

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Evaluación de la eficiencia operativa en unidades de diésel-II de la Refinería de
Shushufindi

INGE-3015

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Ingeniería en Petróleos

Presentado por:

Luis Felipe García Vargas

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

El presente proyecto lo dedico a mis padres, Luis y Deysi, que me han acompañado durante todos estos años de estudios de mi etapa universitaria y alentarme a ser mejor y lograr que se cumplan mis metas y propósitos, sin ellos todo esto no sería posible.

A Elizabeth, que siempre estuvo cada día, tarde y noche conmigo y en mis peores días, dándome energías y alegría, sin ella mi vida sería totalmente triste y deprimida.

A mis mejores amigos desde el primer semestre de la ESPOL, Cielito y Adrián, que estuvieron en todo momento presentes y brindarme el apoyo emocional y necesario para seguir adelante, gracias a ustedes mi vida no tendría sentido emocionalmente.

A mis mejores amigas de la carrera, Daniela y Diana, por darme esa alegría en el salón de clases y siempre apoyarme tanto emocionalmente y de forma académica, se volvieron personas importantes en mi vida personal.

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento a todos los docentes de la carrera de Petróleos que me acompañaron en toda esta jornada universitaria, brindándome sus conocimientos para reforzar mi desarrollo profesional.

A mi tutor de tesis, el ingeniero Danilo Arcentales, por su constante apoyo y sus consejos para que el desarrollo de esta tesis sea eficiente.

Al profesor e ingeniero, Andrés Guzmán, por sus correcciones y observaciones realizadas hacia este proyecto.

A la empresa EP Petroecuador, sin ellos, el desarrollo de esta tesis no se hubiera dado por la facilitación de la base de datos para la realización de este proyecto.

Por último, a Dios, por brindarme salud, fortaleza y sabiduría para superarme a mí mismo y alcanzar la culminación de esta etapa universitaria.

Declaración Expresa

Yo, Luis Felipe García Vargas acuerdo y reconozco 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 durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor 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, 07 de octubre del 2025.



Luis Felipe García Vargas

Evaluadores

Ing. Andrés Eduardo Guzmán Velásquez,
MSc.

Profesor de Materia Integradora

Ing. Danilo Andrés Arcentales
Bastidas, PhD.

Tutor Académico del Proyecto

Resumen

La eficiencia operativa en las unidades de producción de diésel-II constituye un factor clave para la sostenibilidad económica y energética del país. Este proyecto tiene como objetivo evaluar dicha eficiencia en la Refinería Shushufindi, mediante el análisis de rendimientos, continuidad operativa y calidad del combustible. Se plantea como hipótesis que las desviaciones operativas respecto a las condiciones de diseño afectan negativamente la rentabilidad y competitividad del proceso. La justificación del estudio radica en la necesidad de reducir pérdidas operativas y la dependencia de importaciones de derivados.

El desarrollo del proyecto se basó en un enfoque cuantitativo y aplicado, utilizando datos operativos proporcionados por EP Petroecuador correspondientes al período agosto–octubre de 2025. Se emplearon herramientas de análisis estadístico, indicadores de desempeño, comparaciones con valores de diseño y referencias internacionales, así como normas técnicas de calidad de producto.

Los resultados evidenciaron diferencias marcadas entre las unidades: R1 alcanzó una utilización del 88.4% y un rendimiento del 40.4%, superando los valores de referencia; mientras que R2 operó con 77.9% y 26.0%, respectivamente. Ninguna unidad cumplió con el estándar ULSD (15 ppm), registrándose un promedio de 163 ppm de azufre. Estas brechas generaron un costo de oportunidad estimado de USD 417,764.

Se concluye que la refinería posee potencial técnico para operar de forma eficiente; sin embargo, se requieren mejoras operativas y de control para optimizar la producción y competitividad del diésel-II.

Palabras clave: eficiencia operativa, refinación, indicadores de desempeño, rentabilidad, calidad del producto

Abstract

Operational efficiency in Diesel-II production units is a key factor for the country's economic and energy sustainability. This project aims to evaluate such efficiency at the Shushufindi Refinery by analyzing yields, operational continuity, and fuel quality. The hypothesis states that operational deviations from design conditions negatively affect the profitability and competitiveness of the process. The study is justified by the need to reduce operational losses and dependence on imported petroleum derivatives.

The project followed a quantitative and applied approach, using operational data provided by EP Petroecuador for the period August–October 2025. Statistical analysis tools, performance indicators, comparisons with design values and international references, as well as technical fuel quality standards, were applied.

The results showed marked differences between the units: R1 achieved 88.4% utilization and a 40.4% yield, exceeding reference values; while R2 operated at 77.9% and 26.0%, respectively. Neither unit met the ULSD standard (15 ppm), with an average sulfur content of 163 ppm. These gaps generated an estimated opportunity cost of USD 417,764.

It is concluded that the refinery has the technical potential to operate efficiently; however, operational and control improvements are needed to optimize Diesel-II production and competitiveness.

Keywords: operational efficiency, refining, performance indicators, profitability, product quality

Índice general

Evaluadores.....	5
Resumen	6
<i>Abstract</i>	7
Índice general.....	7
Abreviaturas	12
Simbología	13
Índice de figuras	14
Índice de tablas.....	14
Capítulo 1.....	15
1. Introducción.....	16
1.1. Descripción del problema.....	17
1.2. Justificación del problema	18
1.3. Objetivos	19
1.3.1. Objetivo General.....	19
1.3.2. Objetivos Específicos.....	19
1.4. Marco Teórico.....	19
1.4.1. Antecedentes	19
1.4.2. Conceptos básicos.....	21
1.4.2.1. <i>Planta de producción de diésel-II</i>	21
1.4.2.2. <i>Características de funcionamiento de una planta de producción de diésel-II</i>	22
1.4.2.3. <i>Destilación atmosférica</i>	22
1.4.2.4. <i>Hidrotratamiento de diésel-II</i>	23
1.4.2.5. <i>Parámetros operativos críticos para el funcionamiento eficiente de la unidad de craqueo catalítico</i>	23
1.4.2.6. <i>Factor de ensuciamiento</i>	24

1.4.2.7 Control Avanzado de Procesos (CAP).....	24
1.4.2.8 Sistema de antorcha	24
1.5 Objeto de estudio: Unidades de Producción de diésel-II de la Refinería Shushufindi	25
Capítulo 2.....	27
2. Metodología	28
2.1 Fase I: Recopilación y validación de información operativa	29
2.1.1 Solicitud y obtención de información a EP Petroecuador	29
2.1.2 Obtención de datos históricos validada por 3 meses.....	29
2.1.3 Validación de completitud y calidad de datos.....	29
2.2 Fase II: Caracterización del desempeño operativo actual.....	30
2.2.1 Análisis estadístico de producción	30
2.2.1.1 Promedio de producción.....	30
2.2.1.2 Desviación estándar	31
2.2.1.3 Coeficiente de variación	31
2.2.1.4 Rango de variación.....	31
2.2.2 Cálculo de indicadores operativos	32
2.2.2.1 Utilización de capacidad.....	32
2.2.2.2 Factor on-stream	33
2.2.2.3 Índice de disponibilidad	33
2.2.2.4 Rendimiento de diésel-II sobre crudo	33
2.2.2.5 Productividad horaria de diésel-II.....	34
2.2.3 Evaluación de la calidad de productos.....	34
2.2.3.1 Cumplimiento de especificación de azufre.....	34
2.2.3.2 Exceso promedio sobre especificación	35
2.2.4 Establecimiento de línea base operativa	35
2.2.4.1 Línea de base operativa	35
2.2.4.2 Nivel de desempeño	36

2.3 Fase III: Análisis de brechas e impacto económico.....	36
2.3.1 Comparación con diseño y cuantificación de brechas operativas.....	36
2.3.2 Evaluación del costo de oportunidad	37
2.3.3 Identificación de oportunidades de mejora	37
Capítulo 3.....	39
3. Análisis y Resultados	40
3.1 Análisis estadístico de producción.....	40
3.2 Indicadores operativos de producción	41
3.2.1 Análisis de la Utilización de Capacidad en la Refinería Shushufindi.....	41
3.2.2 Desempeño operativo y de disponibilidad de las unidades	41
3.2.3 Rendimiento de diésel-II sobre crudo y productividad horaria de diésel-II.....	45
3.3 Cumplimiento de especificación y exceso de azufre	46
3.4 Establecimiento de línea de base operativa.....	48
3.4.1 Valores de referencia de diseño	48
3.4.2 Línea base operativa.....	50
3.4.3 Nivel de desempeño	50
3.5 Análisis de brechas operativas	51
3.5.1 Análisis de temperatura de hornos de calentamiento	52
3.6 Evaluación del costo de oportunidad	53
3.6.1 Parámetros económicos de referencia.....	53
3.7 Identificación de oportunidades de mejora	56
3.7.1 Oportunidades operativas	56
3.7.2 Oportunidades de mantenimiento	56
3.7.3 Oportunidades de gestión	57
Capítulo 4.....	58
4.1 Conclusiones y recomendaciones	59
4.1.1 Conclusiones.....	59

4.1.2 Recomendaciones	60
Bibliografía	61

Abreviaturas

API	American Petroleum Institute
BAT	Best Available Techniques
BPD	Barrels per Day (Barriles por día)
BREF	Best Available Techniques Reference Document
CV	Coefficient of Variation (Coeficiente de variación)
EPA	Environmental Protection Agency
FOS	Factor On-Stream
ID	Index of Availability (Índice de disponibilidad)
INEN	Instituto Ecuatoriano de Normalización
KPIs	Key Performance Indicators
LBO	Línea Base Operativa
ppm	Parts per Million (Partes por millón)
PSA	Pressure Swing Adsorption
R1	Unidad Amazonas I
R2	Unidad Amazonas II
ULSD	Ultra-Low Sulfur Diesel
UC	Utilización de Capacidad
YD	Yield of Diesel-II (Rendimiento de diésel-II)

Simbología

B	Número total de días del mes
C	Días efectivos de operación
Cs	Cumplimiento de especificación de azufre [%]
CV	Coefficiente de variación [%]
Hcal	Horas calendario del período analizado [h]
Hop	Horas efectivas de operación [h]
i	Índice de observación (día o muestra)
ID	Índice de disponibilidad [%]
j	Tipo de indicador considerado
LBO	Línea base operativa
N	Número total de observaciones
ND	Nivel de desempeño [%]
PD	Productividad horaria de diésel-II [bbl/h]
Q	Caudal volumétrico [bbl/día]
Qcap	Capacidad nominal de diseño [bbl/día]
Qd	Producción diaria de diésel-II [bbl/día]
R	Rango de variación
S	Contenido de azufre [ppm]
T	Temperatura de operación [°C]
UC	Utilización de capacidad [%]
YD	Rendimiento de diésel-II sobre crudo [%]
σ	Desviación estándar

Índice de figuras

Figura 1 Cifras operativas EP Petroecuador	18
Figura 2 Elaboración propia inspirada en un diagrama de flujo general de una refinería de petróleo para la obtención de diésel-II de GLT Products (Products, 2018)	21
Figura 3 Elaboración propia inspirada en la unidad de Destilación Atmosférica de Penn State College of Earth and Mineral Sciences (Sciences, 2024).....	22
Figura 4 Elaboración propia inspirada en diagrama esquemático resumido de Unidad de Craqueo Catalítico de Chemical Team Development (Chemical Team Development, 2016).....	24
Figura 5 Diagrama de flujo del proyecto.....	28
Figura 6 Comparación del Índice de Disponibilidad (ID) y Días Efectivos de Operación de Amazonas 1 y Amazonas 2 por Mes (agosto - octubre 2025)	45
Figura 7 Distribución del costo de oportunidad trimestral por brecha operativa en unidades Amazonas I y Amazonas II.....	55

Índice de tablas

Tabla 1 Resultados estadísticos del caudal procesado de crudo	41
Tabla 2 Resultados estadísticos de producción diaria de diésel-II	41
Tabla 3 Utilización de capacidad de la Refinería Shushufindi	42
Tabla 4 Índice de disponibilidad de las unidades R1 y R2	43
Tabla 5 Factor on stream de las unidades R1 y R2	44
Tabla 6 Rendimiento de diésel-II sobre crudo de las unidades R1 y R2	46
Tabla 7 Cumplimiento de calidad de producto de diésel-II durante el período de agosto-octubre	46
Tabla 8 Productividad horaria del diésel-II de las unidades R1 y R2	48
Tabla 9 Valores de diseño y referencia de la industria de refinación	49
Tabla 10 Línea base operativa trimestral (agosto-octubre 2025).....	50
Tabla 11 Nivel de desempeño operativo por indicador	51
Tabla 12 Brechas operativas respecto a valores de diseño	52
Tabla 13 Estadísticos de temperatura de hornos de calentamiento de crudo.....	52
Tabla 14 Costo de oportunidad trimestral por unidad	53

Capítulo 1

1. Introducción

La refinación de petróleo es una actividad crítica para la seguridad operativa, pero enfrenta desafíos operativos relacionados con la productividad de unidades de proceso, rendimientos de productos y calidad de combustibles. A nivel mundial, la industria de refinación procesa aproximadamente 85 millones de barriles diarios de crudo en más de 660 refinerías distribuidas en 116 países, donde cada instalación presenta características operativas particulares y desafíos específicos de eficiencia (International Council on Clean Transportation , 2019). Las refinerías modernas deben producir diésel-II con contenido de azufre menor a 15 partes por millón (ppm) según estándares internacionales, mientras maximizan rendimientos volumétricos típicamente entre 30-40% sobre crudo procesado (Gary et al., 2007)

