26. Flujo de caja condición actual

Generación con diésel	0	2022	2023	2024	2025	2026
Costo operacional		(42468)	(43207)	(43963)	(44734)	(45522)
Depreciación		(736)	(736)	(736)	(736)	(816)
Costo deducible		(43,204)	(43,943)	(44,699)	(45,470)	(46,338)
Tasa impositiva		(15,121)	(15,380)	(15,645)	(15,915)	(16,218)
Inversión						(8,160)
Flujo de caja		(57,589)	(58,587)	(59,608)	(60,649)	(69,900)
VPN (\$USD)						(230383)

Fuente: Elaboración propia

Figura 30. Flujo de caja condición actual



$$VPN_{Diésel} = Inversión + \sum \frac{Flujo\ de\ caja}{(1 + tasa)^{tiempo}} = (USD\$ 230383)$$

Fuente: Elaboración propia

Como se puede evidenciar en la tabla 26, el flujo de caja para el año 2022 corresponde a (\$USD 57589) y va incrementando paulatinamente debido al incremento en la inflación, el costo del diésel y el valor del dinero en el tiempo debido a la tasa de descuento, de acuerdo con los factores mencionados en el capítulo 8.1, de igual manera se observa como la depreciación del equipo se incrementa al cabo

del 5to año, ya que es en este periodo donde se debe realizar el *overhaul* del generador actual, este costo se denota como una inversión de capital en el flujo de caja. De manera general se obtuvo un valor presente neto de (\$USD 230383) el cual corresponde al valor del dinero en el tiempo, que fue invertido en la generación eléctrica con combustible diésel al cabo de 5 años, es de notar que los valores son negativos ya que, al ser una evaluación económica de ahorros, se analizan los costos de mantener el sistema de generación actual a través del tiempo.

A continuación, se detallan los datos de entrada para el flujo de caja de la evaluación económica de la alternativa de generación eléctrica con gas residual, el *CAPEX* y *OPEX* corresponde al análisis de datos compilado en los capítulos 7.2 y 7.3, dado que las ofertas cotizadas para la compra del GE a gas corresponden a equipos nuevos, se asigna una vida útil de 10 años.

Tabla 27. Condiciones generación a gas

Inversión (\$USD)	127475
Costos operacionales (\$USD)	5112
Vida útil (años)	10
Impuesto sobre la renta	35%

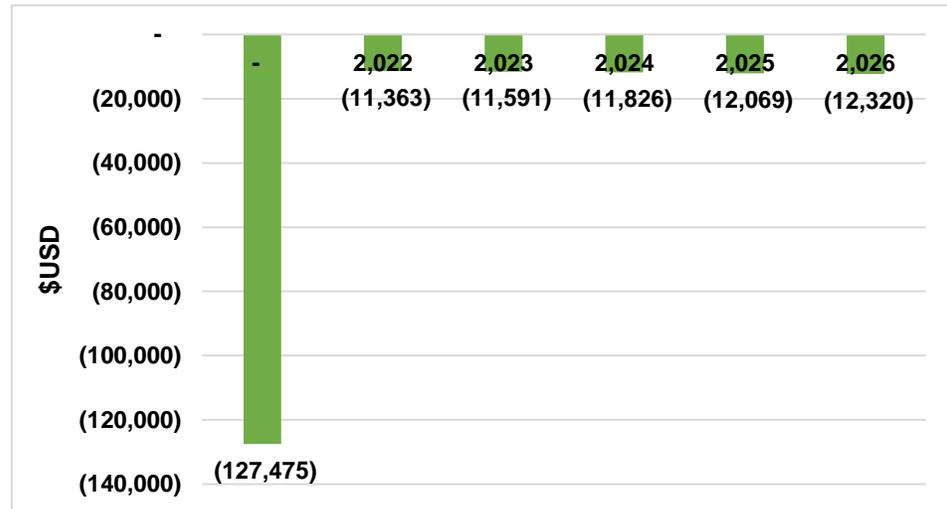
Fuente: Elaboración propia

Tabla 28. Flujo de caja proyecto generación a gas

Generación a gas	0	2022	2023	2024	2025	2026
OPEX		(5,112)	(5,281)	(5,455)	(5,635)	(5,821)
Depreciación		(12,748)	(12,748)	(12,748)	(12,748)	(12,748)
Costo deducible		(17,860)	(18,029)	(18,203)	(18,383)	(18,569)
Tasa impositiva		(6,251)	(6,310)	(6,371)	(6,434)	(6,499)
Inversión	(127,475)					
Flujo de caja	(127,475)	(11,363)	(11,591)	(11,826)	(12,069)	(12,320)
VPN (\$USD)						(172162)

