

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Evaluación técnica del uso de hidrógeno gris en la Refinería La Libertad.

Proyecto de Titulación

Previo la obtención del Título de:

**<<Magíster en Petróleos Mención en Recobro por Inyección de Agua y
Gas>>**

Presentado por:

Wagner Ganen Macias Sornoza

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

El presente proyecto lo dedico a mi esposa, cuya fortaleza y amor han sido luz en los momentos más difíciles, especialmente en los días en que la salud puso a prueba nuestra resiliencia.

A mis cuatros hijos, motivo permanente de esfuerzo y esperanza. Quienes con su alegría me inspiran a seguir creciendo y cumpliendo metas.

A mi madre, por su apoyo incondicional, sus palabras de aliento y por recordarme siempre que los sueños se alcanzan con disciplina y fe.

Este logro es también de ustedes.

Agradecimientos

A Dios, por darme la fortaleza y claridad necesarias para culminar esta etapa académica.

A mi familia, por su paciencia, amor y comprensión durante todo este proceso. A mi esposa, por acompañarme incluso en los momentos más complejos; a mis hijos, por ser mi impulso y mi mayor orgullo; ya mi madre, por su apoyo infatigable que me sostuvo en los días más exigentes.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) y la Facultad de Ingeniería en la Ciencia de la Tierra, por brindarme las herramientas académicas y profesionales necesarias para desarrollar este proyecto.

A mi tutor y a los docentes del programa de Maestría, por sus enseñanzas, su compromiso y por guiarme técnicamente en este proyecto.

A los ingenieros y técnicos de la Refinería La Libertad, quienes compartieron información clave y permitieron realizar las visitas de campo que fueron fundamentales para este estudio.

Finalmente, a todos quienes de una u otra forma, aportaron a la culminación de este trabajo.

Declaración Expresa

Yo/Nosotros Wagner Ganen Macias Sornoza acuerdo/acordamos y reconozco/reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al/los autor/es que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 19 de diciembre del 2025.

Autor 1

Evaluadores

Alarcón Avellán Andreina Alexandra

Profesor de Materia

Arcentales Bastidas Danilo Andrés

Tutor de proyecto

Resumen

La Refinería La Libertad (RLL) genera un volumen significativo de gas residual proveniente de las unidades de destilación Parsons, Universal y Cautivo. Actualmente, este gas es dirigido al sistema Blow-down y posteriormente quemado en la TEA, lo que representa una pérdida de energía potencial y una fuente relevante de emisiones contaminantes, particularmente dióxido de carbono y dióxido de azufre, asociadas al uso de Fuel Oil #4 en hornos y calderas.

El presente trabajo evalúa la viabilidad técnica del aprovechamiento de dicho gas residual para la producción de hidrógeno gris mediante el proceso de reformado de metano con vapor (SMR). Con base en antecedentes documentados, visitas técnicas y datos operativos de la refinería, se adopta un caudal representativo de gas residual de 3.98 MMSCFD, con una composición rica en metano de 65%, dentro de los rangos reportados para gases residuales de refinería.

A partir de balances estequiométricos y energéticos, y considerando una eficiencia técnica global del proceso SMR de $\eta = 70\%$, se estima una producción aproximada de 17.79 t/d de hidrógeno. Estos resultados corresponden a predicciones modeladas, condicionadas por los supuestos de composición del gas residual y eficiencia del proceso adoptados en el estudio.

El análisis energético indica que el hidrógeno producido permitiría sustituir alrededor del 38.39% del consumo térmico actual de Fuel Oil #4 en hornos y calderas, mientras que la evaluación ambiental proyecta reducciones del orden de 51.02 t/mes de SO₂ y 4,811.37 t/mes de CO₂. Si bien el proceso SMR presenta un balance energético neto negativo debido al requerimiento de aporte térmico externo, el aprovechamiento del gas residual constituye una alternativa técnicamente viable para mejorar la eficiencia energética y reducir el impacto ambiental de la refinería

Palabras clave: Hidrógeno gris, reformado de metano con vapor, gas residual, refinerías, transición energética, Fuel Oil #4, emisiones.

Abstract

La Libertad Refinery (LLR) generates a significant amount of residual gas from its Parsons, Universal, and Cautivo distillation units. At present, this gas is routed to the Blow-down system and subsequently flared in the TEA, resulting in the loss of potential energy and contributing to pollutant emissions, particularly carbon dioxide and sulfur dioxide, associated with the combustion of Fuel Oil #4 in furnaces and boilers.

This study evaluates the technical feasibility of utilizing this residual gas for gray hydrogen production through the Steam Methane Reforming (SMR) process. Based on documented technical antecedents, site visits, and operational data, a representative residual gas flow rate of 3.98 MMSCFD is adopted, with a methane-rich composition of 65%, consistent with values reported for refinery residual gases.

Stoichiometric and energy balances were applied assuming an overall SMR efficiency of $\eta = 70\%$, resulting in an estimated hydrogen production of approximately 17.79 t/d. These results correspond to model-based predictions, conditional upon the adopted gas composition and process efficiency assumptions, rather than direct plant measurements.

The energy assessment indicates that the produced hydrogen could substitute approximately 38.39% of the current thermal demand supplied by Fuel Oil #4 in furnaces and boilers. In parallel, the environmental analysis projects potential reductions of about 51.02 t/month of SO_2 and 4,811.37 t/month of CO_2 . Although the SMR process requires external heat input and presents a negative net energy balance, the valorization of residual gas represents a technically viable option to enhance refinery energy efficiency and reduce environmental impact

Keywords: *Gray hydrogen, steam methane reforming, residual gas, refineries, energy transition, Fuel Oil #4, emissions.*

Índice general

Resumen.....	vi
<i>Abstract</i>	vii
Índice general.....	viii
Abreviaturas.....	xi
Simbología.....	xii
Índice de figuras.....	xiii
Índice de tablas.....	xiii
ÍNDICE DE PLANOS.....	xiv
Capítulo 1.....	15
1.1 Introducción.....	16
1.2. Descripción del Problema.....	19
1.3. Justificación del Problema.....	21
1.4. Objetivos.....	22
1.4.1. Objetivo general.....	22
1.4.2. Objetivos específicos.....	22
1.5. Marco teórico.....	23
1.5.1. Hidrógeno gris y su producción.....	23
1.5.2. Reformado de metano con vapor (SMR).....	25
1.5.3. Aplicación del hidrógeno en refinerías.....	26
1.5.4. Subproductos gaseosos y estrategias de aprovechamiento.....	26
1.5.5. Eficiencia energética en refinerías.....	27
Capítulo 2.....	29
2. Metodología.....	30
2.1. Diseño metodológico general.....	30
2.2. Levantamiento y validación de información operativa.....	31

2.2.2.	Condiciones reales observadas en operación	32
2.3.	Caracterización del gas residual según literatura técnica	37
2.3.1.	Determinación del caudal global de gas residual.....	38
2.3.2.	Conversión de caudal volumétrico.....	39
2.3.3.	Fracción molar de metano	39
2.4.	Modelación del Reformado de Metano con Vapor (SMR).....	40
2.4.1.	Reacción principal de reformado	40
2.4.2.	Reacción de desplazamiento de agua (WGS).....	40
2.4.3.	Reacción global	40
2.4.4.	Rendimiento teórico	40
2.4.5.	Producción teórica de hidrógeno a partir del metano.....	40
2.4.6.	Producción real de H ₂ considerando eficiencia.....	40
2.5.	Integración técnica del hidrógeno en la Refinería La Libertad	41
2.6.	Indicadores técnicos de evaluación	42
2.6.1.	Indicador 1: Índice de aprovechamiento del gas residual (IAGR)	42
2.6.2.	Indicador 2: Potencial de producción de hidrógeno (PPH).....	43
2.6.3.	Indicador 3: Potencial de sustitución térmica (PST)	43
2.6.4.	Indicador 4: Reducción equivalente de CO ₂ (RECO ₂).....	43
2.6.5.	Indicador 5: Reducción de dióxido de azufre (mSO ₂ (<i>evitado</i>)).....	44
2.6.6.	Indicador 6: Balance energético neto (BEN).....	44
2.7.	Consideraciones metodológicas y limitaciones.....	44
2.7.1.	Limitación sobre la cuantificación directa del gas residual.....	45
2.7.2.	Limitación sobre datos de infraestructura energética.....	45
2.7.3.	Supuestos requeridos para el modelado del SMR	46
2.7.4.	Limitación por acceso restringido a documentación interna	46
2.7.5.	Alcance del estudio	46
2.7.6.	Aspecto positivo de las limitaciones.....	47

Capítulo 3.....	48
3. Resultados y análisis.....	3049
3.1. Parámetros de entrada para modelado.....	49
3.2. Cálculo del potencial de producción de hidrógeno	3150
3.2.1. Producción teórica de H ₂	51
3.2.2. Producción real de H ₂ considerando eficiencia	3151
3.2.3. Producción másica diaria de hidrógeno	51
3.3. Aplicación de los indicadores técnicos	3152
3.3.1. Índice de Aprovechamiento del Gas Residual (IAGR).....	3152
3.3.2. Potencial de Producción de Hidrógeno (PPH).....	3152
3.3.3. Potencial de Sustitución Térmica (PST)	3153
3.4. Reducción de emisiones SO ₂ y CO ₂	3155
3.4.1. Reducción de SO ₂	3155
3.4.2. Reducción de CO ₂ equivalente.....	3156
3.5. Balance energético neto (BEN).....	3156
3.6. Resumen de resultados en tabla comparativa	3157
3.7. Discusión técnica de los resultados.....	3158
Capítulo 4.....	60
4. Conclusiones y recomendaciones	3161
4.1. Conclusiones	3161
4.2. Recomendaciones.....	3162
Referencias.....	64
Apéndice A.....	647

Abreviaturas

API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> (Gastos de Capital)
DCS	<i>Distributed Control System</i> (Sistema de control distribuido)
DOE	Department of Energy U.S.
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i>
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
FO#4	Fuel Oil #4
GLP	Gas Licuado de Petróleo
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MPMS	<i>Manual of Petroleum Measurement Standards (API)</i>
NFPA 55	<i>Standard for the Storage, Use. (National Fire Protection Association)</i>
OPEX	<i>Operational Expenditures</i> (Gastos Operativos)
PCI	Poder Calorífico Inferior
PSA	<i>Pressure Swing Adsorption</i>
RLL	Refinería La Libertad
RFG	<i>Refinery Fuel Oil</i> (Gas combustible de refinería)
ROG	<i>Refinery Off-Gas</i> (Gas residual de refinería)
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i> (Reformado de metano con vapor)
TEA	Antorchas de emergencia / Sistema de quema de gases (<i>Flaring</i>)

Simbología

H ₂ O	Agua
S	Azufre
BEN	Balance de energía neto
Bbl	Barril
Q	Caudal volumétrico
SO ₂	Dióxido de azufre
CO ₂	Dióxido de carbono
ρ	Densidad
η	Eficiencia global del proceso
E	Energía
C ₂ H ₆	Etano
FE / <i>f</i>	Factor de emisión
<i>m</i>	Flujo másico
<i>y</i>	Fracción molar adoptado
H ₂	Hidrógeno
IAGR	Índice de aprovechamiento del gas residual
Kg	Kilogramo
<i>m</i>	Masa
CH ₄	Metano
Nm ³	Metro cúbico normal (Normal)
MMSCFD	<i>Million Standard Cubic Feet per Day</i>
CO	Monóxido de carbono
N ₂ / NO _x	Nitrógeno / Óxidos de nitrógeno
ft ³	Pie cúbico
PCI	Poder Calorífico Inferior
PPH	Potencial de Producción de Hidrógeno
PST	Potencial de Sustitución Térmica
C ₃ H ₈	Propano
RECO ₂	Reducción equivalente de CO ₂
R	Rendimiento estequiométrico
WGS	<i>Water Gas Shift Reaction</i> (Reacción de desplazamiento de agua – gas)

Índice de figuras

Figura 1 Mapa de ubicación de la Refinería La Libertad	16
Figura 2 TEA y Blow-Down.....	18
Figura 3 Diagrama de flujo de una planta de Reformado de Metano con Vapor.	25
Figura 4 Diagrama metodológico general.....	31
Figura 5 Sistema de Control de la Planta Parsons	34
Figura 6 Sistema de Control de la Planta Universal	34
Figura 7 Diagrama de Producción y Capacidades de las Unidades de Destilación de la Refinería La Libertad.....	71
Figura 8 Sistema de quema y purga de gas residual en la Refinería La Libertad	73
Figura 9 Emisiones visibles de un horno de proceso en operación en la Refinería La Libertad	73
Figura 10 Vista general del complejo de procesos de la Refinería La Libertad	74
Figura 11 Vista general de la Unidad de Destilación Cautivo de la Refinería La Libertad	75
Figura 12 Planta de tratamiento de agua (desalación) de la Refinería La Libertad	75
Figura 13 Calderas de generación de vapor de la Refinería La Libertad.....	76
Figura 14 Certificado de calidad del Fuel Oil #4.....	77
Figura 15 Diagrama del proceso de reformado con vapor (SMR) para producción de hidrógeno gris.....	78

Índice de tablas

Tabla 1 Consumo y generación de gases por unidad.....	20
Tabla 2 Comparación entre hidrógeno y combustible tradicional	24
Tabla 3 Composición volumétrica adoptada del gas residual.....	377
Tabla 4 Comparación entre situación actual y escenario con hidrógeno gris	588
Tabla 5 Capacidades y productos de las unidades de destilación de la RLL.....	722

ÍNDICE DE PLANOS

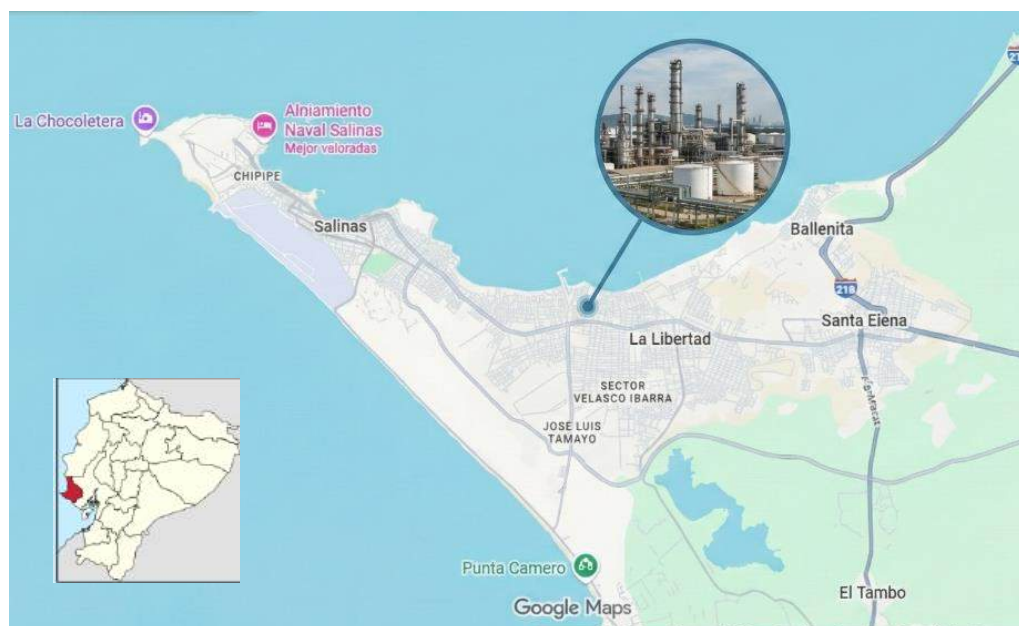
PLANO 1	Diagrama de flujo de la Planta Parsons.....	68
PLANO 2	Diagrama de flujo de la Planta Universal.....	69
PLANO 3	Diagrama de la Planta Estabilizadora.....	70

Capítulo 1

1.1 Introducción

En el contexto de la transición energética global, las industrias del sector hidrocarburífero enfrentan el reto de reducir su huella ambiental y optimizar el uso de sus recursos energéticos. Ecuador, como parte de esta transformación, ha adoptado lineamientos estratégicos para la modernización de su matriz energética, con énfasis en la eficiencia operativa de sus infraestructuras clave como las refinerías. Como se muestra en la figura 1, La Refinería La Libertad (RLL) se encuentra ubicada en la provincia de Santa Elena y operada por EP Petroecuador, cumple un rol estratégico en la producción de derivados de petróleo para la región costa del país [1].