En Ecuador, las refinerías de Esmeraldas, Shushufindi y La Libertad suman aproximadamente 175.000 barriles por día de capacidad nominal, con Esmeraldas como la mayor y Shushufindi como nodo relevante para la producción de diésel-II que abastece transporte, agro e industria (Petroecuador, 2023). En 2023, Shushufindi procesó aproximadamente 12,400 barriles diarios de crudo de una capacidad instalada de 20,000 barriles por día, representando solo 62% de utilización (Petroecuador, 2024). Esta baja productividad obligó a Ecuador a importar 13.9% más diésel-II en 2023 respecto a 2022, generando una carga fiscal de subsidios de USD 1,5 mil millones anuales solo en diésel-II, equivalente al 17% del presupuesto general del Estado (Banco Central del Ecuador, 2023)

Las Mejoras Técnicas Disponibles para refinación documentadas por la Comisión Europea establecen rangos de rendimiento y parámetros operativos óptimos para unidades de destilación atmosférica e hidrotratamiento que pueden servir como referencia para evaluar el desempeño de instalaciones existentes (European Commission, 2022). Adicionalmente, la convergencia regulatoria mundial avanza hacia diésel-II de bajo azufre 10-15 partes por millón (ppm) por beneficios en salud pública y calidad del aire, lo que demanda operación más eficiente de unidades de hidrotratamiento para cumplir especificaciones con alta confiabilidad (Gary et al., 2007)

Por ello, el presente estudio tiene como objetivo evaluar el desempeño operativo de las unidades de producción de diésel-II de la Refinería Shushufindi mediante análisis de rendimientos de productos, calidad de combustibles, disponibilidad de equipos y comparación con valores de diseño de prácticas internacionales. El diagnóstico operativo permitirá identificar oportunidades de mejora en parámetros de proceso, confiabilidad de equipos y procedimientos operativos que

contribuyan a aumentar la producción efectiva de diésel-II de especificación, reducir importaciones y mejorar la sostenibilidad económica de las operaciones de refinación en Ecuador

1.1. Descripción del problema

La Refinería de Shushufindi ha evidenciado una marcada variabilidad en sus niveles de producción durante los últimos años, mostrando fluctuaciones mensuales en la elaboración de derivados que afectan la estabilidad del suministro nacional. Los informes institucionales de EP Petroecuador reflejan diferencias notables entre los volúmenes procesados en cada refinería, lo que revela la necesidad de fortalecer la gestión operativa y el monitoreo de indicadores de desempeño (Petroecuador, 2024). Esta inestabilidad limita la capacidad del país para sostener una oferta constante de combustibles y presiona las importaciones de productos terminados, particularmente en el caso del diésel-II, cuya demanda es prioritaria para los sectores del transporte y la agricultura (Universo, 2025)

A las variaciones productivas se suman los paros programados que, si bien resultan necesarios para garantizar la integridad mecánica de las unidades, reducen temporalmente la disponibilidad de productos. Durante 2023, la Unidad Amazonas 1 de la Refinería de Shushufindi fue sometida a un mantenimiento mayor de diecinueve días, intervención que interrumpió el proceso de refinación y requirió coordinación técnica para evitar afectaciones al sistema nacional de distribución (El Oriente, 2023). Según el Ministerio de Energía y Minas, el mantenimiento industrial y las paradas de planta representan más del 20 % de los eventos de pérdida de capacidad temporal en instalaciones petroleras del país (Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2024).

Otro factor determinante es la disponibilidad de materia prima, condicionada por la producción de crudo y la confiabilidad de los sistemas de transporte. En 2025 se reportó una reducción del 5,6 % en la producción nacional de petróleo, junto con suspensiones preventivas del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) debido a riesgos de erosión regresiva en la Amazonía (Reuters, 2025). Estas interrupciones afectaron el abastecimiento de crudo hacia las refinerías, incluida Shushufindi, y evidencian la vulnerabilidad de la cadena logística petrolera ecuatoriana ante contingencias naturales y operativas. Además, informes de Petroecuador sobre su gestión 2024 confirman que las restricciones en transporte y mantenimiento simultáneo en varias refinerías repercutieron en la reducción temporal de la producción neta de derivados (Petroecuador, 2024).

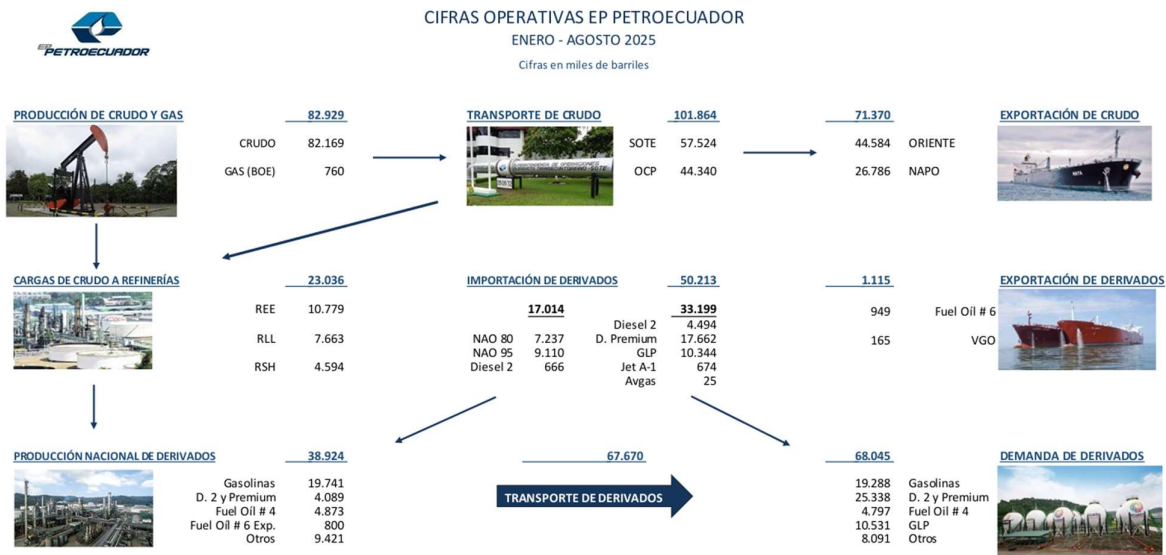


Figura 1 Cifras operativas EP Petroecuador

Fuente: Página web de EP Petroecuador

1.2 Justificación del problema

La intervención en eficiencia operativa en la Refinería Shushufindi es prioritaria porque la baja productividad de refinación presiona las finanzas públicas y compromete la seguridad energética nacional. Esta carga fiscal genera desequilibrios estructurales que limitaron inversiones públicas y obligaron a la eliminación del subsidio al diésel en septiembre de 2025 tras más de cinco décadas de precios controlados (Primicias, 2025).

El problema impacta al país porque existe una baja productividad en refinación, presiona las finanzas públicas y el abastecimiento: cuando una unidad opera por debajo de su potencial, se incrementan importaciones de derivados y se sostienen pérdidas operativas. En 2023, el Banco Central del Ecuador reporta un aumento de 13,9 % en el volumen de importaciones anuales de diésel-II, pese a menores precios internacionales, un síntoma de dependencia externa que encarece el suministro (Argus Media, 2024). Además, para 2024 se presupuestan USD 3,1 mil millones en subsidios a combustibles, de los cuales \approx USD 1,5 mil millones corresponden a diésel-II (Argus Media, 2024). En este marco, cada punto de eficiencia en Shushufindi mejora costos, reduce importaciones netas y alivia la presión fiscal

El proyecto beneficia al país porque al incrementar la productividad de Shushufindi reduce importaciones netas de derivados y alivia la presión fiscal sobre subsidios. Cada punto porcentual de mejora en utilización de capacidad representa aproximadamente 200 barriles adicionales por día de producción, equivalentes a 73,000 barriles anuales que dejan de importarse. Adicionalmente, mejorar la calidad del diésel-II producido para cumplir consistentemente con especificaciones de azufre menores a 15 partes por millón según estándares internacionales permite comercialización en mercados premium y cumplimiento de regulaciones ambientales progresivamente más estrictas (American Society for Testing and Materials, 2023).

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Evaluar la eficiencia operativa de las unidades de producción de diésel-II en la Refinería de Shushufindi mediante el análisis de su desempeño de producción actual, con enfoque en la mejora de rendimientos, que garanticen una producción más rentable acorde con los parámetros de calidad.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Determinar el desempeño operativo actual de las unidades de producción de diésel-II en la Refinería de Shushufindi mediante análisis de rendimientos de productos, calidad de combustibles y disponibilidad de equipos críticos.
- Identificar desviaciones operativas respecto a condiciones de diseño y mejores prácticas de refinación.
- Evaluar la rentabilidad operativa de producción de diésel-II mediante análisis económico comparativo con estándares de costo operativo internacional

1.4 Marco Teórico

1.4.1 Antecedentes

A nivel mundial, la optimización de eficiencia operativa en refinerías se ha consolidado como línea de investigación prioritaria, desarrollándose metodologías sistemáticas de análisis térmico, integración de procesos aplicadas exitosamente en América Latina, Europa y Asia. Estas metodologías han permitido identificar oportunidades de ahorro del 10% al 40% en unidades de destilación e hidrotreatmento de diésel-II mediante mejoras en recuperación de calor, optimización de combustión y gestión eficiente de utilidades, contribuyendo a la reducción de costos operativos (Wang et al., 2020).

- (Robles, 2022) realizó el estudio titulado “*Hidrotratamiento de destilados y residuales del petróleo: evaluación del desempeño del conjunto catalizador-unidad*”, publicado por la Benemérita Sociedad Química de México (BSQM). El autor desarrolló una metodología de análisis operativo centrada en la relación entre la actividad del catalizador y la estabilidad del proceso de hidrotratamiento en unidades industriales. Su enfoque consistió en el monitoreo sistemático de variables críticas de operación, como la temperatura del reactor, la presión de trabajo, la pureza del hidrógeno y la composición de la carga. Para su aplicación, se recopilaron datos experimentales de operación en distintos periodos de campaña y se realizó una comparación del comportamiento del catalizador bajo diferentes tipos de alimentación, evaluando la pérdida de actividad catalítica y la variación de la conversión de azufre a lo largo del tiempo. Asimismo, se efectuaron pruebas de laboratorio con muestras de catalizadores regenerados para correlacionar los resultados con las condiciones reales de planta. El estudio concluyó que los factores de operación y el mantenimiento preventivo del reactor tienen un impacto directo en la confiabilidad del proceso y en la calidad final del diésel hidrotratado. Robles propone implementar rutinas de seguimiento operativo y evaluación de desempeño que integren indicadores de variación de temperatura, caída de presión y pureza de hidrógeno para mejorar la estabilidad de la unidad y reducir la frecuencia de paradas no programadas.
- (Bautista, 2019) desarrolló una investigación en la Maestría en Dirección y Gestión de Proyectos de Ingeniería del Centro de Investigación y Asistencia Técnica (CIATEQ), enfocada en establecer bases para proyectos de gestión del conocimiento en la industria de refinación de petróleo mediante evaluación técnica y económica del desempeño operativo. El estudio aplicó metodología de análisis cuantitativos de indicadores clave de desempeño tales como el Índice de Paros No Programados (IPNP) y rendimiento de productos utilizando comparación con estándares de desempeño internacional documentados por estudios de Solomon Associates en refinerías de clase mundial. Bautista identificó brechas significativas de eficiencia operativa en refinerías mexicanas que alcanzaban aproximadamente 920 millones de dólares anuales, estableciendo mediante análisis de confiabilidad que el factor humano representa hasta el 70% del impacto en confiabilidad operacional de plantas de proceso. Mediante evaluación económica determinística y estocástica de proyectos, el autor demostró la viabilidad financiera de iniciativas de gestión del conocimiento aplicando criterios convencionales de evaluación de proyectos de ingeniería (VAN, TIR, período de retorno), mostrando que mejoras modestas del 5-7% en

1.4.2.2 Características de funcionamiento de una planta de producción de diésel-II

Las plantas de producción de diésel-II se caracterizan por ser instalaciones de alta densidad de capital con sistemas de procesamiento extremadamente complejos que convierten petróleo crudo en múltiples productos refinados simultáneamente. En la actualidad, existen más de 660 refinерías en 116 países, que producen más de 85 millones de barriles de productos refinados por día, donde cada refinерía tiene una estructura física particular, así como determinadas características operativas y una economía particular (ICCT, 2019).

1.4.2.3 Destilación atmosférica

La refinación del crudo comienza con la destilación atmosférica, en la que el petróleo se calienta y separa en fracciones según su punto de ebullición, obteniendo productos como gases, nafta, queroseno y gasóleo. Este proceso físico utiliza torres de fraccionamiento con platos teóricos que permiten la separación eficiente basada en diferencias de volatilidad relativa entre componentes (INSPENET, 2025).