Fuente: Elaboración propia

Figura 31. Flujo de caja proyecto generación a gas



$$VPN_{Gas} = Inversión + \sum \frac{Flujo\ de\ caja}{(1 + tasa)^{tiempo}} = (USD\$ 172162)$$

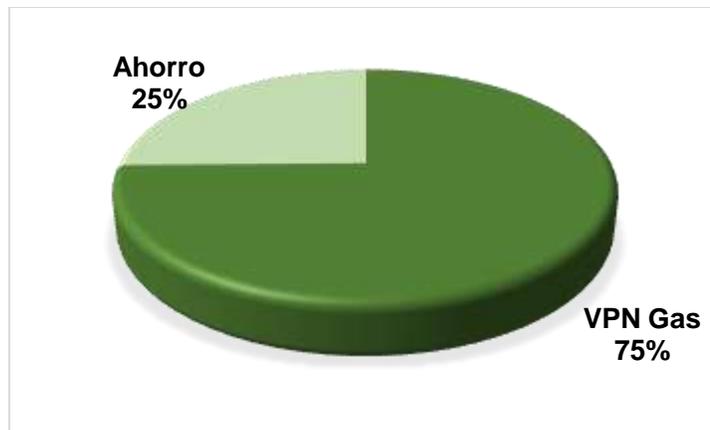
Fuente: Elaboración propia

Como se puede evidenciar en los resultados de las tablas 26 y 28, el valor presente neto del proyecto de generación eléctrica a gas (\$USD 172162) es mayor que el

valor presente neto de la condición de generación actual con diésel (\$USD 230383), dado que representa menores costos y un mayor ahorro a través del tiempo, lo que significa que efectivamente la implementación de un proyecto de generación eléctrica mediante el aprovechamiento de gas residual representa mayores beneficios económicos para la compañía en el corto y mediano plazo.

Dado que el VPN de la condición actual representa mayores costos que el VPN de la implementación de generación eléctrica a gas, se puede representar gráficamente como los costos futuros del aprovechamiento de gas residual equivalen el 75% de los costos futuros de la generación actual con diésel, lo que representa un ahorro del 25% del valor del dinero en el tiempo.

Figura 32. Relación VPN_{Gas} respecto al $VPN_{Diésel}$



Fuente: Elaboración propia.

8.3 Tiempo de retorno de inversión

Como se pudo evidenciar en la evaluación económica, la implementación del proyecto de aprovechamiento de gas residual expone mejores indicadores financieros que la condición de generación eléctrica actual, no obstante, es importante conocer cuál es el punto de equilibrio financiero del proyecto o tiempo de retorno de la inversión, es decir, en qué momento los ahorros totales son iguales a los costos totales, ya que a partir de tal punto se ha recuperado la inversión inicial

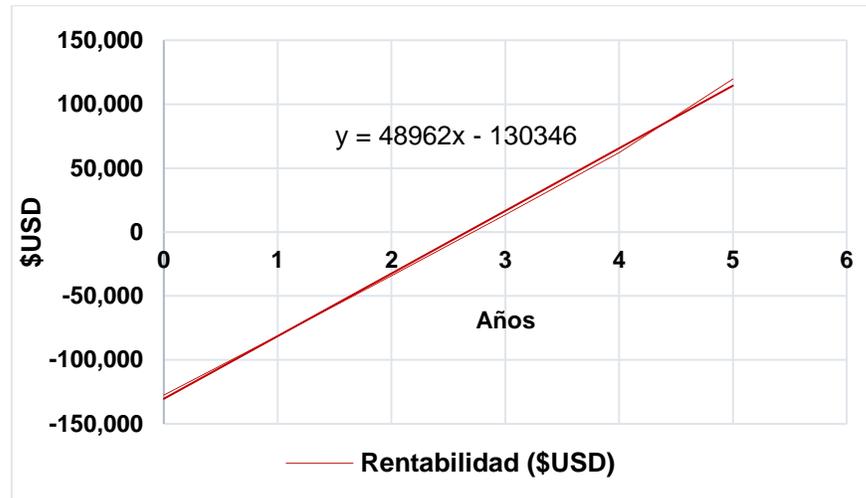
y se empiezan a percibir rendimientos económicos o ganancias respecto al cambio de combustible en generación.