Figura 1 Mapa de ubicación de la Refinería La Libertad



Fuente: tomada desde Google Maps y con modificación propia

A pesar de los esfuerzos de mejora implementados, una problemática persistente es el desaprovechamiento de gases residuales y subproductos gaseosos generados en las unidades de procesamiento, los cuales por razones operativas o de seguridad, suelen ser evacuados mediante sistemas de venteo o combustión controlada (flaring). Este procedimiento técnico, empleado principalmente como medida de seguridad para el manejo de gases excedentes o

fuera de especificación, implica la eliminación de compuestos con alto valor energético mediante su combustión atmosférica [2]. La práctica del flaring no solo representa una pérdida neta de energía potencialmente útil, sino también una fuente considerable de emisiones contaminantes, como dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄), ambos con efectos invernadero. A nivel nacional, La quema de gas asociado como parte de las operaciones en la industria hidrocarburífera es una práctica aún vigente en el Ecuador, y su reducción ha sido formalizada en instrumentos regulatorios nacionales. El Reglamento para Reducir Progresivamente la Quema Rutinaria de Gas Asociado, expedido en el Registro Oficial N° 175 por la Secretaría de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, obliga a las operadoras a presentar un plan de optimización del gas asociado y a reportar los volúmenes de gas producido, utilizado y quemado, con el fin de disminuir la quema rutinaria de gas y promover su aprovechamiento energético. Esta normativa evidencia la existencia de una brecha identificada institucionalmente en el aprovechamiento de gases asociados en el país. [3].

La RLL procesa aproximadamente 42,500 barriles por día (bbl/d) de crudo mediante tres unidades de destilación atmosférica: Parsons, Universal y Cautivo, que conforman el núcleo operativo del sistema de fraccionamiento. A pesar de ello, una parte significativa de los gases residuales generados en estas unidades no es aprovechada energéticamente, sino que es encaminada hacia la TEA Ecológica (TEA) a través del sistema de Blow-Down tal como se muestra en la figura 2, donde se separan condensados y líquidos antes de su combustión final. Aunque la TEA mejora la eficiencia de quema respecto a sistemas antiguos, la práctica sigue representando una pérdida de energía potencial y una fuente de emisiones contaminantes.

Figura 2 *TEA y Blow-Down*



Fuente: Elaboración propia, foto tomada desde la Refinería La Libertad.

Un aspecto importante es que la unidad Estabilizadora no procesa crudo sino gasolina, por lo que no genera caudales relevantes de gas residual y queda excluida del análisis. Frente a este escenario, surge una alternativa técnica con alto potencial: el aprovechamiento de los gases residuales como materia prima para producir hidrógeno gris mediante Reformado de Metano con Vapor (SMR – *Steam Methane Reforming*). Esta tecnología, ampliamente utilizada a nivel internacional, permite transformar mezclas ricas en metano en hidrógeno aprovechable como combustible o insumo industrial [4].

Experiencias internacionales refuerzan la factibilidad técnica de esta propuesta. Por ejemplo, refinerías alemanas continúan utilizando hidrógeno gris para procesos internos mientras avanzan gradualmente hacia fuentes más limpias [5]. En Australia, la refinería de Schwechat opera una planta mixta que produce hidrógeno gris y verde, con una proyección de

1,500 toneladas por año [6]. En Canadá, Irving Oil complementa su sistema SMR tradicional con un electrolizador de 5 MW para producción dual de hidrógeno onsite [7]. Mientras que en Estados Unidos, el Departamento de Energía indica que el SMR sigue siendo la tecnología dominante en refinería, con eficiencias de 65 – 75% y presiones de operación cercanas a los 25 bar [8].

Esta propuesta se enmarca en la línea técnica que busca evaluar la viabilidad de integrar el hidrógeno gris a los procesos industriales existentes, sin alterar la seguridad ni la continuidad operativa de la planta. El análisis incluye la revisión de los consumos energéticos actuales, la identificación de procesos con alta demanda energética, la compatibilidad técnica de los equipos existentes con el uso de hidrógeno y el potencial de sustitución parcial de combustibles tradicionales por hidrógeno producido in situ.

El desarrollo de este estudio técnico contribuirá al conocimiento aplicado sobre alternativas energéticas viables en plantas industriales, aportando datos concretos que podrían guiar futuras decisiones de implementación, mejora de procesos o reconversión energética en otras instalaciones similares del país.

1.2. Descripción del Problema

Las unidades de destilación Parsons, Universal y Cautivo, que procesan conjuntamente 42,500 bbl/d de crudo, generan corrientes de gas residual compuestas por hidrocarburos livianos. Estas corrientes, en lugar de ser utilizadas como recurso energético, se conducen al sistema de Blow-Down y posteriormente son quemadas en la TEA Ecológica. Aunque este sistema garantiza la seguridad operativa, implica la destrucción térmica de un insumo energético valioso.

La quema constante de estos gases contribuye de forma directa a la carga total de emisiones atmosféricas de la refinería. Según los Reportes de Monitoreo de Fuentes Fijas de septiembre 2025 [8], [9] , la RLL emitió:

- 132.89 toneladas de dióxido de azufre (SO₂)/mes
- 24.38 toneladas de óxidos de nitrógeno (NO_x)/mes

Valores asociados principalmente a la combustión de Fuel Oil #4 en los hornos H-1 de las unidades Universal y Parsons. El alto contenido de azufre del Fuel Oil utilizado es un factor crítico. El Certificado de Calidad del Fuel Oil #4 reporta un contenido de 1.649 % de azufre y un API de 16.2 [10], características propias de combustibles pesados y altamente contaminantes. Por tanto, el problema central radica en que la refinería desperdicia un caudal significativo de gas aprovechable y, simultáneamente, emite grandes cantidades de contaminantes, especialmente SO₂.

En la Tabla 1 se presenta una síntesis del procesamiento de crudo por unidad de destilación en la Refinería La Libertad, indicando su capacidad nominal y su aporte relativo a la generación de gas residual. Se observa que la unidad Parsons, con una capacidad aproximada de 23,000 bbl/d, representa el mayor aporte relativo al total procesado (54.1 %), constituyéndose como la principal fuente potencial de gas residual. Por su parte, la unidad Universal procesa alrededor de 10,000 bbl/d (23.5 %), mientras que la unidad Cautivo complementa el sistema con un aporte menor pero significativo. Esta distribución operativa sustenta la hipótesis de que existe un volumen relevante de gas residual disponible para su aprovechamiento energético, el cual actualmente no es valorizado y es dirigido mayoritariamente a la TEA.

Tabla 1 *Consumo y generación de gases por unidad*

Unidad	Capacidad (bbl/d)	Aporte al total (%)	Observación
Parsons	23,000	54.1%	Mayor generadora de gas residual
Universal	10,000	23.5%	Corte más complejo (4 agotadores S1–S4)
Cautivo	9,500	22.4%	Unidad adicional formal reconocida en la RLL
Total	42,500	100%	Base del presente estudio

Fuente: Elaboración propia a partir de datos operativos de la Refinería La Libertad..

Un aspecto relevante de la presente investigación es que los valores operativos recopilados en campo para la RLL, incluyendo el procesamiento total de 42,500 bbl/d en las unidades Parsons, Universal y Cautivo, coinciden estrechamente con los valores documentados en la tesis “Factibilidad de Cogeneración Térmica de Gas Residual Mechero Refinería La Libertad” [11]. Esta concordancia aporta respaldo técnico a los supuestos adoptados, especialmente considerando la naturaleza confidencial de algunos datos operativos actuales.

1.3. Justificación del Problema

La eficiencia energética es uno de los pilares fundamentales para mejorar el desempeño técnico y operativo de las instalaciones de refinación de hidrocarburos. En la Refinería La Libertad, una de las limitaciones observadas es el desperdicio de recursos gaseosos que, al no ser aprovechados, son eliminados o dispersados. Esta práctica representa una pérdida significativa de materia prima con valor energético y evidencia oportunidades técnicas de mejora en el aprovechamiento de los flujos residuales del proceso de refinación.

Los gases residuales, compuesto mayoritariamente por hidrocarburos livianos, posee un alto poder calorífico y es técnicamente susceptible de ser utilizado como insumo para la producción de hidrógeno gris mediante el proceso de reformado con vapor. El uso de este hidrógeno como fuente energética alternativa dentro de la misma refinería podría reducir la

dependencia de combustibles convencionales y aumentar el grado de autosuficiencia energética.

La sustitución parcial del Fuel Oil #4 por hidrógeno gris podría reducir de manera directa las emisiones de SO₂, ya que el hidrógeno no contiene azufre. Esto adquiere especial relevancia considerando que el combustible actual posee 1.649% de S, Esto es relevante considerando que el Fuel Oil actual posee 1.649% de S y contribuye proporcionalmente a las 132.89 toneladas mensuales de SO₂.

El hidrógeno obtenido mediante SMR permitiría:

- Reducir emisiones de SO₂ y material particulado,
- Mejorar la eficiencia energética de los hornos,
- Disminuir la dependencia de combustibles pesados,
- Incrementar la autosuficiencia energética de la planta.

La justificación técnica de este estudio radica en determinar si el volumen de gases residuales generado por las unidades Parsons, Universal y Cautivo es suficiente para producir hidrógeno gris en cantidades viables para sustituir parcialmente el Fuel Oil consumido actualmente.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Evaluar la viabilidad técnica del uso de hidrógeno gris en la Refinería La Libertad, mediante un análisis del sistema actual de generación térmica, el diseño conceptual de un sistema de producción de hidrógeno y la comparación de emisiones, para la determinación de su aplicabilidad en el marco de la transición energética ecuatoriana.

1.4.2. Objetivos específicos

- Diagnosticar el sistema energético actual de la Refinería La Libertad, para la identificación de oportunidades de sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno.
- Analizar la factibilidad técnica de un sistema de producción de hidrógeno gris mediante reformado de gas natural, para la propuesta de una solución viable y adaptable a las condiciones operativas de la refinería.
- Evaluar el impacto técnico y ambiental del uso de hidrógeno como sustituto parcial de combustibles tradicionales, mediante un análisis comparativo de emisiones de CO₂ y eficiencia energética.

1.5. Marco teórico

El presente trabajo se sustenta en fundamentos técnicos relacionados con la producción, manejo y aplicación del hidrógeno gris como fuente energética alternativa, así como el análisis del consumo energético y el aprovechamiento de subproductos gaseosos en instalaciones industriales como las refinerías.

Asimismo, se apoya en estudios previos realizados en la Refinería La Libertad, especialmente la tesis ya antes mencionada [11], que documenta configuraciones reales del sistema de antorcha, capacidades de procesamiento y características operativas de las unidades Parsons, Universal y Cautivo. La coincidencia entre sus datos y los recopilados en la presente investigación refuerza la solidez metodológica del estudio.

1.5.1. Hidrógeno gris y su producción

El hidrógeno gris es aquel obtenido a partir de hidrocarburos fósiles, siendo la materia prima principal el gas natural o, en el contexto de refinerías, los gases residuales y subproductos gaseosos ricos en metano, mediante el proceso de reformado de metano con vapor [4]. A diferencia del hidrógeno verde, cuya producción utiliza fuentes renovables, el hidrógeno gris

es técnicamente más accesible y ampliamente utilizado en la industria debido a su madurez tecnológica y menores requerimientos de inversión inicial. Dado que el hidrógeno posee propiedades energéticas significativamente distintas a los combustibles convencionales empleados en refinerías, resulta pertinente comparar sus características fundamentales para contextualizar su potencial técnico dentro de procesos industriales. La Tabla 2 presenta una comparación entre el hidrógeno, el gas natural y el Fuel Oil #4, considerando propiedades relevantes para su uso en procesos de combustión industrial. Se observa que el hidrógeno posee un poder calorífico inferior (PCI) significativamente mayor, del orden de 120 MJ/kg, en comparación con el gas natural (50 MJ/kg) y el Fuel Oil #4 (42 MJ/kg), lo que evidencia su alto potencial energético por unidad de masa. Adicionalmente, la densidad del hidrógeno es considerablemente menor, lo que implica mayores requerimientos volumétricos y condiciona su manejo, almacenamiento y sistema de combustión.

Tabla 2 Comparación entre hidrógeno y combustibles tradicionales (combustión final)

Propiedad	Hidrógeno (H ₂)	Gas Natural	Fuel Oil #4
PCI (MJ/kg)	120.00	50.00	42.00
Densidad (kg/m ³)	0.089	0.71	0.94
Emisiones directas CO ₂ en combustión	0.00	Media	Alta

Fuente: Elaboración propia a partir de Speight [12], DOE [13], e IEA [14].