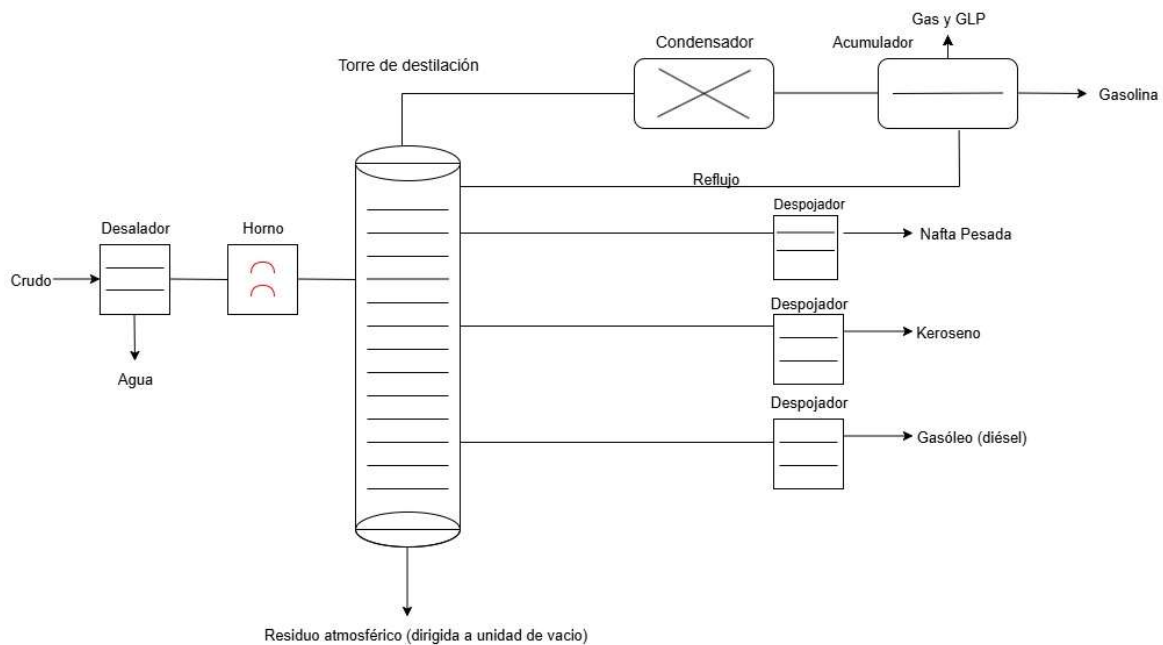


Figura 3 Elaboración propia inspirada en la unidad de Destilación Atmosférica de Penn State College of Earth and Mineral Sciences (Sciences, 2024)

1.4.2.4 Hidrotratamiento de diésel-II

El hidrotratamiento es un proceso catalítico crítico que consiste en hacer reaccionar una fracción de petróleo con hidrógeno en presencia de un catalizador de tipo sulfuro a condiciones severas de presión y temperatura. Las condiciones típicas de operación incluyen temperaturas de 300-400°C, presiones de 20-80 bar, y relaciones hidrógeno/hidrocarburo de 150-500 Nm³/m³ para lograr la remoción efectiva de azufre y mejoramiento de propiedades del diésel (Álvarez et al., 2012).

1.4.2.5 Parámetros operativos críticos para el funcionamiento eficiente de la unidad de craqueo catalítico

Los parámetros fundamentales para el funcionamiento eficiente de la unidad de craqueo catalítico incluyen:

- Control preciso de temperatura de reacción para maximizar actividad catalítica sin degradación térmica
- Mantenimiento de presión óptima para favorecer reacciones de hidrogenación
- Minimizar formación de coque
- Relación hidrógeno/carga adecuada para asegurar disponibilidad de hidrógeno reactivo
- Control de pureza de hidrógeno recirculado
- Velocidad espacial horaria (LHSV) apropiada para garantizar tiempo de contacto suficiente entre reactivos y catalizador (Castaño, 2008)

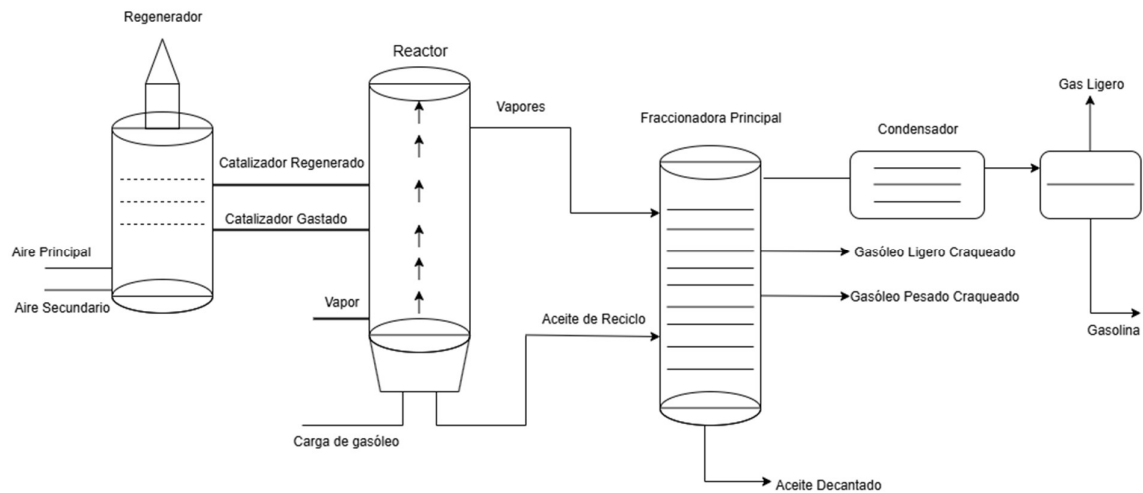


Figura 4 Elaboración propia inspirada en diagrama esquemático resumido de Unidad de Craqueo Catalítico de Chemical Team Development (Chemical Team Development, 2016)

1.4.2.6 Factor de ensuciamiento

Resistencia térmica adicional causada por depósitos orgánicos, inorgánicos y biológicos en superficies de intercambio térmico que reduce progresivamente la eficiencia de transferencia de calor, aumenta caídas de presión y incrementa consumos energéticos, requiriendo programas de limpieza química y mecánica preventiva (European Commission J. R., 2022).

1.4.2.7 Control Avanzado de Procesos (CAP)

Sistemas de control multivariable que utilizan algoritmos predictivos para optimizar múltiples variables de proceso simultáneamente, manteniendo operación estable en límites operativos óptimos respecto al control regulatorio básico mediante reducción de variabilidad operativa (Honeywell, 2023).

1.4.2.8 Sistema de antorcha

Dispositivo de seguridad que combustiona gases de alivio para prevenir sobrepresiones peligrosas en equipos de proceso, pero representa pérdidas energéticas significativas y emisiones directas de CO₂ que deben minimizarse mediante optimización de procesos, sistemas de recuperación de gas y tecnologías de combustión de alta eficiencia (Gary et al., 2007).

1.5 Objeto de estudio: Unidades de Producción de diésel-II de la Refinería Shushufindi

El presente estudio se enfocó en las Unidades de Producción de diésel-II de la Refinería Shushufindi, comprendiendo la Unidad de Destilación Atmosférica que procesa crudo para obtener cortes intermedios, la Unidad de Hidrotratamiento de diésel-II que mejora la calidad mediante remoción de azufre, y los sistemas de utilidades asociados (vapor, hidrógeno y combustibles) (Petroecuador, 2024).

La Refinería Shushufindi, ubicada en el kilómetro 25 de la vía Shushufindi-Baeza en Sucumbíos, opera con capacidad nominal de 20,000 barriles por día distribuida en dos unidades principales (R1 y R2) que procesan aproximadamente 12,400 barriles diarios de crudo ecuatoriano, representando 62% de utilización de capacidad instalada. Las unidades objetivo comprenden la Unidad de Destilación Atmosférica equipada con torre de 35 platos teóricos, horno de 25 MMBtu/h, sistema de preflash y tren de intercambiadores de precalentamiento, y la Unidad de Hidrotratamiento con reactor catalítico de lecho fijo de 150 m³ de catalizador CoMo/Al₂O₃, horno de 15 MMBtu/h, sistema de separación hidrógeno-hidrocarburos y tren de intercambiadores de calor (Petroecuador, 2024).

Los sistemas de utilidades que soportan las operaciones de producción de diésel-II incluyen un sistema de vapor constituido por tres calderas pirotubulares de 50,000 lb/h cada una que generan vapor saturado a 250 psig para procesos y servicios generales, red de distribución con aislamientos térmicos y trampas de vapor para retorno de condensado, y sistemas de tratamiento de agua de alimentación con desaireación térmica y tratamiento químico para prevenir corrosión e incrustaciones. El sistema de hidrógeno comprende una unidad de adsorción por oscilación de presión (PSA) con capacidad de 500 Nm³/h que purifica hidrógeno de gas de refinería hasta 99,9% de pureza, sistema de compresión y almacenamiento, y red de distribución a unidades consumidoras con control de flujo y pureza. El sistema de combustibles integra gas combustible generado en procesos de refinación con poder calorífico de 950 BTU/scf, combustóleo como respaldo para hornos y calderas, y red de distribución con medición y control de flujo para optimización de consumos (Petroecuador, 2023).

Los proyectos de referencia que aportan metodologías aplicables al presente estudio incluyen el de Robles (2022), quien evaluó el desempeño operativo de unidades de hidrotratamiento mediante el monitoreo sistemático de variables críticas (temperatura de reactor, presión, pureza de hidrógeno y composición de carga) y pruebas de catalizadores regenerados para correlacionar pérdida de actividad con condiciones reales de planta, proponiendo rutinas de

seguimiento y mantenimiento preventivo orientadas a estabilidad y calidad del diésel-II; y el de Bautista (2019), quien estableció bases para proyectos de gestión del conocimiento en refinerías mediante evaluación técnica y económica del desempeño operativo, identificando brechas de eficiencia mediante indicadores clave como el Índice de Paros No Programados (IPNP), rendimiento de productos y consumo energético. Bautista demostró que el factor humano representa hasta el 70% del impacto en confiabilidad operacional de plantas de proceso, y cuantificó mediante evaluación determinística y estocástica que mejoras del 5-7% en confiabilidad humana podrían capturar recuperaciones económicas significativas. Ambos enfoques resultan directamente transferibles a Shushufindi por la similitud en retos de productividad, disponibilidad de equipos, rendimientos de productos y evaluación económica de mejoras operacionales entre refinerías latinoamericanas.

Capítulo 2

2. Metodología

Este proyecto es de tipo cuantitativo, ya que la evaluación se basa en el análisis de datos numéricos proporcionados por EP Petroecuador, como los rendimientos volumétricos, los porcentajes de utilización y las mediciones de calidad. También es descriptivo porque busca explicar los niveles reales de eficiencia de las unidades de producción de diésel-II de la Refinería Shushufindi mediante la cuantificación de indicadores clave como rendimientos, utilización y disponibilidad, para establecer una línea base operativa. Finalmente, se clasifica como una investigación aplicada, ya que los resultados permitirán identificar oportunidades para optimizar la operación y mejorar la eficiencia productiva de la refinería. La metodología de este proyecto se dividirá en 3 fases:

- **Fase I:** Recopilación y validación de información operativa
- **Fase II:** Caracterización del desempeño operativo actual
- **Fase III:** Análisis de brechas e impacto económico

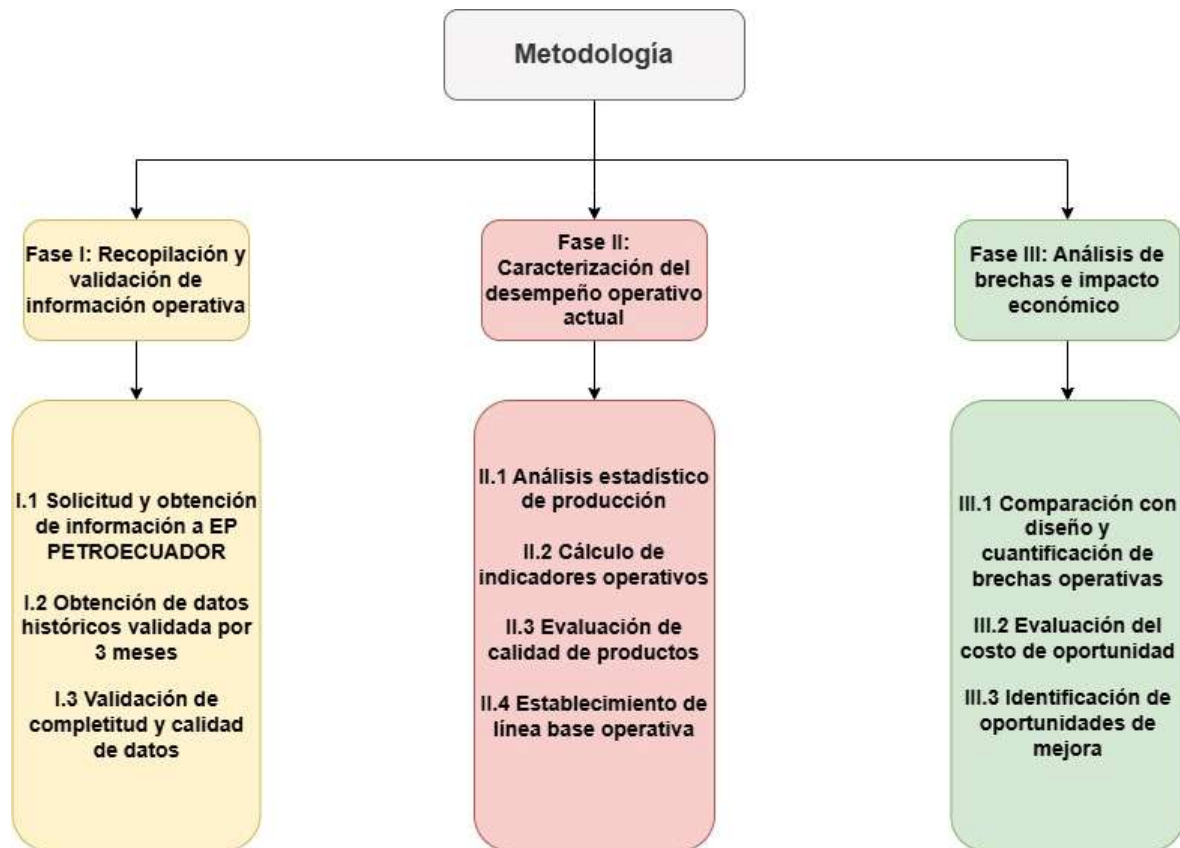


Figura 5 Diagrama de flujo del proyecto

Fuente: Elaboración propia

Se describe a continuación cada una de las fases que comprenden la metodología de este proyecto:

2.1 Fase I: Recopilación y validación de información operativa

2.1.1 Solicitud y obtención de información a EP Petroecuador

Para detallar el alcance del proyecto de evaluación de eficiencia operativa en las unidades de producción de diésel-II y especificar la información técnica y operativa requerida, se estableció como periodo de análisis un horizonte temporal de tres meses calendario correspondiente a agosto, septiembre y octubre de 2025, considerando que este periodo trimestral proporciona representatividad estadística adecuada para caracterizar el desempeño operativo típico mientras mantiene viabilidad práctica en términos de procesamiento y análisis de información.