Para conocer cuál es el *payback* o tiempo de retorno de la inversión, basta con generar los flujos de caja diferenciales de las evaluaciones económicas realizadas en el capítulo 8.2, y sumar los ahorros anuales a la inversión inicial hasta que tal valor sea mayor que cero, dicho análisis se puede evidenciar en la tabla 29.

Tabla 29. Payback proyecto generación a gas

Año	Flujo de caja Gen diésel (\$USD)	Flujo de caja Gen gas (\$USD)	Ahorro (\$USD)	Rentabilidad (\$USD)
0				(127,475)
1	(57,589)	(11,363)	46,227	(81,248)
2	(58,587)	(11,591)	46,996	(34,252)
3	(59,608)	(11,826)	47,782	13,529
4	(60,649)	(12,069)	48,580	62,109
5	(69,900)	(12,320)	57,580	119,689

Fuente: Elaboración propia

Figura 33. Payback proyecto de generación a gas

Fuente: Elaboración propia

Como se evidencia en los resultados de la tabla 29 y la figura 33, el retorno de la inversión ocurre exactamente a los 2.7 años de haber ejecutado el proyecto; desde una perspectiva integral, este escenario de payback es positivo debido a que inicialmente se recupera la inversión de capital mucho antes de tener que realizar un *overhaul* al generador Perkins, adicionalmente permite cumplir a mediano plazo con los compromisos pactados con la ANH respecto a reducción de quema y venteos sin ir en detrimento de la caja de la compañía.

9. BENEFICIOS AMBIENTALES Y SOCIALES

9.1 Mitigación de emisiones de GEI

Cada metro cubico de gas liberado a la atmosfera deriva en cerca de 2.5 kg de emisiones de CO_2 ⁴⁵, sin embargo, comparado con otros hidrocarburos, se puede asegurar que el gas natural es una energía más limpia debido a que su combustión libera menos gases de efecto invernadero, esta comparación se puede observar en la tabla 30, donde se relaciona las emisiones contaminantes en unidades de kilogramo debido a combustión de kilogramo equivalente de combustible

Tabla 30. Comparación de emisiones contaminantes

Combustible	CO2	CO	NOX	SO2	HC	Particulado
Gasolina	2.979	0.608	0.017	0.0028	0.0029	0.0017
Diésel	3.088	0.0026	0.052	0.0028	0.0062	0.0184
Combustóleo	3.268	0.0005	0.0086	0.0590	0.0039	0.0285
Gas Natural	2.347	0.0008	0.0104	0.0004	0.0003	0.0011
GLP	2.657	0.0010	0.012	0.0010	0.0015	0.0012

Fuente: Adaptado de REYES, Luis. Uso del gas natural como combustible más limpio. Trabajo de grado. Especialista en Gestión Energética y Ambiental. Universidad de la Salle. Bogotá. 2008. Disponible en <https://bit.ly/3IEQwnw>

Como se evidencia en la tabla 30, la combustión de gas natural genera volúmenes poco representativos de dióxido de sulfuro, lo que permite concluir que mitiga los fenómenos que promueven la lluvia acida, de igual manera se puede afirmar que tal combustión emite cantidades mucho menores de óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, hidrocarburo libre y dióxido de carbono si se compara con los demás

⁴⁵ AYUSO, Maria Elena. Análisis de las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado: Obstáculos y avances en Latinoamérica. *ENERLAC*, 2017.p. 92

combustibles fósiles⁴⁶, lo que representa una mitigación sustancial de las emisiones de GEI, cuyo potencial de calentamiento atmosférico se detalla en la tabla 31.

