

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATÓLICA DEL PERÚ**

Escuela de Posgrado



**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA UNIDAD
DE HIDRODESULFURIZACIÓN EN LA AMAZONÍA PERUANA PARA
LA PRODUCCIÓN DE DIÉSEL DE BAJO AZUFRE**

Tesis para obtener el grado académico de Maestro en Gestión de la
Ingeniería que presenta:

Carlos Alberto Rios Barbarán

Asesor:

Marco Antonio Gusukuma Higa

Lima, 2024

Informe de Similitud

Yo, MARCO ANTONIO GUSUKUMA HIGA, docente de la Escuela de Posgrado de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor de la tesis titulada:

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA UNIDAD DE HIDRODESULFURIZACIÓN EN LA AMAZONÍA PERUANA PARA LA PRODUCCIÓN DE DIÉSEL DE BAJO AZUFRE,


del autor:

CARLOS ALBERTO RÍOS BARBARÁN

dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 13 %. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software Turnitin el 20/03/2024.
- He revisado con detalle dicho reporte y confirmo que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio alguno.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lugar y fecha: SAN MIGUEL, 20/03/2024

Apellidos y nombres del asesor / de la asesora: GUSUKUMA HIGA, MARCO ANTONIO	
DNI: 10346505	Firma 
ORCID: 0000-0001-6552-9675	

DEDICATORIA

A mi adorada madre, cuyo amor y sacrificio han sido la fuerza motriz detrás de cada logro en mi vida. Esta tesis es un humilde tributo a su incansable apoyo y a la inspiración que me brinda para superar cada obstáculo que se presenta. Gracias por ser mi guía constante, mi fuente de fortaleza y mi eterna motivación.

A mis queridos hermanos Tahitiana y Valery, cuyo ejemplo y aliento han iluminado mi camino durante este desafiante viaje académico. Esta tesis es un tributo a nuestra conexión indestructible y a la inspiración que siempre encuentro en ustedes. Gracias hermano por motivarme a ser cada vez mejor, este logro es tuyo tanto como mío.

A mi amada hija Luna Rafaella, quien ha sido mi principal inspiración para el presente logro. Su amor incondicional ha sido la luz que iluminó cada paso de este viaje académico. Esta tesis es un tributo a la esperanza de un futuro brillante que compartiremos juntos. Gracias por ser mi fuente inagotable de amor y motivación.

A mis queridos abuelitos Manuel y Zenir. Esta tesis es un homenaje a sus enseñanzas, amor y sabiduría, que continúan guiándome desde lo más alto. Siempre estarán presente en mis éxitos y en mi gratitud eterna.

RESUMEN

La historia de la Refinación en el Perú se remonta al año 1917 con la construcción de la Refinería Talara, en el departamento de Piura. Actualmente, existen 07 refinerías de Petróleo a nivel nacional: Refinería Talara, Refinería Iquitos, Refinería Conchán, Refinería El Milagro, Refinería La Pampilla, Refinería Shiviayacu y Refinería Pucallpa.

En la Amazonía Peruana, el abastecimiento de combustibles es realizado por la Refinería Iquitos de propiedad de la empresa Petroperú S.A., mediante una Unidad de Destilación Primaria cuya capacidad de procesamiento es de 10.5 MBPD, cubriendo la demanda de combustibles en los departamentos de Loreto, San Martín y Ucayali. La calidad del diésel producido en dicha Refinería tiene un contenido de azufre superior a 800 ppm, el cual se encuentra por encima de los valores establecidos en la normativa peruana (50 ppm máximo).

Bajo ese esquema, la presente Tesis propone la evaluación técnica y económica de una alternativa para realizar el tratamiento del Diésel producido en la Unidad de Destilación Primaria de la Refinería Iquitos, de esta manera reducir el contenido de azufre y disminuir los contaminantes que actualmente son emitidos al medio ambiente, cumpliendo con lo estipulado en la normativa peruana para la venta y distribución de diésel de bajo azufre.

La metodología planteada para el desarrollo del trabajo consiste en evaluar técnicamente, mediante el uso del paquete de simulación *Aspen Hysys versión 11.0*, el dimensionamiento, la capacidad y las condiciones de las corrientes de salida de una Unidad de Hidrodesulfurización de Diésel; así mismo, se determinará la viabilidad económica de su implementación en el esquema actual de la Refinería Iquitos, con el objetivo de obtener un diésel de bajo contenido de azufre (<50 ppm).

PALABRAS CLAVE:

- 1) Hidrotratamiento.
- 2) Unidad de Destilación Primaria.
- 3) Refinación de Petróleo.
- 4) Eficiencia energética.
- 5) Simulación.

ABSTRACT

The history of Refining in Peru dates back to 1917 with the construction of the Talara Refinery, in the department of Piura. Currently, there are 07 oil refineries nationwide: Talara Refinery, Iquitos Refinery, Conchán Refinery, El Milagro Refinery, La Pampilla Refinery, Shiviayacu Refinery and Pucallpa Refinery.

In the Peruvian Amazon, the fuel supply is carried out by the Iquitos Refinery owned by the company Petroperú S.A., through a Primary Distillation Unit whose processing capacity is 10,500 barrels per day, covering the demand for fuels in the departments of Loreto, San Martín and Ucayali. The quality of the diesel produced in said Refinery has a sulfur content greater than 800 ppm, which is above the values established in Peruvian regulations (50 ppm maximum).

Under this scheme, this Thesis proposes the technical and economic evaluation of an alternative to carry out the treatment of Diesel produced in the Primary Distillation Unit of the Iquitos Refinery, thus reducing the sulfur content, and reducing the pollutants that are currently emitted to the environment, complying with the provisions of Peruvian regulations for the sale and distribution of low sulfur diesel.

The methodology proposed for the development of the work consists of technically evaluating, using the Aspen Hysys version 11.0 simulation package, the sizing, capacity and conditions of the outlet currents of a Diesel Hydrodesulfurization Unit; Likewise, the economic feasibility of its implementation in the current scheme of the Iquitos Refinery will be determined, with the objective of obtaining a diesel with low sulfur content (<50 ppm).

KEYWORDS:

- 1) Hydrotreating.
- 2) Primary Distillation Unit.
- 3) Oil Refining.
- 4) Energy efficiency.
- 5) Simulation.

ÍNDICE

Dedicatoria	iii
Resumen	iv
Abstract	v
Lista de tablas.....	viii
Lista de figuras	ix
Abreviaturas	x
Introducción	1
PRIMERA PARTE: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN	5
CAPÍTULO I	
Marco Teórico: El Diésel y su proceso de Hidrodesulfurización	5
1.1. Antecedentes.....	5
1.2. Marco de Referencia	8
1.2.1 Diésel.....	8
1.2.2 Hidrodesulfurización	9
1.3. Marco Legal.....	15
SEGUNDA PARTE: DISEÑO METODOLÓGICO Y RESULTADOS	16
CAPÍTULO II	
Diseño Metodológico.....	16
2.1. Recopilación de información.....	16
2.2. Definición de diagrama de flujo y variables operacionales del proceso.....	16
2.3. Desarrollo del modelo del proceso de Hidrotratamiento de Diésel	16
2.4. Evaluación técnica de la operación y calidad del diésel producido	16
2.5. Evaluación económica.....	17
CAPÍTULO III	
Análisis y Discusión de Resultados.....	18
3.1. Descripción de la situación actual.....	18
3.2. Bases de diseño	19
3.3. Construcción del modelo de simulación.....	25
3.4. Balance de Materia y Energía.....	43

CAPÍTULO IV

Evaluación Económica.....	51
4.1. Bases para el análisis económico.....	51
4.2. Determinación de los ingresos.....	52
4.3. Determinación de los egresos	54
4.4. Estimado de la inversión.....	54
4.5. Rentabilidad de la inversión.....	56
Conclusiones	58
Recomendaciones	59
Referencias bibliográficas.....	60
Anexos	63

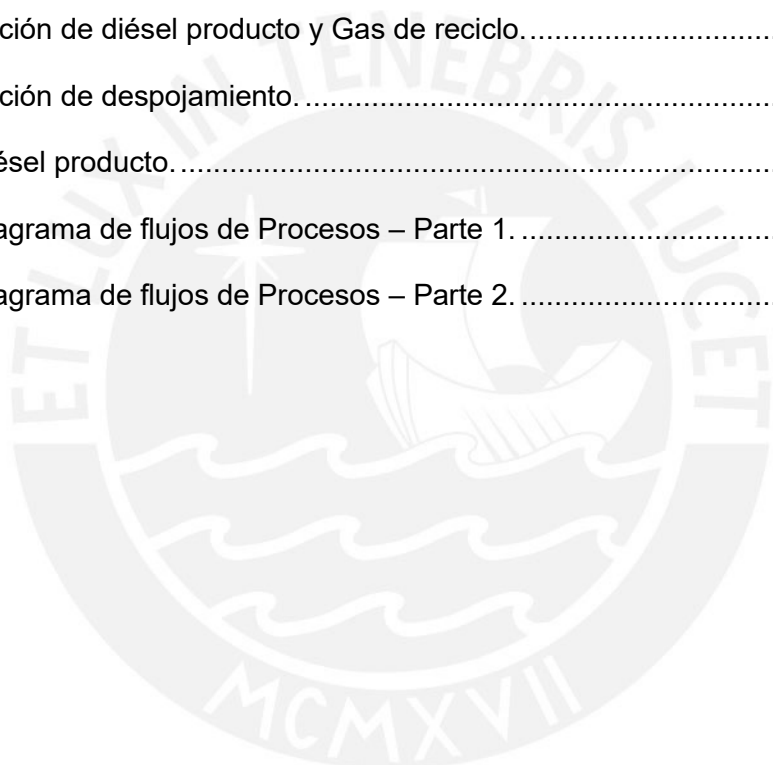


LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Variables de Operación.....	12
Tabla 2: Caracterización del Diésel.....	22
Tabla 3: Caracterización del azufre en el Diésel	22
Tabla 4: Rendimiento de producción.....	23
Tabla 5: Condiciones de operación de la Unidad	25
Tabla 6: Composición del Diésel.....	30
Tabla 7: Especificaciones del Diésel producto	36
Tabla 8: Características de las bombas	38
Tabla 9: Características del Reactor	39
Tabla 10: Características de los compresores	39
Tabla 11: Características de la columna.....	40
Tabla 12: Características de los Intercambiadores	41
Tabla 13: Características de los recipientes verticales.....	42
Tabla 14: Corrientes del balance de materia y energía.....	46
Tabla 15: Ingreso por ventas	52
Tabla 16: Costo de materia prima.....	53
Tabla 17: Ingreso neto anual por venta de diésel B5	53
Tabla 18: Estimado de la inversión	55
Tabla 19: Resumen del estimado de inversión.....	56
Tabla 20: Resumen del análisis de sensibilidad.....	57

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Típica unidad de Hidrodesulfurización de Diésel.....	11
Figura 2: Diagrama de bloques de la alternativa.....	19
Figura 3: Ubicación del proyecto.....	20
Figura 4: Refinería Iquitos.....	21
Figura 5: Caracterización de la alimentación en el simulador.....	27
Figura 6: Alimentación Diésel Selva.....	27
Figura 7: Sección de Pre calentamiento de la alimentación y de reacción.	29
Figura 8: Sección de diésel producto y Gas de reciclo.....	33
Figura 9: Sección de despojamiento.....	34
Figura 10: Diésel producto.....	35
Figura 11: Diagrama de flujos de Procesos – Parte 1.....	44
Figura 12: Diagrama de flujos de Procesos – Parte 2.....	45



ABREVIATURAS

- **API:** Unidad de medición de densidad del petróleo.
- **BPD:** Barriles por Día.
- **DCS:** Sistema de Control Distribuido (*Distributed Control System*).
- **HDS:** Hidrodesulfurización
- **MBPD:** Miles de Barriles por Día.
- **ODS:** Desulfuración Oxidativa.
- **PFD:** Diagrama de flujo de procesos (*Process Flowsheet Diagram*).
- **P&ID:** Diagrama de Tuberías e Instrumentación (*Piping and Instrumentation Diagram*).
- **UDP:** Unidad de Destilación Primaria.
- **ULSD:** Diésel ultra bajo en azufre (*Ultra Low Sulfur Diésel*)

INTRODUCCIÓN

El presente capítulo, presenta una visión general del problema de investigación, su relevancia y el contexto en el que se desarrolla la tesis. Se justifica la importancia de abordar este problema y se establecen los objetivos y preguntas de investigación que guiarán el estudio. Además, se realiza una breve revisión de la literatura relacionada con el tema y se describe la metodología que se utilizará para abordar las preguntas de investigación. Así mismo, se proporciona una estructura general de la tesis, delineando los capítulos o secciones principales y cómo se conectan entre sí. También se discuten las limitaciones del estudio y se destaca la contribución original que se espera lograr.

1.1. Descripción del tema

La empresa Petroperú S.A. a través de su refinería ubicada en la ciudad de Iquitos, se encarga del abastecimiento de combustibles a la región oriente del país. Dicha refinería sólo cuenta con una Unidad de Destilación Primaria con capacidad máxima de procesamiento de 10,500 BPD, cuyo diésel producto presenta una concentración de azufre por encima de 800 ppm (Petroleos del Perú - Petroperú S.A., 2022). Actualmente el diésel obtenido en la Unidad de Destilación Primaria es comercializado directamente con la mezcla de 5 % de biodiésel (B100) bajo la condición de diésel B5.

El Estado Peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas, Ministerio del Ambiente y Ministerio de Transportes y Comunicaciones, ha aprobado normativas orientadas a reducir la contaminación ambiental y promover el consumo de combustibles más limpios. Así mismo, se estableció la prohibición de comercializar y usar diésel B5 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en los departamentos de Lima, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios y en la Provincia Constitucional del Callao. (R.M. N°139-2012-MEM/DM, 2012)

Con respecto a la Amazonía Peruana, se exceptuó en los departamentos de Loreto y Ucayali, el uso y comercialización del Diésel B5 con un contenido de azufre no mayor de 50 ppm a nivel nacional, dado que son zonas de difícil acceso y con infraestructura de almacenamiento de Combustibles y Biocombustibles limitada. (D.S. N°014-2021-EM, 2021)

Por lo tanto, para cumplir con la normativa vigente y reducir las emisiones de contaminantes al medio ambiente, se requiere la implementación de una Unidad de Hidrodesulfurización de diésel en el esquema actual de refinación de la Refinería Iquitos, lo cual permitirá reducir la concentración de azufre hasta los límites máximos permisibles que exige la norma.