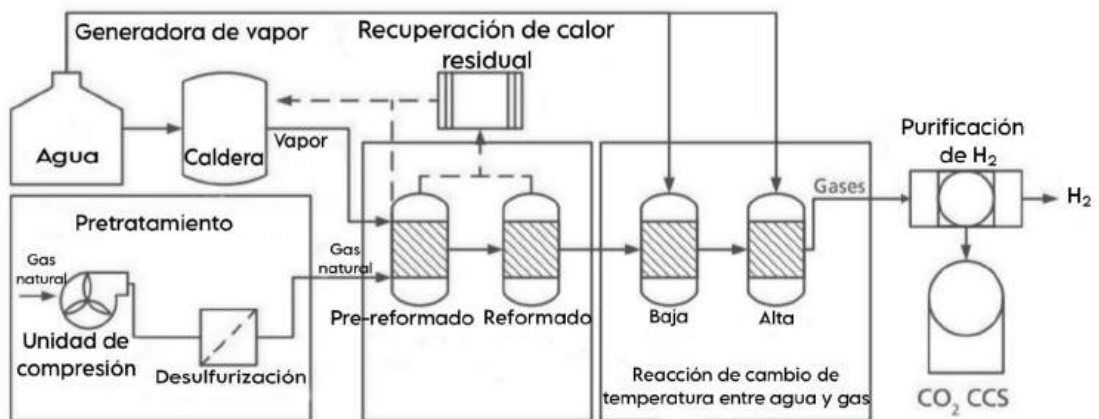
Desde el punto de vista ambiental, el hidrógeno no genera emisiones directas de CO₂ durante su combustión, a diferencia del gas natural y del Fuel Oil #4, cuyas emisiones son medias y altas respectivamente. Estas características sustentan el interés técnico en el uso del hidrógeno como sustituto parcial de combustibles fósiles en hornos y calderas, bajo esquemas de adaptación tecnológica adecuados.

1.5.2. Reformado de metano con vapor (SMR)

El reformado con vapor es un proceso termoquímico en el que los hidrocarburos ligeros (principalmente metano), componentes clave de los gases residuales de refinería, reaccionan con vapor de agua a altas temperaturas (700 – 1,000 °C), en presencia de un catalizador, para producir una mezcla de hidrógeno (H₂), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂). Esta tecnología es madura y ampliamente utilizada debido a su alta eficiencia en la conversión de metano a hidrógeno, así como a su capacidad de adaptarse a diferentes escalas de producción. Esta escalabilidad permite su aplicación tanto en sistemas compactos como en grandes refinerías, lo que la convierte en una opción viable para el aprovechamiento técnico de gas residual disponible en la planta [15].

Con el fin de ilustrar de manera general las etapas involucradas en el proceso de reformado de metano con vapor, en la Figura 3 se presenta un diagrama de flujo típico de una planta de SMR, donde se identifican las principales unidades de proceso, incluyendo el pretratamiento del gas, el reformador, la reacción de desplazamiento gas-agua y la purificación del hidrógeno.

Figura 3 *Diagrama de flujo de una planta de Reformado de Metano con Vapor*



Fuente: Adaptado de H₂FC Supergen Hub, *The Role of Hydrogen and Fuel Cells in Delivering Energy Security for the UK* (Imperial College London) [16].

Este esquema permite comprender la secuencia operativa del proceso SMR y sirve como base conceptual para el modelado estequiométrico desarrollado en el Capítulo 3, adaptado a las condiciones específicas del gas residual disponible en la Refinería La Libertad

1.5.3. Aplicación del hidrógeno en refinerías

El hidrógeno tiene diversos usos técnicos dentro de una refinería, siendo fundamental en proceso como hidrotratamiento e hidrodeshulfuración. Adicionalmente, puede emplearse como fuente energética auxiliar en calderas, hornos o turbinas, siempre que el diseño de los equipos sea compatible con sus propiedades fisicoquímicas. Su integración permite diversificar el suministro energético y reducir el consumo de combustibles fósiles convencionales [17].

1.5.4. Subproductos gaseosos y estrategias de aprovechamiento

La operación de unidades de destilación atmosférica y de craqueo genera diversos subproductos gaseosos, generalmente formados por hidrocarburos ligeros como metano, etano, propano, butanos y trazas de compuestos pesados. Estos gases, conocidos como gases residuales o incondensables, se originan por fenómenos de arrastre, vaporización secundaria, purgas de sistemas de control de presión y desgasificación natural del crudo durante el proceso de fraccionamiento.

En condiciones ideales, estos gases pueden ser utilizados como combustible interno o como materia prima para procesos petroquímicos. Sin embargo, cuando la infraestructura no permite su aprovechamiento seguro o continuo, los gases deben ser enviados a sistemas de seguridad como el Blow-Down y posteriormente a la TEA Ecológica, donde se queman para evitar acumulaciones peligrosas de presión o mezclas inflamables.

La literatura técnica señala que el gas residual de refinería puede contener entre 25% y 85% de metano, dependiendo de la unidad de origen, lo que lo convierte en una corriente apta

para procesos termoquímicos como el reformado con vapor, siempre que se realicen las etapas de separación de condensados y control de flujo adecuadas [18].

En el caso particular de la Refinería La Libertad, las corrientes gaseosas residuales provienen exclusivamente de las unidades Parsons, Universal y Cautivo, ya que la unidad Estabilizadora procesa gasolina y no genera gas residual significativo. Estas corrientes se conducen primero al sistema de Blow-Down, donde se separan líquidos pesados, y posteriormente a la TEA para su combustión final.

Es importante destacar que la unidad Universal opera con cuatro agotadores laterales (S-1 a S-4), lo cual incrementa la complejidad en la formación de incondensables, debido a la mayor cantidad de cortes intermedios presentes en su torre de fraccionamiento. En contraste, la unidad Parsons opera con tres agotadores (S-1 a S-3), generando naturalmente un volumen diferente de gas residual. Esta diferencia estructural influye directamente en la variabilidad del caudal gaseoso que llega a la TEA y determina el potencial de aprovechamiento energético disponible para procesos como el SMR.

Finalmente, la literatura sugiere que el aprovechamiento energético de subproductos gaseosos es una estrategia clave dentro de la economía circular en refinerías, ya que transforma un pasivo ambiental, la quema de gases, en un insumo productivo capaz de generar energía útil o hidrógeno para procesos internos [19].

1.5.5. Eficiencia energética en refinerías

La eficiencia energética es un indicador clave en el desempeño técnico de las refinerías. Consiste en maximizar la conversión útil de energía dentro de los procesos industriales, minimizando pérdidas y aprovechando subproductos energéticos. La integración de nuevas fuentes, como el hidrógeno gris producidos a partir de subproductos internos, responde a esta

lógica técnica y permite optimizar el funcionamiento de la planta sin comprometer la operación continua ni la integridad de los equipos [20].

Capítulo 2

2. Metodología.

La presente investigación adopta un enfoque metodológico descriptivo y analítico, sustentado en técnicas de ingeniería de procesos y evaluación energética, con el objetivo de determinar la viabilidad técnica de producir hidrógeno gris en la Refinería La Libertad a partir del gas residual generado en las unidades de destilación Parsons, Universal y Cautivo. El capítulo detalla los procedimientos de levantamiento de información, validación técnica, caracterización del gas residual, formulación de modelos estequiométricos, criterios para la integración energética del hidrógeno y la definición de indicadores técnicos que serán evaluados posteriormente en el Capítulo 3. Esta metodología se construye bajo el principio de trazabilidad técnica, es decir, cada paso del análisis se fundamenta en datos operativos reales, referencias técnicas verificables y procesos estandarizados de ingeniería.

2.1. Diseño metodológico general

El estudio combina los siguientes enfoques:

2.1.1. Método descriptivo técnico

Consiste en documentar rigurosamente la operación real de la RLL, obtenida mediante visitas en campo, entrevistas operativas, análisis de tendencias del Sistema de Control Distribuido y observación directa de equipos e infraestructura.

2.1.2. Método analítico

Se utiliza para descomponer el sistema energético de la refinería y determinar las variables críticas: generación de gas residual, composición gaseosa, eficiencia térmica, consumo de combustible y condiciones de operación de los hornos y calderas.

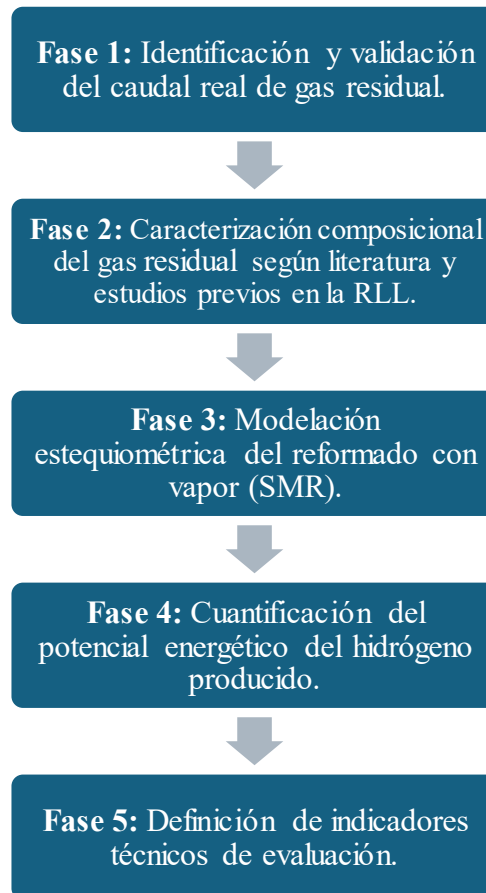
2.1.3. Método cuantitativo

Incluye el uso de ecuaciones estequiométricas, balances de materia y energía y modelos matemáticos del proceso de SMR.

2.1.4. Método comparativo

Permite evaluar el desempeño energético actual (basado en Fuel Oil #4) frente al uso hipotético de hidrógeno gris producido in situ.

Figura 4 *Diagrama metodológico general*



Fuente: Elaboración propia

2.2. Levantamiento y validación de información operativa

Durante la visita técnica a la RLL se identificaron las tres unidades de destilación relevantes:

- Planta Parsons
- Planta Universal
- Planta Cautivo

La Planta Estabilizadora queda fuera del análisis porque no procesa crudo y su gas se destina únicamente a la producción de GLP, no constituyendo un gas residual continuo ni aprovechable.

Se verificó además:

- La existencia de rotámetros operativos que registran el gas enviado a la TEA.
- Que el gas de la unidad de destilación Universal es en su mayor parte recuperado internamente hacia el sistema de combustible.
- Que el volumen quemado en TEA corresponde solo a remanentes, no al gas total generado.

2.2.1. Fuentes de información primaria

El levantamiento de datos operativos se realizó mediante:

- Visita técnica a las unidades Parsons, Universal y Cautivo.
- Conversaciones con operadores de sala de control y personal de planta.
- Revisión de tendencias de flujo y presión en el Sistema DCS.
- Verificación visual de equipos críticos: hornos, desaladora, intercambiadores, torre fraccionadora, calderas y sistema de TEA.

2.2.2. Condiciones reales observadas en operación

De la visita técnica y observaciones se confirma:

- La RLL opera a 42,500 bbl/d de crudo (sumatoria de las unidades Parsons, Universal y Cautivo).
- La unidad Estabilizadora no procesa crudo, sino gasolina, por lo que queda excluida de todo análisis de gas residual.

- Todas las corrientes gaseosas pasan por un tanque Blow-down, donde se separan condensados antes de dirigirse a la TEA ecológica.
- Los hornos operan en un rango crítico de 320°C a 340°C, parámetro clave para la futura integración del hidrógeno.
- Las unidades de destilación presentan diferentes configuraciones:
 - Unidad Parsons: 3 agotadores laterales (S-1 a S-3).
 - Unidad Universal: 4 agotadores (S-1 a S-4), mayor complejidad fraccionaria.
- En la planta de Cautivo, las calderas tipo “Tren” generan vapor a aproximadamente 175 psi y 300°C.
- La refinería opera aislada eléctricamente, con turbinas Ruston de 50 Hz alimentadas con diésel.

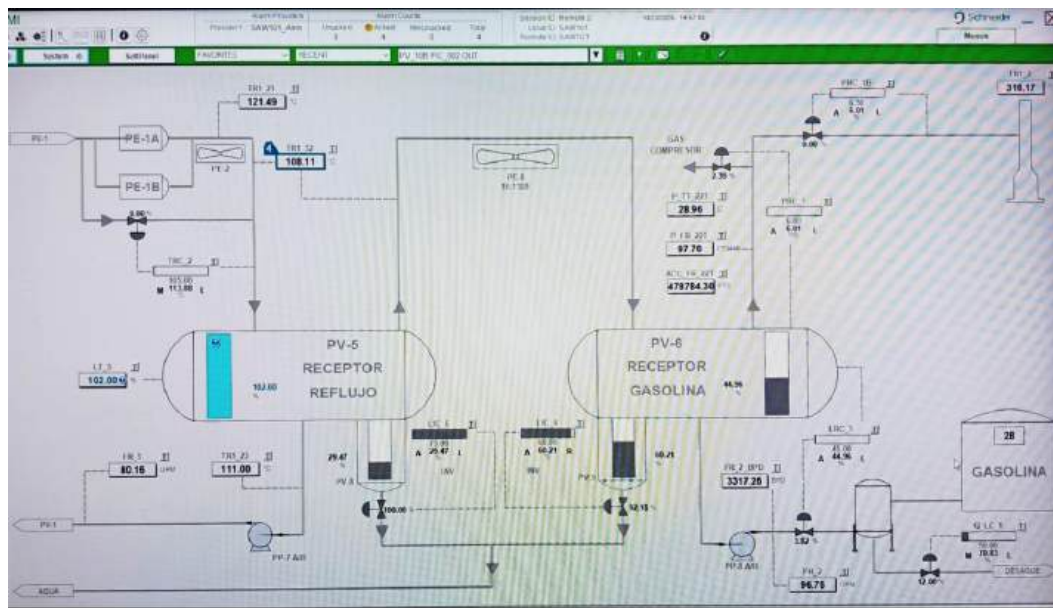
Toda esta información define las restricciones operativas para la integración del hidrógeno y sustenta la formulación metodológica.

2.2.3. Selección del caudal de gas residual real

La determinación del caudal de gas residual disponible para una eventual producción de hidrógeno gris constituye un paso crítico dentro de la metodología del presente estudio. Durante la visita técnica realizada a la Refinería La Libertad, se verificó la operación del sistema de manejo de gases residuales mediante observación directa de las variables de proceso registradas en el Sistema de Control Distribuido. En particular, se identificaron los caudales instantáneos de gas enviados a la TEA desde las unidades de destilación Parsons y Universal, los cuales registraron valores aproximados de 97.7 ft³/h y 3.54 ft³/h, respectivamente, bajo las condiciones operativas observadas durante la visita.