La lista que se priorizo pedir a la empresa, fue descrita de la siguiente manera:

- *Datos operativos:* caudal diario de crudo procesado en la Unidad de Destilación Atmosférica (bbl/día), caudal diario de diésel-II producido en la Unidad de Hidrotratamiento (bbl/día), índice de disponibilidad de planta (%), que incluya horas operativas y no operativas, capacidad nominal de diseño de las unidades R1 y R2 (bbl/día), contenido de azufre en el diésel-II (ppm), densidad API del diésel-II (°API), fecha y hora de cada registro de laboratorio o control de calidad, temperatura de los hornos de calentamiento (°C).

2.1.2 Obtención de datos históricos validada por 3 meses

Una vez aprobada la solicitud formal por EP PETROECUADOR, se procedió a la recepción de la información operativa. Se obtuvo la data correspondiente al primer trimestre de 2025 (1 de agosto al 31 de octubre), la cual fue entregada en formato digital mediante archivos de Microsoft Excel y archivos CSV. Esta entrega cubrió el período de 90 días para ambas unidades de producción de la refinería (R1 y R2). Adicionalmente, se recibieron las hojas de datos originales de los reactores catalíticos, y las especificaciones de capacidad nominal (12,000 bbl/día) junto con los rendimientos teóricos.

2.1.3 Validación de completitud y calidad de datos

Con la información recibida se efectuó una revisión técnica para asegurar la integridad, coherencia y trazabilidad de los datos antes del análisis. La integridad se verificó identificando vacíos en los registros diarios y descartando los mayores al 5 %. La coherencia se comprobó

comparando los valores operativos con los rangos de diseño y aplicando filtros estadísticos de desviación estándar. Finalmente, la trazabilidad se garantizó mediante la codificación uniforme de los archivos y la verificación de su fuente, obteniendo una base de datos validada y lista para el análisis en la Fase II.

2.2 Fase II: Caracterización del desempeño operativo actual

2.2.1 Análisis estadístico de producción

El análisis estadístico de producción permite identificar la estabilidad y variabilidad operativa de las unidades R1 y R2 de la Refinería Shushufindi durante el periodo de estudio. Mediante la aplicación de herramientas estadísticas descriptivas se evalúan los registros diarios de producción de diésel-II, con el objetivo de determinar el comportamiento promedio, la dispersión y las fluctuaciones de carga a lo largo del tiempo. Estos resultados proporcionan una base cuantitativa para valorar la consistencia del proceso y detectar desviaciones en la operación.

La caracterización del desempeño operativo se desarrolla con base en los enfoques de (Bautista, 2019) y (Robles, 2022). Bautista propone el uso de indicadores cuantitativos para evaluar la eficiencia, continuidad y confiabilidad operativa de las refinerías, mientras que Robles plantea un análisis técnico del proceso de hidrotreamiento mediante el seguimiento de variables críticas que determinan la calidad del diésel-II.

Las ecuaciones que se utilizaron para el respectivo análisis estadístico de producción se detallan a continuación.

2.2.1.1 Promedio de producción

Indica la producción promedio diaria de diésel-II, reflejando el nivel general de desempeño operativo de la unidad durante el periodo analizado

$$\bar{Q} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i}{n} \quad Ec \ 1.0$$

Donde:

\bar{Q} : producción promedio de diésel-II [bbl/día]

Q_i : producción diaria registrada en el día i [bbl/día]

n: número total de días del periodo analizado

2.2.1.2 Desviación estándar

Expresa la variabilidad de la producción diaria, mostrando el grado de estabilidad o dispersión del proceso respecto al valor promedio

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Q_i - \bar{Q})^2}{n - 1}} \quad Ec 2.0$$

Donde:

σ : desviación estándar de la producción [bbl/día], representa el grado de dispersión de los valores respecto al promedio

\bar{Q} : producción promedio de diésel-II [bbl/día]

Q_i : producción diaria registrada en el día i [bbl/día]

n : número total de días del periodo analizado

2.2.1.3 Coeficiente de variación

Mide la relación entre la desviación estándar y la producción promedio, expresando el grado de variabilidad relativa del proceso en porcentaje

$$COV(\%) = \frac{\sigma}{Q} \times 100 \quad Ec 3.0$$

Donde:

$COV(\%)$: coeficiente de variación expresado en porcentaje (%), indicador de estabilidad operativa.

σ : desviación estándar de la producción [bbl/día]

Q : caudal volumétrico de diésel-II [bbl/día]

Valores de $COV < 10\%$ reflejan un proceso estable, mientras que valores mayores evidencian fluctuaciones notables en la producción

2.2.1.4 Rango de variación

Representa la diferencia entre la máxima y mínima producción registrada, permitiendo identificar la amplitud de fluctuación operativa en el periodo de análisis

$$R = Q_{m\acute{a}x} - Q_{m\acute{i}n} \quad Ec 4.0$$

Donde:

$Q_{m\acute{a}x}$: máxima producción diaria registrada [bbl/día]

$Q_{m\acute{i}n}$: mínima producción diaria registrada [bbl/día]

R : rango de variación de la producción [bbl/día]

Los resultados obtenidos mediante estas expresiones permiten evaluar la consistencia de la producción entre las unidades R1 y R2, así como identificar posibles fluctuaciones asociadas a paradas de planta, limitaciones de carga o ajustes operativos. A partir de este análisis se establece la línea base estadística de producción, que servirá como referencia para el cálculo de los indicadores de desempeño operativo en las subfases posteriores.

2.2.2 Cálculo de indicadores operativos

El cálculo de indicadores operativos se fundamenta en la metodología de evaluación cuantitativa propuesta por (Bautista, 2019), quien plantea el uso de parámetros técnicos para medir la eficiencia y continuidad de las operaciones de refinación mediante el análisis de datos reales de producción. En esta investigación, los indicadores se aplican para determinar el nivel de aprovechamiento de la capacidad instalada, la frecuencia de paradas programadas y no programadas, y el rendimiento efectivo de diésel-II respecto al crudo alimentado.

Las ecuaciones que se utilizaron para el cálculo de indicadores operativos se detallan a continuación:

2.2.2.1 Utilización de capacidad

Refleja el grado de aprovechamiento de la capacidad nominal de la unidad, permitiendo determinar el nivel real de carga procesada respecto al diseño.

$$UC(\%) = \frac{\overline{Q_{proc}}}{Q_{cap}} \times 100 \quad Ec\ 5.0$$

Donde:

UC : porcentaje de utilización de la capacidad nominal [%]

$\overline{Q_{proc}}$: caudal promedio de crudo procesado en el periodo [bbl/día]

Q_{cap} : capacidad nominal de diseño de la unidad [bbl/día]

2.2.2.2 Factor on-stream

Indica la continuidad operativa de la unidad, mostrando el porcentaje de tiempo en que se mantuvo en operación respecto al total del periodo calendario

$$OSF(\%) = \frac{H_{op}}{H_{cat}} \times 100 \quad Ec\ 6.0$$

Donde:

OSF : factor de continuidad operativa [%]

H_{op} : horas efectivamente operadas durante el periodo [h]

H_{cat} : horas calendario totales del periodo [h]

2.2.2.3 Índice de disponibilidad

Mide el porcentaje de tiempo que la unidad estuvo operativa en relación con el total de días del mes

$$ID(\%) = \frac{\text{días efectivos}}{\text{días del mes}} \times 100 \quad Ec\ 7.0$$

Donde:

ID : índice de disponibilidad de operativa de la unidad [%]

días efectivos: días en los que la unidad estuvo operativa [d]

días del mes: total de días del mes, por ejemplo (30 días, 31 días) [d]

Valores cercanos al 100 % indican una operación continua y estable, mientras que porcentajes menores reflejan pérdidas de disponibilidad por mantenimientos o fallas imprevistas

2.2.2.4 Rendimiento de diésel-II sobre crudo

Expresa el porcentaje de diésel-II obtenido respecto al volumen de crudo alimentado, reflejando la eficiencia de conversión del proceso de refinación.

$$Y_D(\%) = \frac{V_{diésel}}{V_{crudo}} \times 100 \quad Ec\ 8.0$$

Donde:

Y_D : rendimiento porcentual de diésel-II sobre el crudo alimentado [%]

$V_{diésel}$: volumen total de diésel-II producido en el periodo [bb]

V_{crudo} : volumen total de crudo procesado por la unidad [bb]

2.2.2.5 Productividad horaria de diésel-II

Indica la cantidad de diésel-II producida por hora efectiva de operación, reflejando la eficiencia temporal del proceso durante el periodo analizado

$$P_D = \frac{V_{diésel}}{H_{op}} \quad Ec 10.0$$

Donde:

P_D : productividad horaria de diésel-II [bb/h]

$V_{diésel}$: volumen total de diésel-II producido [bb]

H_{op} : horas efectivamente operadas [h]

2.2.3 Evaluación de la calidad de productos

La evaluación de la calidad de los productos se fundamenta en la metodología propuesta por (Robles, 2022), orientada al seguimiento técnico del proceso de hidrotratamiento mediante el control de variables críticas de operación y la verificación del cumplimiento de las especificaciones del diésel-II. En esta etapa se analizan los resultados de laboratorio correspondientes al contenido de azufre, con el fin de determinar la eficiencia del proceso y la conformidad del producto con los estándares internacionales que establecen un límite máximo de 15 ppm, mientras que en Ecuador, la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1489 establece un límite máximo de 250 ppm de azufre.

Para el control cuantitativo del azufre se aplicaron las siguientes formulas.

2.2.3.1 Cumplimiento de especificación de azufre

Indica el porcentaje de muestras de diésel-II que cumplen con el límite máximo de 15 ppm de azufre, reflejando el nivel de conformidad del producto con la normativa ambiental

$$C_S(\%) = \frac{n(S_i \leq 15)}{n_{muestras}} \times 100 \quad Ec 11.0$$

Donde:

C_S : porcentaje de muestras que cumplen la especificación de azufre [%]

S_i : contenido de azufre en la muestra i [ppm]

$n(S_i \leq 15)$: número de muestras con azufre igual o menor a 15 ppm

$n_{muestras}$: número total de muestras analizadas

2.2.3.2 Exceso promedio sobre especificación

Expresa el exceso promedio de azufre respecto al valor límite establecido, permitiendo evaluar la eficiencia del proceso de hidrotratamiento y la estabilidad en la remoción de azufre

$$\overline{\Delta S} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \max(0, S_i - 15) \quad Ec 12.0$$

Donde:

$\overline{\Delta S}$: exceso promedio de azufre respecto al límite normativo [ppm]

S_i : contenido de azufre en la muestra i [ppm]

n : número total de muestras

Además, se consideraron de forma descriptiva dos variables complementarias de control:

- *Densidad API*: para verificar que el diésel-II mantenga valores dentro del rango estándar de 32°–38° API, lo que refleja uniformidad en las propiedades del producto.

2.2.4 Establecimiento de línea base operativa

El establecimiento de la línea base operativa se fundamenta en la metodología de (Bautista, 2019), quien integra indicadores técnicos y estadísticos para determinar el nivel real de desempeño de las unidades de proceso frente a sus condiciones de diseño. En este estudio, la línea base operativa consolida los resultados obtenidos en las subfases anteriores de producción, eficiencia operativa y calidad del producto, con el propósito de definir el comportamiento promedio representativo de las unidades R1 y R2 de la Refinería Shushufindi.

Las fórmulas que se aplicaron para esta subfase se detallan a continuación.

2.2.4.1 Línea de base operativa

$$LBO_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_{j,i} \quad Ec 13.0$$

Donde:

LBO_j : línea base operativa del indicador j expresada en la unidad correspondiente [% , bbl/día o ppm]

$I_{j,i}$: valor individual del indicador j en la observación i [día, mes, año]

n : número total de observaciones analizadas

i : número de observación dentro del periodo

j : tipo de indicador considerado, por ejemplo: [$UC, OSF, Y_D, C_S, \overline{\Delta S}$]

2.2.4.2 Nivel de desempeño

$$ND_j(\%) = \frac{LBO_j}{I_{j,d}} \times 100 \quad Ec\ 14.0$$

Donde:

ND_j : nivel de desempeño del indicador j [%]

LBO_j : línea base operativa calculada para el indicador j

$I_{j,d}$: valor de diseño o referencia del indicador j [% , bbl/día o ppm]

j : indicador analizado, por ejemplo: [$UC, OSF, Y_D, C_S, \overline{\Delta S}$]

2.3 Fase III: Análisis de brechas e impacto económico

2.3.1 Comparación con diseño y cuantificación de brechas operativas

La comparación con los valores de diseño permite identificar las diferencias entre el desempeño real de las unidades y su comportamiento esperado. Con base en la metodología de Bautista (2019), se analizan los indicadores calculados en la Fase II para determinar las brechas de eficiencia y continuidad operativa, expresadas como la diferencia entre el valor de diseño y la línea base operativa

La ecuación para representar la brecha operativa se detalla a continuación:

$$B_j = I_{j,d} - LBO_j \quad Ec\ 15.0$$

Donde:

B_j : brecha operativa del indicador j [% , bbl/día o ppm]

$I_{j,a}$: valor de diseño o referencia correspondiente

LBO_j : valor promedio real obtenido en la Fase II

j : tipo de indicador considerado, por ejemplo: $[UC, OSF, Y_D, C_S, \overline{\Delta S}]$

Un valor positivo de B_j indica que el desempeño real se encuentra por debajo del de diseño, mientras que un valor negativo refleja un rendimiento superior. La magnitud de la brecha permite cuantificar el grado de desviación y orientar las acciones correctivas necesarias.