1.2. Planteamiento del Problema

¿Es técnica y económicamente viable implementar una Unidad de Hidrodesulfurización en la Refinería de Iquitos ubicada en la Amazonía Peruana para reducir el contenido de azufre en el diésel producido?

1.3. Justificación

Con el paso de los años, la refinación del petróleo en el mundo ha venido sufriendo diferentes cambios debido a que el petróleo extraído es cada vez más pesado, el cual a su vez contiene mayores productos contaminantes, principalmente el contenido de azufre. Por ello, resulta conveniente realizar el presente estudio con el objetivo de realizar el tratamiento adecuado a los productos derivados del petróleo, para así cumplir con los estándares de calidad de acuerdo con la normativa vigente.

La presencia de un alto contenido de azufre en los combustibles, pueden causar corrosión en las tuberías y en el cilindro del motor, produciendo también dióxido de azufre durante la combustión; por lo tanto, los resultados del presente estudio serán trascendentes para la sociedad, el cual conllevará a cuidar nuestros vehículos y disminuir el impacto de las emisiones al ambiente. (Ray Chaudhuri, 2011).

Para el desarrollo del trabajo se propone utilizar el paquete de simulación Aspen Hysys versión 11.0, el cual nos permitirá dimensionar la Unidad de Hidrodesulfuración de diésel que se requiere implementar, con el objetivo de obtener un producto con un contenido de azufre menor a 50 ppm.

Los resultados de esta investigación podrán ser utilizados como marco inicial para una futura modernización de la Refinería Iquitos, de esta manera la

Amazonía Peruana se adecúe a la Normativa Nacional en lo referente al contenido de azufre en el diésel.

1.4. Objetivos

1.4.1. General

Determinar la viabilidad técnica y económica de la implementación de una Unidad de Hidrodesulfurización de diésel en una Refinería ubicada en la Amazonía Peruana, para cumplir con las exigencias de calidad según la normativa peruana vigente.

1.4.2. Específicos

- Simular la producción de un combustible diésel que cumpla con los estándares de calidad requerido por la normativa nacional.
- Calcular los balances de materia y energía para el dimensionamiento, selección y capacidad de los principales equipos a implementar en la operación de la Unidad de Hidrodesulfurización.
- Evaluar técnica y económicamente la implementación de la Unidad de Hidrodesulfurización de diésel previamente dimensionada.

1.5. Hipótesis

La implementación de la unidad de Hidrodesulfurización de diésel en el esquema de refinación de la Amazonia Peruana, permitirá obtener diésel de bajo azufre de manera rentable.

1.6. Alcance de investigación

La presente Tesis, aborda un tipo de investigación correlacional y descriptiva, en la que se describen y examinan los resultados obtenidos de la simulación a través de conceptos y variables al producto diésel obtenido en la Refinería Iquitos de PETROPERÚ.

Este trabajo es académico y no tiene como objetivo ser un proyecto inicial para una empresa, sino que surge de la inquietud y el interés generados por los estudios de maestría.

El resultado del proyecto nos permitirá determinar la viabilidad de implementación de una Unidad de Hidrodesulfurización de Diésel en la Amazonía Peruana que nos permita obtener un producto con contenido de azufre menor a 50 ppm, para ello se utilizará el paquete de simulación *Aspen Hysys versión 11.0*.

1.7. Periodo de Análisis

El periodo de análisis corresponde a la etapa en el que la Unidad de Destilación de Refinería Iquitos procesa su mayor capacidad, esto con el fin de dimensionar la unidad de Hidrodesulfurización bajo esos parámetros.

1.8. Fuentes de información e instrumentos utilizados

Las fuentes de información usadas principalmente para el desarrollo de la tesis fueron las siguientes:

- Literatura académica: conformado por libros, artículos científicos, tesis previas; las mismas que se describen en el apartado de bibliografía.
- Información técnica: se empleó la descripción del proceso de refinación de refinería Iquitos, el mismo que fue proporcionado por la empresa Petroperú y se encuentra descrita en el anexo 1.
- Datos de análisis de laboratorio: Análisis de la calidad del Diésel producido en Refinería Iquitos. Información proporcionada por la empresa Petroperú y se encuentra descrita en el anexo 1.

CAPÍTULO I

Marco Teórico: El Diésel y su proceso de Hidrodesulfurización (HDS).

El presente capítulo se dedica a establecer el marco teórico que sustenta la investigación sobre el proceso de Hidrodesulfurización del diésel. El objetivo de este capítulo es proporcionar una base conceptual y teórica sólida que contextualice y justifique el estudio, además de establecer conexiones con el conocimiento existente en el campo de la Hidrodesulfurización y la producción de combustibles.

En la primera sección, se presenta una revisión de la literatura relevante en el campo de la Hidrodesulfurización del diésel, abordando investigaciones previas y avances tecnológicos. Se examinan artículos científicos e informes técnicos que han contribuido al desarrollo de este proceso.

La segunda sección se enfoca en la explicación de las teorías y conceptos fundamentales relacionados con la Hidrodesulfurización, incluyendo los mecanismos químicos involucrados, los catalizadores utilizados y los factores que influyen en la eficiencia del proceso.

1.1 Antecedentes

Los compuestos que contienen azufre son los compuestos más abundantes en el petróleo crudo. Wauquier (2004), señala que la concentración de azufre en la composición del petróleo puede oscilar entre 0.1 % y más del 8 % en peso, por ello la presencia de estos componentes en el combustible conduce a la emisión de óxidos de azufre y partículas de sulfato que no solo ponen en peligro la salud, sino que también reducen la vida útil de los catalizadores y motores de los vehículos debido a la corrosión.

Dependiendo de la complejidad de una refinería y la calidad del petróleo crudo procesado, el rendimiento de la producción de diésel representa aproximadamente el 36.9 % del total de los productos de refinería, Gary (2001). Por lo tanto, la mayoría de los procesos de desulfuración están relacionados con las corrientes que forman estos productos finales.

Durante más de tres décadas, se han empleado varias tecnologías de desulfuración de combustibles derivados del petróleo. Las tecnologías discutidas de eliminación de azufre de las corrientes de refinería conducen a una gran cantidad de temas de

investigación. Solo un enfoque integrado (selección del catalizador, diseño del reactor, configuración del proceso) conducirá a procesos de desulfuración novedosos y eficientes que produzcan combustibles con cero emisiones de azufre, Babich & Moulijn (2003).

Hoy en día, el diésel se desulfura mediante hidrotratamiento de todas las corrientes de refinería combinadas. Para obtener diésel con menos contenido de azufre, la operación de hidrotratamiento debe ser más severa. Para el diésel de destilación directa, la eliminación de azufre es el único punto de preocupación en el hidrotratamiento, ya que las demás especificaciones del diésel (número de cetano, densidad y contenido de poliaromáticos) se cumplen satisfactoriamente (Babich & Moulijn, 2003).

Así mismo, (Vimal Chandra, 2012) examina el estado actual de varias técnicas de desulfuración que se están estudiando en todo el mundo. Presenta una visión general de las nuevas tecnologías emergentes para la desulfuración profunda con el fin de producir combustibles de azufre ultra bajo. El autor señala que el uso extensivo de la hidrogenación catalítica para la eliminación de azufre sugiere que se pueden encontrar técnicas mejores para la desulfuración en un reactor de hidrogenación típico.

Antes de que puedan ser aplicadas a la desulfuración, sin embargo, se debe entender el funcionamiento de diferentes tipos de reactores de hidrogenación. La técnica de oxidación-extracción se puede utilizar como un proceso adicional al HDS para permitir que los refineros cumplan con las futuras regulaciones ambientales de azufre.

El HDS convencional se puede utilizar para reducir el contenido de azufre a algunos cientos de ppm. Luego, se aplica el enfoque de oxidación/extracción para obtener una desulfuración ultra profunda, ya que brinda una forma mejor y más efectiva desde el punto de vista económico para cumplir con los requisitos ambientales futuros de azufre.

(Gómez, y otros, 2010) desarrollaron un modelo matemático, validado con datos reales de operación, para ser usado como herramienta para predecir la tasa de consumo de hidrógeno y optimizar el grado de severidad en la operación del reactor

permitiendo así conocer la concentración de azufre en el flujo de producto desulfurado.

(Saleh, 2020) indica que en la actualidad el método de desulfuración comúnmente empleado en la refinería es la hidrodeshulfuración (HDS), el propósito principal de este método es la eliminación del azufre contenido en las corrientes de alimentación, el proceso se lleva a cabo en presencia de catalizador y de hidrógeno a altas presiones y temperaturas. El diseño de esta unidad se realiza bajo Licencia y existen un gran número de licenciantes, entre ellos se encuentran: Axens, CB&I Lummus Technology, Exxon Mobil Research and Engineering, Haldor Topsoe, Shell Global Solution, UOP, entre otros.

Así mismo, (Saleh, 2020) indica que la caracterización y análisis de compuestos de azufre es un elemento crítico en la ciencia del petróleo, ya que permite una mejor evaluación del proceso de refinería. El autor señala que, con respecto a la detección de azufre, se deben considerar varias ventajas al seleccionar un método de análisis de compuestos que contengan azufre, incluyendo precisión, exactitud, sensibilidad, linealidad y estabilidad con reproductibilidad a largo plazo. Además, el procesamiento de datos, la preparación y el pretratamiento de muestras, la simplicidad del método, las interferencias, el costo del análisis y la aptitud para el análisis rutinario también deben tenerse en cuenta. La eliminación de azufre de los combustibles es un paso esencial para proteger los vehículos producir combustibles y productos de bajo contenido de azufre.

La hidrodeshulfuración sigue siendo una poderosa tecnología de eliminación de azufre en la refinería, sin embargo, (Saleh, 2020) manifiesta que están surgiendo nuevas tecnologías de desulfuración, como la oxidación, la absorción y la biodesulfuración. La combinación de estas herramientas puede contribuir a la práctica actual de hidrodeshulfuración, lo que puede resolver la implicación de condiciones severas en su reacción. El estudio de la hidrodeshulfuración de tiofeno sigue siendo un área de interés para los investigadores para proporcionar el mejor catalizador y diseño cinético adecuado.

Del mismo modo, (Saleh, 2020) también indica que, otra área desafiante de investigación para los procesos de hidrodeshulfuración es la operación en condiciones suaves en un reactor óptimo. El desarrollo de la tecnología, la actualización de equipos y la innovación de métodos de detección y caracterización

molecular han profundizado nuestra comprensión de los compuestos de azufre en productos de la refinación de petróleo, lo que a su vez puede monitorear la exploración / producción efectiva en la fase *upstream* y el procesamiento en la fase *downstream*, además de reducir el riesgo ambiental. Por lo tanto, estos enfoques aún necesitan más investigación, especialmente en el área de diseñar métodos selectivos apropiados.

Sin embargo, (Babich & Moulijn, 2003) señala que dentro de los procesos de HDS Aumentar la gravedad de las condiciones del proceso resulta en un mayor nivel de desulfuración, pero también en reacciones secundarias no deseadas. En lugar de aplicar condiciones más graves, se pueden sintetizar catalizadores HDS con mayor actividad y selectividad para eliminar azufre, nitrógeno y, en casos específicos, átomos de metales de las corrientes de refinería. La eficiencia del hidrotreamiento también se puede mejorar con diseños avanzados de reactores y nuevos tipos de catalizadores y soportes de catalizadores por lo que los mejores resultados se lograrán combinando un catalizador apropiado con actividad mejorada con un diseño avanzado de reactor.

(Benavides Cevallos & Jacome Mayasa, 2016) en el trabajo de grado titulado "Diseño y simulación de una unidad de Hidrodesulfurización de diésel para una nueva refinería", realizaron la simulación de una unidad de Hidrodesulfurización en base a la caracterización del diésel producido en la Refinería Eloy Alfaro ubicado en Ecuador. Las características de alimentación de diésel se encontraban en el orden de los 7000 ppm de contenido de azufre, sin embargo, el contenido luego resultante luego del diseño y simulación arrojó 292 ppm el mismo que aún debe ser superado para alcanzar valor <50 ppm para cumplir con las normativas vigentes.

1.2 Marco de Referencia

1.2.1 Diésel

El diésel es un combustible derivado del petróleo utilizado en motores diésel. De acuerdo con (Wauquier, 2004), sus principales características incluyen un alto contenido energético, eficiencia en el consumo de combustible, capacidad de generar un alto par motor a bajas RPM y menores emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en comparación con la gasolina. Sin embargo, emite partículas y óxidos de nitrógeno (NO_x).

El contenido de azufre en el diésel puede variar, y se ha reducido en muchas regiones para cumplir con estándares ambientales, con la variante de ultra bajo azufre (ULSD) que contiene muy poco azufre. El diésel es ampliamente utilizado en el transporte de carga y maquinaria industrial.

El "diésel B5" es una mezcla de diésel convencional (diésel derivado del petróleo) con un 5% de biodiésel (diésel obtenido a partir de fuentes renovables, como aceite vegetal). El "B" en "B5" significa "biodiésel," y el número "5" indica el porcentaje de biodiésel en la mezcla (Wauquier, 2004). La inclusión de biodiésel en el diésel convencional tiene como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles.

El biodiésel es una fuente de energía más sostenible en comparación con el diésel derivado del petróleo crudo, ya que se produce a partir de materias primas renovables. Además, puede contribuir a una reducción en las emisiones de dióxido de azufre y partículas en el escape de los vehículos.

1.2.2 Hidrodesulfurización

La Hidrodesulfurización del diésel es un proceso de refinación química que se utiliza para reducir los niveles de azufre en el combustible diésel.

Este proceso se realiza a través de la adición de un catalizador y una serie de reacciones químicas que eliminan los compuestos de azufre presentes en el diésel. Así mismo tal como lo señala (Doble & Kumar, 2005), la Hidrodesulfurización es un proceso con altas presiones (150 – 250 psi) y altas temperaturas (de 200 a 400 °C).

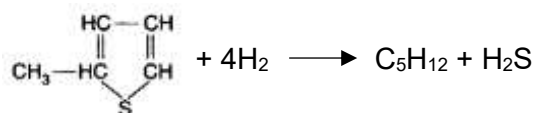
Un buen contacto entre el líquido y el catalizador es crucial para una desulfuración eficiente. Es necesaria una distribución homogénea de gas y líquido en la parte superior del lecho del catalizador, y una carga densa del catalizador ayuda a asegurar esto.

Las principales impurezas para eliminar en el proceso de Hidrodesulfurización son:

- a. **Azufre:** Los compuestos que contienen azufre, como mercaptanos, sulfuros, disulfuros, polisulfuros y tiofenos, son más difíciles de eliminar en comparación

con otras formas de azufre, estas al entrar en contacto con hidrogeno reaccionan con el azufre produciendo sulfuro de hidrogeno (H₂S) e hidrocarburo.