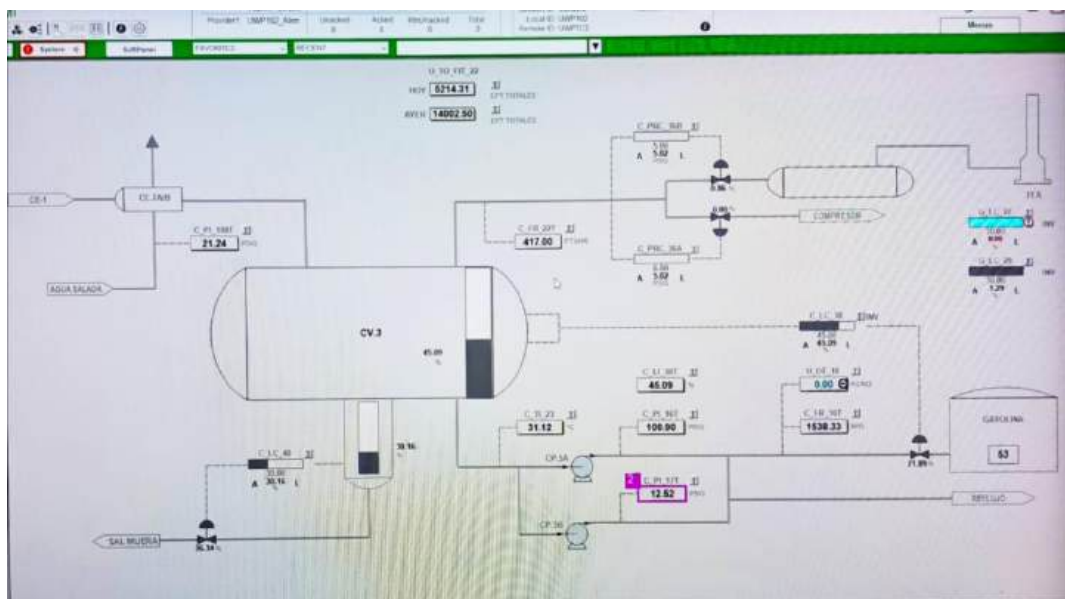
La Figura 5 presenta una captura del sistema de control correspondiente a la unidad Parsons, donde se visualizan las variables asociadas al manejo de gas residual y su envío al sistema Blow-down previo a la TEA. De manera similar, la Figura 6 muestra el sistema de control de la unidad Universal, evidenciando los flujos gaseosos derivados del proceso de destilación.

Figura 5 Sistema de Control de la Planta Parsons



Fuente: Elaboración propia, foto tomada desde la sala de control.

Figura 6 Sistema de Control de la Planta Universal



Fuente: Elaboración propia, foto tomada desde la sala de control.

Estos valores se incorporan en el estudio como referencia operativa puntual del gas efectivamente quemado en condiciones normales de operación, ya que representan el volumen que, en el estado actual del proceso, llega a la TEA Ecológica como remanente no recuperado.

Sin embargo, esto es metodológicamente crucial, estas lecturas del DCS no representan el total de gas residual generado por las unidades de destilación, sino únicamente la fracción que no es recuperada internamente y, por lo tanto, es enviada a la TEA. En particular:

- La unidad Universal dirige la mayor parte de sus gases hacia el sistema interno de combustible, razón por la cual la válvula de desfogue hacia TEA opera típicamente con aperturas inferiores al 1%.
- La unidad Cautivo, integrada operativamente a la RLL, también consume internamente la mayor parte de su gas residual.
- Solo una fracción mínima termina en la TEA, y esa es la que se observa en el DCS.

Por ello, los valores del DCS se consideran válidos como registro del gas actualmente quemado, pero no como indicador del volumen potencial total disponible para recuperación energética.

Para cuantificar el caudal real de gas residual aprovechable, la metodología se apoya en dos fuentes principales:

- Información operativa proporcionada por personal técnico de la refinería: El volumen total procesado de 42,500 bbl/d, con una pérdida global aproximada del 2.16%, corresponde a la magnitud de hidrocarburos que no ingresan a cortes líquidos y que, por diseño de operación, se manifiestan en forma de gas residual.

- Datos documentados del estudio pionero en la misma refinería [11]: reporta un caudal recuperable de 3.98 MMSCFD, equivalente a aproximadamente 165,833 ft³/h, magnitud consistente con refinerías de similar capacidad de destilación atmosférica.

Con base en la coherencia entre:

- Los datos empíricos del personal de planta,
- El volumen procesado de la RLL,
- La tasa de pérdidas típica del 2–3% en sistemas de destilación primaria,
- Datos de la tesis de Almeida Maldonado,

se adopta para el modelado del reformado de metano con vapor un caudal global de gas residual representativo, el cual refleja mejor la realidad operacional.

Los caudales del DCS se integran como evidencia del comportamiento real del sistema bajo condiciones normales, y sirven para cuantificar el gas actualmente quemado, pero no para definir el límite superior del recurso energético potencial.

Por tanto, la selección del caudal total de gas residual se fundamenta en un enfoque combinado:

- Datos operativos del DCS (gas quemado),
- Datos del personal (capacidad real de las unidades),
- Datos respaldados documentalmente [11].

Nos permite adoptar un caudal global representativo para los cálculos del Capítulo 3, manteniendo trazabilidad y consistencia metodológica.

2.3. Caracterización del gas residual según literatura técnica

Dado que la RLL no dispone de cromatografía reciente, se adoptó una composición estándar basada en literatura técnica internacional sobre gas combustible de refinería (*Refinery Fuel Gas* – RFG) y gas residual de refinería (*Refinery Off-Gas* – ROG) [21], especialmente de unidades de destilación atmosférica.

Sin embargo, para validar la aplicabilidad de estos estándares internacionales al contexto local, se tomó como referencia el estudio reciente [11]. En dicha investigación realizada en la Refinería La Libertad, se caracterizó el gas enviado a la TEA, reportando una concentración molar de metano superior al 60% y presencia de componentes recuperables (C₂ – C₄). Esta coincidencia entre la data local y la literatura técnica, respalda la composición adoptada y en la tabla 3 muestra una fracción mayoritaria de metano (65 %), consistente con los rangos reportados por IEAGHG, Speight y El-Harati & Al-Abbad para gases residuales provenientes de unidades de destilación atmosférica. La presencia de etano y propano refuerza el carácter altamente energético de esta corriente, mientras que la fracción inerte (CO₂, N₂ y trazas) se mantiene dentro de límites aceptables para procesos de reformado con vapor. Esta composición se mantiene constante a lo largo del Capítulo 3, sirviendo como base única para el modelado estequiométrico y energético del sistema SMR.

Tabla 3 *Composición volumétrica adoptada del gas residual*

Componente	Fórmula química	Rango típico reportado (%) (literatura)	Valor adoptado (%)
Metano	CH ₄	55 – 75	65
Etano	C ₂ H ₆	8 – 15	12
Propano	C ₃ H ₈	5 – 12	10
Hidrógeno	H ₂	0 – 5	3

Dióxido de carbono + Nitrógeno + trazas	CO2 + N2 + trazas	3 – 10	10
--	----------------------	--------	----

Fuente: Elaboración propia a partir de IEAGHG [21], Speight [12], El-Harati & Al-Abbad [18], y Almeida Maldonado [11].

Los valores utilizados están basados en las siguientes referencias técnicas:

- Estudios IEAGHG/RECAP sobre composición típica de *refinery off-gas* [21].
- Speight, descripciones de refinery gas en unidades de destilación y craqueo [12].
- Composiciones de refinery fuel gas utilizadas en el CO₂ Capture Project (CCP) [22].
- Ejemplos académicos de análisis de gases residuales de refinería en estudios comparativos.

2.3.1. Determinación del caudal global de gas residual

Para cuantificar el volumen total de gas residual aprovechable, se adoptó como referencia el estudio de la Tesis ya mencionada [11], quien determinó que la Refinería La Libertad genera en promedio 1,077 barriles por día de gas residual previo a su envío a la TEA.

Para su uso en la modelación energética, este volumen fue convertido a unidades estándar aplicando el factor ampliamente utilizado en balances de gases residuales en refinerías, equivalente a 3,700 scf/bbl. Dado que el factor de conversión de 3,700 scf/bbl corresponde a un valor técnico adoptado, se realizó un análisis de sensibilidad considerando una variación de $\pm 10\%$ en el caudal de gas residual. Bajo este criterio, el caudal global de gas residual se encuentra dentro del rango de 3.58 a 4.38 MMSCFD.

Este análisis permite evaluar la robustez de los resultados obtenidos frente a variaciones razonables en el caudal adoptado, Como resultado de esta conversión, el caudal intermedio se

estima en aproximadamente 3.98 millones de pies cúbicos estándar por día (3.98 MMSCFD), valor que se adopta como caudal representativo del gas residual disponible para su valorización mediante reformado de metano con vapor. Este valor constituye la base para los cálculos energéticos y estequiométricos desarrollados en el Capítulo 3.

El uso de esta composición base y el caudal representativo del gas residual, permite modelar el rendimiento estequiométrico del reformado con vapor bajo un marco técnico verificable, y constituye una aproximación conservadora para estimar la fracción de metano disponible, principal insumo para la generación de hidrógeno.

Las ecuaciones fundamentales empleadas son:

2.3.2. Conversión de caudal volumétrico

$$Q_{Nm^3/h} = Q_{ft^3/h} \times 0.0283168 \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

$Q_{Nm^3/h}$: Caudal en metros cúbicos normales por hora.

$Q_{ft^3/h}$: Caudal en pies cúbicos por hora.

0.02832: Factor de conversión ($ft^3 \rightarrow Nm^3$).

Se asume condiciones estándar para la conversión de pies cúbicos a metros cúbicos normales (1 atm, 15.6°C/60°F según norma API MPMS)

2.3.3. Fracción molar de metano

Basada en literatura técnica para efectos del SMR, la fracción relevante es el metano.

$$Q_{CH_4} = Q_{GR} \times y_{CH_4} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

Q_{CH_4} : Caudal de metano disponible.

Q_{GR} : Caudal total de gas residual.

y_{CH_4} = Fracción molar adoptada (0.65)

2.4. Modelación del Reformado de Metano con Vapor (SMR)

El proceso seleccionado para la producción hipotética de hidrógeno gris es el reformado de metano con vapor, que corresponde al estándar industrial en refinerías.

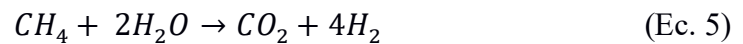
2.4.1. Reacción principal de reformado



2.4.2. Reacción de desplazamiento de agua (WGS)



2.4.3. Reacción global



2.4.4. Rendimiento teórico



2.4.5. Producción teórica de hidrógeno a partir del metano

$$Q_{H_2(\text{teórico})} = 4 \times Q_{CH_4} \quad (\text{Ec. 7})$$

Donde:

$Q_{H_2(\text{teórico})}$: Caudal teórico de hidrógeno producido (Nm³/h)

Q_{CH_4} : Caudal molar/volumétrico de metano alimentado al reactor (Nm³/h)

4: Relación estequiométrica derivada de la reacción global SMR + WGS

2.4.6. Producción real de H₂ considerando eficiencia

$$Q_{H_2(real)} = Q_{H_2(teórico)} \times \eta_{SMR} \quad (\text{Ec. 8})$$

Donde:

$Q_{H_2(real)}$: Caudal de H₂ efectivamente aprovechable (Nm³/h).

$Q_{H_2(teórico)}$: Caudal teórico de hidrógeno producido (Nm³/h)

η_{SMR} : Eficiencia térmica global del proceso (70%).

En el presente estudio se adopta una eficiencia global del proceso SMR de $\eta = 70 \%$, la cual representa una eficiencia técnica-industrial típica para plantas de reformado de metano con vapor a escala industrial. Este valor corresponde a un supuesto de modelación, ampliamente reportado en la literatura técnica y en estudios de referencia del *U.S. Department of Energy* (DOE) y la *International Energy Agency* (IEA) para sistemas SMR convencionales, e integra pérdidas térmicas, limitaciones cinéticas y condiciones operativas reales de planta [13], [14].

La eficiencia $\eta = 70 \%$ se utiliza de forma consistente a lo largo del presente trabajo para la estimación de la producción efectiva de hidrógeno y los indicadores energéticos y ambientales asociados

2.5. Integración técnica del hidrógeno en la Refinería La Libertad

Una vez obtenida la cuantificación del hidrógeno, se evalúa su potencial técnico de uso en:

- Sistema de Generación de Vapor: Específicamente en las calderas acuotubulares identificadas operativamente como C-1, C-3 y C-4, y las Calderas tipos Tren en el caso de Cautivo, Generan vapor a 175 psi de presión y con temperatura a 300 °C.

- Hornos de Proceso: Centrándose en los hornos H-1 de las plantas de unidad Universal y unidad Parsons, equipos críticos donde se verificó (vía DCS) que las temperaturas de transferencia oscilan entre 330°C y 340°C, rango que debe mantenerse con el nuevo combustible.
- Planta de agua desalinizadora: Como principal consumidor térmico del sistema.

Esta integración requiere análisis de:

- Variación del poder calorífico,
- Velocidad de llama,
- Presión de operación,
- Seguridad bajo normas NFPA 55 y API 751 [23], [24].

2.6. Indicadores técnicos de evaluación

Esta fase constituye el núcleo metodológico evaluativo, indispensable para responder a los objetivos de este trabajo.

2.6.1. Indicador 1: Índice de aprovechamiento del gas residual (IAGR)

Permite determinar qué porcentaje del gas que hoy se quema puede ser transformado en hidrógeno.

$$IAGR = \frac{Q_{captado}}{Q_{GR}} \quad (\text{Ec. 9})$$

Donde:

IAGR: Índice de aprovechamiento

$Q_{captado}$: Gas realmente utilizado.

Q_{GR} : Gas residual disponible

2.6.2. Indicador 2: Potencial de producción de hidrógeno (PPH)

$$PPH = Q_{GR} \cdot y_{CH_4} \cdot R_{H_2} \cdot \eta_{SMR} \quad (\text{Ec. 10})$$

Donde:

PPH: Potencial de producción de hidrógeno

Q_{GR} : Gas residual disponible

y_{CH_4} : Fracción molar de metano

R_{H_2} : Rendimiento estequiométrico del hidrógeno (4 mol H₂ / 1 mol CH₄)

η_{SMR} : Eficiencia del reformado con vapor

2.6.3. Indicador 3: Potencial de sustitución térmica (PST)

Evalúa cuánto combustible actual puede ser reemplazado por hidrógeno.

$$PST = \frac{PCI_{H_2} \cdot Q_{H_2}}{PCI_{fuel} \cdot Q_{fuel}} \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde:

PST: Potencial de sustitución térmica

PCI_{H_2} : Poder Calorífico Inferior del hidrógeno

PCI_{fuel} : Poder calorífico del combustible Fuel Oil #4

Q_{H_2} : Caudal de hidrógeno producido

Q_{fuel} : Caudal de combustible consumido en la refinería (líquido o gaseoso)

2.6.4. Indicador 4: Reducción equivalente de CO₂ (RECO₂)

$$RECO_2 = \dot{m}_{FO (sust)} \times FE_{CO_2} \quad (\text{Ec. 12})$$

Donde:

$RECO_2$: Reducción equivalente de CO₂

$\dot{m}_{FO (sust)}$: Flujo másico de Fuel Oil sustituido por hidrógeno

FE_{CO_2} : factor de emisión del Fuel Oil (3.11 kg CO₂/kg FO).