2.3.2 Evaluación del costo de oportunidad

La evaluación del costo de oportunidad tiene como propósito cuantificar el impacto económico asociado a las brechas operativas identificadas en los indicadores de producción y eficiencia. Este análisis se basa en la metodología de Bautista (2019) y Robles (2022) permite estimar las pérdidas o ganancias potenciales derivadas de operar por debajo de las condiciones de diseño, tomando como referencia los precios promedio de los productos refinados.

El costo de oportunidad se calcula a partir de la diferencia entre el valor de diseño y el valor real de producción, expresado como:

$$CO = (I_{j,a} - LBO_j) \times P_j \quad Ec 16.0$$

Donde:

CO : costo de oportunidad del indicador j [USD/día] o [USD/mes]

$I_{j,a}$: valor de diseño o capacidad nominal del indicador

LBO_j : valor promedio real obtenido en la operación

P_j : precio unitario del producto o rendimiento asociado [USD/bbl]

Cuando el resultado de CO es positivo, indica una pérdida económica por operación ineficiente; si es cercano a cero, el proceso se encuentra dentro de los parámetros óptimos de diseño

2.3.3 Identificación de oportunidades de mejora

La identificación de oportunidades de mejora tiene como finalidad establecer las acciones técnicas y operativas necesarias para optimizar el desempeño de las unidades de producción de diésel-II. Esta etapa se desarrolla a partir del análisis de las brechas operativas y los costos de oportunidad determinados en las subfases anteriores, integrando criterios de eficiencia,

confiabilidad y sostenibilidad. El procedimiento consiste en correlacionar los indicadores con menor nivel de desempeño con sus posibles causas técnicas, tales como limitaciones en la capacidad de carga, pérdidas de disponibilidad por mantenimiento correctivo y variaciones en la temperatura de hornos o en la estabilidad de operación. A partir de esta relación se definen las áreas críticas de intervención.

Las oportunidades de mejora se agrupan en tres categorías principales:

- *Operativas*: optimización de parámetros de proceso, ajuste de condiciones de presión y temperatura
- *De mantenimiento*: implementación de programas preventivos y predictivos en equipos críticos, mejora en la disponibilidad del sistema de compresión y reducción de paradas no programadas
- *De gestión y control*: fortalecimiento del monitoreo de indicadores, actualización de procedimientos de operación

Cada propuesta se prioriza según su impacto en la reducción de brechas y su viabilidad técnica y económica. El resultado de esta subfase permite establecer una hoja de ruta para la mejora continua de la eficiencia operativa y la sostenibilidad económica de la Refinería Shushufindi.

Los resultados de esta fase servirán como base para el análisis comparativo y la interpretación de resultados presentados en el Capítulo 3, orientado a establecer la línea base del desempeño y las principales oportunidades de mejora operativa.

Capítulo 3

3. Análisis y Resultados

En este proyecto se presentan los resultados obtenidos del análisis de los datos proporcionados por EP Petroecuador, los cuales fueron procesados y analizados en Microsoft Excel. Se realizó un análisis estadístico de producción, el cálculo de indicadores operativos clave y una evaluación de la calidad de los productos, enfocándose en el cumplimiento de las especificaciones de azufre. Además, se estableció una línea base operativa y se validaron los resultados mediante un proceso de verificación técnica y estadística. Estos análisis permiten identificar áreas de mejora y proponer estrategias para optimizar la operación de la refinería.

3.1 Análisis estadístico de producción

El análisis estadístico permitió evaluar la estabilidad operativa de las unidades R1 y R2 de la Refinería Shushufindi, considerando los registros diarios de caudal procesado y producción de diésel-II durante el periodo agosto–octubre de 2025. Se determinaron los parámetros promedio, desviación estándar, rango y coeficiente de variación, esto con el propósito de identificar la variabilidad y consistencia del proceso. A continuación, se presentan las tablas con sus respectivos resultados estadísticos.

Los resultados de las Tablas 1 y 2 muestran que la Unidad R1 opera con mayor estabilidad que R2, ya que procesa en promedio 10,607 bbl/día con una desviación estándar de solo 143.8 bbl/día y un coeficiente de variación (CV) de 1.4%, mientras que R2 presenta mayor variabilidad con 9,345 bbl/día, una desviación de 428.3 bbl/día y CV de 4.6%, evidenciando fluctuaciones más frecuentes en carga. En la producción de diésel-II ocurre lo mismo: R1 mantiene 4,286 bbl/día con 162.3 de desviación (CV 3.8%), mientras R2 registra 2,433 bbl/día con 101.4 de desviación (CV 4.2%). Esta mayor dispersión en R2 sugiere ajustes operativos más constantes, posibles restricciones en equipos y variaciones en la alimentación, lo que puede generar menor eficiencia, inestabilidad del proceso y pérdidas de rendimiento, mientras que R1 refleja un proceso más uniforme y controlado.

Tabla 1*Resultados estadísticos del caudal procesado de crudo*

Unidad	Promedio (bbl/día)	Desviación estándar (bbl/día)	Rango (bbl/día)	Coficiente de variación (%)
R1	10,607.4	143.8	861.9	1.4
R2	9,345.7	428.3	3,056.7	4.6

Tabla 2*Resultados estadísticos de producción diaria de diésel-II*

Unidad	Promedio (bbl/día)	Desviación estándar (bbl/día)	Rango (bbl/día)	Coficiente de variación (%)
R1	4,286.4	162.3	768.9	3.8
R2	2,433.5	101.4	579.4	4.2

3.2 Indicadores operativos de producción

Esta sección presenta los indicadores clave utilizados para evaluar el desempeño de la Refinería Shushufindi, tales como la utilización de capacidad, el factor on-stream, el índice de disponibilidad, el rendimiento de diésel-II sobre crudo y la productividad horaria de diésel. Estos parámetros, basados en la metodología de (Bautista, 2019) permiten analizar la eficiencia operativa y la estabilidad del proceso de producción, identificando áreas para mejorar la productividad y optimizar los procesos de refinación.

3.2.1 Análisis de la Utilización de Capacidad en la Refinería Shushufindi

Este parámetro es esencial para evaluar la eficiencia operativa, ya que indica si la infraestructura disponible se está utilizando de manera óptima o si existen oportunidades de mejora. Un valor cercano al 100% refleja que la refinería está operando a su máxima capacidad, mientras que valores inferiores indican subutilización, lo que puede señalar la oportunidad de aumentar la producción sin necesidad de nuevas inversiones.

La Tabla 3 muestra que la Unidad R1 alcanza una utilización de capacidad del 88.4%, lo que evidencia un aprovechamiento adecuado de su capacidad nominal y una operación

relativamente estable, con buen manejo de carga y menor variabilidad operativa. En contraste, la Unidad R2 opera al 77.9%, reflejando una subutilización importante que sugiere la presencia de restricciones operativas, ajustes frecuentes o periodos con carga reducida. Esta diferencia entre ambas unidades indica que R2 está trabajando por debajo de su potencial de diseño, lo cual disminuye la producción efectiva de diésel-II y afecta el rendimiento global de la refinería, limitando su capacidad para cubrir la demanda sin recurrir a mayores importaciones.

Tabla 3

Utilización de capacidad de la Refinería Shushufindi

Unidad	Caudal promedio de crudo procesado (bbl/día)	Capacidad nominal ajustada para equilibrar la producción (bbl/día)	Porcentaje de capacidad utilizada (%)
R1	10,607.4	12,000	88.4
R2	9,345.7	12,000	77.9

3.2.2 Desempeño operativo y de disponibilidad de las unidades

El Factor On-Stream (FOS) y el Índice de Disponibilidad (ID) son indicadores clave para evaluar la continuidad operativa y la disponibilidad de las unidades de la Refinería Shushufindi durante el periodo de agosto–octubre de 2025. El cálculo de ambos indicadores se realiza utilizando datos de horas efectivas de operación y horas calendario.

Se utilizaron las ecuaciones Ec. 6 y Ec. 7 para determinar los indicadores operativos FOS (%) e ID (%). Cabe recalcar que las horas operativas y horas calendario se les aplicó una conversión descrita de la siguiente manera: (días efectivos * 24) y (días del mes * 24), se hace esta conversión porque cada día tiene 24 horas, y el objetivo es convertir los días efectivos y los días calendario en horas.

$$FOS(\%) = \frac{H_{op}}{H_{cat}} \times 100 \quad Ec. 6$$

$$ID (\%) = \frac{\text{días efectivos}}{\text{días del mes}} \times 100 \quad Ec. 7$$

Los resultados de la Tabla 4 y Tabla 5 muestran que la Unidad Amazonas I (R1) mantuvo un desempeño operativo totalmente estable durante agosto, septiembre y octubre de 2025,

alcanzando un Índice de Disponibilidad (ID) del 100% y un Factor On-Stream (FOS) también del 100% en todos los meses analizados, lo que confirma que operó sin interrupciones y con plena continuidad. En contraste, la Unidad Amazonas II (R2) presentó un comportamiento regular en agosto y septiembre, donde también alcanzó 100% de disponibilidad y FOS, pero experimentó una caída severa en octubre, registrando únicamente 12 días efectivos de operación, lo que redujo su ID y FOS a 38.7%, consecuencia directa de una parada no programada. Este contraste evidencia que, mientras R1 operó con máxima confiabilidad durante todo el periodo, R2 presentó una pérdida significativa de continuidad operativa en octubre, reflejando vulnerabilidad en la gestión de mantenimiento o en la estabilidad de equipos críticos.

Tabla 4

Índice de disponibilidad de las unidades R1 y R2

Mes (2025)	Unidad	Día del mes (B)	Días efectivos de operación (C)	ID (%)
Agosto	Amazonas I (R1)	31	31	100
	Amazonas II (R2)	31	31	100
Septiembre	Amazonas I (R1)	30	30	100
	Amazonas II (R2)	30	30	100
Octubre	Amazonas I (R1)	31	31	100
	Amazonas II (R2)	31	12	38,7

Tabla 5*Factor on stream de las unidades R1 y R2*

Mes (2025)	Unidad	Hcal (h)	Hop (h)	FOS (%)
Agosto	Amazonas I (R1)	744	744	100
	Amazonas II (R2)	744	744	100
Septiembre	Amazonas I (R1)	720	720	100
	Amazonas II (R2)	720	720	100
Octubre	Amazonas I (R1)	744	744	100
	Amazonas II (R2)	744	288	38,7

La Figura 6 muestra que la Unidad Amazonas I (R1) mantiene un comportamiento operativo totalmente estable durante los tres meses analizados (agosto–octubre 2025), alcanzando siempre un Índice de Disponibilidad (ID) del 100% y operando la totalidad de los días de cada mes, lo que evidencia una continuidad operativa sin interrupciones. En contraste, la Unidad Amazonas II (R2) presenta un desempeño normal en agosto y septiembre, también con 100% de ID, pero en octubre experimenta una caída notable a 38.7%, al registrar solo 12 días efectivos de operación, resultado de una parada no programada. Esta diferencia refleja que mientras R1 opera de forma continua y

confiable, R2 muestra vulnerabilidad operativa y dependencia de intervenciones correctivas, lo cual afecta su estabilidad y reduce la eficiencia global de la refinería

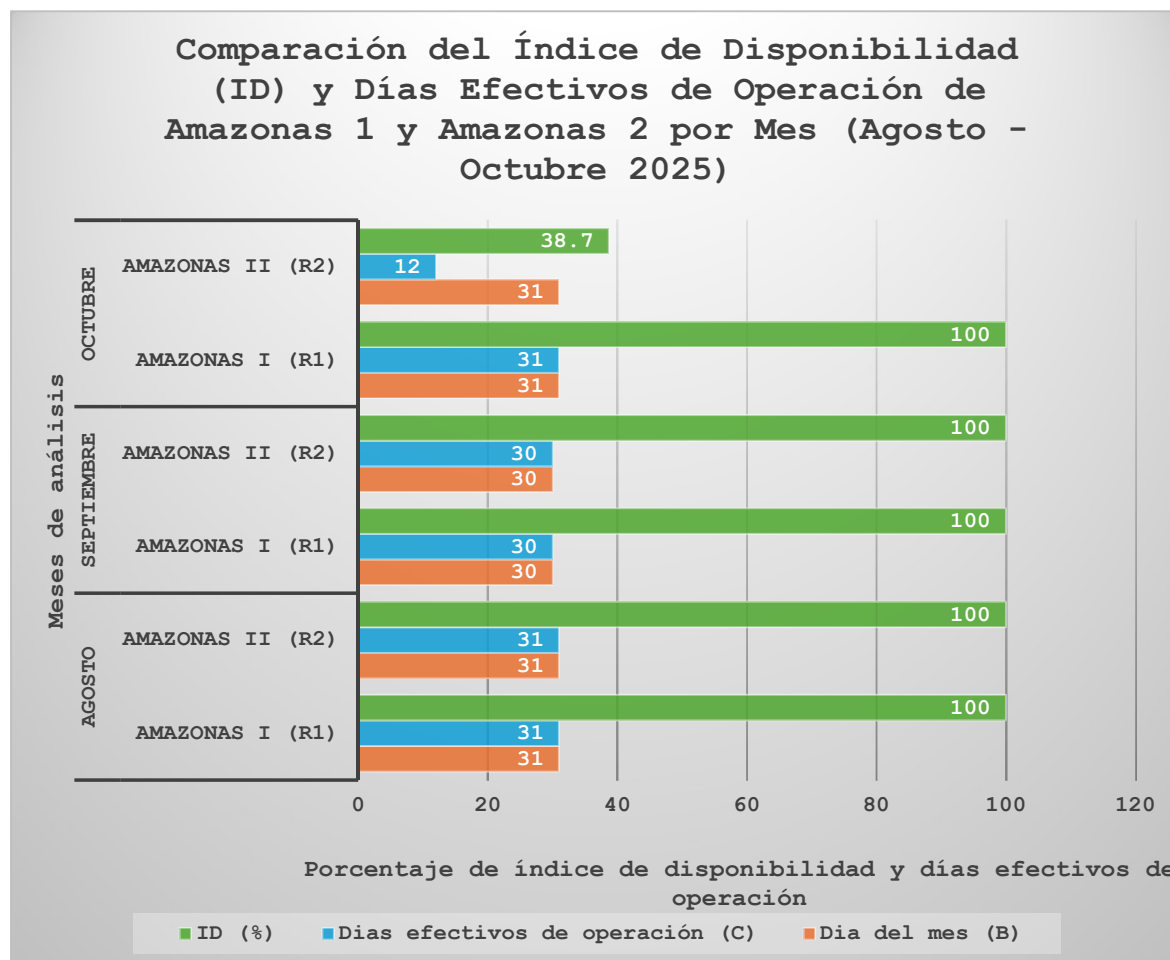


Figura 6 Comparación del Índice de Disponibilidad (ID) y Días Efectivos de Operación de Amazonas 1 y Amazonas 2 por Mes (agosto - octubre 2025)

3.2.3 Rendimiento de diésel-II sobre crudo y productividad horaria de diésel-II

La tabla 6 y la tabla 7 muestran que la Unidad Amazonas I (R1) demostró un rendimiento superior en la conversión de crudo a diésel-II con 40.4%, superando significativamente a Amazonas II (R2) que alcanzó 26%, lo que refleja una diferencia de eficiencia operativa de 14.4 puntos porcentuales entre ambas unidades. En términos de productividad horaria, R1 mantuvo valores consistentes de 5.8-6.0 bbl/h durante agosto y septiembre, mientras que R2 registró 3.3-3.4 bbl/h en los mismos meses. Octubre presentó un comportamiento atípico en R2 con un incremento a 8.4 bbl/h debido a la reducción de horas operativas (288 h vs 744 h normales), lo que

elevó artificialmente la productividad horaria pero no refleja una mejora real en eficiencia, sino una consecuencia matemática de la parada no programada que concentró la producción mensual en menos tiempo operativo.