- **Desulfurización**



Metil tiofeno

n-pentano + sulfuro de hidrógeno



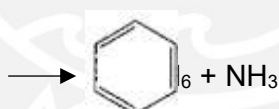
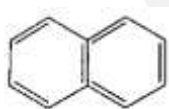
- b. Nitrógeno:** los compuestos de nitrógeno dificultan en gran medida la función ácida de los catalizadores, pero pueden convertirse en amoníaco (NH₃) al reaccionar con hidrógeno.

- **Desnitrificación**



Metil tiofeno

n-pentano + amoníaco



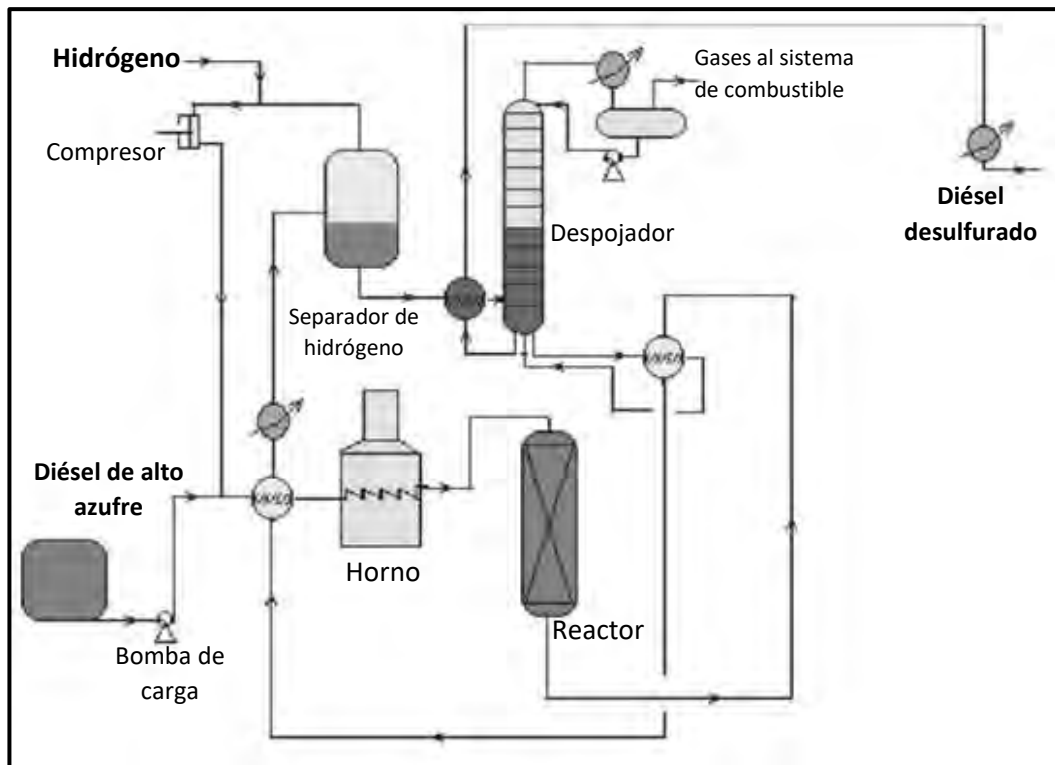
- c. Oxígeno:** el oxígeno, ya sea disuelto o en forma de compuestos como fenoles o peróxidos, se puede eliminar como agua después de reaccionar con hidrógeno.
- d. Olefinas:** Los hidrocarburos olefínicos, cuando se exponen a altas temperaturas, pueden provocar la acumulación de coque en los catalizadores o en los hornos. Se pueden convertir en hidrocarburos parafínicos estables mediante reacciones exotérmicas.

La alimentación directa de las unidades de crudo generalmente no contiene olefinas, pero si la alimentación tiene una cantidad significativa, se utiliza una corriente de enfriamiento rápido líquido para regular la temperatura de salida del reactor.

- e. **Metales:** Los metales que se encuentran en la alimentación de nafta, como el arsénico, el plomo y, en menor medida, el cobre y el níquel, dañan el catalizador de reforma de forma permanente. Los gasóleos de vacío y la alimentación de residuos pueden contener altas cantidades de vanadio y níquel. Estos metales pueden depositarse sobre el catalizador de hidrotratamiento durante el proceso de hidrotratamiento, donde se destruyen los compuestos que los contienen.

Figura 1

Típica unidad de Hidrodesulfuración de Diésel.



Fuente: (Ray Chaudhuri, 2011), *fundamentals of petroleum and petrochemical engineering*.

Esta figura proporciona una visión general del proceso de Hidrodesulfurización y destaca los componentes clave que forman parte de dicho proceso. Esta representación visual es útil para comprender cómo se organizan y conectan estos equipos en la planta de producción y cómo contribuyen a la eliminación del azufre de los productos derivados del petróleo.

1.2.3 Variables de operación

(Parkash, 2003) señala que las principales variables que afectan la reacción de hidrodesulfuración son la temperatura, la presión total del reactor, la presión parcial de hidrógeno, la tasa de hidrógeno de reciclo y la velocidad espacial.

Tabla 1

Variables de operación de una hidrodesulfuradora de diésel

Variable	Descripción
Temperatura	<p>Las temperaturas elevadas ayudan a la reacción, pero también conducen a la coquización y a una disminución de la actividad del catalizador. La reacción es exotérmica, produce calor de 22 a 30 KJ/mol de hidrógeno, lo que requiere un equilibrio entre la velocidad de reacción y la longevidad del catalizador. La temperatura de funcionamiento, que varía según la carga, suele oscilar entre 329 y 370 °C.</p> <p>La temperatura del catalizador se eleva gradualmente a lo largo del proceso para contrarrestar la reducción de la actividad debida a los depósitos de coque hasta alcanzar la temperatura máxima permitida para el catalizador, después de lo cual debe regenerarse o reemplazarse.</p>
Presión	<p>El aumento de la presión parcial de hidrógeno conduce a una mayor tasa de hidrodesulfuración y una menor acumulación de coque en el catalizador, lo que provoca la conversión de muchos compuestos inestables en estables.</p> <p>Una presión más alta en el reactor da como resultado una presión parcial de hidrógeno más alta, lo que conduce a una tasa de hidrodesulfuración más alta y la necesidad de menos catalizador.</p> <p>En la operación normal, el funcionamiento a una presión más alta puede aumentar el procesamiento de carga de la unidad mientras se mantiene la tasa de desulfuración deseada.</p>

La velocidad espacial del líquido (LHSV) es un término utilizado para describir la velocidad de un líquido en un espacio determinado.

$$LHSV = \frac{\text{Alimentación cargada por hora } \left(\frac{ft^3}{hr}\right)}{\text{Volumen de lecho del catalizador } (in. ft^3)}$$

Velocidad espacial

Se expresa típicamente en unidades de volumen de líquido por hora dividido por el volumen del lecho de catalizador del reactor. El LHSV es esencial para determinar la eficiencia y la capacidad de procesamiento de un reactor de Hidrodesulfurización. Un LHSV más alto significa que se está procesando una mayor cantidad de líquido en un tiempo determinado, lo que puede afectar la velocidad de reacción y, en última instancia, la tasa de desulfuración.

La tasa de hidrógeno de reciclo

En el proceso de hidrodesulfuración se refiere a la proporción de hidrógeno reciclado de la alimentación líquida fresca.

El hidrógeno que se separa en un tambor separador de alta presión se recicla al reactor a través de un compresor, y se combina con la alimentación fresca que se ha calentado en el horno de alimentación.

La tasa de reciclado se determina comparando el volumen de hidrógeno a temperatura y presión estándar (1 atm y 15 °C) con el volumen de alimentación líquida fresca a 15 °C.

Ratio de purga

La relación de purga es la proporción de hidrógeno en el gas purgado en comparación con el hidrógeno de reposición.

La purga es necesaria para evitar la acumulación de gases no reactivos e hidrocarburos livianos en el gas reciclado, y la cantidad de purga afecta directamente la calidad del hidrógeno en el gas reciclado.

Para alimentaciones con bajo contenido de azufre como la nafta, es suficiente una relación de purga pequeña, pero para alimentaciones pesadas con alto contenido de azufre, se

necesita una relación de purga alta para mantener la pureza del hidrógeno reciclado.

Hidrógeno de reposición

La reposición de hidrógeno asegura que la presión parcial de hidrógeno necesaria esté presente en el reactor, pero se necesita hidrógeno adicional para compensar el hidrógeno que se consume durante las reacciones de hidrosulfuración.

Este hidrógeno se pierde por pérdidas en la fase líquida y por purgas, que se realizan para regular la presión de la unidad y preservar la pureza del gas reciclado.

El catalizador utilizado en el proceso de hidrosulfuración está formado por dos componentes: el soporte del catalizador y el elemento activo.

El soporte debe ser un material sólido con alta porosidad y capaz de soportar la temperatura, presión y ambiente que se presenta en los reactores de hidrosulfuración.

La alúmina en forma de bolas o extruidos se usa comúnmente como material de soporte.

Los elementos activos son metales que se depositan sobre el soporte en forma de óxidos. Antes de su uso, el catalizador se sulfura para reducir su actividad.

Catalizador

Hay tres tipos principales de catalizadores utilizados en la hidrosulfuración:

- Cobalto/Molibdeno sobre soporte de alúmina: este es el catalizador estándar para la hidrosulfuración.
 - Níquel (molibdeno sobre soporte de alúmina): se utiliza específicamente para la desnitrificación.
 - Cobalto: este soporte neutro evita la polimerización de olefinas y se utiliza molibdeno y otros metales sobre soporte neutro en combinación con otros catalizadores para alimentaciones olefinicas.
-

Fuente: (Parkash, 2003)

1.3 Marco Legal

1.3.1 Normativas Nacionales

Ley N°28694, “Ley que Regula el Contenido de Azufre en el Combustible diésel”. (N°28694, 2006)

(Decreto supremo 025-2005 EM, 2005), mediante el cual aprueban el cronograma de reducción progresiva del contenido de azufre en el diésel N° 1 y 2”, hasta un contenido máximo de 50 ppm, a partir del 01.01.2010 (Art. 1°).

(Decreto Supremo N° 061-2009, 2009), mediante el cual establecen criterios para determinar zonas geográficas en que se podrá autorizar la comercialización de combustible diésel con un contenido de azufre mayor a 50 ppm. Además, prohíben que a partir del 1° de enero del 2010 la comercialización de diésel B2 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en las provincias de Lima y Callao.

(Resolución Ministerial N° 139-2012-MEM/DM, 2012), mediante el cual establecen la prohibición de comercializar y usar diésel B5 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en los departamentos de Lima, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios y en la Provincia Constitucional del Callao.

(Decreto Supremo N°014-2021-EM, 2021), mediante el cual se establece el uso y comercialización del Diésel B5 con un contenido de azufre no mayor de 50 ppm a nivel nacional, con excepción de los departamentos de Loreto y Ucayali.

1.3.2 Normativas Internacionales

Normativa de Emisiones de vehículo – EURO VI, mediante el cual se establece un límite máximo de 10 ppm de azufre en el diésel para los vehículos nuevos a partir del 1 de septiembre de 2014. Esta normativa ha sido adoptada en muchos países de la UE y se ha convertido en un estándar para la producción de combustibles de bajo azufre a nivel internacional. (VI, 2012)

Environmental Protection Agency – EPA, mediante la cual establece normativas similares para el diésel de bajo azufre en el país. La normativa EPA reduce gradualmente los límites de azufre en el diésel. Desde 2010 el límite máximo de azufre en el diésel para vehículos nuevos se ha fijado en 15 ppm. (EPA, 2022)

CAPÍTULO II: Diseño Metodológico

Para alcanzar el objetivo principal del proyecto de tesis, es necesario lograr los objetivos parciales que se listan a continuación. Estos definen la metodología del presente plan de tesis.

Para lograr una evaluación técnica y económica de la implementación de una unidad de Hidrodesulfurización, es necesario partir de una simulación que sea lo más cercana a la realidad. Es posible describir la metodología de simulación a través de pasos principales:

2.1. Recopilación de información

Se realizará la solicitud de información de los análisis de laboratorio del Diésel producido en la Amazonía Peruana, el cual es comercializado en su totalidad por la empresa Petroperú S.A., el mismo que permitirá realizar la caracterización de este para la evaluación de la planta de Hidrodesulfurización.

2.2. Definición de diagrama de flujo y variables operacionales del proceso

Haciendo uso de los diagramas de flujo de proceso definimos los equipos y el proceso realizado en la Unidad de Hidrodesulfurización, asimismo se realizará el análisis de las principales variables de planta como son: las temperaturas, las presiones y las tasas de flujo; a fin de crear un primer modelo de simulación que sirva como base para los posteriores análisis.

2.3. Desarrollo del modelo del proceso de Hidrotratamiento de Diésel

Se realizará el modelo del proceso de Hidrotratamiento en el software *Aspen Hysys versión 11.0* con el objetivo de determinar el balance de materia y energía, con dicha información se procederá al dimensionamiento de equipos principales.

2.4. Evaluación técnica de la operación y calidad del diésel producido

De acuerdo con el modelo de simulación elaborado con los datos reales de corrida de prueba, se procederá a realizar las evaluaciones técnicas de la Unidad de Hidrodesulfurización, y cómo se comporta la planta de acuerdo con las calidades de Diésel alimentado.

2.5. Evaluación económica de la implementación de la unidad en la Amazonía Peruana

Se realizará la evaluación económica de la implementación de la unidad de Hidrodesulfurización, validando su viabilidad respecto al lucro cesante que originaría el restringir la venta de Diésel de alto azufre en la región selva del país, esta viabilidad se determinará en función de los principales indicadores de inversión como: tasa interna de retorno (TIR), valor actual neto (VAN) y el periodo de recupero de la inversión (PRI).



CAPÍTULO III: Análisis y Discusión de Resultados

El presente capítulo muestra los datos y valores obtenidos de los parámetros de calidad y operación de la Refinería Iquitos, los mismos que permitirán realizar el modelo de simulación en el software de procesos *Aspen Hysys versión 11.0*, para la evaluación de la alternativa de implementar un Unidad de Hidrodesulfurización en su esquema de refinación.

3.1. Descripción de la situación actual

La Refinería Iquitos tiene una capacidad de procesamiento de 10.5 MBPD de petróleo crudo y consta de una unidad de destilación primaria. Esta unidad se encarga de separar las corrientes de hidrocarburos en función de su punto de ebullición. Entre las corrientes producidas se encuentran la nafta primaria, nafta pesada, turbo A1/DPM, diésel y residual de la primaria.