Tabla 31. Potencial de calentamiento atmosférico de GEI

Gases de efecto invernadero	Símbolo químico	Potencial de calentamiento atmosférico
Dióxido de carbono	CO ₂	1
Metano	CH ₄	21
Óxido nitroso	N ₂ O	310
Hidrofluorocarbonados	HFC	140 – 11700
Perfluorocarbonados	CF ₄	6500

Fuente: Adaptado de REYES, Luis. Uso del gas natural como combustible más limpio. Trabajo de grado. Especialista en Gestión Energética y Ambiental. Universidad de la Salle. Bogotá. 2008. Disponible en <https://bit.ly/3IEQwnw>

9.2 Responsabilidad Social Empresarial

Se conoce como Responsabilidad Social Empresarial a las iniciativas voluntarias que son acogidas y promovidas por las empresas con el objetivo de abordar las consecuencias de sus operaciones de manera integral, dimensionando sus responsabilidades desde el ámbito económico, social y ambiental⁴⁷. En la actualidad, el sector O&G no solo se enfrenta a retos económicos, sino también a decisiones que precisan ser intervenidas con una visión 360° de la operación, es decir, evaluando los potenciales impactos a nivel social y ambiental. Desde hace algunos años el sector de hidrocarburos comenzó su evolución hacia una industria

⁴⁶ REYES, Luis. Uso del gas natural como combustible más limpio. Trabajo de grado. Especialista en Gestión Energética y Ambiental. Universidad de la Salle. Bogotá. 2008. Disponible en <https://bit.ly/3IEQwnw>

⁴⁷ AGUILERA, Nick. La Responsabilidad social en la industria petrolera colombiana. Trabajo de grado. Especialista en Gestión Ambiental. Fundación Universidad América. Bogotá. 2018.

que proporcione energía de forma más limpia, en lo que se ha conocido como la transición energética socialmente aceptable⁴⁸.

Uno de los fundamentos principales del concepto de responsabilidad social empresarial en la industria de hidrocarburos ha sido el apostar esfuerzos en acciones de eficiencia energética, donde se logren evidenciar procesos de optimización de consumo energético, que buscan un mejor uso de la energía con menor cantidad de recursos.

⁴⁸ MEXHI. Asociación Mexicana de empresas de hidrocarburos. Sostenibilidad en la industria de los hidrocarburos. [Sitio Web]. [Consulta 01 de diciembre de 2021]. Disponible en <https://bit.ly/33WGm2Q>

10. CONCLUSIONES

De acuerdo con los volúmenes de gas de alivio, gas consumido y gas quemado registrados en el 2021, se puede concluir que en las condiciones actuales se realiza un aprovechamiento del 53% del gas residual, el cual se emplea como combustible para el sistema de compresión y el 47% restante se quema en tea, en caso de no implementar proyectos de aprovechamiento de gas residual, la quema de gas para el año 2022 podría incrementar en un factor de 8.7% respecto al gas de alivio proyectado según pronósticos de producción.

Es posible viabilizar la generación eléctrica con potencia de 180 kW mediante el aprovechamiento de aproximadamente 49 MCF de gas provenientes de sistemas de alivio y venteo de estaciones de producción y tratamiento de hidrocarburos, cuyos indicadores económicos arrojan una inversión de capital de \$USD 710/kW y un costo de operación de 0.37 \$/kWh para sistemas de generación eléctrica con motores de combustión interna a gas.

La sustitución de diésel por gas combustible para la generación eléctrica en el caso de estudio, representa una disminución del 24% en emisiones de dióxido de carbono, 69% de monóxido de carbono, 80% en óxidos nitrosos, 86% en óxidos de azufre y 94% en material particulado contribuyendo con la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero.

De presentarse un incremento del 60% en la quema de gas del campo se estaría superando el permiso de quema avalado por la ANH, así mismo, si se incrementa 90% el consumo de gas combustible para compresión se estaría superando el volumen de gas de quema disponible para aprovechamiento en generación eléctrica, en cualquiera de los dos casos se deberá contemplar el costo del gas dentro *del OPEX* de la evaluación financiera, puesto que en el primer caso se deberá gravar regalías y en el segundo caso se puede emplear gas de proceso, sin embargo su valor en el mercado deberá percibirse como un ingreso no recibido.

11. RECOMENDACIONES

Dado que, el balance de gas quemado proyectado a partir de 2022 continúa siendo positivo, se recomienda realizar un análisis técnico y económico para implementar un sistema de reinyección de gas residual a las líneas de proceso, tal proyecto podría disminuir sustancialmente las emisiones fugitivas y los volúmenes de gas quemado, mediante la implementación de sistemas de recompresión e inyección a líneas de proceso, cuya ventaja económica representa la comercialización de volúmenes de gas que inicialmente hacen parte del desperdicio de la planta.