Tabla 6

Rendimiento de diésel-II sobre crudo de las unidades R1 y R2

Unidad	Volumen de crudo promediado (bbl/día)	Volumen de diésel promediado (bbl/día)	YD (%)
R1	10,607.4	4,286.4	40.4
R2	9,345.7	2,433.5	26

Tabla 7

Productividad horaria del diésel-II de las unidades R1 y R2

Mes (2025)	Unidad	Volumen de diésel-II promediado	Hop (h)	PD (bbl/h)
Agosto	Amazonas I (R1)	4286,4	744	5,8
	Amazonas II (R2)	2433,5	744	3,3
Septiembre	Amazonas I (R1)	4286,4	720	6,0
	Amazonas II (R2)	2433,5	720	3,4
Octubre	Amazonas I (R1)	4286,4	744	5,8
	Amazonas II (R2)	2433,5	288	8,4

3.3 Cumplimiento de especificación y exceso de azufre

El contenido de azufre es un parámetro crítico que determina la calidad ambiental y comercial del diésel-II. En Ecuador, la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1489 (Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2013) establece un límite máximo de 250 ppm de azufre,

mientras que los estándares internacionales de diésel de bajo azufre (ULSD) exigen 15 ppm según normativas EPA y Euro V/VI (EPA, 2020). La convergencia hacia estándares internacionales más estrictos es fundamental para mejorar la calidad del aire, permitir exportaciones a mercados premium y reducir la dependencia de importaciones.

El monitoreo se realizó cada dos días durante agosto-octubre 2025, totalizando 46 muestras analizadas por la Jefatura de Laboratorio y Control de Calidad. Los resultados fueron reportados en porcentaje peso (%p) y convertidos a ppm mediante la relación 1 %p = 10,000 ppm.

Para evaluar el cumplimiento se aplicó la ecuación Ec 11 de la metodología explicada anteriormente que le pertenece a la Fase II-Evaluación de calidad de productos-2.2.3.1 considerando ambos estándares, y para cuantificar la brecha operativa respecto al estándar internacional, así mismo, en base a la metodología de la Fase II-Evaluación de calidad de productos-2.2.3.2 se utilizó la ecuación Ec 12

$$C_s(\%) = \frac{n(S_i \leq 15)}{n_{muestras}} \quad Ec\ 11$$

$$\overline{\Delta S} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \max(0, S_i - 15) \quad Ec\ 12$$

La tabla 8 muestra que el diésel-II producido alcanzó un cumplimiento del 100% respecto a la norma ecuatoriana INEN 1489 (≤ 250 ppm), operando dentro de los parámetros legales locales. Sin embargo, presentó un 0% de cumplimiento del estándar internacional ULSD (≤ 15 ppm), con un exceso promedio de 148 ppm que limita la exportación y el acceso a mercados premium. Aunque se observó una mejora del 37.8% entre agosto (185 ppm) y octubre (115 ppm), la brecha persistente indica que se requiere intervención técnica en la Unidad de Hidrotratamiento para alcanzar competitividad internacional, lo cual permitiría reducir importaciones, acceder a precios premium y mejorar la calidad ambiental del combustible

Tabla 8*Cumplimiento de calidad de producto de diésel-II durante el periodo de agosto-octubre*

Mes	Número de muestras	Azufre (ppm)	Especif. INEN (%)	Especif. ULSD	Exceso de azufre (ppm)
Agosto	16	200	100	0	185
Septiembre	15	160	100	0	145
Octubre	15	130	100	0	115
Promedio	46	163	100	0	148

3.4 Establecimiento de línea de base operativa

El establecimiento de la línea base operativa consolida los resultados obtenidos en las secciones anteriores (análisis estadístico, indicadores operativos y calidad del producto) con el propósito de definir el comportamiento promedio representativo de las unidades R1 y R2 durante el periodo agosto-octubre de 2025. Esta línea base se compara con valores de referencia de la industria internacional para determinar el nivel de desempeño operativo actual. Se utilizaron valores de referencia de la industria internacional, documentados por Gary et al. (2007), European Commission (2022) y Bautista (2019), que establecen parámetros operativos óptimos para refinerías de similar capacidad y configuración. Este enfoque permite comparar el desempeño de Shushufindi con mejores prácticas globales y estándares de clase mundial.

3.4.1 Valores de referencia de diseño

Los resultados obtenidos en la Refinería Shushufindi se compararon con los rangos operativos reportados en los estudios de referencia de Bautista (2019), Robles (2022) y estándares internacionales documentados por Gary et al. (2007) y Energy Information Administration (2023), con el propósito de validar si el desempeño observado se encuentra dentro de parámetros esperados para refinerías de similar configuración.

La comparación operativa en base a la tabla 9 evidencia que la Unidad R1 presenta un desempeño competitivo acorde con los rangos de Bautista (2019) y Gary et al. (2007), destacando

su adecuada utilización de capacidad (88.4%), confiabilidad superior (FOS = 100%) y rendimiento de Diésel-II en el límite alto de referencia (40.4%), coherente con las condiciones óptimas de hidrotratamiento señaladas por Robles (2022). En contraste, R2 muestra brechas importantes: menor utilización (77.9%), bajo FOS (79.6%) por paradas no programadas y un rendimiento de diésel-II de 26% asociado a pérdida de actividad catalítica y desviaciones operativas descritas por Robles. Ambas unidades registran 0% de cumplimiento ULSD, con un azufre promedio de 163 ppm, más de diez veces el límite, lo cual confirma los problemas de operación y desactivación catalítica identificados en la literatura. En conjunto, los resultados validan la línea base del estudio y reflejan un perfil típico de refinerías latinoamericanas: fortalezas de continuidad en R1, pero oportunidades significativas de mejora en R2 y, especialmente, en la calidad del diésel respecto a estándares internacionales.

Tabla 9

Valores de diseño y referencia de la industria de refinación

Indicador	Símbolo	Valor de diseño	Unidad	Fuente
Capacidad nominal	Qcap	12,000	bbl/día	EP Petroecuador (2025)
Utilización de capacidad	UC	90	%	Energy Information Administration (2023)
Factor-on-stream	FOS	95	%	Bautista (2019)
Rendimiento diésel-II	YD	35	%	Gary et al. (2007)
Cumplimiento azufre ULSD	Cs	100	%	EPA/Euro V
Azufre objetivo	S	15	ppm	EPA/Euro V

Nota: Los valores de referencia corresponden a estándares típicos para refinerías de capacidad media con configuración de destilación atmosférica e hidrotratamiento.

3.4.2 Línea base operativa

La línea base operativa se calculó mediante la ecuación Ec 13, promediando los valores obtenidos durante el trimestre para cada indicador.

$$LBO_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_{j,i} \quad Ec. 13$$

En base a los resultados obtenidos de la tabla 10 mostraron que la línea base operativa trimestral de la refinería procesó en promedio 9,976.6 bbl/día de crudo con una utilización de capacidad de 83.2% (R1: 88.4%, R2: 77.9%). El factor on-stream fue 89.8% promedio, con R1 operando al 100% y R2 al 79.6% debido a paradas no programadas. El rendimiento de diésel-II alcanzó 33.2%, cercano al diseño de 35%, aunque con marcada disparidad entre R1 (40.4%) y R2 (26.0%). Respecto a calidad, ambas unidades registraron 0% de cumplimiento ULSD con 163 ppm de azufre promedio, pero cumplieron al 100% con la norma nacional INEN 1489

Tabla 10

Línea base operativa trimestral (agosto-octubre 2025)

Indicador	Unidad	Unidad R2	Promedio Refinería	Unidad
	R1			
Caudal procesado	10,607.4	9,345.7	9,976.6	bbl/día
Producción diésel-II	4,286.4	2,433.5	3,360.0	bbl/día
Utilización capacidad (UC)	88.4	77.9	83.2	%
Factor on-stream (FOS)	100	79.6	89.8	%
Rendimiento diésel-II (YD)	40.4	26.0	33.2	%
Cumplimiento ULSD (Cs)	0	0	0	%
Azufre promedio (S)	163	163	163	ppm

3.4.3 Nivel de desempeño

El nivel de desempeño se calculó mediante la ecuación Ec 14, comparando la línea base operativa con los valores de diseño

$$ND_j(\%) = \frac{LBO_j}{I_{j,d}} \times 100 \quad Ec 14$$

La Tabla 11 muestra un desempeño heterogéneo entre unidades: R1 superó el estándar en FOS (105.3%) y YD (115.4%), mientras que UC alcanzó 98.2% del objetivo. En contraste, R2 presentó deficiencias en todos los indicadores operando por debajo del estándar: UC (86.6%), FOS (83.8%) y YD (74.3%). La brecha crítica corresponde al cumplimiento ULSD donde ambas unidades registraron 0% de desempeño, evidenciando la necesidad urgente de intervención en las unidades de hidrotratamiento para alcanzar estándares internacionales.

Tabla 11

Nivel de desempeño operativo por indicador

Indicador	LBO R1	Diseño	ND R1	LBO R2	Diseño	ND R2	ND
			(%)			(%)	Promedio
							(%)
UC (%)	88.4	90	98.2	77.9	90	86.6	92.4
FOS (%)	100.0	95	105.3	79.6	95	83.8	94.5
YD (%)	40.4	35	115.4	26.0	35	74.3	94.9
Cs (%)	0.0	100	0.0	0.0	100	0.0	0.0

3.5 Análisis de brechas operativas

La comparación con valores de diseño identifica las diferencias entre el desempeño real y esperado mediante la ecuación Ec 15.

$$B_j = I_{j,d} - LBO_j \quad Ec 15$$

Donde un valor positivo indica un desempeño por debajo del diseño y un valor negativo, un rendimiento superior.

La tabla 13 muestra que la Unidad R1 presentó brechas mínimas en indicadores operativos, superando el estándar en FOS (-5.0%) y YD (-5.4%), con UC prácticamente al nivel de diseño (+1.6%). La Unidad R2 evidenció brechas significativas: UC (+12.1%), reflejando subutilización; FOS (+15.4%), por paradas no programadas; y YD (+9.0%), indicando deficiencias en el

hidrotratamiento. Ambas unidades registraron la brecha crítica en cumplimiento de ULSD (+100%) con 163 ppm de azufre, 148 ppm por encima del límite internacional.

Tabla 12

Brechas operativas respecto a valores de diseño

Indicador	Diseño	LBO R1	Brecha R1	LBO R2	Brecha R2	Unidad
UC (%)	90	88.4	+1.6	77.9	+12.1	%
FOS (%)	95	100.0	-5.0	79.6	+15.4	%
YD (%)	35	40.4	-5.4	26.0	+9.0	%
Cs ULSD (%)	100	0.0	+100.0	0.0	+100.0	%
Azufre (ppm)	0	163	+148	163	+148	ppm

Nota: Valores positivos indican una brecha negativa (bajo desempeño); valores negativos indican la superación del estándar.

3.5.1 Análisis de temperatura de hornos de calentamiento

La tabla 13 muestra que la unidad R1 operó prácticamente al nivel de diseño (brecha +0.1°C) con baja variabilidad ($\sigma = 4.8^\circ\text{C}$). R2 presentó una brecha crítica de +30.1°C operando a 309.9°C, significativamente por debajo del diseño de 340°C. Esta temperatura subóptima explica parcialmente el bajo rendimiento de diésel-II en R2 (26% vs 35%), ya que temperaturas insuficientes limitan la eficiencia de fraccionamiento en destilación atmosférica y reducen la actividad catalítica en hidrotratamiento.