Sin embargo, es importante destacar que la refinería carece de otras unidades de procesamiento. Como resultado, el diésel producido en la Unidad de Destilación Primaria presenta un contenido elevado de azufre, aproximadamente 809 ppm, según los datos de (Refinería Iquitos, 2022).

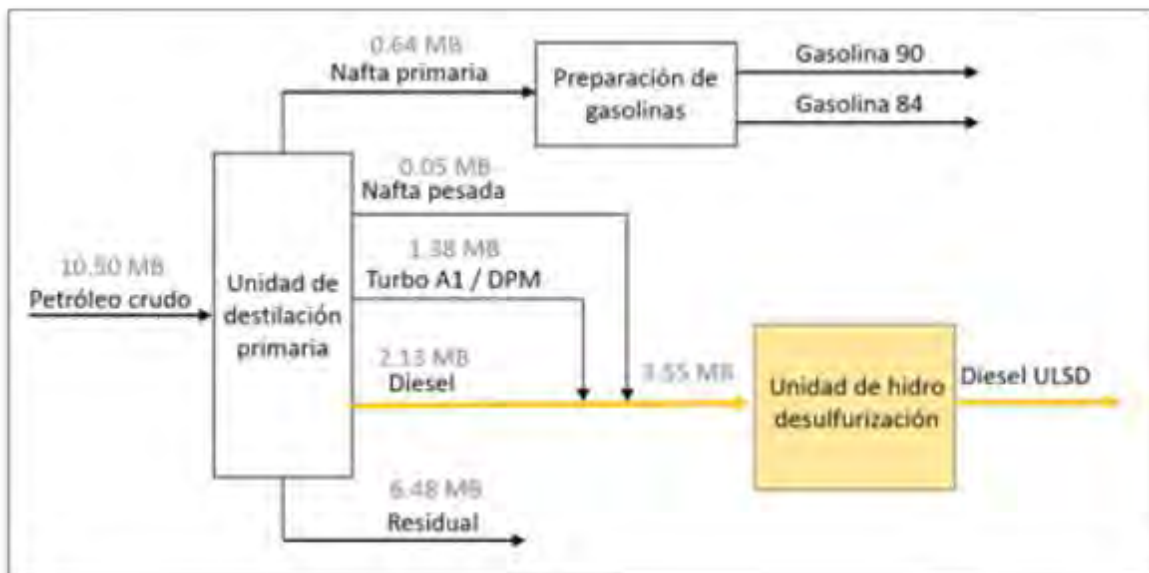
Para abordar esta situación y mejorar la calidad del diésel producido, se propone considerar la totalidad de la producción de diésel como la alimentación de la Unidad de Hidrodesulfurización. Esto implica la implementación de un nuevo esquema de refinación que permitirá reducir significativamente el contenido de azufre en el diésel y cumplir con las normativas ambientales.

El nuevo esquema de refinación se representa en la Figura 2, que describe cómo la Unidad de Hidrodesulfurización se integrará en el proceso global de la refinería para la producción de combustibles más limpios y respetuosos con el medio ambiente.

Este enfoque de mejora en la calidad del diésel es de gran importancia tanto desde el punto de vista ambiental como para cumplir con las regulaciones de emisiones, lo que contribuirá a la sostenibilidad y competitividad de la Refinería Iquitos en el mercado de productos derivados del petróleo.

Figura 2

Diagrama de bloques del nuevo esquema de refinación



De acuerdo con lo mostrado en la figura 2, se puede establecer que la producción actual de diésel de alto contenido de azufre en la refinería Iquitos asciende a una cantidad aproximada de 3.55 MBPD.

Esta cifra es indicativa de la magnitud de la operación y la demanda de este tipo de diésel en la refinería. Para abordar eficazmente la problemática del alto contenido de azufre en el diésel producido, se hace evidente la necesidad de diseñar y construir una unidad de Hidrodesulfurización capaz de procesar 3.55 MBPD.

3.2. Bases de diseño

3.2.1. Ubicación del proyecto

La Amazonia Peruana cuenta con una refinería de petróleo ubicada a unos 14 km de la ciudad de Iquitos, capital de la provincia de Maynas, en la Región Loreto, localizada al margen izquierdo del río Amazonas:

Las condiciones ambientales son las siguientes:

- Ubicación: Iquitos - Perú
- Altitud: 125 msnm
- Temperatura ambiente máxima: 35°C

- Temperatura ambiente mínima: 18°C
- Velocidad del viento: 50 km/h
- Humedad relativa máxima: 87 %

Figura 3

Ubicación del proyecto



Fuente: Google Maps (2022).

La Figura 3 muestra la proximidad de la refinería a la ciudad de Iquitos. Este aspecto es de gran relevancia en el contexto del proyecto propuesto, ya que la iniciativa desempeñará un papel fundamental en la reducción significativa de la contaminación ambiental en la ciudad. Este problema de contaminación se deriva principalmente del alto contenido de azufre presente en el diésel producido por la refinería, lo que afecta directamente la calidad del aire y la salud de los residentes locales.

Por lo tanto, la iniciativa no solo tiene un impacto positivo en la calidad del diésel producido, sino que también tiene un alcance significativo en la mejora del entorno y la calidad de vida de los habitantes de Iquitos. Esto respalda la importancia y la urgencia de llevar a cabo este proyecto para reducir la contaminación y promover un entorno más saludable y sostenible en la región.

Figura 4

Refinería Iquitos



Fuente: Google Maps (2022).

La Figura 4 proporciona una visión de la magnitud y el alcance de las operaciones de la Refinería Iquitos. En esta representación, se destacan principalmente la Unidad de Destilación Primaria, la zona de tanques de almacenamiento y las instalaciones de muelles para la carga y descarga de productos. Esta visualización es crucial para comprender la infraestructura y la organización de la refinería, que desempeñan un papel fundamental en la eficiencia de las operaciones y la logística de la producción.

3.2.2. Caracterización de la alimentación a la unidad.

Los parámetros de calidad del Diésel producido en la Refinería Iquitos, el cual será llamado Diésel Selva, se tomarán como referencia para realizar el modelado dentro del software de simulación; por lo tanto, se caracterizarán los valores obtenidos del análisis del diésel en el laboratorio de dicha refinería, los cuales se detallan en las Tablas 2 y 3.

Tabla 2*Caracterización del Diésel.*

COMPONENTE	RESULTADOS
Densidad API	36°
Punto de inflamación	60.5 °C
Destilación ASTM D-86	
Punto inicial de Destilación	167.9 °C
5 % Vol. recuperado	190.3 °C
10 % Vol. recuperado	209.6 °C
20 % Vol. recuperado	234.7 °C
50 % Vol. recuperado	285.0 °C
90 % Vol. recuperado	353.0 °C
95 % Vol. recuperado	369.7 °C
Punto final de destilación	378.2 °C
Azufre total, %masa	0.0809

Fuente: (Refinería Iquitos, 2022) – Anexo 1.

Tal como se muestra en la Tabla 2, el contenido de azufre total en % masa es de 0.0809 (809 ppm), el cual se encuentra muy por encima de los valores máximos establecidos en la normativa peruana (50 ppm máx.).

Tabla 3*Caracterización del azufre en el Diésel*

COMPONENTE	% FRACCIÓN MASA
Piridina	0.0289
Pentilamina	0.0319
E-Mercaptano	0.0255
diE-disulfuro	0.0502
diE-Sulfuro	0.0370
Tiofeno	0.5995

Pirol	0.0328
M-Mercaptano	0.0198
diM-Sulfuro	0.0255
diM disulfuro	0.0387
P-Sulfuro	0.0485
P-disulfuro	0.0617
TOTAL	1.000

Fuente: (Refinería Iquitos, 2022) – Anexo 1.

La tabla 3 proporciona una caracterización detallada de los principales compuestos de azufre presentes en el diésel que se produce. Esta tabla es una valiosa fuente de información que desglosa y categoriza minuciosamente los diferentes componentes de azufre en el producto final.

3.2.3. Determinación de la capacidad de procesamiento de la unidad

La Refinería Iquitos tiene una capacidad de producción máxima de 10,500 BPD de petróleo crudo, y sólo cuenta con una Unidad de Destilación Primaria que se encarga de fraccionar los cortes para producir Gasolina, Turbo A1, Diésel y Residual. Los rendimientos obtenidos del procesamiento de petróleo crudo se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4

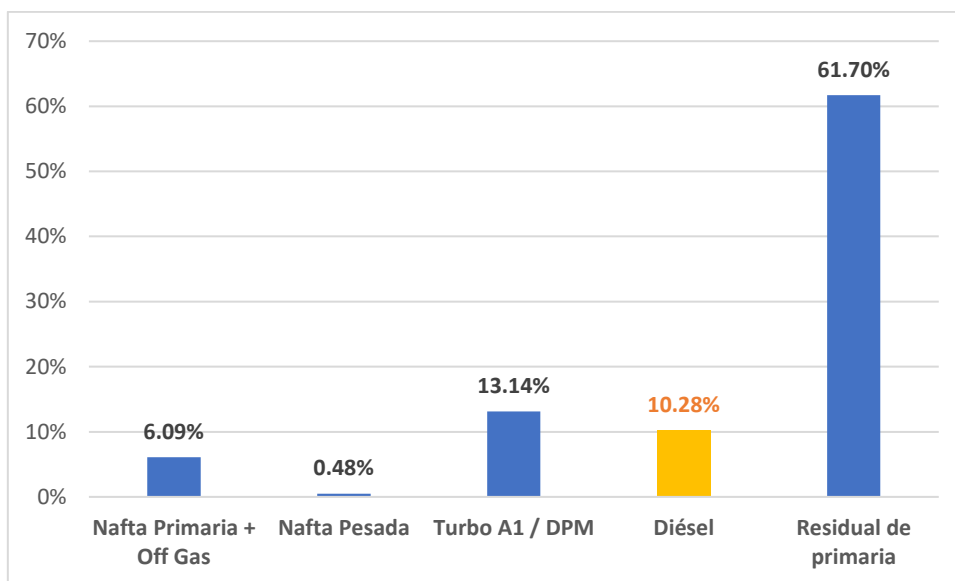
Rendimiento de producción

Productos	Flujo (BPD)	Rendimiento (%)
Nafta Primaria + Off Gas	639.97	6.09
Nafta Pesada	50.11	0.48
Turbo A1 / DPM	1,379.65	13.14
Diésel	2,129.92	20.28
Residual de primaria	6,478.07	61.70
Total, destilados medios	3,559.68	33.90

Fuente: (Refinería Iquitos, 2022) – Anexo 1.

Gráfico 1

Rendimiento de producción



Fuente: *Elaboración propia.*

La Unidad de Destilación Primaria cuenta con 02 modos de operación: Modo Turbo A1 y Modo maximización de destilados medios, siendo el segundo caso en el que se produce el mayor volumen de Diésel.

Teniendo en cuenta que, durante el modo de operación de maximización de destilados medios, el Turbo/DPM y la Nafta pesada producida son integradas al *pool* de Diésel, se considera 3,500.00 BPD como producción máxima y capacidad de procesamiento de la Unidad de Hidrodesulfurización Diésel.

3.2.4. Especificaciones del producto

El diésel obtenido debe contar con las especificaciones requeridas por la normativa peruana para su comercialización, por lo que principalmente debe contar con menos de 50 ppm en contenido de azufre, objetivo principal del presente trabajo. Las especificaciones técnicas del Diésel se muestran en el Anexo 2.

3.3. Construcción del modelo de simulación

El modelo de simulación de la Unidad de Hidrodesulfurización, se desarrolla haciendo uso del software de procesos *Aspen Hysys versión 11.0*, en el cual son ingresados los resultados del análisis de laboratorio del Diésel (destilación ASTM D-86), para caracterizar la alimentación. La alimentación sirve de punto de partida para el desarrollo del modelo de simulación, cuyo resultado final será un producto Diésel de bajo azufre.

Asimismo, se debe definir las ecuaciones de estado (*EOS: Ecuation of State*) para la simulación. Estas *EOS* se refiere a las ecuaciones de estado en la termodinámica y la física. Estas ecuaciones son relaciones matemáticas que describen cómo se relacionan las propiedades de una sustancia, como la presión (P), el volumen (V), la temperatura (T), y la cantidad de sustancia (n), en un sistema termodinámico. Los modelos *EOS* más útiles derivan de las ecuaciones de estado de Peng-Robinson o de Soave-Redlich-Kwong. Ambos son ejemplos de ecuaciones de estado cúbicas.

(Liu, Chang, & Pashikanti, 2018) mencionan que las *EOS* cúbicas son rápidas y fáciles de usar para el trabajo de modelado y proporcionan un buen equilibrio entre la solidez termodinámica y la precisión de la predicción. Para nuestro trabajo de investigación hemos utilizado Peng-Robinson dado que cumple con las características del proceso a emplear.

(Parkash, 2003) muestra las condiciones de operación típica de una unidad de Hidrodesulfurización de diésel, las mismas que se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 5

Condiciones de operación de la Unidad de Hidrodesulfurización de diésel

PARÁMETROS DE OPERACIÓN	Unidad	Valor
Temperatura de ingreso al reactor	°F	645
Delta T del reactor	°F	55
Presión de ingreso al reactor	psig	2280
Presión parcia del H2	psig	1728

Caída de presión del reactor	psig	34.5
LHSV (base de catalizador Ni-Mo)	hr-1	1.42
Ratio H2/carga	scf/bbl	4575
Ratio Gas de reciclo / alimentación	scf/bbl	5065
Ratio Gas Quench /alimentación	scf/bbl	971
% de desulfuración	%	98.9
% de desnitrificación	%	73.9

Fuente: (Parkash, 2003) *Refining Processes Handbook*

Los parámetros de operación en una unidad de Hidrodesulfurización de diésel son esenciales para garantizar un proceso eficiente y seguro de reducción del contenido de azufre en el diésel. La tabla 5 muestra los valores típicos de operación, que serán utilizados como referencia para llevar a cabo la evaluación en el entorno de simulación. Estos valores son esenciales para establecer las condiciones iniciales y parámetros de funcionamiento en la simulación, y nos permitirán analizar el desempeño del sistema con base en un conjunto de datos realistas.