12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AER. Alberta Energy Regulator. Upstream Petroleum Industry Flaring and Venting Report. Calgary. ST60B-2015. 2016.

AGA Report No. 3, *Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids - Concentric, Square-edged Orifice Meters*, June 1998, American Gas Association, 1515 Wilson Boulevard, Arlington, VA 22209

AGA Report No. 9, *Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters*, June 1998, American Gas Association, 1515 Wilson Boulevard, Arlington, VA 22209

AGERTON, Mark, GILBERT, Ben y UPTON, Gregory. *The Economics of natural gas flaring in U.S. Shale: An agenda for research and policy*. Baker Institute. Houston. 2020.

AGUILERA, Nick. *La Responsabilidad social en la industria petrolera colombiana*. Trabajo de grado. Especialista en Gestión Ambiental. Fundación Universidad América. Bogotá. 2018.

ALBORNOZ, Cirlia. *Evaluación de la formación de hidratos en una planta para recuperación de condensados*. Trabajo de grado Especialista en gas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2017., p. 43.

ATSDR. *Agencia para sustancias toxicas y el registro de enfermedades. Óxido de nitrógeno*. Georgia. 2002.

AYUSO, Maria Elena. *Análisis de las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado: Obstáculos y avances en Latinoamérica*. *ENERLAC*, 2017.

BARRERO, Darío et al. *Colombian Sedimentary Basins, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. 2007. (p. 92). Bogotá: ANH. Recuperado a partir de <https://bit.ly/3eOa8c0>

BAILEY, Owen y WORRELL, Ernst. *Clean Energy Technologies: A Preliminary Inventory of the Potential for Electricity Generation*. Universidad de California. Berkeley. LBNL-57451. 2005., p. 12.

BANCOLOMBIA. Proyecciones económicas 2021 – 2025. Dirección de Investigaciones económicas, sectoriales y de mercados. Bogotá. 2021. Disponible en <https://bit.ly/3orHtPe>

BAO, Buping, HALWAGI, Mahmoud y ELBASHIR, Nimir. Simulation, integration and economic analysis of gas to liquid process. *Fuel Processing Technology*. Volume 91. Issue 7. 2010. Disponible en <https://bit.ly/3mZ2DU9>

BAWAZIR, Ibrahim; RAJA, Mohsin y ABDELMOHSEN, Ihab. *Qatargas Flare Reduction Program*. *Qatargas Operating Company*. DOI:10.3997/2214-4609-pdb.395.IPTC-17273-MS. Doha. 2014.

BORJA, Martí. Fundamentos de la generación de electricidad. Universidad Politécnica de Valencia. 2004.

BP. Statistical Review of world Energy 2020. [Sitio Web] Londres. [Consulta: Septiembre de 2021]. Disponible en <https://on.bp.com/32YNzr>

BUZCU, Birnur, HARRIS, Robert y HERTZMARK, Donald. Gas Flaring and venting: Extent, impacts and remedies. Instituto James A. Baker III de Políticas Publicas, Houston. 2010. Disponible en <https://bit.ly/3qURGUy>

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. *Cost-benefit analysis of the Self-Generation Incentive Program: consultant report*. Sacramento. 2008. Disponible en <https://www.loc.gov/item/2009526856/>

CASTRO, Paula. ESCOBAR, Lina. Estimación de las emisiones contaminantes por fuentes móviles a nivel nacional y formulación de lineamientos técnicos para el

ajuste de las normas de emisión. Trabajo de grado Ingeniería Ambiental y sanitaria. Universidad de la Salle. Facultad de ingeniería ambiental, Bogotá. 2006., p. 7.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495 (2, septiembre, 2009). Por el cual se establecen medidas en materia de explotación y exploración de hidrocarburos. Bogotá.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 41251 (23 de diciembre de 2016). Por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de hidrocarburos producidos en el país para la adecuada liquidación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del estado. 2016. Artículo 8., p. 9.