Tabla 13

Estadísticos de temperatura de hornos de calentamiento de crudo

Unidad	T. Promedio (°C)	T. Mínima (°C)	T. Máxima (°C)	Desv. Est (°C)	T. Diseño (°C)	Brecha (°C)
R1	339.9	320.5	344.3	4.8	340	+ 0.1
R2	309.9	299.9	324.9	5.2	340	+ 30.1

3.6 Evaluación del costo de oportunidad

La evaluación del costo de oportunidad cuantifica el impacto económico de las brechas operativas mediante la ecuación Ec 16

$$CO = (I_{j,d} - LBO_j) \times P_j \quad Ec 16$$

3.6.1 Parámetros económicos de referencia

Para el cálculo se utilizaron precios de diésel-II del mercado internacional durante el periodo agosto-octubre 2025:

- **Precio diésel-II:** 89 USD/barril promedio global (BMI, 2025)
- **Capacidad nominal por unidad:** 12,000 bbl/día
- **Días operativos trimestrales:** 92 días

La tabla 14 reveló un costo de oportunidad trimestral de USD 11.37 millones, concentrado casi totalmente en la Unidad R2 (98.6%). Las principales brechas corresponden a: (1) rendimiento de diésel-II en R2 (USD 6.90 millones), (2) paradas no programadas (USD 3.13 millones) y (3) subutilización de capacidad (USD 1.19 millones). Proyectado al año, el costo ascendería a USD 45.5 millones, equivalente al 15.2% del subsidio nacional al diésel-II. En contraste, la Unidad R1 mostró pérdidas marginales (USD 157,174), además de un rendimiento superior al estándar que compensa parcialmente las brechas de R2.

Tabla 14

Costo de oportunidad trimestral por unidad

Brecha	Unidad	Brecha (bbl/día)	Días	Volumen perdido (bbl)	Precio (USD/bbl)	Costo oportunidad (USD)
UC	R1	19,2	92	1,766	89	157,17
UC	R2	145,2	92	13,538	89	1.188.162
YD	R1	-573,0	92	-52,716	89	-4.691.724
YD	R2	842,1	92	77,473	89	6.895.097

FOS	R1	0	0	0	89	0
FOS	R2	1851	19**	35,169	89	3.130.041
Total R1						157,17
Total R2						11.214.000
Total Refinería						11.371.174

***Nota: Valores negativos en R1 (YD) indican ganancia por superar el estándar, no se incluyen en el total de pérdidas.**

****Días de parada en octubre (R2)**

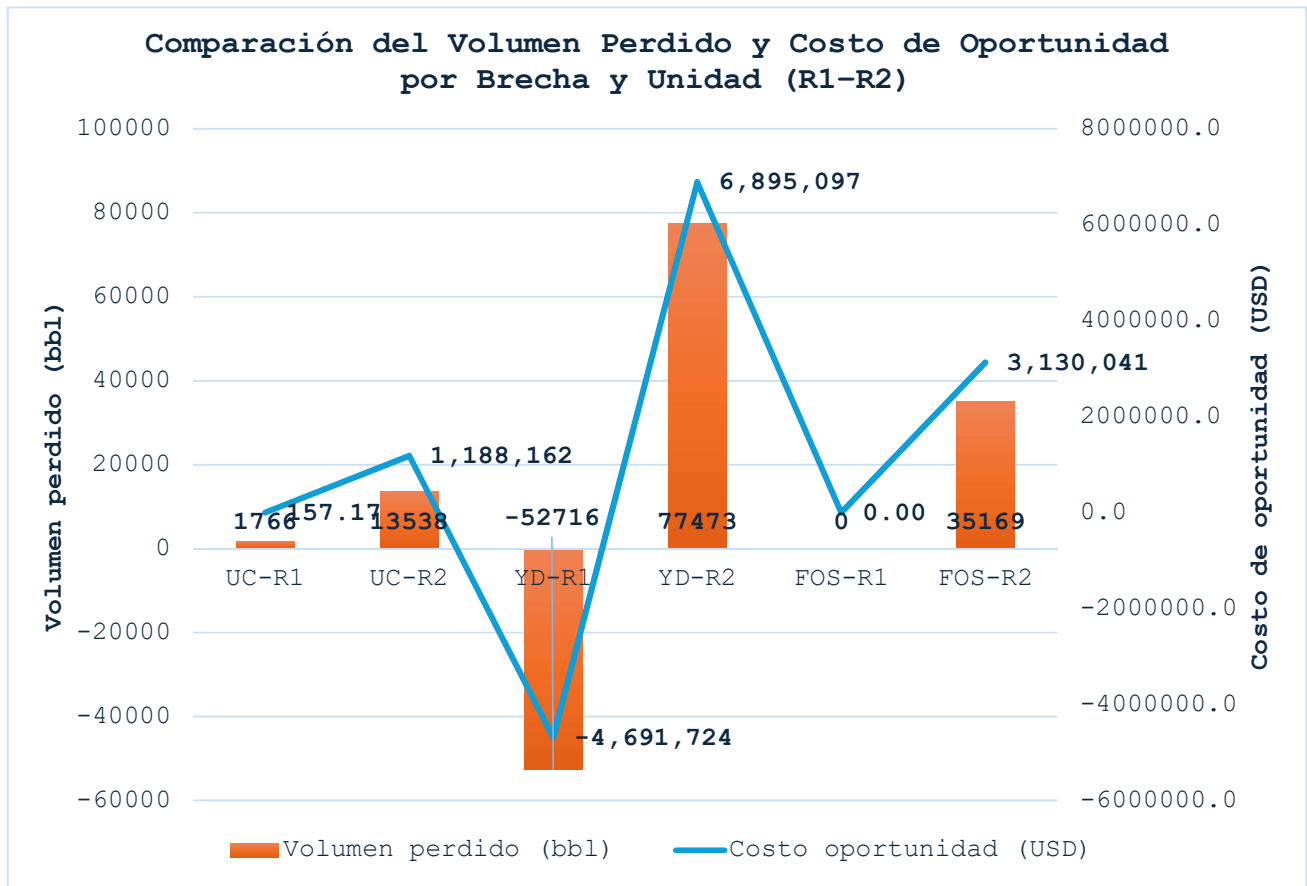


Figura 7 Distribución del costo de oportunidad trimestral por brecha operativa en unidades Amazonas I y Amazonas II

La figura 7 muestra que la Unidad R2 concentra las mayores pérdidas operativas y económicas de la refinería, especialmente en la brecha YD-R2, donde se registran 77,473 bbl perdidos y un costo de oportunidad de USD 6.90 millones, seguida por FOS-R2 con 35,169 bbl y USD 3.13 millones. En contraste, YD-R1 presenta valor negativo (-52,716 bbl) porque no es una pérdida sino una ganancia: R1 produjo 52,716 barriles más de lo esperado (40.4% vs 35% diseño). Esto ocurre porque R1 operó con temperatura óptima de hornos (339.9°C) que maximiza el fraccionamiento del crudo y con continuidad perfecta (FOS=100%) que mantiene estable el catalizador, mientras que R2 operó 30°C por debajo del diseño con paradas que redujeron su eficiencia. Este rendimiento superior reduce el costo económico en USD 4.69 millones. Las brechas de UC-R1 y UC-R2 muestran impactos moderados. En conjunto, la gráfica evidencia que las desviaciones en R2 generan la mayor afectación operativa y financiera durante el periodo analizado.

3.7 Identificación de oportunidades de mejora

A partir del análisis de brechas y costos de oportunidad, se identificaron oportunidades de mejora clasificadas en tres categorías principales

3.7.1 Oportunidades operativas

- **Optimización de temperatura en R2:** incrementar temperatura de hornos de 309.9°C a 340°C mediante ajuste de controles, con potencial de mejorar rendimiento de 26% a 30-32%
- ❖ **Impacto:** Reducción de brecha YD y captura de USD 2-3 millones trimestrales.
- ✓ **Fundamento:** Los estudios de Gheorghe et al. (2025) y Almabrouk et al. (2025) muestran, tanto experimentalmente como teóricamente, cómo operar a 340–380 °C con condiciones controladas optimiza la desulfurización, conversión, y calidad del diesel.
- **Mejora del hidrotratamiento:** Regenerar o reemplazar el catalizador de cobalto-molibdeno sobre alúmina y optimizar las condiciones operativas de presión, temperatura y relación hidrógeno-hidrocarburo para reducir el azufre de 163 ppm a ≤ 15 ppm en el ULSD.
- ❖ **Impacto:** Acceso a mercados premium y exportación
- ✓ **Fundamento:** Ghaloum et al. (2024) demuestran que el mantenimiento del catalizador y optimización de parámetros operativos tienen un impacto directo en la remoción de azufre. La European Commission (2022) establece rangos óptimos para cumplir ≤ 15 ppm, un factor clave para el acceso a mercados internacionales
- **Incremento de utilización R2:** Aumentar carga procesada de 9,345.7 a 10,800 bbl/día (90% UC)
- ✓ **Fundamento:** Bautista (2019) identificó brechas de eficiencia en refinerías latinoamericanas vs. estándares Solomon Associates. EIA (2023) establece 90% como referencia eficiente
- ❖ **Impacto:** USD 1.19 millones trimestrales adicionales

3.7.2 Oportunidades de mantenimiento

- **Mantenimiento preventivo robusto en R2:** Implementar predictivo para reducir paradas no programadas y mejorar el FOS de 79.6% a 95%
- ✓ **Fundamento:** Según Pham et al. (2025), el mantenimiento preventivo es crucial para evitar desactivaciones prematuras del catalizador y paradas no programadas, que afectan directamente la eficiencia operativa

- ❖ **Impacto:** USD 3.13 millones trimestrales
- **Gestión de integridad catalítica:** Monitorear temperatura, caída de presión y conversión de azufre
- ✓ **Fundamento:** Según Gil et al. (2024), el seguimiento de estas variables es fundamental para mantener la estabilidad del proceso y mejorar la calidad del producto final

3.7.3 Oportunidades de gestión

- **Sistema de monitoreo KPIs:** Se propone implementar un dashboard integrado de KPIs que consolide indicadores clave como utilización de capacidad, rendimiento de diésel, calidad del producto y frecuencia de paradas
- ❖ **Impacto:** Esto permitirá mejorar la toma de decisiones operativas al tener datos en tiempo real, lo que facilitaría ajustes inmediatos para optimizar el rendimiento
- ✓ **Fundamento:** Según Pacana (2025), el uso de dashboards con KPIs operativos permite monitorear continuamente el desempeño de unidades críticas, identificar desviaciones tempranas y mejorar la eficiencia operativa sin la complejidad de manejar grandes volúmenes de datos
- **Transferencia de mejores prácticas:** Documentar y replicar procedimientos exitosos de R1 (FOS=100%, YD=40.4%) en R2
- ✓ **Fundamento:** Pham et al. (2025) demostraron que el monitoreo constante y la estandarización de buenas prácticas operativas entre unidades pueden mejorar significativamente el desempeño, especialmente cuando existen brechas operativas

Capítulo 4

4.1 Conclusiones y recomendaciones

4.1.1 Conclusiones

Luego de aplicar las fases metodológicas planteadas para la evaluación de la eficiencia operativa de las unidades de producción de diésel-II de la Refinería Shushufindi, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- El análisis del desempeño operativo evidenció diferencias significativas entre las unidades Amazonas I (R1) y Amazonas II (R2). La Unidad R1 presentó una operación estable y eficiente, con una utilización de capacidad del 88.4%, un factor on-stream del 100% y un rendimiento de diésel-II del 40.4%, mientras que la Unidad R2 operó con menor estabilidad, alcanzando una utilización del 77.9%, un factor on-stream promedio del 79.6% y un rendimiento del 26%, lo que limita el desempeño global de la refinería.
- Se realizó una evaluación integral del desempeño operativo en un periodo de tres meses (agosto-octubre 2025), mediante la cual se identificó una brecha crítica en la Unidad Amazonas II al registrar una temperatura de carga promedio de 309.9 °C, frente a los 340 °C de diseño. A través de este análisis, se determinó que dicha subutilización térmica, vinculada a una deficiencia en la continuidad operativa detectada en el mismo trimestre con solo 12 días de operación efectiva en el mes de octubre, fundamenta la necesidad técnica de estandarizar nuevos puntos de consigna para optimizar el rendimiento de diésel-II.
- La evaluación económica determinó que las brechas operativas generan un impacto significativo en la rentabilidad de la refinería. El costo de oportunidad trimestral alcanzó USD 11.37 millones, concentrándose en un 98.6% en la Unidad Amazonas II, principalmente por el bajo rendimiento de diésel-II, la pérdida de continuidad operativa y la subutilización de la capacidad instalada.
- En términos de calidad del producto, el diésel-II producido cumplió al 100% con la normativa nacional INEN 1489; sin embargo, presentó un contenido promedio de azufre de 163 ppm, lo que no satisface los estándares internacionales de ultra bajo azufre (≤ 15 ppm). Esta condición limita la competitividad del producto y evidencia la necesidad de mejoras en la unidad de hidrotratamiento para acceder a mercados internacionales y reducir la dependencia de importaciones.

4.1.2 Recomendaciones

Tras culminar lo planificado en la propuesta y con base en los resultados obtenidos, se plantean las siguientes recomendaciones primordiales:

- Realizar estudios de optimización operativa en la Unidad Amazonas II, enfocados en el ajuste de la temperatura de los hornos, la presión de operación y la relación hidrógeno-hidrocarburo, con el fin de mejorar el rendimiento de diésel-II y reducir las brechas identificadas.
- Desarrollar investigaciones futuras sobre el desempeño del catalizador de hidrotratamiento, considerando su regeneración o reemplazo, para alcanzar contenidos de azufre compatibles con estándares internacionales de ultra bajo azufre.
- Extender el alcance del estudio hacia variables energéticas y ambientales, como consumo específico de energía y emisiones asociadas, que no fueron abordadas por limitaciones de información, pero continúan siendo relevantes para una evaluación integral del desempeño de la refinería.