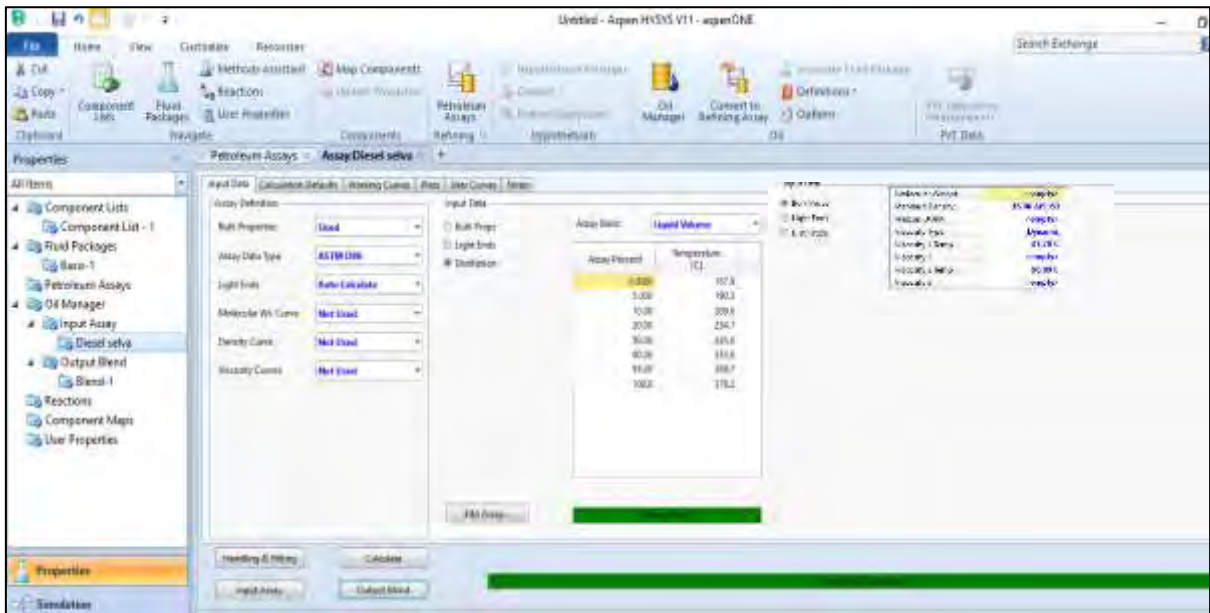
La precisión y relevancia de los valores de operación tomados de la tabla 5 son fundamentales para obtener resultados confiables y representativos en el entorno de simulación, ya que estos reflejarán las condiciones reales de funcionamiento de la unidad o proceso que estamos evaluando.

3.3.1. Caracterización de la Alimentación

Los datos proporcionados de la destilación ASTM D-86 del Diésel es caracterizado en el simulador de procesos para la construcción del modelo de simulación tal como se muestra a continuación:

Figura 5

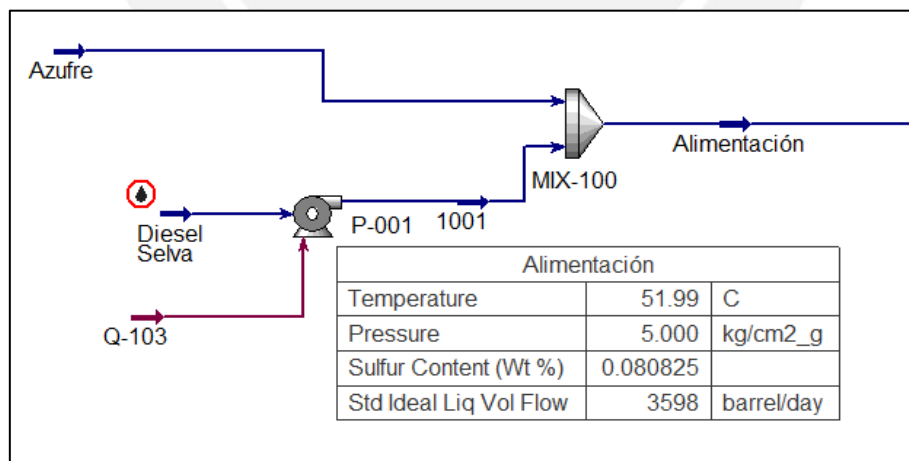
Caracterización de la alimentación en el simulador



La figura 5 muestra un vistazo al entorno de simulación, donde se introducen los valores contenidos en la tabla 2, que a su vez describen la caracterización del diésel producido en la Refinería Iquitos. Este entorno de simulación desempeña un papel fundamental en el análisis y la evaluación de los efectos de la implementación de medidas para mejorar la calidad del diésel.

Figura 6

Alimentación Diésel Selva.



Una vez caracterizado la alimentación de diésel en el simulador, los resultados se presentan en el entorno de la simulación y es mostrado en la figura 6. Se aprecia principalmente las condiciones iniciales de: contenido de azufre, flujo, temperatura y presión.

3.3.2. Sección de Pre calentamiento y de reacción

A. Pre calentamiento

El diésel producido en la unidad de destilación primaria entra en la Unidad de Hidrodesulfurización desde el límite de batería. A continuación, se pre calienta en los intercambiadores de calor E-001 A/B con la corriente de Diésel producto (Diésel de bajo azufre). La corriente de alimentación pasa hacia el Coalescedor D-001, donde se reduce el contenido de agua que pudiera arrastrar.

La bomba P-002, succiona del tambor D-001 y bombea junto con el gas de reciclo (rico en hidrógeno) hacia los intercambiadores de calor E-002 A/B/C antes de pasar por el horno H-001, donde alcanza la temperatura de entrada al reactor.

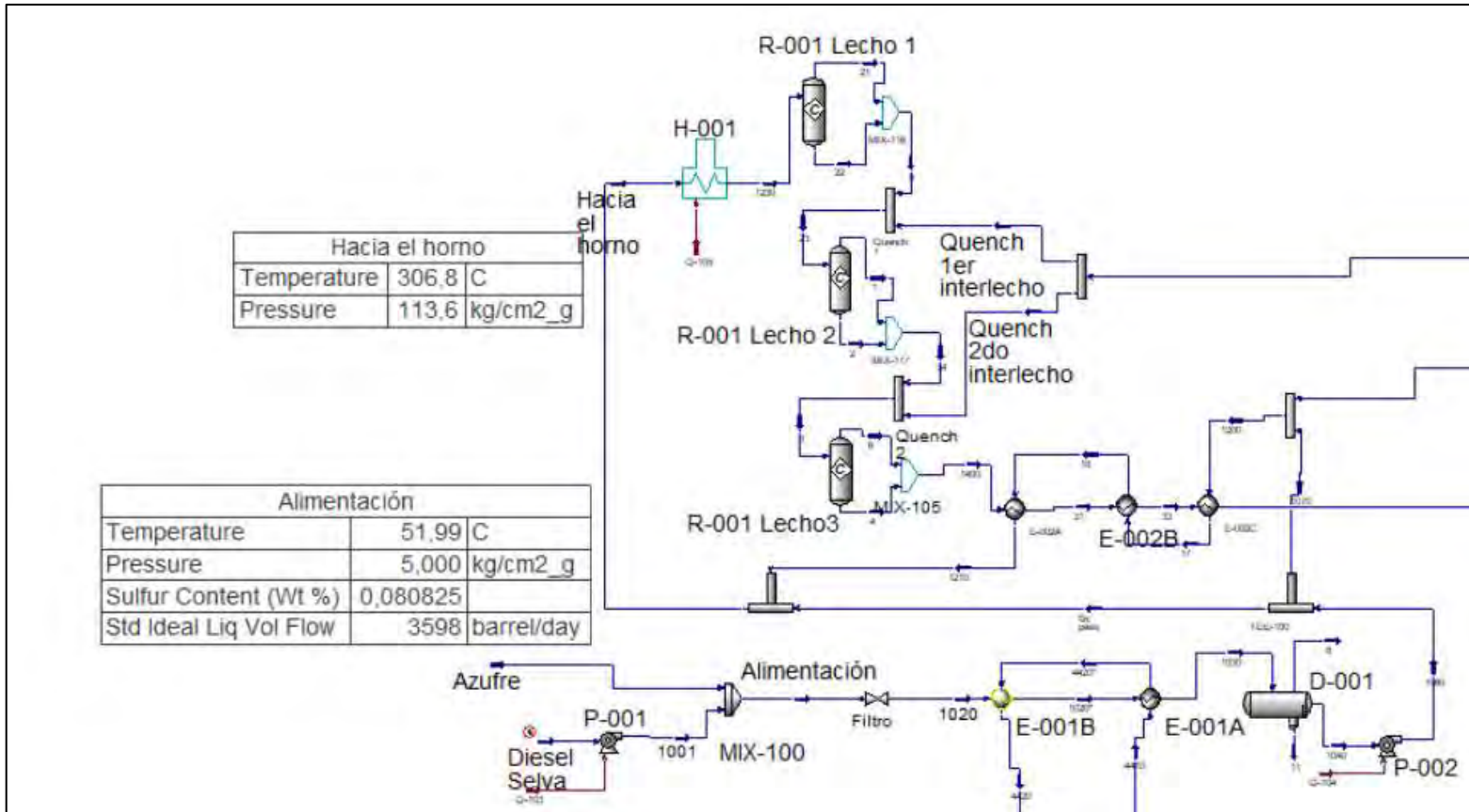
B. Reacción

La mezcla pre calentada de alimentación y gas de reciclo entra por la cabeza del Reactor R-001 el cual está formado por tres lechos de catalizador con enfriamiento (*quen*ch) entre cada lecho, todos ellos cargados con el catalizador. La parte superior del primer lecho está formada por varias capas de catalizadores de diversos tamaños y actividad, y está diseñada para minimizar el aumento de pérdida de carga a lo largo de la operación.

Las reacciones químicas que ocurren en el reactor son exotérmicas, lo que supone un incremento de la temperatura a lo largo del reactor. Para controlar el perfil de temperatura en el reactor, se añade el gas de enfriamiento (*quen*ch) entre los lechos. El caudal de gas se fija para obtener la misma a la salida de cada lecho. El efluente del reactor es enfriado en los intercambiadores de calor E-002 A/B/C en el cual se pre calentaron la carga.

Figura 7

Sección de Pre calentamiento de la alimentación y de reacción.



Tal como lo descrito en el ítem 4.3.2, la figura 7 muestra la construcción en el entorno de simulación de la sección de Pre calentamiento y de reacción en el que resalta principalmente el reactor donde se producen las reacciones de Hidrodesulfurización.

En la siguiente tabla, se compara la composición del Diésel como alimentación y como salida del reactor:

Tabla 6

Composición del Diésel

COMPONENTE	ALIMENTACIÓN (Fracción Molar)	SALIDA DEL REACTOR (Fracción Molar)
Amonio		0.00110
H ₂ S	-	0.05162
Hidrógeno	-	0.77429
CO ₂	-	0.00030
Metano	-	0.02469
Etano	-	0.01310
Propano	-	0.00589
i-Butano	-	0.00113
i-Pentano	-	0.00098
n-Butano	-	0.01399
NBP[4]140*	0.03786	0.00456
NBP[4]154*	0.03651	0.00438
NBP[4]169*	0.03617	0.00434
NBP[4]184*	0.03789	0.00454
NBP[4]198*	0.04422	0.00530
NBP[4]213*	0.05335	0.00639
NBP[4]227*	0.05550	0.00665
NBP[4]242*	0.05534	0.00663
NBP[4]256*	0.06021	0.00721
NBP[4]271*	0.06586	0.00789
NBP[4]285*	0.06900	0.00827
NBP[4]300*	0.05937	0.00711
NBP[4]314*	0.05507	0.00660
NBP[4]331*	0.07327	0.00878
NBP[4]340*	0.07574	0.00907
NBP[4]357*	0.03640	0.00436
NBP[4]372*	0.02290	0.00274
NBP[4]388*	0.02127	0.00255

NBP[4]403*	0.03155	0.00378
Piridina	0.00228	-
Pentilamina	0.00228	-
E-Mercaptano	0.00256	-
diE-disulfuro	0.00256	-
diE-Sulfuro	0.00256	-
Tiofeno	0.04444	-
Pirol	0.00305	-
M-Mercaptano	0.00256	-
diM-Sulfuro	0.00256	-
diM disulfuro	0.00256	-
P-Sulfuro	0.00256	-
P-disulfuro	0.00256	-

Fuente: Resultado del simulador.

*NBP: Normal Boiling Point.

Dentro de los valores mostrados en la tabla 6, se aprecia principalmente la conversión de azufres pesados en azufres livianos por medio de hidrogenación en medio catalítico. La corriente de salida del reactor muestra que la fracción molar de azufres pesados (tales como: piridina, tiofenos, piroles, etc.) se convierten principalmente en H₂S, siendo este último retirado del proceso

3.3.3. Sección de diésel producto y de gas de reciclo

El diésel producto a la salida del reactor R-001 y tras ser enfriado en el intercambiador E-002-A/B/C, entra en el separador de alta presión D-002, donde se separa en líquido y vapor. La fase líquida comprende principalmente el diésel producto y la fase vapor comprende en su mayoría hidrógeno en exceso y H₂S.

La fase gas del tambor D-002 continúa hacia el Aero enfriador A-001. Aguas arriba del mismo, se añade agua de lavado continuamente.

El gas proveniente del D-002, una vez inyectado el agua de lavado, es una corriente trifásica (hidrocarburo gas, hidrocarburo líquido y agua agria) que es enfriada hasta 50°C en el Aero enfriador A-001, pasando al separador trifásico D-003. El fondo del D-002 es enviado al tambor de baja presión D-004, donde los gases disueltos se separarán al bajar la presión (*flash*).