ELVIDGE, Christopher, et al. The potential role of natural gas flaring in meeting greenhouse gas mitigation targets. *Energy Strategy Reviews*, 2018. doi:10.1016/j.esr.2017.12.012

ESCOBAR, Freddy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. 1ra. Ed. ISBN 978-958-8324-34-0. Neiva. 2007

FRANCO. Ulises. Uso industrial del Gas II. Modulo para Especialización en Ingeniería del gas. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2017.

GARCÍA, Ricardo, Combustión y combustibles. 01CSS 01 Combustión. 2001. [Sitio Web] Disponible en: <https://bit.ly/32TljwK>

GLOBAL GAS FLARING REDUCTION PARTNERSHIP (GGFR). Report 3. Regulation of Associated Gas Flaring and Venting: A Global Overview and Lessons from International Experience, Washington, D.C. 2004.

GONZALEZ, César y BOTÍA, Sergio. Estudio para la cogeneración de energía eléctrica en las estaciones de producción de hidrocarburos. Trabajo de grado.

Especialista en Gestión de Proyectos en Ingeniería. Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas. Bogotá. 2019.

HERNÁNDEZ, Roberto, FERNANDEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la investigación. México: *McGrawHill*, Sexta Edición 2010.p. 10

JOHNSON, Matthew, CODERRE, Adam, Canada, *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2012, p. 121–131.

LOZANO, Edinson y ZAMORA, Nadezhda. Mapa de profundidad de la isoterma de Curie para Colombia, Anexo M: Compilación de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá. 2014.

MARÍN, Juan Pablo et al. Evaluación geológica y prospectividad Sector Sinú – Urabá. Boletín de geología. Vol. 32. 2010.

MEXHI. Asociación Mexicana de empresas de hidrocarburos. Sostenibilidad en la industria de los hidrocarburos. [Sitio Web]. [Consulta 01 de diciembre de 2021]. Disponible en <https://bit.ly/33WGm2Q>

METREG. *MRM Rotary Displacement Gas Meter*. *Metreg Technologies*. Alemania. 2014. Disponible en <https://bit.ly/3GBir6E>., p. 4.

PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2009. ISBN 978-980-12-3048-9.

PERKINS, Manual de operación y mantenimiento Grupo electrógeno Serie 1100. PK Motor. SSBU8387. Mayo de 2007. Disponible en <https://bit.ly/3o3HkB8>., p. 53.

PERKINS, Manual de operación y mantenimiento Motores de gas G16. SSBU8430. Agosto 2008. Disponible en <https://bit.ly/3rXcc7H>

RAHIMPOUR, Mohammad y JOKAR, Seyyed. *Feasibility of flare gas reformation to practical energy in Farashband gas refinery: No gas flaring. Journal of Hazardous Materials. doi.org/10.1016/j.jhazmat.2012.01.017.*

REYES, Luis. Uso del gas natural como combustible más limpio. Trabajo de grado. Especialista en Gestión Energética y Ambiental. Universidad de la Salle. Bogotá. 2008. Disponible en <https://bit.ly/3IEQwnw>

RIBÓN, Helena, SANTOS Nicolas y ORTIZ, Olga. Métodos de deshidratación de gas natural. Revista Fuentes: El reventón energético. Vol. 8 No 2 de 2010., p. 56

RIVERA, Martín. Evaluación de la eficiencia de generación eléctrica a partir de motores a gas en uno de los generadores del campo La Cira Infantas en la planta de autogeneración. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2020.

RODRIGUEZ, Gonzalo. Uso Industrial del gas I. Principios de combustión. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2016.

SANTOS, Nicolás. Diseño y operación de unidades de tratamiento y procesamiento del gas natural. Modulo Plantas de tratamiento del gas natural. Especialización en Ingeniería del gas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2020.

SARVESTANI, Arman, et al.. Integrated asset management: a case study of technical and economic optimization of Surface and well facilities. *Petroleum Science. 2019.*

TORRES, Mario. Evaluación de las alternativas de abastecimiento de gas natural para un centro de consumo en Colombia. Trabajo de grado Especialista en Ingeniería de gas. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2019.

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética. *Evaluación de las cuencas y estructuras de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Contrato No.C-041. Bogotá. 2018*

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica Enero 2019 – Diciembre 2039. Bogotá. 2019., p, 65. Disponible en <https://bit.ly/3AQNmUt>

URREA, Angelica y CASTILLO, Jorge. Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas. *Avances Investigación en Ingeniería*. 2016.