2.6.5. Indicador 5: Reducción de dióxido de azufre ($\dot{m}_{SO_2 (evitado)}$)

$$\dot{m}_{SO_2 (evitado)} = \dot{m}_{FO (sust)} \times f_{SO_2} \quad (\text{Ec. 13})$$

Donde:

$\dot{m}_{SO_2 (evitado)}$: Flujo másico de dióxido de azufre evitado

$\dot{m}_{FO (sust)}$: Flujo másico de Fuel Oil sustituido por hidrógeno

f_{SO_2} : Factor de emisión de SO₂ del Fuel Oil (kg SO₂/kg FO), calculado a partir del contenido de azufre del combustible

2.6.6. Indicador 6: Balance energético neto (BEN)

Si $BEN > 0$, el sistema aporta energía neta.

$$BEN = E_{H_2} - E_{SMR} \quad (\text{Ec. 14})$$

Donde:

BEN: Balance energético neto

E_{H_2} : Energía equivalente contenida en el hidrógeno producido

E_{SMR} : Energía térmica total necesaria para llevar a cabo el proceso SMR

2.7. Consideraciones metodológicas y limitaciones

La metodología desarrollada se fundamenta en la integración de datos operativos reales, información técnica proporcionada por personal especializado de la Refinería La Libertad y

referencias documentadas, particularmente la tesis que se uso de base informativo [11]. No obstante, existen elementos operativos y documentales que condicionan el alcance y precisión de los resultados, y que deben ser explícitamente reconocidos para garantizar la transparencia metodológica del estudio.

2.7.1. Limitación sobre la cuantificación directa del gas residual

Durante la visita técnica no fue posible acceder a cromatografías actualizadas ni a un inventario oficial de composición del gas residual. En consecuencia:

- La composición química se adopta desde literatura técnica validada, complementada con estudios locales previos.
- El caudal de gas residual no se obtiene del DCS, ya que los valores visibles (97.7 y 3.54 ft³/h) representan únicamente el gas enviado a TEA en condiciones normales, no el gas residual total generado en cada unidad.
- El volumen total se estima mediante datos proporcionados por operadores y corroborados con la tesis de Almeida Maldonado [11], lo que permite construir un escenario operativo realista.

2.7.2. Limitación sobre datos de infraestructura energética

Algunos parámetros energéticos (eficiencia térmica de hornos, pérdidas por radiación/convección, consumo específico por unidad) no se encuentran disponibles públicamente. Por ello:

- Se utilizan valores estándar de la industria reportados por API, DOE e IEA [13], [14], [24].
- Los modelos de sustitución de combustible se construyen a partir de equivalencias energéticas (PCI y eficiencia térmica).

2.7.3. Supuestos requeridos para el modelado del SMR

Debido a la ausencia de datos operativos sobre posibles condiciones de reformado en la RLL, se adopta:

- Eficiencia global del SMR del 70% (valor de referencia internacional).
- Conversión estequiométrica completa del metano (base teórica).
- Operación a condiciones estándar.

Estos supuestos permiten construir un marco técnico consistente, aunque representan desviaciones respecto de una planta SMR real.

2.7.4. Limitación por acceso restringido a documentación interna

Ciertos documentos operativos de la refinería (balances de masa, reportes detallados de combustión, inventarios de GLP y gas combustible) no pueden ser consultados debido a restricciones de confidencialidad. Esto obliga a:

- Apoyarse en datos verbales de operadores.
- Considerar como válidos estudios previos.
- Adoptar parámetros estándar de ingeniería térmica y de reformado.

2.7.5. Alcance del estudio

Este estudio evalúa solamente la viabilidad técnica, no económica ni financiera. En consecuencia:

- No se calculan inversiones, CAPEX, OPEX ni periodos de retorno.
- No se evalúan restricciones ambientales bajo normas específicas.
- No se considera la ingeniería de detalle de un reactor SMR.

2.7.6. Aspecto positivo de las limitaciones

A pesar de estas limitaciones, la metodología:

- Garantiza validez técnica mediante la triangulación de datos (operador + literatura + tesis previa).
- Se fundamenta exclusivamente en variables verificables.
- Permite reproducir cualquier cálculo del Capítulo 3.

Es decir, las limitaciones no invalidan el estudio; solo acotan su alcance y obligan a manejar supuestos técnicos razonables.

Capítulo 3

3. Resultados y análisis

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de la aplicación del modelo de reformado de metano con vapor sobre el gas residual de la Refinería La Libertad, utilizando como base los datos operativos recopilados en campo, el consumo total de crudo de 42,500 bbl/d y el caudal global de gas residual ya antes reportado [11]. Asimismo, se analiza el potencial de sustitución térmica del Fuel Oil #4 y la reducción asociada de emisiones de SO₂ y CO₂.

Tal como se estableció en el Capítulo 2, en esta sección no se desarrolla la metodología, sino que se aplican las ecuaciones definidas previamente para cuantificar:

- El potencial de producción de hidrógeno gris a partir del gas residual.
- El aporte energético del hidrógeno generado.
- La fracción de Fuel Oil #4 que podría ser sustituida.
- La reducción equivalente de emisiones de SO₂ y CO₂.

3.1. Parámetros de entrada para el modelado

Con base en la información recopilada en planta y en los antecedentes del trabajo de Factividad congeneración térmica de gas residual mechero Refinería La Libertad [11], el punto de partida para el análisis es el caudal global de gas residual recuperable equivalente a:

$$Q_{GR} = 3.98 \text{ MMSCFD}$$

Este valor corresponde al gas residual que actualmente se envía al mechero EA) y que, en el presente estudio, se considera como potencialmente aprovechable para la producción de hidrógeno gris mediante SMR.

Para integrarlo en el modelo, se expresa en metros cúbicos normales por hora (Nm^3/h), aplicando la Ec. (1) definida en el Capítulo 2:

$$Q_{Nm^3/h} = Q_{ft^3/h} \times 0.0283168$$

Primero se convierte el caudal diario a horario:

$$Q_{ft^3/h} = \frac{3.98 \text{ MMSCFD} \times 10^6 \text{ ft}^3/\text{d}}{24 \text{ h/d}} = 165,833.33 \text{ ft}^3/\text{h}$$

Luego:

$$Q_{GR} = 165,833.33 \times 0.0283168 = 4,695.87 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Este valor representa el insumo volumétrico base para el resto de los cálculos.

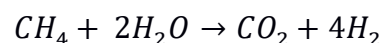
Para el desarrollo del modelado estequiométrico y energético, se adoptó la composición volumétrica del gas residual definida en la Tabla 2 del Capítulo 2, la cual fue seleccionada con base en literatura técnica especializada y antecedentes locales de la Refinería La Libertad. Dicha composición se considera representativa del gas residual generado en las unidades de destilación y constituye la base de cálculo para la estimación de la producción de hidrógeno, la sustitución térmica y la evaluación ambiental desarrolladas en este capítulo.

De acuerdo con esta composición, el caudal de metano contenido en el gas residual es:

$$Q_{CH_4} = Q_{GR} \times y_{CH_4} = 4,695.87 \times 0.65 = 3,052.31 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

3.2. Cálculo del potencial de producción de hidrógeno

Aplicando la reacción global del reformado con vapor más desplazamiento agua-gas definida en el Capítulo 2 (Ec. global):



Se obtiene que, estequiométricamente, por cada mol (Nm³) de metano se producen 4 mol (Nm³) de hidrógeno.

3.2.1. Producción teórica de H₂

$$Q_{H_2(\text{teórico})} = 4 \times Q_{CH_4}$$

$$Q_{H_2(\text{teórico})} = 4 \times 3,052.31 = 12,209.24 \text{ Nm}^3/h$$

3.2.2. Producción real de H₂ considerando eficiencia

$$Q_{H_2(\text{real})} = Q_{H_2(\text{teórico})} \times \eta_{SMR}$$

$$\eta_{SMR} = 70\%$$

$$Q_{H_2(\text{real})} = 12,209.24 \times 0.70 = 8,546.47 \text{ Nm}^3/h$$

3.2.3. Producción másica diaria de hidrógeno

Para relacionar la producción con el consumo de combustibles en hornos y calderas, se requiere el flujo másico de hidrógeno. Se utiliza la densidad normal del hidrógeno:

$$\rho_{H_2} = 0.0899 \text{ Kg/Nm}^3$$

la producción másica horaria es:

$$\dot{m}_{H_2} = Q_{H_2(\text{real})} \times \rho_{H_2}$$

$$\dot{m}_{H_2} = 8,546.47 \times 0.0899 = 768.33 \text{ Kg/h}$$

y en base diaria:

$$\dot{m}_{H_2(\text{día})} = 768.33 \times 24 = 18,439.86 \text{ Kg/h} = 18.44 \text{ t/d}$$

Estos valores representan el potencial de producción de hidrógeno gris a partir del gas residual de la RLL, considerando el caudal global adoptado y una eficiencia industrial realista.

3.3. Aplicación de los indicadores técnicos

En esta sección se aplica, con valores numéricos, el conjunto de indicadores definidos en el Capítulo 2

3.3.1. Índice de Aprovechamiento del Gas Residual (IARG)

Recordando la definición:

$$IARG = \frac{Q_{captado}}{Q_{GR}}$$

En el escenario planteado, se asume que el sistema de captación y conducción hacia el SMR está diseñado para aprovechar la totalidad del gas residual recuperable (3.98 MMSCFD). Es decir:

$$Q_{captado} = Q_{GR}$$

Por lo tanto:

$$IARG = \frac{Q_{GR}}{Q_{GR}} = 1.00 = 100\%$$

Este resultado implica que, conceptualmente, el diseño propuesto busca recuperar el 100% del gas residual que actualmente se quema en la TEA, sin considerar pérdidas adicionales en la nueva infraestructura.

3.3.2. Potencial de Producción de Hidrógeno (PPH)

El indicador PPH fue definido como:

$$PPH = Q_{GR} \cdot y_{CH_4} \cdot R_{H_2} \cdot \eta_{SMR}$$

Sustituyendo:

$$PPH = 4,695.87 \times 0.65 \times 4 \times 0.70 = 8,546.48 \text{ Nm}^3/h$$

Es decir, el valor numérico de PPH coincide con $Q_{H_2,real}$ obtenido en la sección 3.2.2, ya que el indicador representa precisamente el caudal volumétrico de hidrógeno que puede producirse y aprovecharse a partir del gas residual disponible.

En términos másicos:

$$PPH_{m\acute{a}sico} = 741.30 \text{ Kg/h} = 17.79 \text{ t/d}$$

3.3.3. Potencial de Sustitución Térmica (PST)

Para evaluar la sustitución de Fuel Oil #4, primero se estima el consumo promedio actual de Fuel Oil a partir de las emisiones de SO₂ reportadas en septiembre de 2025 (132.89 t/mes) y del contenido de azufre del combustible (1.649 % en peso).

Cada kg de S genera aproximadamente 2 kg de SO₂, por lo que la masa de Fuel Oil consumido se puede estimar mediante:

$$\dot{m}_{FO (mes)} = \frac{\dot{m}_{SO_2 (mes)}}{2 \times w_S}$$

Donde:

$\dot{m}_{FO (mes)}$: Masa mensual de Fuel Oil consumido.

$\dot{m}_{SO_2 (mes)} = 132,890.00 \text{ Kg/mes}$

$w_S = 0.01649$: Fracción másica de azufre en el Fuel Oil #4.

Reemplazando:

$$\dot{m}_{FO (mes)} = \frac{132,890.00}{2 \times 0.01649} = 4,029,411.76 \text{ Kg/mes}$$

Suponiendo 30 días de operación continua:

$$\dot{m}_{FO (actual)} = \frac{4,029,411.76}{30 \times 24} = 5,596.40 \text{ Kg/h}$$

Con estos valores, se aplica el Indicador (PST):

$$PST = \frac{PCI_{H_2} \cdot \dot{m}_{H_2}}{PCI_{FO} \cdot \dot{m}_{FO (actual)}}$$

Donde:

$$PCI_{H_2} : 120.00 \text{ MJ/Kg}$$

$$PCI_{FO} : 41.40 \text{ MJ/Kg}$$

$$\dot{m}_{H_2} : 741.30 \text{ Kg/h}$$

$$\dot{m}_{FO (actual)} : 5,596.40 \text{ Kg/h}$$

Energía aportada por el hidrógeno:

$$E_{H_2} = 741.30 \times 120.00 = 88,956.00 \text{ MJ/h}$$

Energía actual del Fuel Oil:

$$E_{FO} = 5,596.40 \times 41.40 = 231,690.96 \text{ MJ/h}$$

Por tanto:

$$PST = \frac{120.00 \times 741.30}{41.40 \times 5,596.40} = 0.3839 = 38.39 \%$$

Desde el punto de vista energético, el hidrógeno producido permitiría estimar una sustitución aproximada del 38.39 % del consumo térmico actual de Fuel Oil #4 en hornos y calderas de la refinería, según el modelo desarrollado en el presente estudio. Este resultado corresponde a una estimación modelada, condicionada por el caudal y la composición del gas

residual adoptados, así como por la eficiencia global asumida del proceso de reformado con vapor ($\eta = 70 \%$), y no representa una medición directa en planta.

.La masa de Fuel Oil efectivamente sustituible se obtiene como:

$$\dot{m}_{FO (sust)} = \frac{E_{H_2}}{PCI_{FO}} = \frac{88,956.00}{41.40} = 2,148.70 \text{ Kg/h}$$

3.4. Reducción de emisiones de SO₂ y CO₂

Aunque en el Capítulo 2 se presenta en términos energéticos, en este capítulo se expresa la reducción de emisiones de forma más práctica, directamente en función de la masa de Fuel Oil sustituido.

3.4.1. Reducción de SO₂

Dado que el hidrógeno no contiene azufre, la fracción de Fuel Oil sustituida produce una reducción proporcional de las emisiones de SO₂.

La reducción de SO₂ se calcula como:

$$\dot{m}_{SO_2 (evitada)} = \dot{m}_{FO (sust)} \times f_{SO_2}$$

Donde:

$$f_{SO_2} = 2 \times wS = 2 \times 0.01649 = 0.03298 \text{ Kg SO}_2/\text{kg FO}$$

Entonces:

$$\dot{m}_{SO_2 (evitada)} = 2,148.70 \times 0.03298 = 70.86 \text{ Kg/h}$$

En términos mensuales:

$$\dot{m}_{SO_2 (evitada)} = 70.86 \text{ Kg/h} \times 24 \text{ h/d} \times 30 \text{ d/mes} = 51,019.20 \text{ Kg/mes} = 51.02 \text{ t/mes}$$

Esto representa una reducción aproximada de:

$$\% \text{ Sustución} = \frac{51.02}{132,89} \times 100 = 38.39 \%$$

Comparado con los 132.89 t/mes actuales, esto representa una reducción modelada de aproximada del 38.39 % de las emisiones de SO₂, coherente con el PST obtenido.