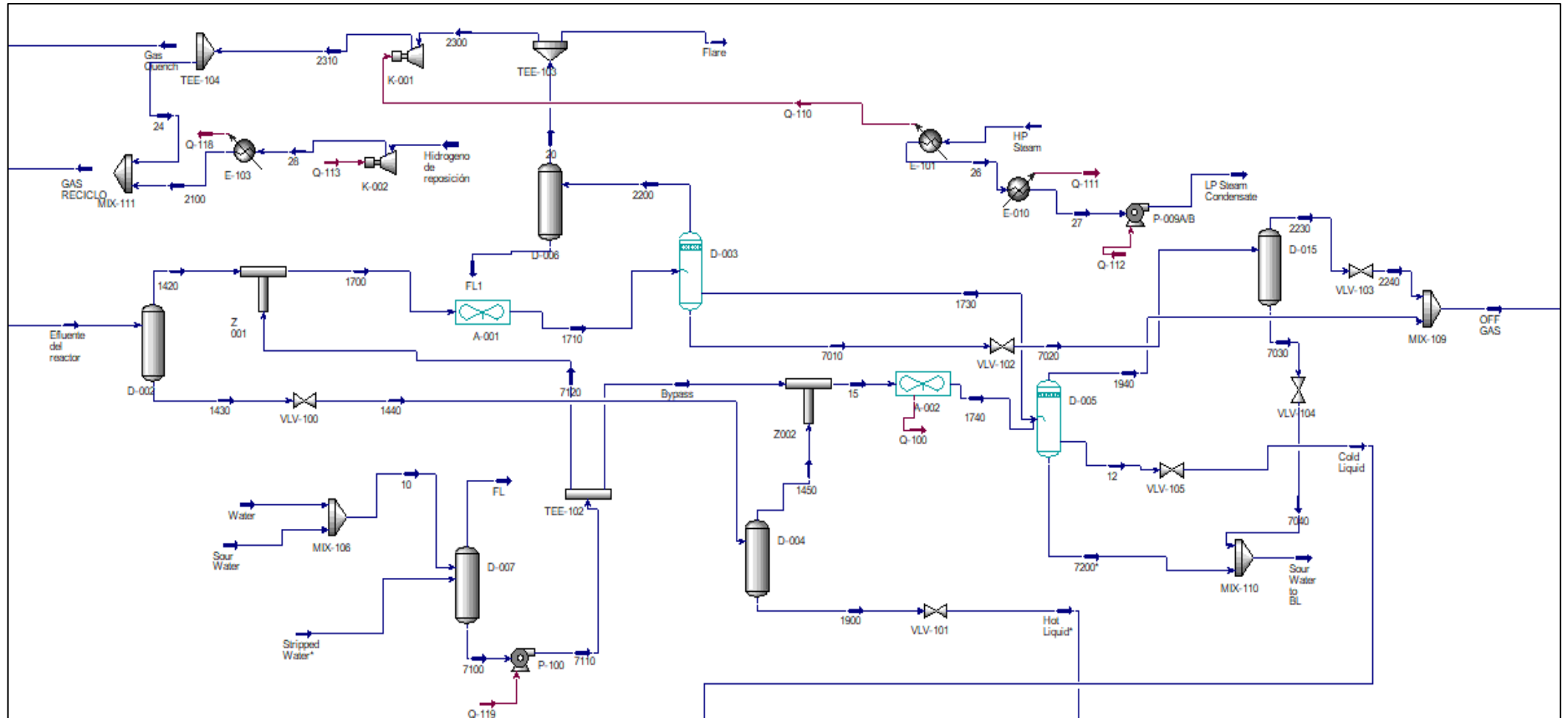
La fase líquida del tambor D-004 es enviada hacia la columna stripper C-001 para despojar los componentes livianos con la adición de vapor. La fase vapor del tambor D-004 continuará hacia el Aero enfriador A-002.

La corriente de salida del Aero enfriador A-002 y el hidrocarburo líquido que viene del tambor D-003 pasan hacia el tambor D-005, donde se separa el gas por la caída de presión (flash). El hidrocarburo líquido resultante en el tambor D-005 se envía al intercambiador de calor E-006, donde es precalentado antes de entrar en el Stripper, C-001.

Al gas que sale del D-003 (gas de reciclo) se le eliminan los posibles restos de líquido en el tambor D-006, para después comprimirlo en el compresor K-001, dado que las reacciones ocurren a presiones altas, aproximadamente $101 \text{ kg/cm}^2(\text{g})$. Esta presión se controla con el hidrógeno de aporte por medio del compresor K-002. Una parte del gas de reciclo se usa como gas de enfriado (*quench*) en el Reactor R-001. Este gas que entra en el reactor R-001 se toma de la descarga del compresor K-001, aguas arriba del punto de inyección del gas de aporte.



Figura 8
Sección de diésel producto y Gas de reciclo



3.3.4. Sección de despojamiento del producto

El hidrocarburo líquido resultante del tambor D-005, se calienta en el intercambiador E-006 antes de entrar en el Stripper C-001. El C-001 retira H₂S, NH₃, hidrocarburos ligeros y nafta del hidrocarburo líquido a través del vapor de despojamiento.

El hidrocarburo líquido (nafta) del D-011 se devuelve como reflujo del Stripper, C-001. Dependiendo de las propiedades de la alimentación, en este punto puede extraerse una corriente de nafta inestable.

El gas ácido del D-011 es enviado a quemarse a la antorcha, y el Diésel producto del C-001 se bombea hacia el intercambiador E-006 donde calienta la corriente de entrada al C-001. El diésel producto continúa enfriándose en el intercambiador E-008, y en el intercambiador E-001-A/B, para finalmente enfriarse en el Aero enfriador A-004.

Para eliminar el agua separada durante el enfriamiento de la corriente, el diésel producto pasa por el coalescedor D-012, cuyo contenido final será menor a 50 ppm vol. de agua.

Figura 9

Sección de despojamiento.

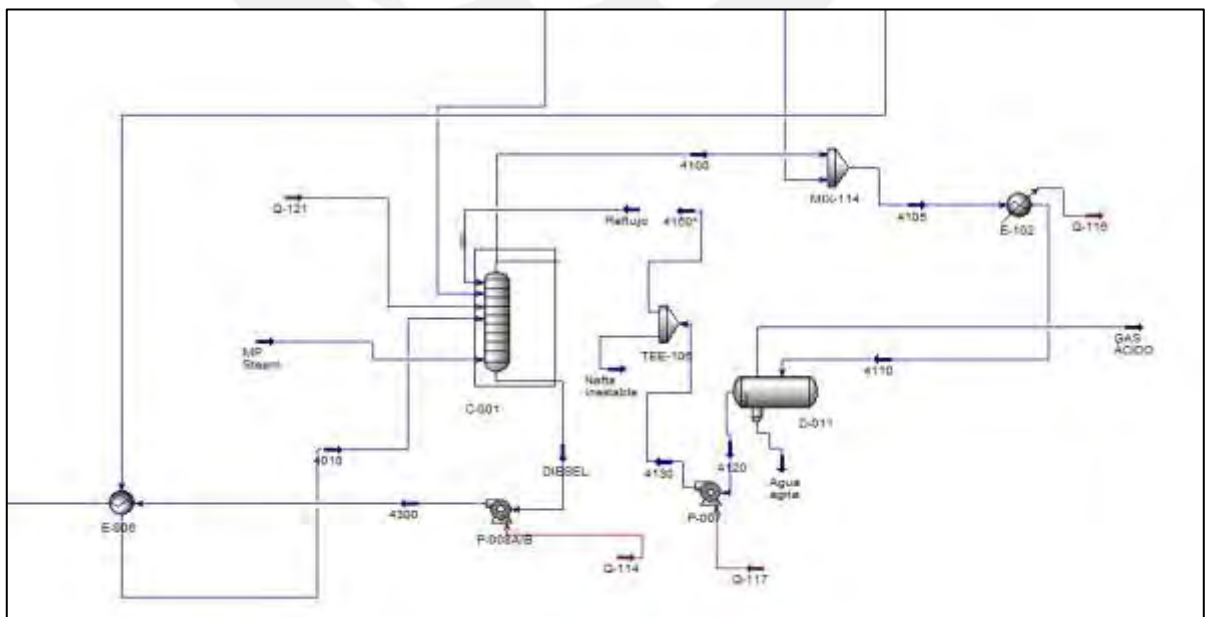
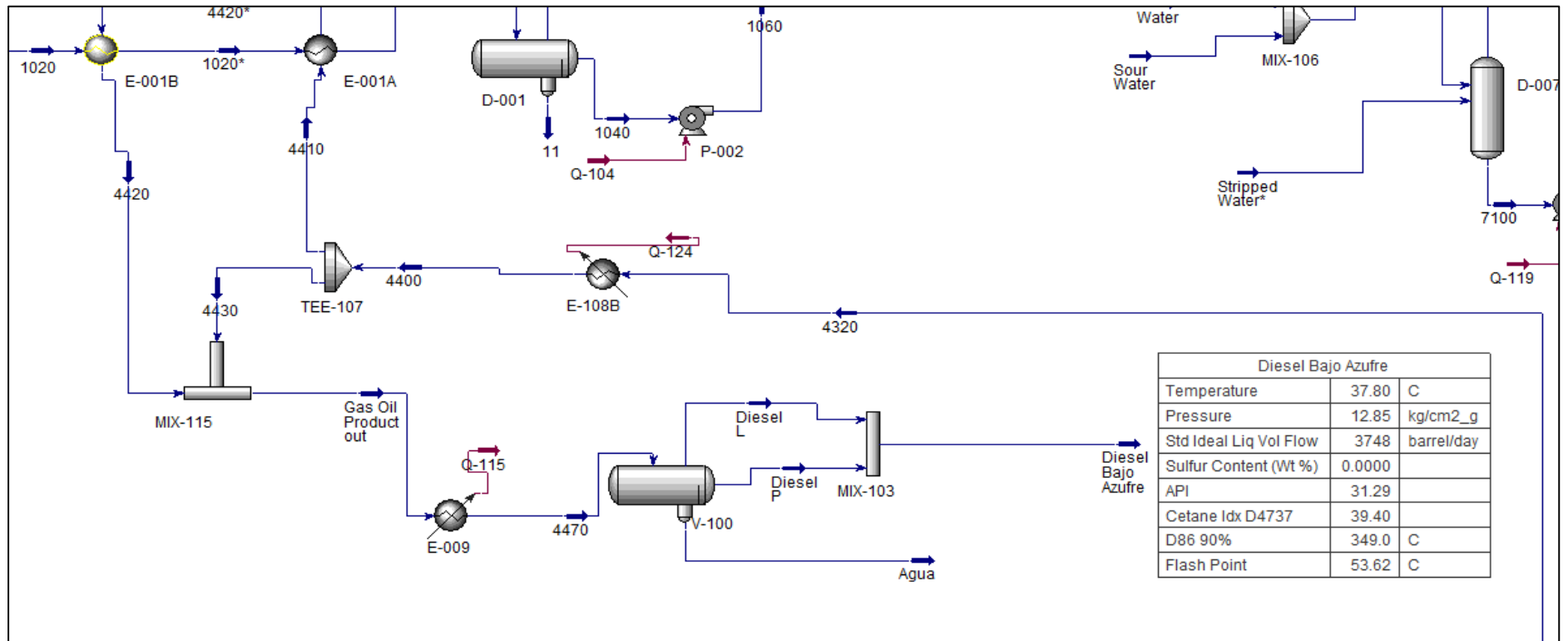


Figura 10

Diésel producto



Las Figuras 9 y 10 representan en el entorno de simulación lo descrito en el ítem 4.3.4, que corresponde a la sección de despojamiento. Además, muestran los resultados obtenidos para el diésel producto después de su tratamiento.

Tras pasar por el último tambor coalescedor y retirarse el contenido de agua, el diésel producto se obtiene con las siguientes condiciones:

Tabla 7.-
Especificaciones del Diésel producto

DESCRIPCIÓN	RESULTADO DEL SIMULADOR	VALOR MAX/MIN
Temperatura	37.8 °C	---
Flujo	3748 BPD	---
Contenido de azufre	0 Wt % (0 ppm)	50 ppm máx.
Índice de cetano	39.4 °C	40 °C mín.
Punto de inflamación	53.6 °C	52 °C mín.
Destilación ASTM D-86		
IBP	148.0 °C	---
5 %	158.8 °C	---
10 %	170.3 °C	---
20 %	220.7 °C	---
50 %	281.4 °C	---
90 %	350.9 °C	282°C mín. / 360°C
95 %	371.9 °C	---
FBP	390.2 °C	---

Fuente: *Resultado de simulación*

Tal como se aprecia en la Tabla 7, el Diésel Selva se encontraría con las características exigidas por la Normativa Peruana para su comercialización en la Amazonía peruana.

3.3.5. Características de los equipos

De acuerdo con lo indicado por (Meyers, 2016) Los proveedores y licenciantes de unidades de Hidrodesulfurización de diésel son empresas especializadas en

la fabricación y licenciamiento de tecnologías y equipos para la Desulfurización del diésel. Algunas de las empresas líderes en este campo incluyen:

- **Shell Global Solutions:** Es una de las principales empresas en la industria del petróleo y el gas y ofrece tecnologías de Hidrodesulfurización de diésel, así como servicios de licenciamiento de sus procesos.
- **UOP LLC (anteriormente Universal Oil Products):** Subsidiaria de Honeywell, es un proveedor líder de tecnologías de procesamiento de petróleo y gas, incluyendo soluciones de Hidrodesulfurización de diésel.
- **Axens:** Empresa especializada en tecnologías de procesamiento de hidrocarburos y ofrece soluciones de Hidrodesulfurización de diésel y otros productos relacionados.
- **Haldor Topsoe:** Empresa danesa que se enfoca en tecnologías de catálisis y procesos químicos, y ofrece soluciones de Hidrodesulfurización de diésel.
- **Chevron Lummus Global (CLG):** Empresa conjunta entre Chevron y McDermott y ofrece tecnologías y servicios de Hidrodesulfurización de diésel.

Estas empresas suelen proporcionar tecnología, diseño de plantas, equipos y servicios de ingeniería para ayudar a las refinerías a reducir el contenido de azufre en el diésel, cumpliendo así con las regulaciones ambientales y de calidad del combustible. Cabe mencionar que la lista de proveedores y licenciantes puede variar con el tiempo, por lo que es recomendable verificar la información más actualizada en el mercado.

Con el modelado de la unidad de Hidrodesulfurización de diésel en el software de simulación, luego de ingresar las características de la alimentación (diésel selva), y los principales parámetros de operación (flujo, presión y temperatura), se obtiene las principales características de los equipos de la unidad, los cuales se detallan a continuación:

3.3.5.1. Bombas

La Tabla 8 presenta las características fundamentales de los sistemas de bombeo que se encuentran en la unidad de hidrodesulfuración de diésel. Estas dimensiones se obtuvieron a través de cálculos realizados por medio de un software de simulación y se basan en la capacidad de la unidad.

Tabla 8.-
Características de las bombas

TAG	P-009	P-008	P-001	P-002	P-100	P-007
Tasa de flujo [barriles/día]	814.29	5,252.70	3,960.30	4,321.24	2,412.10	1,255.04
Altura de flujo [m]	13.94	70.36	35.37	1,424.03	1,058.40	64.95
Presión [psig]	35.31	242.62	96.12	1,719.70	1,580.81	181.46
Temperatura de diseño [°C]	121.11	289.02	121.11	156.26	121.11	121.11
Viscosidad [cP]	0.54	0.18	2.64	0.72	0.36	0.29
Eficiencia de la bomba [%]	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00

Fuente: *Resultado de simulación*

3.3.5.2. Reactor

En esta tabla, se detallan las dimensiones específicas del reactor que son fundamentales para el proceso en cuestión, los valores mostrados son los resultados obtenidos en el software de simulación. El diámetro de los lechos es un parámetro crítico, ya que influye directamente en la eficiencia de la reacción química y en la distribución uniforme de los materiales en el interior del reactor. Asimismo, el volumen del reactor es de gran importancia, ya que está estrechamente relacionado con la capacidad de producción y la capacidad de manejo de la planta en la que se encuentra el reactor.