Bibliografía

- Banco Central del Ecuador. (abril de 2023). *Boletín Analítico del Sector Petrolero (ASP 202304)*.
Obtenido de Banco Central del Ecuador:
<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202304.pdf>
- Chemical Team Development. (12 de diciembre de 2016). *FQE Chemicals*. Obtenido de Catalytic Cracking Process, Fouling, and Cleaning Methods (Part 13: Catalytic Cracking):
<https://fqechemicals.com/catalytic-cracking/>
- IEA. (1 de Octubre de 2024). *Energy Efficiency 2024*. Obtenido de International Energy Agency:
<https://www.iea.org/>
- (IEA), I. E. (1 de marzo de 2024). *CO₂ emissions in 2023 – Executive summary*. Obtenido de International Energy Agency (IEA): <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023/executive-summary>
- Álvarez et al. (1 de Noviembre de 2012). *Modelado del proceso de hidrotratamiento de diésel*.
Obtenido de Revista ION - SciELO Colombia:
http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-100X2012000200002
- American Society for Testing and Materials. (2023). *ASTM D975-23: Standard specification for diesel fuel*. Obtenido de ASTM International: <https://www.astm.org/d0975-23.html>
- ANCAP. (26 de Septiembre de 2025). *Procesos de la Refinería*. Obtenido de ANCAP:
<https://www.ancap.com.uy/1855/1/procesos-de-la-refineria.html>
- Argus Media. (6 de junio de 2024). *Ecuador fuel subsidy plan draws strike threat*. Obtenido de Argus Media: <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2575568-ecuador-fuel-subsidy-plan-draws-strike-threat>
- Bautista, H. A. (Marzo de 2019). *Centro de Investigación y Asistencia Técnica (CIATEQ)*.
Obtenido de Repositorio Institucional CIATEQ:
<https://ciateq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1020/306/1/OrtizBautistaHugoA%20MDGPI%20para%20RN%202019.pdf>
- BID et al. (1 de Diciembre de 2017). *Eficiencia energética en América Latina y el Caribe: Avances y oportunidades*. Obtenido de BID Publications:
<https://publications.iadb.org/es/eficiencia-energetica-en-america-latina-y-el-caribe-avances-y-oportunidades>

- BMI. (10 de octubre de 2025). *BMI Lowers Global Diesel Price Forecast*. Obtenido de Rigzone: https://www.rigzone.com/news/bmi_lowers_global_diesel_price_forecast-31-oct-2025-182211-article/
- Castaño, P. (1 de Junio de 2008). *Hidrotratamiento de destilados y residuales del petróleo*. Obtenido de Universidad del País Vasco: <https://addi.ehu.es/bitstream/handle/10810/16705/Tesis.pdf>
- Colorado School of Mines. (31 de diciembre de 2022). *Global Gas Flaring Observed from Space (VIIRS)*. Obtenido de Earth Observation Group (EOG): https://eogdata.mines.edu/products/vnf/global_gas_flare.html
- Dan Technique. (9 de diciembre de 2013). *ECHEVERRÍA IZQUIERDO S.A. – Antorcha de Seguridad*. Obtenido de Dan Technique: <https://dan.cl/Proyectos-Destacados/echeverria-izquierdo-soluciones-industriales-s-a/enb>
- El Oriente. (2 de octubre de 2023). *El Oriente*. Obtenido de La refinería Shushufindi concluyó mantenimiento programado: <https://www.eloriente.com/articulo/la-refineria-shushufindi-concluyo-mantenimiento-programado/41816>
- El Tiempo. (24 de Octubre de 2017). *Refinería de Barranca, entre las de superior eficiencia en A. Latina*. Obtenido de El Tiempo: <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/las-refinerias-mas-competitivas-de-america-latina-144034>
- Engineering, CADE. (14 de Mayo de 2025). *Análisis Pinch: Optimización Energética Y Evolución Hacia La Sostenibilidad Industrial*. Obtenido de CADE Engineered Technologies: <https://cadeengineering.com/es/analisis-pinch-optimizacion-energetica-y-evolucion-hacia-la-sostenibilidad-industrial/>
- EPA. (15 de junio de 2020). *Ultra-Low Sulfur Diesel (ULSD) fuel standards*. Obtenido de EPA: <https://www.epa.gov/diesel-fuel-standards/ultra-low-sulfur-diesel>
- European Commission. (16 de diciembre de 2022). *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas (FMP BREF)*. Obtenido de European Commission – JRC EIPPCB: https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2022-12/FMP%20BREF_Final%20Version.pdf

- European Commission, J. R. (1 de Marzo de 2022). *Best Available Techniques Reference Document for the refining of mineral oil and gas*. Obtenido de Publications Office of the European Union: <https://ec.europa.eu/>
- European Commission, J. R. (16 de diciembre de 2022). *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas (FMP BREF)*. Obtenido de European Commission – JRC EIPPCB: https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2022-12/FMP%20BREF_Final%20Version.pdf
- Freepik. (20 de Enero de 2025). *Vista aérea refinería gas petróleo industria petrolera*. Obtenido de Freepik: https://www.freepik.es/foto-gratis/vista-aerea-refineria-gas-petroleo-industria-petrolera_23404841.htm
- Gary et al. (2007). *Petroleum refining: Technology and economics*.
- Guanajato . (2022). *Universidad de Guanajuato* . Obtenido de Recursos Educativos Abiertos - Universidad de Guanajuato: <https://blogs.ugto.mx/rea/clase-digital-7-diseno-de-redes-de-recuperacion-de-calor/>
- Honeywell. (1 de Junio de 2023). *Advanced Process Control Solutions for Refineries*. Obtenido de Honeywell Process Solutions: <https://www.honeywell.com/>
- ICCT. (1 de Marzo de 2019). *Introducción a la refinación del petróleo y producción de combustibles de ultra bajo azufre*. Obtenido de The International Council on Clean Transportation: https://theicct.org/sites/default/files/ICCT_RefiningTutorial_Spanish.pdf
- INSPENET. (15 de Noviembre de 2024). *Destilación en la Industria de Petróleo y Gas*. Obtenido de INSPENET: <https://inspenet.com/articulo/destilacion-en-la-industria-de-petroleo-gas/>
- INSPENET. (8 de Enero de 2025). *Procesos Industriales de Refinación del Petróleo*. Obtenido de INSPENET: <https://inspenet.com/articulo/procesos-industriales-de-refinacion-petroleo/>
- Institute, E. (20 de junio de 2024). *Statistical Review of World Energy 2024 (73rd edition)*. Obtenido de Energy Institute – Statistical Review: <https://www.energyinst.org/statistical-review>
- Instituto Ecuatoriano de Normalización. (2013). *NTE INEN 1489: Combustibles — Diésel automotriz — Requisitos*. Obtenido de INEN: <https://www.normalizacion.gob.ec/>

- International Council on Clean Transportation . (2019). *Global refinery greenhouse gas emissions*.
Obtenido de ICCT: <https://theicct.org/publication/global-refinery-greenhouse-gas-emissions/>
- International Monetary Fund. (22 de 2023 de 2023). *IMF Fossil Fuel Subsidies Data: 2023 Update*. Obtenido de International Monetary Fund (IMF):
<https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2023/08/22/IMF-Fossil-Fuel-Subsidies-Data-2023-Update-537281>
- Ministerio de Energía y Minas del Ecuador. (agosto de 2024). *Balance Energético Nacional 2023*.
Obtenido de Ministerio de Energía y Minas del Ecuador:
<https://www.geoenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/08/Balance-Energetico-Nacional-2023.pdf>
- Montgomery, D. C. (2019). *Statistical Quality Control: A Modern Introduction*. Hoboken: Wiley.
- Oiltanking. (26 de Septiembre de 2025). *El Proceso de Refinación de Petróleo*. Obtenido de Oiltanking Group: <https://www.oiltanking.com/es/publicaciones/glosario/el-proceso-de-refinacion-de-petroleo.html>
- OPEC. (14 de octubre de 2024). *Annual Report 2024*. Obtenido de OPEC:
<https://www.opec.org/assets/assetdb/annual-report-2024.pdf>
- Petroecuador. (31 de Diciembre de 2023). *Informe de gestión 2023*. Obtenido de EP Petroecuador:
<https://www.eppetroecuador.ec/>
- Petroecuador. (17 de enero de 2024). *De enero a diciembre de 2023, los tres centros refinadores de EP Petroecuador alcanzaron una producción de derivados de más de 63,89 millones de barriles*. Obtenido de EP Petroecuador: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=20891>
- Petroecuador. (30 de Septiembre de 2024). *Estadísticas de producción de derivados*. Obtenido de EP Petroecuador: <https://www.eppetroecuador.ec/>
- Petroecuador, E. (15 de septiembre de 2023). *Plan general de negocios, expansión e inversión de EP Petroecuador (PGN 2023)*. Obtenido de EP Petroecuador:
<https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/09/PGN-2023-FINAL-con-actualizacion-estimados-05-07-2023-con-resolucion.pdf>

- Primicias. (25 de Diciembre de 2019). *La refinería Shushufindi reiniciará producción de derivados, el lunes*. Obtenido de Primicias: <https://www.primicias.ec/noticias/economia/refineria-shushufindi-reiniciara-produccion-derivados/>
- Primicias. (15 de Enero de 2025). *¿Cuál ha sido el costo histórico del subsidio al diésel en Ecuador? Una respuesta pendiente*. Obtenido de Revista Gestión - Primicias: <https://www.primicias.ec/revistagestion/analisis/costo-subsidio-diesel-ecuador-105863/>
- Products, G. (29 de Octubre de 2018). *What Goes On at an Oil Refinery?* Obtenido de GLT Products Blog: <https://blog.gltproducts.com/blog/what-goes-on-at-an-oil-refinery>
- Project, Global Carbon. (13 de noviembre de 2024). *Fossil fuel CO₂ emissions increase again in 2024*. Obtenido de Global Carbon Budget: <https://globalcarbonbudget.org/fossil-fuel-co2-emissions-increase-again-in-2024/>
- Repsol. (26 de Septiembre de 2025). *Refinación del petróleo y obtención de sus productos derivados*. Obtenido de Repsol: <https://www.repsol.com/es/conocenos/nuestra-actividad/industrial/refino/index.cshtml>
- Reuters. (3 de julio de 2025). *Reuters*. Obtenido de Oleoducto SOTE de Ecuador suspende bombeo de crudo de manera preventiva: <https://www.reuters.com/latam/negocio/4FGFYJGHYVNHZPLOBVPSLJYIMA-2025-07-03/>
- Robles, A. M. (15 de septiembre de 2022). *Benemérita Sociedad Química de México (BSQM)*. Obtenido de Hidrotratamiento de destilados y residuales del petróleo: evaluación del desempeño del conjunto catalizador-unidad: https://bsqm.org.mx/pdf-boletines/V16/V16N3/BSQM221603_gHidrotratamiento.pdf
- Sciences, C. o. (24 de Mayo de 2024). *Atmospheric and Vacuum Distillation Units*. Obtenido de Petroleum Refining Penn State College of Earth and Mineral Sciences: <https://courses.ems.psu.edu/fsc432/content/atmospheric-and-vacuum-distillation-units>
- STAR. (1 de Septiembre de 2015). *Energy efficiency improvement and cost saving opportunities for petroleum refineries*. Obtenido de Lawrence Berkeley National Laboratory: <https://www.energy.gov/>

- STAR, U. E. (30 de marzo de 2015). *NERGY STAR® guide for petroleum refineries*. Obtenido de U.S. Environmental Protection Agency (EPA) – ENERGY STAR: https://www.energystar.gov/sites/default/files/tools/ENERGY_STAR_Guide_Petroleum_Refineries_20150330.pdf
- United Nations Environment Programme . (19 de marzo de 2025). *Accelerating the global shift to a cleaner on-road diesel fleet*. Obtenido de United Nations Environment Programme (UNEP): <https://www.unep.org/resources/policy-and-strategy/accelerating-global-shift-cleaner-road-diesel-fleet>
- Universo, E. (24 de abril de 2025). *El Universo*. Obtenido de Producción y exportación de crudo de Petroecuador cayeron en el primer trimestre de 2025, mientras que la importación de derivados aumentó: <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/petroecuador-produccion-petroleo-cayo-62-primer-trimestre-2025-nota/>
- Viceministerio de Hidrocarburos, M. d. (diciembre de 2024). *Estadística de Hidrocarburos – Derivados 2023*. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas – Gobierno del Ecuador: https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2024/12/ESTADISTICA-DE-HIDROCARBUROS_DERIVADOS-2023.pdf
- Wang. (2 de junio de 2020). *Carbon intensity of global crude oil refining and mitigation potential*. Obtenido de Stanford University – Energy–Atmosphere–Oil (EAO): <https://eao.stanford.edu/publications/journal-articles/carbon-intensity-global-crude-oil-refining-and-mitigation-potential>
- Wang et al. (1 de Diciembre de 2020). *Energy efficiency and greenhouse gas emission factors of petroleum refining products*. Obtenido de Energy & Fuels - ACS Publications: <https://pubs.acs.org/>
- World Bank. (20 de junio de 2024). *2024 Global Gas Flaring Tracker Report*. Obtenido de World Bank – Global Gas Flaring Reduction: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/publication/2024-global-gas-flaring-tracker-report>
- World Bank. (1 de Marzo de 2024). *Global gas flaring reduction partnership annual report*. Obtenido de World Bank Group: <https://www.worldbank.org/>

- Pacana, A. (2025). *Integration of Key Performance Indicators (KPI) Taxonomy for Operational Efficiency in Industrial Systems*. *Journal of Operational Excellence*, 18(23), 6133.
<https://doi.org/10.3390/en18236133>
- Ghaloum, M., et al. (2024). *Enhancing Ultradeep Hydrodesulfurization of Coker Diesel via Adsorption-Assisted HDS*. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 34(3), 145-160.
- Gil, A., Sancho-Sanz, I., & Korili, S. A. (2024). Progress and Perspectives in the Catalytic Hydrotreatment of Bio-Oils: Effect of the Nature of the Metal Catalyst. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 63(27), 11759-11775.
<https://doi.org/10.1021/acs.iecr.4c00747>
- Pham, P. T. H., Pham, C. Q., Dam, T.-T., Nguyen, Q.-A., & Nguyen, T. M. (2025). *A comprehensive review of catalyst deactivation and regeneration in heavy oil hydroprocessing*. *Fuel Processing Technology*, 267, 108170.
<https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2024.108170>