3.4.2. Reducción de CO₂ equivalente

Para el CO₂ se usa un factor de emisión típico para Fuel Oil: 3.11 kg CO₂/kg de Fuel Oil.

La reducción horaria de CO₂ es:

$$RECO_2 = \dot{m}_{FO (sust)} \times FE_{CO_2}$$

Reemplazando:

$$RECO_2 = 2,148.70 \times 3.11 = 6,682.46 \text{ Kg/h}$$

En términos mensuales:

$$RECO_2 = 6,682.46 \times 720/1000 = 4,811.37 \text{ t/mes}$$

La sustitución parcial del Fuel Oil No. 4 permitiría estimar reducciones potenciales del orden de 51.02 t/mes de SO₂ y 4,811.37 t/mes de CO₂. Estas reducciones corresponden a resultados obtenidos mediante modelación, condicionados por la composición adoptada del gas residual y una eficiencia global del proceso SMR de $\eta = 70 \%$, y no a mediciones ambientales directas realizadas en la refinería.

3.5. Balance energético neto (BEN)

Finalmente, se aplica el Indicador (BEN):

$$BEN = E_{H_2} - E_{SMR}$$

Se adopta, según referencias del DOE, una demanda térmica específica para el SMR de:

$$e_{SMR} = 206.00 \text{ MJ/Kg } H_2$$

Por lo tanto, la energía térmica requerida por hora es:

$$E_{SMR} = \dot{m}_{H_2} \times e_{SMR} = 741.30 \times 206.00 = 152,707.80 \text{ MJ/h}$$

Ya se había obtenido:

$$E_{H_2} = 88,956.00 \text{ MJ/h}$$

Entonces:

$$BEN = 88,956.00 - 152,708.23 = -63,752.23 \text{ MJ/h}$$

El valor negativo de BEN confirma que el proceso de SMR no es energéticamente autosuficiente, lo cual es consistente con la literatura: las plantas de hidrógeno por reformado de metano requieren un aporte significativo de energía térmica externa. No obstante, el proyecto sigue siendo técnicamente viable si esta energía se obtiene de fuentes con menor impacto ambiental o si se integra a sistemas de recuperación de calor existentes.

3.6. Resumen de resultados en tabla comparativa

En tabla 4 se presenta una comparación directa entre la situación actual de la refinería y el escenario propuesto con hidrógeno gris a partir de gas residual. Actualmente, el gas residual no se utiliza energéticamente, su caudal aprovechado es cero y no existe producción de hidrógeno.

Con el escenario propuesto, se aprovechan 4,695.87 Nm³/h de gas residual, lo que permite una producción aproximada de 17.79 t/d. Este hidrógeno permite reducir el consumo

de Fuel Oil #4, pasando de aproximadamente 5,596 kg/h a 3,448 kg/h, lo que representa una sustitución térmica cercana al 38.39 %.

Desde el punto de vista ambiental, los resultados son aún más relevantes: se estima una reducción de 51.02 t/mes de dióxido de azufre, y aproximadamente 4,811 t/mes de dióxido de carbono evitado.

Tabla 4 Comparación entre situación actual y escenario con hidrógeno gris

Concepto	Unidad	Situación actual (sin H ₂)	Con H ₂ gris a partir de gas residual
Caudal de gas residual utilizado	Nm ³ /h	0.00	4,695.87
Producción de H ₂	Nm ³ /h	0.00	8,546.47
Producción de H ₂	t/d	0.00	17.79
Consumo de Fuel Oil #4	kg/h	5,596.40	3,448.18
Sustitución de Fuel Oil	%	0.00	38.39
Emisiones de SO ₂	t/mes	132.89	70.86
SO ₂ evitado	t/mes	0.00	51.02
CO ₂ evitado	t/mes	0.00	4,811.37

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de operación

Las reducciones de emisiones de SO₂ y CO₂ presentadas corresponden a resultados modelados a partir de factores de emisión y balances energéticos, condicionados por los supuestos adoptados, y no a datos obtenidos mediante monitoreo ambiental directo.

3.7. Discusión técnica de los resultados

En síntesis, los resultados obtenidos muestran que el aprovechamiento del gas residual de la Refinería La Libertad permite generar hidrógeno gris en cantidades capaces de contribuir de manera apreciable a la demanda térmica de hornos y calderas, al mismo tiempo que se logra una reducción significativa de las emisiones de SO₂ y CO₂ asociadas al consumo de Fuel Oil

#4. El balance energético neto negativo del proceso de reformado con vapor confirma que el SMR no es energéticamente autosuficiente por sí mismo, por lo que su desempeño depende de la forma en que se integre al esquema energético global de la planta y de las fuentes de energía térmica de apoyo que se consideren. Es importante destacar que los resultados discutidos en el capítulo 3, corresponden a estimaciones obtenidas mediante modelación técnico-energética, condicionadas por los supuestos operativos adoptados, particularmente la composición del gas residual y la eficiencia global del proceso SMR..

Capítulo 4

4. Conclusiones y recomendaciones

Tras aplicar la metodología propuesta, analizar el gas residual disponible en la Refinería La Libertad y modelar la producción de hidrógeno gris mediante reformado con vapor, se obtienen las siguientes conclusiones y recomendaciones principales.

4.1. Conclusiones

La Refinería La Libertad genera un volumen significativo de gas residual proveniente de sus unidades de destilación, el cual actualmente es enviado al sistema Blow-down y quemado en la TEA Ecológica como parte de la operación normal de seguridad. Este gas representa un recurso energético subutilizado con potencial de valorización.

A partir de antecedentes técnicos y literatura especializada, se adoptó un caudal representativo de gas residual de 3.98 MMSCFD, derivado de un promedio de 1,077 bbl/d de gas residual previo a la combustión. Este valor constituye la base del modelado desarrollado en el presente estudio.

La composición volumétrica adoptada, con un contenido de 65% de metano, se encuentra dentro de los rangos típicos reportados para gases residuales de refinería, lo que confirma su idoneidad como materia prima para procesos termoquímicos como el reformado de metano con vapor (SMR).

Mediante balances estequiométricos y energéticos, y asumiendo una eficiencia global del proceso SMR de $\eta = 70\%$, se estimó una producción potencial de 17.79 t/d de hidrógeno gris. Este valor corresponde a una estimación modelada, condicionada por los supuestos operativos y composicionales adoptados.

Desde el punto de vista energético, el hidrógeno producido permitiría sustituir aproximadamente el 38.39% del consumo térmico actual de Fuel Oil #4 en hornos y calderas

de la refinería, reduciendo de forma significativa la dependencia de combustibles con alto contenido de azufre.

El análisis ambiental indica que dicha sustitución térmica podría generar reducciones estimadas del orden de 51.02 t/mes de SO₂ y 4,811.37 t/mes de CO₂, contribuyendo a la mitigación del impacto ambiental asociado a la combustión de combustibles pesados. Estas reducciones corresponden a resultados modelados y no a mediciones directas en planta.

Aunque el proceso SMR presenta un balance energético neto negativo debido a la necesidad de aporte térmico externo, este comportamiento es consistente con la literatura técnica y no invalida la viabilidad técnica del aprovechamiento del gas residual, considerando que dicho gas es actualmente quemado sin recuperación energética.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten concluir que el aprovechamiento del gas residual para la producción de hidrógeno gris en la Refinería La Libertad es técnicamente viable, utilizando tecnologías maduras y compatibles con la infraestructura existente, y constituye una alternativa alineada con los objetivos de eficiencia y transición energéticas del sector de refinación.

4.2. Recomendaciones

Con base en los resultados obtenidos y las limitaciones identificadas durante el desarrollo del presente estudio, se formulan las siguientes recomendaciones:

Se recomienda implementar un sistema de medición continua y dedicada del gas residual enviado al sistema Blow-down y a la TEA Ecológica, mediante tecnologías apropiadas como placas orificio, medidores Coriolis o ultrasonido. Esto permitiría validar con mayor precisión los caudales reales disponibles y reducir la incertidumbre asociada a los valores adoptados en el modelado.

Se sugiere complementar el análisis técnico desarrollado con un estudio de viabilidad económica, que incluya estimaciones de inversión, costos operativos, ahorros por sustitución de Fuel Oil #4 y posibles

beneficios ambientales asociados, con el fin de evaluar integralmente la factibilidad del proyecto a escala industrial.

Para una eventual implementación real del sistema propuesto, se recomienda complementar el análisis técnico con estudios formales de seguridad de procesos. En particular, deberá considerarse la aplicación de normas específicas para sistemas de combustión con hidrógeno en hornos y calderas, tales como NFPA 85 y API RP 556, que regulan los sistemas de control, encendido, purga y operación segura de equipos térmicos. Asimismo, se sugiere realizar una clasificación de áreas peligrosas conforme a NFPA 497 o IEC 60079-10-1, con el fin de identificar zonas con presencia potencial de atmósferas explosivas asociadas al manejo de hidrógeno. Finalmente, previo a cualquier modificación operacional, se recomienda desarrollar un estudio HAZOP, de acuerdo con la norma IEC 61882, que permita identificar y mitigar riesgos asociados a desviaciones de proceso, garantizando la seguridad operacional y la integridad de las instalaciones.

Se propone evaluar, como trabajo futuro, la integración progresiva del sistema SMR con tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, lo que permitiría una transición desde hidrógeno gris hacia hidrógeno azul, alineando la propuesta con estrategias de descarbonización de mayor alcance.

Asimismo, se recomienda analizar la implementación de proyectos piloto de combustión parcial con hidrógeno en equipos seleccionados de la refinera, como hornos o calderas específicas, con el objetivo de validar el comportamiento térmico, la estabilidad de la llama y la compatibilidad de materiales bajo condiciones reales de operación.

Finalmente, se sugiere extender la metodología aplicada en este estudio a otras unidades o refineras del país, con el fin de evaluar el potencial de aprovechamiento de gases residuales a nivel sectorial y contribuir al diseño de estrategias nacionales orientadas a la eficiencia energética y la transición energética en el sector de refinación.

Referencias

Referencias bibliográficas

- [1] «INFORME ESTADÍSTICO ANUAL 2022».
- [2] «Flaring and Venting Reduction Research & Development Activities».
- [3] Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, «Reglamento para reducir progresivamente la quema rutinaria de gas asociado en tea.», Quito, oct. 2022. Accedido: 14 de diciembre de 2025. [En línea]. Disponible en: https://zonalegal.net/uploads/documento/RO175%282%29.pdf?utm_source=chatgpt.com
- [4] Bent Sorensen, «Hydrogen and Fuel Cells Emerging technologies and applications», nov. 2011. Accedido: 11 de octubre de 2025. [En línea]. Disponible en: https://books.google.com.ec/books?id=1YOZuVtTAXYC&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false
- [5] Cuckoo James, «INSIGHT: German Refineries Kick Off Complex Green Hydrogen Switch», Jul 12, 2021 .
- [6] OMV Group, «OMV unveils Austria's largest green hydrogen production plant», April 30, 2025.
- [7] *Hydrogen strategy for Canada : seizing the opportunities for hydrogen : a call to action*. [Natural Resources Canada], 2020.
- [8] O. of E. E. & R. E. U.S. Department of Energy (o simplemente "U.S. Department of Energy, «Hydrogen Production: Natural Gas Reforming», U.S. Department of Energy.
- [9] Jefatura de Gestión Ambiental y Laboratorio, «Informe mensual de monitoreo de gases en fuentes fijas de combustión RLL - Septiembre 2025», sep. 2025.
- [10] Laboratorio RLL, «Informe de Resultados Fuel Oil #4 - Certificado de Calidad EP Petroecuador», La Libertad, nov. 2025.
- [11] A. Almeida Maldonado, S. Leonardo, I. Gutiérrez Hinstroza, y M. Santa Elena, «FACTIBILIDAD DE COGENERACIÓN TÉRMICA DE GAS RESIDUAL MECHERO REFINERÍA LA LIBERTAD», La Libertad, 2023.