Estos datos son vitales para el diseño y la operación óptima del sistema, y proporcionan información valiosa. La correcta selección de las dimensiones del reactor contribuye significativamente a la eficiencia, la seguridad y la calidad del proceso en el que se utiliza. Por lo tanto, la información presentada en la Tabla 9 es esencial para garantizar un funcionamiento efectivo y confiable de la instalación.

Tabla 9.-
Características del Reactor R-001.

TAG	Lecho 1	Lecho 2	Lecho 3
Volumen de líquido [m ³]	3.81	2.60	2.50
Diámetro del recipiente [m]	1.07	0.91	0.91
Tangente del recipiente a su altura [m]	4.27	3.96	3.81
Presión manométrica de diseño [psig]	1614.66	1592.73	1570.80
Temperatura de diseño [°C]	404.58	404.58	404.58

Fuente: *Resultado de simulación*

3.3.5.3. Compresores

La Tabla 10 muestra las características detalladas que han sido calculadas por medio de un software de simulación para los compresores que forman parte integral de la unidad de Hidrodesulfurización. Estas características incluyen una variedad de parámetros fundamentales que son críticos para el funcionamiento eficiente de los compresores en este contexto específico.

Dentro de la tabla, se presenta información sobre el rendimiento de los compresores, como la capacidad de compresión, la potencia requerida, la eficiencia volumétrica, y otros datos relevantes. Esta información es el resultado de simulaciones realizados utilizando software especializado. Estos cálculos se basan en la operación de la unidad de Hidrodesulfurización y son esenciales para asegurar que los compresores funcionen de manera óptima, garantizando así la eficiencia de todo el proceso.

Tabla 10.-
Características de los compresores

TAG	K-001	K-002
Flujo de entrada de gas [m ³ /h]	223.16	92.61
Presión manométrica de diseño - Entrada [psig]	1,441.54	213.35
Temperatura de diseño - Entrada [°C]	50.00	45.00
Temperatura de diseño - Salida [°C]	65.09	373.07
Presión manométrica de diseño - Salida [psig]	1,637.11	1,637.11
Potencia [Hp]	130.12	178.04
Peso Molecular [g/mol]	5.38	2.02
Relación de Calor Específico	1.36	1.41
Factor de Compresibilidad - Entrada	1.03	1.01
Tipo de conductor	MOTOR	MOTOR

Fuente: *Resultado de simulación*

3.3.5.4. Columna

Al adquirir una columna de destilación, es crucial considerar factores como su capacidad, diseño, número de platos, tipo de platos, diámetro, temperatura de diseño, materiales, eficiencia energética, seguridad, costo, mantenimiento, regulaciones y experiencia del fabricante. La elección debe equilibrar las necesidades de producción con el presupuesto disponible, cumplir con regulaciones y normativas, y garantizar un funcionamiento seguro y eficiente a largo plazo. La tabla 11 muestra las principales características para la columna de destilación obtenidas por el software de simulación.

Tabla 11.-
Características de la Columna

Tag	C-001
Diámetro sección inferior [m]	1.07
Tangente inferior a la altura [m]	23.16
Presión manométrica de diseño [psig]	174.35
Temperatura de diseño [°C]	318.49
Temperatura de Operación [°C]	290.71
Número de platos	32
Tipo de platos	SIEVE
Distancia entre platos [m]	0.61

Fuente: *Resultado de simulación*

3.3.5.5. Intercambiadores

Tabla 12.-
Características de los intercambiadores.

Código de Equipo	E-102	E-001B	E-010	E-101	A-001	E-002C	E-001A	E-002B	E-103	E-006	A-002	H-001	E-002A	E-108B	E-009
Área de Transferencia de calor [m ²]	43.83	240.56	63.56	0.51	63.67	14.66	25.28	34.15	1.33	9.31	1.47	18.17	24.08	8.93	38.71
Símbolo Frontal TEMA	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B
Símbolo Carcaza TEMA	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
Símbolo Posterior TEMA	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
Presión manométrica de diseño del tubo [psig]	78.14	142.62	60.31	407.72	1,011.35	1,532.89	145.47	1,541.41	1,141.57	242.62	126.50	1,697.29	1,548.87	153.05	139.78
Temperatura de diseño del tubo [°C]	182.63	163.89	285.51	359.78	159.20	307.78	196.78	367.78	400.85	289.02	278.80	412.78	404.58	270.77	135.61
Temperatura de operación del tubo [°C]	35.00	98.31	35.00	35.00	35.00	280.00	125.00	340.00	35.00	261.24	35.00	330.00	376.80	35.00	35.00
Diámetro exterior del tubo [m]	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Presión manométrica de diseño de carcaza [psig]	124.56	221.28	35.31	618.93	1,524.38	1,719.70	225.55	1,712.23	1,719.70	165.81	197.10	1,126.63	1,704.76	236.93	217.02
Temperatura de diseño de carcaza [°C]	182.63	163.89	285.51	359.78	159.20	201.36	196.78	290.39	400.85	245.78	27880	412.78	343.46	270.77	135.61
Temperatura operación de carcaza [°C]	154.85	136.11	257.73	332.00	131.42	173.58	169.00	262.62	373.07	218.00	251.02	385.00	315.68	243.00	107.83
Longitud del tubo [m]	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10
Paso del tubo [m]	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Número de pases de tubo	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Número de pases carcaza	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Fuente: Resultado de simulación

3.3.5.7. Recipientes verticales

En la Tabla 13 se muestran los resultados obtenidos mediante el software de simulación para los tambores verticales que desempeñan un papel fundamental en la unidad de Hidrodesulfurización de diésel. Estas características esenciales nos proporcionan información valiosa sobre la capacidad y funcionalidad de estos tambores.

Uno de los parámetros destacados en la tabla es el diámetro de los tambores, que nos da una idea de su tamaño y capacidad para contener los materiales necesarios en el proceso de Hidrodesulfurización. La altura es otro elemento crucial, ya que influye en la eficiencia y el rendimiento de la unidad, determinando cuánto material se puede procesar en cada tambor.

Además, el volumen es una característica crítica que define la capacidad de almacenamiento de estos tambores verticales. Conocer este valor es esencial para planificar y optimizar las operaciones de la unidad de Hidrodesulfurización de diésel, asegurando un funcionamiento eficiente y continuo.

Tabla 13.-
Características de los recipientes verticales

Código de Equipo	D-001	D-004	D-003	D-006	D-005
Volumen de Líquido [m ³]	6.08	6.08	2.40	2.40	2.40
Diámetro del recipiente [m]	1.37	1.37	0.91	0.91	0.91
Tangente a la altura [m]	4.11	4.11	3.66	3.66	3.66
Presión manométrica de diseño [psig]	35.31	197.10	1,514.35	1,514.35	1,514.35
Temperatura de Diseño [°C]	152.78	279.67	121.11	121.11	121.11
Temperatura de Operación [°C]	125.00	251.89	50.00	50.00	50.00

Código de Equipo	D-015	V-100	D-011	D-002	D-007
Volumen de Líquido [m ³]	4.27	6.08	3.27	6.08	4.27
Diámetro del recipiente [m]	1.22	1.37	1.07	1.37	1.22
Tangente a la altura [m]	3.66	4.11	3.66	4.11	3.66
Presión manométrica de diseño [psig]	188.57	207.77	118.16	1,524.38	118.16
Temperatura de Diseño [°C]	121.11	121.11	121.11	277.78	128.89
Temperatura de Operación [°C]	51.92	37.80	35.00	250.00	101.11

Fuente: Resultado de simulación.

3.4. Balance de Materia y Energía

A continuación, se representan los resultados obtenidos después de simular la Unidad de Hidrodesulfurización de Diésel.

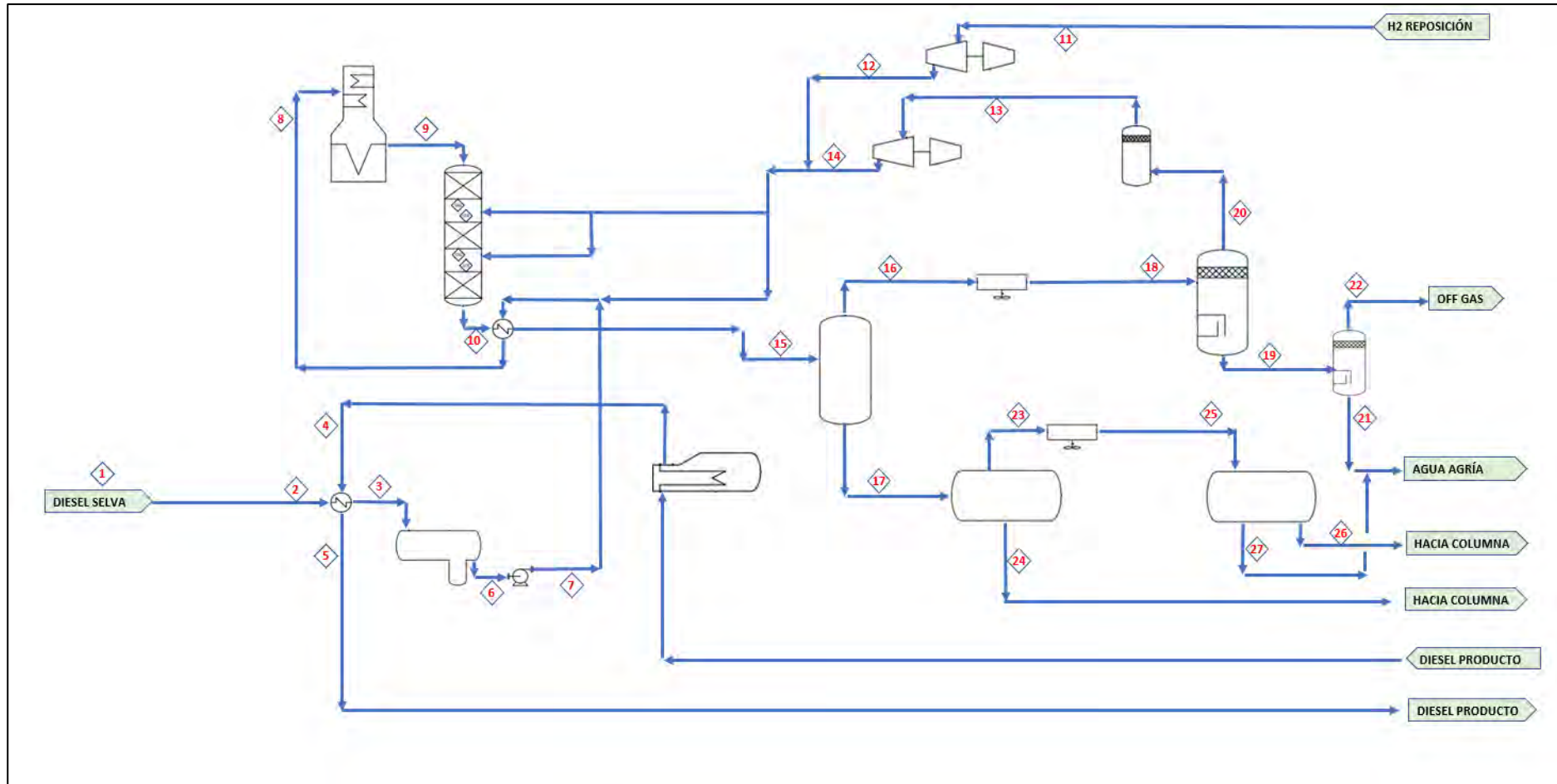
Se muestran los principales parámetros de cada corriente, tales como: Flujo, presión, temperatura, contenido de azufre, entre otros.

Las corrientes a través de la unidad de Hidrodesulfurización de diésel se han identificado en el diagrama de flujo de procesos mostrados a continuación y los resultados son plasmados en la Tabla 14.



6.1.1. Figura 11

Diagrama de flujo de procesos (Parte 1)



6.1.2. Figura 12

Diagrama de flujo de procesos (Parte 2)