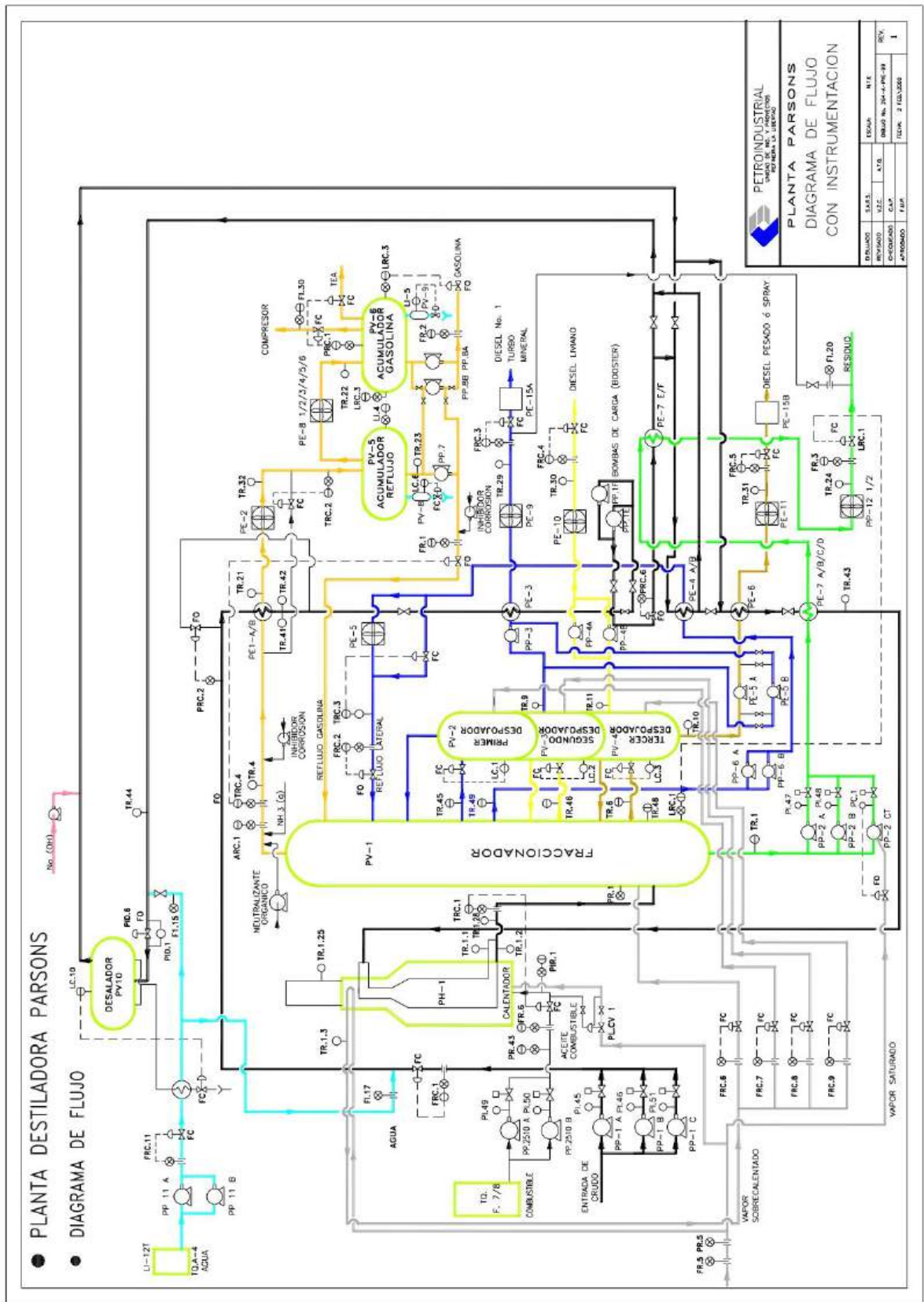
- [12] JAMES G. SPEIGHT, «Handbook of PETROLEUM REFINING», 2017. Accedido: 7 de diciembre de 2025. [En línea]. Disponible en: file:///C:/Users/Camincargo/Downloads/9781315374079_previewpdf.pdf
- [13] U.S. Department of Energy (DOE), «Hydrogen Production: Electrolysis, Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, 2023», 2023, Accedido: 11 de octubre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>
- [14] International Energy Agency, «The Future of Hydrogen», jun. 2019. Accedido: 11 de octubre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- [15] L. Szablowski, M. Wojcik, y O. Dybinski, «Review of steam methane reforming as a method of hydrogen production», 1 de febrero de 2025, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.energy.2025.134540.
- [16] R. Steinberger-Wilckens *et al.*, «THE ROLE OF HYDROGEN AND FUEL CELLS IN DELIVERING ENERGY SECURITY FOR THE UK A H2FC SUPERGEN WHITE PAPER», London, mar. 2017.
- [17] «HYDROGEN STRATEGY Enabling A Low-Carbon Economy».
- [18] A. , & A.-A. M. El-Harati, «Characterization of Refinery Fuel Gas and Its Use as Industrial Fuel», Kuwait, 2005.
- [19] A. M. Elgarahy *et al.*, «Reliable sustainable management strategies for flare gas recovery: technical, environmental, modeling, and economic assessment: a comprehensive review», *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 31, n.o 19, pp. 27566-27608, abr. 2024, doi: 10.1007/s11356-024-32864-3.
- [20] R. Smith, «Chemical Process Design and Integration», 1912.
- [21] IEA GREENHOUSE GAS R&D PROGRAMME, «IEAGHG», feb. 2017. [En línea]. Disponible en: www.ieaghg.org
- [22] *Captura de dióxido de carbono para almacenamiento en formaciones geológicas profundas: resultados del proyecto de captura de CO2, desarrollo de tecnología CCS y resultados de demostración (2015-2022)*. [En línea]. Disponible en: www.co2captureproject.org.
- [23] Felipe Argüello, «NFPA 55», Infoteknico.
- [24] American Petroleum Institute - API, «Recommended Practice for Safe Operation of Hydrofluoric Acid Alkylation Units», feb. 1999. Accedido: 11 de octubre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.api.org/oil-and-natural->

gas/health-and-safety/refinery-and-plant-safety/process-safety/process-safety-standards/rp-751

- [25] Ager Prieto Elorduy, «Reformado de gas natural con vapor de agua (SMR) para producir hidrógeno gris», <https://energyanalysis.substack.com/p/steam-natural-gas-reforming-smr-gray-hydrogen>.

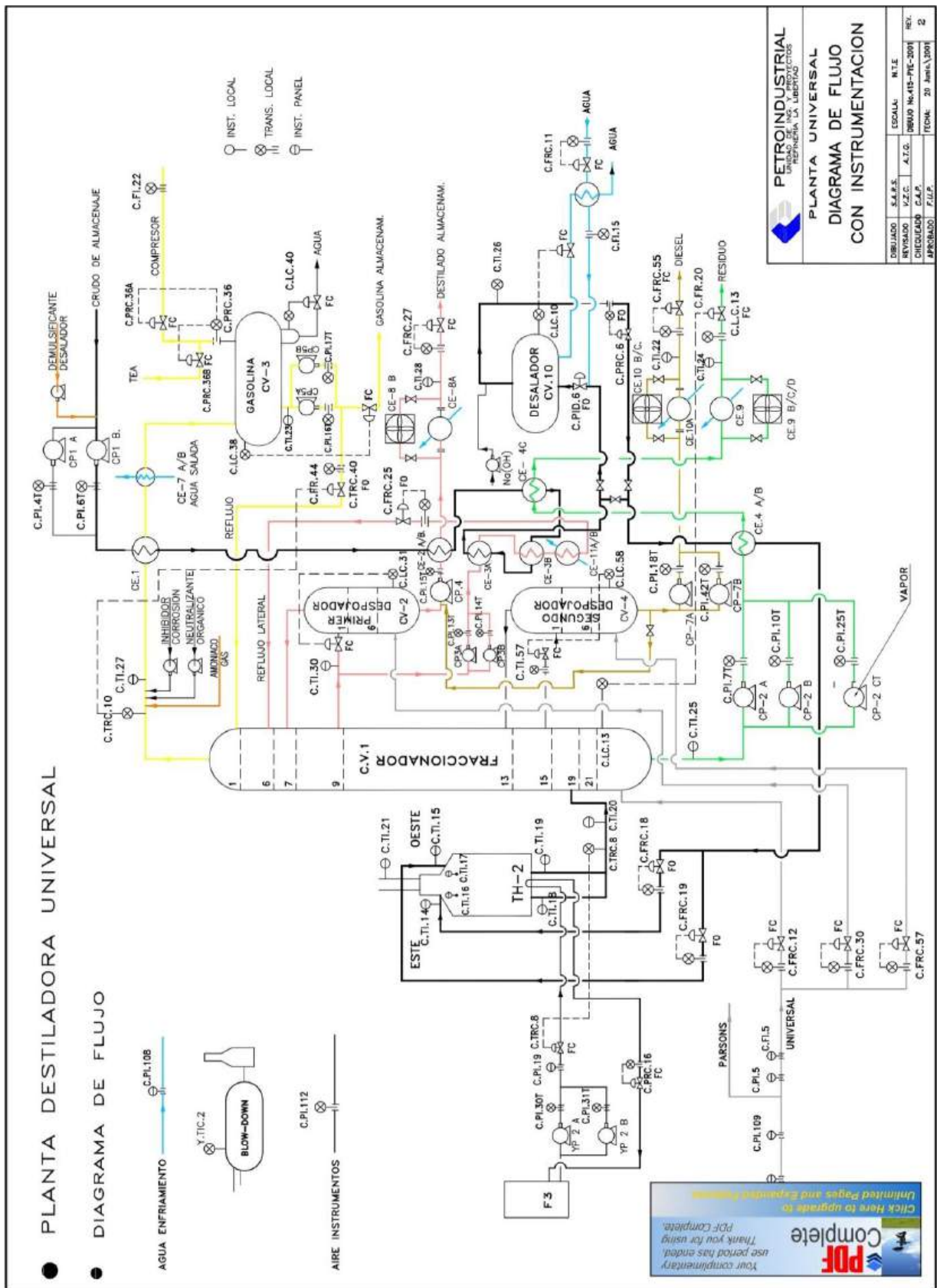
Apéndice A

PLANO 1 Diagrama de flujo de la Planta Parsons.



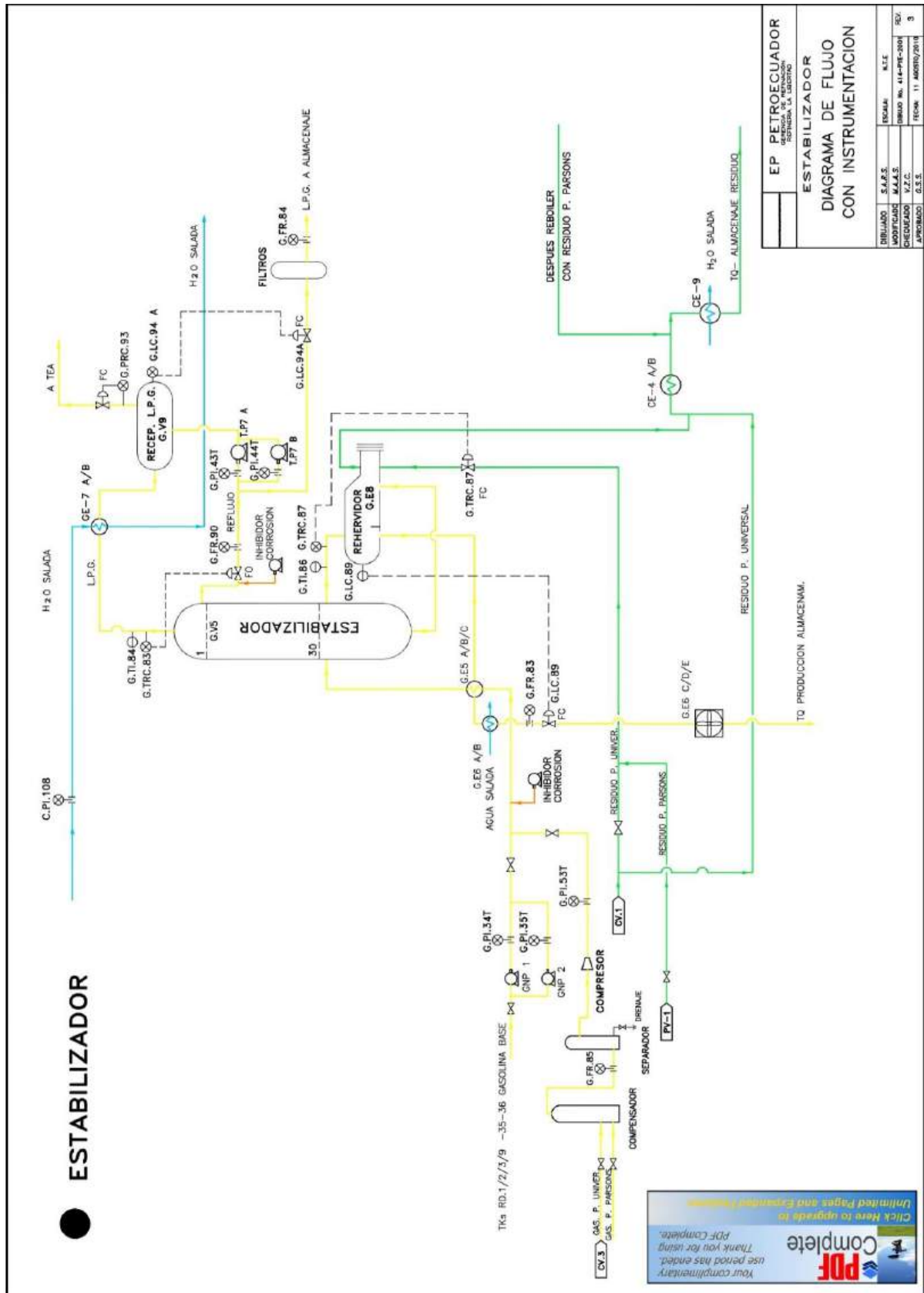
Fuente: EP Petroecuador (2025).

PLANO2 Diagrama de flujo de la Planta Universal, donde se observa la línea de gas residual hacia el sistema Blow-Down y posterior descarga a TEA ecológica.



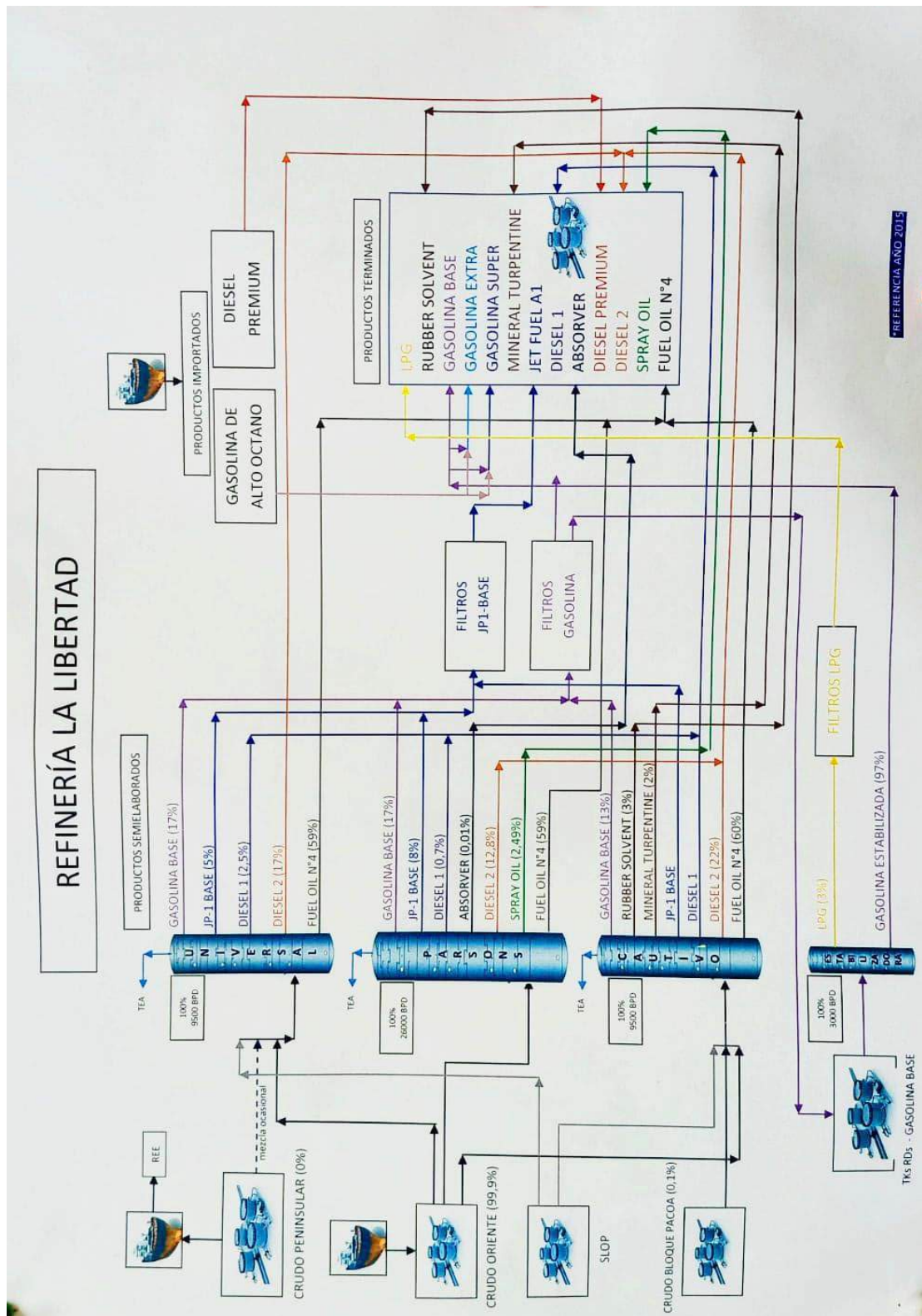
Fuente: EP Petroecuador (2025).

PLANO 3 Diagrama de la Planta Estabilizadora, donde el gas residual es aprovechado para producción de GLP excepto en eventos de sobrepresión.



Fuente: EP Petroecuador (2025).

Figura 7 Diagrama de Producción y Capacidades de las Unidades de Destilación de la Refinería La Libertad.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Procesos, Refinería La Libertad (Referencia año 2015)

– EP Petroecuador.

En la Figura 7 se muestra las tres principales plantas destiladoras, Universal (9,500 BPD), Parsons (26,000 BPD) y Cautivo (9,500 BPD), junto con la Planta Estabilizadora (3,000 BPD). Se representan los flujos de productos intermedios y terminados (gasolina base, JP-1, diésel 1 y 2, Fuel Oil #4, LPG, solventes, etc.), así como las rutas internas de transferencia.

Este diagrama permite visualizar el origen operacional del gas residual que posteriormente es derivado al sistema Blow-Down y a la TEA ecológica, constituyendo el insumo base para el presente estudio de valorización mediante reformado con vapor (SMR).

Tabla 5 Capacidades y productos de las unidades de destilación de la Refinería La Libertad.

Unidad de Proceso	Capacidad Nominal al 100% (BPD)	Productos Principales	Observaciones Relevantes
Destiladora UNIVERSAL	9,500.00	Gasolina base (17%), JP-1 base (5%), Diesel 1 (2.5%), Diesel 2 (17%), Fuel Oil N°4 (59%)	Toda su corriente de gas residual se envía directamente al Blow-Down y TEA; contribuye significativamente a las emisiones actuales.
Destiladora PARSONS	26,000.00	Gasolina base (17%), JP-1 base (8%), Diesel 1 (0.7%), Diesel 2 (12.8%), Spray Oil (2.49%), Fuel Oil N°4 (59%)	Es la unidad con mayor carga procesada; aporta gran parte del gas residual bruto disponible para valorización.
Destiladora CAUTIVO	9,500.00	Gasolina base (13%), Diesel 1, Diesel 2 (22%), Fuel Oil N°4 (60%)	Su aporte de gas residual se considera moderado.
Estabilizadora	3,000.00	LPG (3%), Gasolina estabilizada (97%)	El gas generado no se quema: se comprime y recupera para producción de LPG,.

Fuente: Elaboración propia, basada en el Diagrama de producción y capacidades de las unidades de destilación.

Figura 8 Sistema de quema y purga de gas residual en la Refinería La Libertad



Fuente: Elaboración propia, foto tomada desde la Refinería La Libertad.

Figura 9 Emisiones visibles de un horno de proceso en operación en la Refinería La Libertad



Fuente: Elaboración propia, foto tomada desde la Refinería La Libertad.

En la Figura 9 se observa un horno de proceso operando con combustible convencional (Fuel Oil #4), generando emisiones visibles de humo oscuro. Este tipo de combustión presenta baja eficiencia térmica y altos factores de emisión de CO₂, NO_x y material particulado. La evidencia respalda la necesidad de evaluar alternativas energéticas más limpias, como el uso parcial de hidrógeno gris producido in situ mediante SMR.

Figura 10 *Vista general del complejo de procesos de la Refinería La Libertad*



Fuente: Elaboración propia, foto tomada desde la Refinería La Libertad.

En la Figura 10 presenta la vista panorámica de las unidades de proceso de la Refinería La Libertad, donde se observan hornos de precalentamiento, columnas de destilación atmosférica y estructuras auxiliares. Estas instalaciones conforman el sistema productivo cuya operación genera el gas residual enviado al sistema de antorcha, el cual constituye la base del análisis de valorización energética mediante producción de hidrógeno gris.

Figura 11 *Vista general de la Unidad de Destilación Cautivo de la Refinería La Libertad*



Fuente: Elaboración propia, foto tomada desde la planta Cautivo.

La Figura 11 muestra la Unidad de Destilación Cautivo, una de las tres plantas primarias de fraccionamiento atmosférico en la Refinería La Libertad. Esta unidad recibe crudo mixto y produce cortes como gasolina base, JP-1 base, Diesel 1, Diesel 2, Fuel Oil #4 y otros semielaborados. Su operación contribuye al flujo global de gas residual enviado al sistema de antorcha (TEA), por lo que forma parte del contexto técnico del presente estudio sobre valorización del gas residual.

Figura 12 *Planta de tratamiento de agua (desalinización) de la Refinería La Libertad*



Fuente: Elaboración propia, foto tomada desde la Refinería La Libertad.

En la Figura 12, se muestra la planta de tratamiento y desalinización de agua de la Refinería La Libertad. Este sistema consume una proporción significativa del vapor generado en las calderas de la refinería, debido a las etapas de evaporación y destilación requeridas para la obtención de agua de proceso. El elevado consumo térmico de esta unidad influye directamente en la demanda de combustibles en hornos y calderas, lo cual contextualiza la necesidad de alternativas energéticas como la producción de hidrógeno gris mediante reformado de gas residual.

Figura 13 *Calderas de generación de vapor de la Refinería La Libertad*



Fuente: Elaboración propia, foto tomada desde la Refinería La Libertad.

Vista de las calderas principales de la Refinería La Libertad (RLL) en la Figura 13, encargadas de la producción de vapor de proceso. Estas unidades proveen el vapor requerido por las plantas destiladoras, la planta de agua (desalinización) y otros sistemas auxiliares. El consumo de combustible en estas calderas representa una parte significativa de la demanda energética total de la refinería, lo cual es relevante para evaluar el potencial de sustitución mediante hidrógeno gris generado por SMR.

Figura 14 Certificado de calidad del Fuel Oil #4

EP - PETROECUADOR
INFORME DE RESULTADOS



GERENCIA: GERENCIA DE REFINACION REFERENCIA: INFORME DE RESULTADOS
ORGANIZACIÓN: M02_REFINERÍA LA LIBERTAD PRODUCTO: 0255 FUEL OIL 4B
ANALIZADO:
INFORME NO. M02-AH-RLL-CCA-25-1015-2025 CODIGO MUESTRA: CH-1015-25

DATOS CLIENTE							
NOMBRE	INTENDENTE DE OPERACIONES REFINERIA LA LIBERTAD						
DIRECCIÓN	LA LIBERTAD, FRENTE A LA CDLA "LAS ACACIAS"						
TELÉFONO	3803000 EXT: 42064						
SOLICITADO POR	SUP. EDMUNDO RUEDA						
DATOS DE LA MUESTRA							
ORIGEN DE LA MUESTRA	TQ-44						
FECHA DE TOMA DE MUESTRA	2025/11/24	HORA TOMA DE MUESTRA	00:45:00				
CANTIDAD DE MUESTRA	1 gal						
FECHA DE RECEPCIÓN DE MUESTRA	2025/11/24	HORA DE RECEPCIÓN DE MUESTRA	01:00:00				
LUGAR TOMA DE MUESTRA	TQ-44	PUNTO DE TOMA DE MUESTRA	BOCA DE AFORO				
DATOS DE ANÁLISIS							
TEMPERATURA AMBIENTE	23 °C						
HUMEDAD RELATIVA AMBIENTE	55 %HR	PRESION BAROMETRICA	101.3 kPa				
FECHA DE INICIO DE LOS ENSAYOS	2025/11/24 01:15:00	FECHA FINALIZACION DE LOS ENSAYOS	2025/11/24 05:15:00				
FECHA DE EMISIÓN DEL INFORME	2025/11/24						
RESULTADOS							
PARAMETRO	MÉTODO		ESPECIFICACIÓN ⁽¹⁾		RESULTADO	UNIDAD DE MEDIDA	U ⁽²⁾
	(ASTM INEN)	INTERNO	MÍN.	MÁX.			
GRAVEDAD API A 60 °F (15.6 °C)	ASTM D1298	PEE-AC-10-R05	REPORTE	REPORTE	16,2	°API	±0,4
GRAVEDAD ESPECÍFICA 60/60 °F (15.6 °C)	ASTM D1298		REPORTE	REPORTE	0,9580	-	±0,0134
PUNTO DE INFLAMACION	ASTM D93	PEE-AC-05-R02	60	-	104	°C	±4
PUNTO DE ESCURRIMIENTO*	ASTM D 97	PEE-AC-16-R01	-	12	6	°C	±3
AGUA Y SEDIMENTO*	ASTM D1796		-	1.0	0,050	%V	-
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 50 °C	ASTM D445	PEE-AC-01-R07	420	510	478,2	mm ² /s	±2,1
CONTENIDO DE CENIZAS*	ASTM D482_NTE INEN 1492		-	0.2	0,02	%P	-
CONTENIDO DE AZUFRE	ASTM D4294	PEE-AC-02-R07	-	2.3	1,649	%P	±0,026
*API OBSERVADO: -							
TEMPERATURA OBSERVADA: -							
OBSERVACIONES: VISCOSIDAD REDWOOD A 37,8 °C: 4678 s							

NOTAS:

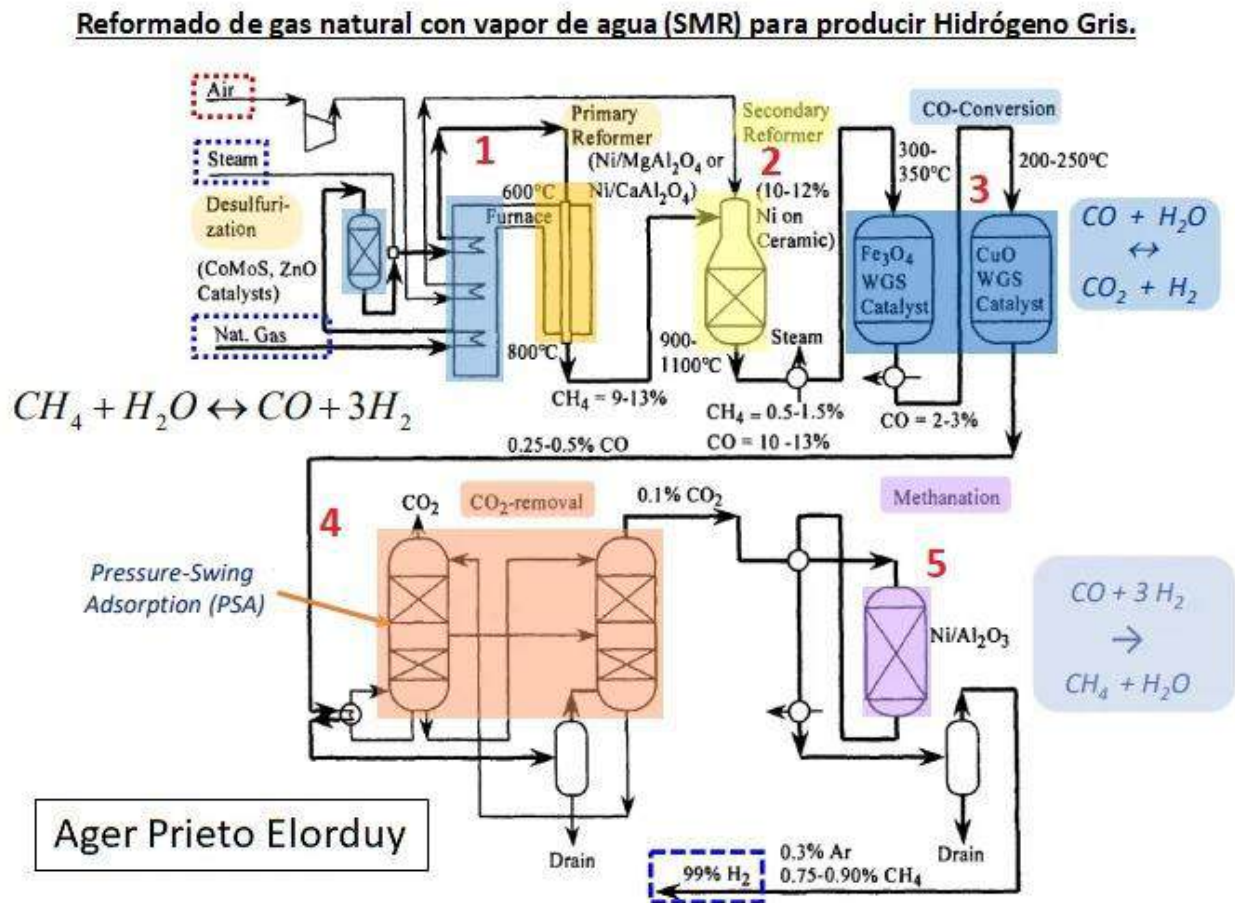
Los resultados de este informe corresponden únicamente a las propiedades de la muestra analizada en el laboratorio. Este informe no deberá reproducirse más que en su totalidad, previa autorización escrita del Director Técnico del Laboratorio y/o Jefe de Control de Calidad. Los ensayos marcados con (*) NO están dentro del alcance de la acreditación del SAE.
(1) Referido a la Norma INEN: NTE INEN 1983:2016
(2) La incertidumbre reportada (U), se expresa con un nivel de confianza del 95%.

Dirección Organización: VÍA SALINAS BARRIO LAS ACACIAS

Fuente: Laboratorio de la Refinería La Libertad – EP Petroecuador (2025).

Resumen de parámetros fisicoquímicos del Fuel Oil #4 utilizado como referencia en el análisis energético.

Figura 15 Diagrama del proceso de reformado con vapor (SMR) para producción de hidrógeno gris.



Fuente: Ager Prieto Elorduy (2024). Material académico para docencia en procesos industriales[25].

En la Figura 15 se encuentra un esquema de ejemplo del reformado con vapor de metano (SMR) para la producción de hidrógeno gris.

El diagrama muestra las etapas principales:

1. Desulfuración y calentamiento
2. Reformado de primario y secundario
3. Reacción de desplazamiento agua-gas (WGS)
4. Separación de CO₂ mediante adsorción por cambio de presión (PSA)
5. Metanación de trazas remanentes

Este flujo corresponde al diseño industrial típico utilizado internacional para hidrógeno derivado de gas natural o gas residual rico en metano.