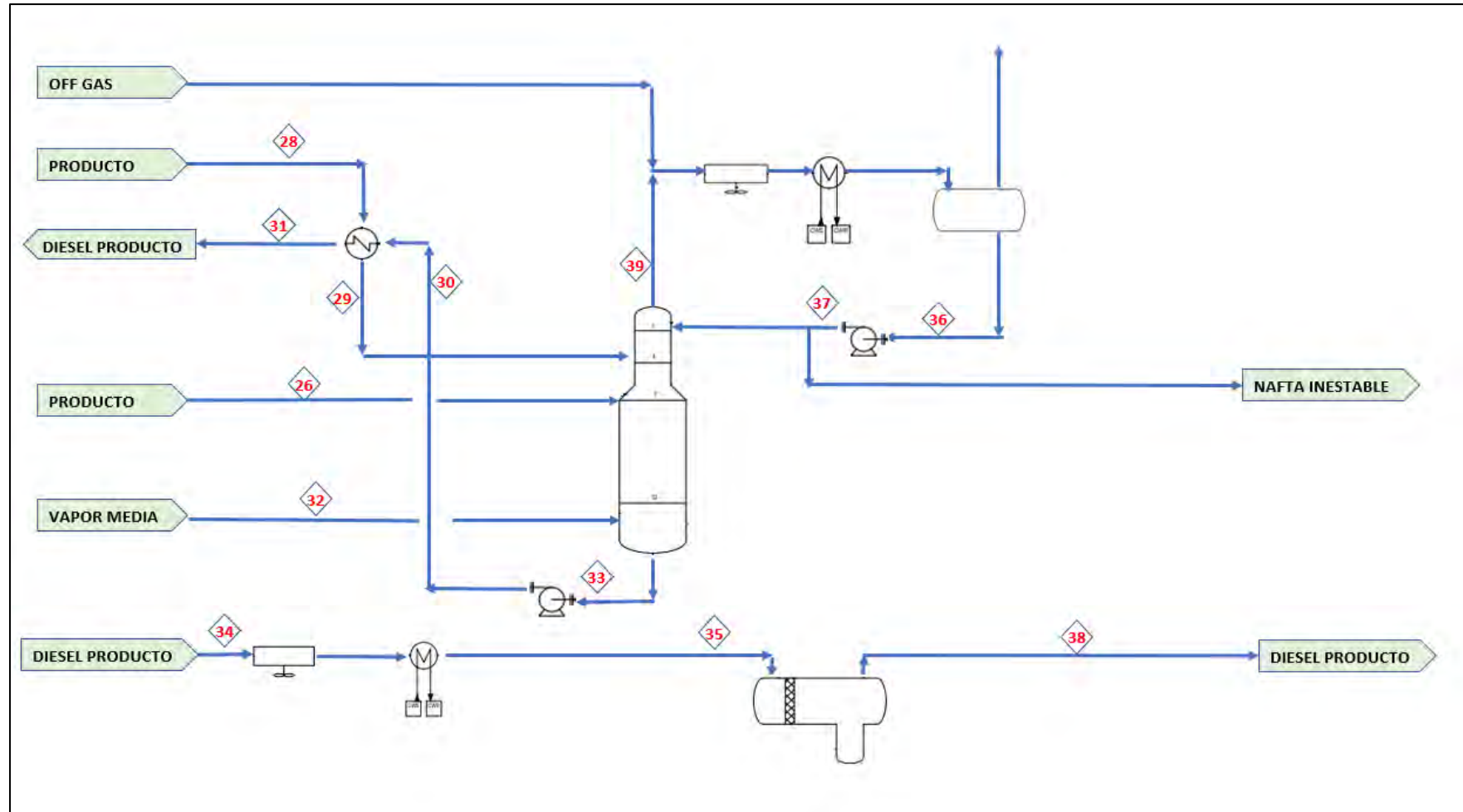


Tabla 14.-*Corrientes del balance de materia y energía*

CORRIENTE	Alimentación	Intercambiador precalentamiento				Drum coalescedor	Bomba de carga	Horno	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Fracción másica vapor	-	-	-	-	-	-	-	0.81	0.83
Temperatura (°C)	51.99	52.11	125.00	169.00	77.55	125.00	128.48	306.84	330.00
Presión (kg/cm ² g)	5	2.80	0.90	14.10	13.50	0.90	115.10	113.60	108.07
Flujo molar (MMSCFD)	2.07	2.07	2.07	1.54	1.54	2.07	2.07	10.62	10.62
Flujo másico (kg/h)	20,915.52	20,915.52	20,915.52	14,962.62	14,962.62	20,915.52	20,915.52	22,915.52	22,915.52
Flujo volumétrico (barriles/día)	3,579.21	3,597.54	3,597.54	2,600.00	2,600.00	3,597.54	3,597.54	5,623.35	5,623.35
Peso molecular	203.16	203.16	203.16	194.92	194.92	203.16	203.16	43.30	43.30
Densidad molar (kgmol/m ³)	4.22	4.22	4.05	3.92	4.26	3.95	4.02	2.43	2.23
Contenido azufre (%Peso)	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08				
° API	29.57	-	-	-	-				
Índice de Cetano	37.69	-	-	-	-				
90 % Destilación ASTM D86 (°C)	351.96	-	-	-	-				
Flash Point (°C)	65.02	-	-	-	-				

Tabla 14.-*Corrientes del balance de materia y energía (Continuación)*

CORRIENTE	Reactor	Compresor de reposición		Compresor			Separador 1	
	10	11	12	13	14	15	16	17
Fracción másica vapor	0.96	1.00	1.00	1.00	1.00	0.88	1	0
Temperatura (°C)	376.80	45.00	373.07	50.00	65.09	250.00	250.00	250.00
Presión (kg/cm ² g)	103.66	15.00	115.10	101.35	115.10	102.02	102.02	102.02
Flujo molar (MMSCFD)	17.25	1.00	1.00	14.77	14.77	17.25	15.26	1.99
Flujo másico (kg/h)	24,915.51	100.41	100.41	3,956.73	3,956.73	24,915.51	6,471.86	18,443.65
Flujo volumétrico (barriles/día)	7,293.99	216.97	216.97	3,581.77	3,581.77	7,293.99	4,063.76	3,230.23
Peso molecular	28.99	2.02	2.02	5.38	5.38	28.99	8.51	185.69
Densidad molar (kgmol/m ³)	1.88	0.59	2.06	3.62	3.91	2.37	2.26	3.79
Contenido azufre (%Peso)								
° API								
Índice de Cetano								
90 % Destilación ASTM D86 (°C)								
Flash Point (°C)								

Tabla 14.-*Corrientes del balance de materia y energía (Continuación)*

CORRIENTE	Separador 2			Separador 3		Separador 4		Separador 5		
	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Fracción másica vapor	0.48	-	1.00	-	1.00	-	1.00	0.87	-	1.00
Temperatura (°C)	50.00	50.00	50.00	51.92	51.92	251.89	251.89	50.00	49.51	49.51
Presión (kg/cm ² g)	101.35	101.35	101.35	11.50	11.50	12.10	12.10	11.55	11.55	11.55
Flujo molar (MMSCFD)	30.84	0.41	14.77	15.66	0.00	1.68	0.31	0.31	0.39	0.33
Flujo másico (kg/h)	20,460.23	2,402.00	3,956.73	14,098.49	3.00	18,002.02	441.63	442.13	2,599.20	244.93
Flujo volumétrico (barriles/día)	6,181.18	458.92	3,581.77	2,139.37	1.12	3,099.82	130.41	130.48	486.65	102.75
Peso molecular	13.32	116.46	5.38	18.08	13.70	214.91	28.38	28.36	132.72	14.73
Densidad molar (kgmol/m ³)	6.97	6.84	3.62	54.48	0.46	3.26	0.30	0.52	6.02	0.46
Contenido azufre (%Peso)										
° API										
Índice de Cetano										
90 % Destilación ASTM D86 (°C)										
Flash Point (°C)										

Tabla 14.-*Corrientes del balance de materia y energía (Continuación)*

CORRIENTE	Intercambiador columna					Columna			
	30	31	28	29	32	29	26	33	39
Fracción másica vapor	-	-	0.00	0.20	1.00	0.20	0.00	-	1.00
Temperatura (°C)	261.24	243.00	49.58	218.00	221.00	218.00	251.92	260.98	163.00
Presión (kg/cm ² g)	15.30	14.90	9.90	9.50	10.50	9.50	10.00	10.50	9.00
Flujo molar (MMSCFD)	2.23	2.23	0.39	0.39	0.56	0.39	1.68	2.23	1.96
Flujo másico (kg/h)	21,629.01	21,629.01	2,599.20	2,599.20	500.00	2,599.20	18,002.02	21,629.01	5,973.18
Flujo volumétrico (barriles/día)	3,758.39	3,758.39	486.65	486.65	75.63	486.65	3,099.82	3,758.39	1,283.30
Peso molecular	194.92	132.72	194.92	132.72	18.02	132.72	214.91	194.92	61.22
Densidad molar (kgmol/m ³)	3.51	5.87	3.60	1.11	0.29	1.11	3.09	3.51	0.30
Contenido azufre (%Peso)									
° API									
Índice de Cetano									
90 % Destilación ASTM D86 (°C)									
Flash Point (°C)									

Tabla 14.-*Corrientes del balance de materia y energía (Continuación)*

CORRIENTE	Reflujo		Enfriamiento producto		Coalescedor producto
	36	37	34	35	38
Fracción másica vapor	-	-	-	-	-
Temperatura (°C)	35.00	35.23	107.83	37.80	37.80
Presión (kg/cm ² g)	6.55	11.00	13.50	12.85	12.85
Flujo molar (MMSCFD)	1.31	1.31	2.23	2.23	2.15
Flujo másico (kg/h)	5,190.07	5,190.07	21,629.01	21,629.01	21,558.37
Flujo volumétrico (barriles/día)	1,126.51	1,126.51	3,758.39	3,758.39	3,747.71
Peso molecular	79.66	79.66	194.92	194.92	201.40
Densidad molar (kgmol/m ³)	8.61	8.62	4.15	4.40	4.26
Contenido azufre (%Peso)					0.00
° API					31.29
Índice de Cetano					39.40
90 % Destilación ASTM D86 (°C)					349.01
Flash Point (°C)					53.62

La Tabla 14 presenta un balance de materia detallado para las corrientes asociadas a cada equipo en el proceso. Estas corrientes se derivan de la información proporcionada en la Figura 12, que es un esquema del sistema de Hidrodesulfurización de diésel, y se destacan principalmente por: flujos, presiones, temperaturas y composiciones.

En esta tabla, se proporciona una visión integral de la distribución y transformación de los materiales a lo largo de las diferentes etapas del proceso. Los flujos, las presiones a las que se encuentran sometidas, las temperaturas a las que se operan, así como los parámetros principales de calidad obtenidos en el diésel producto, el cual se observa que la reducción de azufre se realiza de manera óptima.

CAPÍTULO IV: Evaluación Económica

Con los resultados obtenidos de la evaluación técnica en el caso de diseño, procedemos a realizar la evaluación económica preliminar y determinar la viabilidad según los indicadores de inversión como: tasa interna de retorno (TIR), valor actual neto (VAN) y el periodo de recupero de la inversión (PRI).

Adicionalmente se efectúa un análisis de sensibilidad para 5 casos adicionales de evaluación como son:

- Caso Base + 20 % de *capex*
- Caso Base + 10 % de Ingresos
- Caso Base – 10 % de *capex*
- Caso Base – 20 % de Ingresos
- Caso Base + 20 % de *capex* y – 20 % de Ingresos (caso de evaluación más desfavorable).

4.1. Bases para el análisis económico

4.1.1. Consideraciones base.

- Año base de Inversión: 2023
- Inicio de actividades: 2024
- Periodo de evaluación: 20 años
- Depreciación lineal a 20 años
- Impuesto a la renta: 29.5 % (comunicación interna Petroperú)
- Retención de utilidad: 10 % (comunicación interna Petroperú)
- Valor de recupero: 0
- Tasa de corte: 12 % (comunicación interna Petroperú)
- Días operativos por año: considerando factor de servicio del 97 % (355)

4.1.2. Consideraciones específicas

Se considera que la totalidad de la producción de diésel en la unidad de destilación primaria va a formar parte de la carga de alimentación de la Unidad de Hidrodesulfurización, por lo que los ingresos estarán determinados en función a su venta.

4.2. Determinación de los ingresos

La determinación de los ingresos del proyecto está basada en función del total de las ganancias de ventas de Diésel B5, dado que de no implementar la unidad de Hidrodesulfurización, no se podrá comercializar diésel en la Amazonía Peruana.

El ingreso se calculará de acuerdo con la diferencia de los siguientes componentes:

- **Ingreso bruto:** Determinado por la venta de Diésel de bajo azufre en la Amazonía peruana en función al precio lista Petroperú para Iquitos (01.12.2022) de 11.98 soles/galón.
- **Gasto bruto:** Determinado por el coste de la adquisición de materia prima tales como: petróleo curdo (se considera el 20.3 % del costo dado que es el volumen de diésel obtenido de la columna de fraccionamiento), biodiésel B100 (se considera la adición del 5 % del volumen total de diésel) y costo de hidrógeno.

Tabla 15.-
Ingreso por ventas

Producto	Precio* (US\$/bl)	Producción** BPD	Ingreso por venta US\$/día	Ingreso por venta US\$/año
Diésel B5	125.8	2,235.5	282,616.6	100,238,902.9

*Considerando precio lista Petroperú de diésel B5 para Iquitos (01.12.2022) de 11.98 soles/galón.

** Considerando la adición de 5 % de biodiésel B100 a la producción de diésel.

Dado que la Amazonía Peruana debe abastecerse de Turbo A-1 para aviones, se considera como ingreso la venta solo de producción de diésel 2,129 BPD (Tabla 3) adicionado el 5 % de biodiésel B100.

Tabla 16.-*Costo de materia prima*

Componente	Precio* (US\$/bbl)	Volumen** (BPD)	Costo (US\$/día)	Costo (US\$/año)
Crudo carga				
Crudo Mayna	82.3	7,350.0	604,905.0	214,741,275.0
Crudo Cepsa	85.2	3,150.0	268,380.0	95,274,900.0
Costo total de crudo				310,016,175.0
% Representado del Diésel (20.3 %)				62,933,283.5
Hidrógeno***	20.007 (US\$/kg)	2,400.0 (kg/d)	48,017.5	17,046,219.6
Biodiésel B100****	121.5	175.0	21,260.8	7,760,173.8
Total, de coste de materia prima				87,739,676.9

* Precio de materia prima Información proporcionada por Refinería Iquitos - Anexo 1.

** Considerando una carga de petróleo crudo de 10,500 BPD

*** Considerando hidrógeno de reposición de 100 kg/h y costo de 20.007US\$/kg según Hydrogen California PEM Electrolysis (PLATTS).

**** considerando la adición por normativa del 5 % de B100 al diésel.

Según la Tabla 16, el costo de la materia prima asciende a US\$ 87,739,676.9 (Ochenta y siete millones setecientos treinta y nueve mil seiscientos setenta y seis con nueve /100 dólares americanos).

Tabla 17.-*Ingreso neto anual por venta de diésel B5*

Ingreso neto anual	
Componente	US\$/año
Ingreso bruto	100,328,903.0
Gasto bruto	87,739,676.9
Ingreso neto	12,589,226.1

Fuente: elaboración propia

De acuerdo con los resultados obtenidos en las tablas anteriores, mediante la producción y venta de Diésel B5 en la Amazonia peruana, se obtiene un ingreso neto de US\$ 12,589,226.1, el mismo que se dejaría de percibir en caso el estado niegue la venta y distribución de Diésel en la Amazonía peruana por alto contenido de azufre.

4.3. Determinación de los egresos

4.3.1. Gastos de mantenimiento

Gary (2007), indica que los costos de mantenimiento varían de 3.0 hasta 8.0 % del costo de inversión, dependiendo de la complejidad de la planta.

La Unidad de Hidrodesulfurización es de planta de procesos de alta complejidad, por lo que se ha asumido que los gastos de mantenimiento asociados a los nuevos equipos a ser instalados corresponderán al 8 % de la inversión, como monto anual.

4.3.2. Gastos Operativos

Los gastos operativos vienen dados por los costos operativos. De acuerdo con los resultados del simulador de procesos y correspondiente al paquete *Aspen process economic analyzer*, el costo operativo de la Unidad de Hidrodesulfurización asciende a US\$ 3,238,990.00 (ver anexo 04).

4.4. Estimado de la inversión

Los costos de equipos mecánicos incluyendo el reactor, fueron obtenidos paquete *Aspen process economic analyzer*, los cuales están distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 18.-*Estimado de la inversión*

Equipo	Costo de equipo [USD]	Costo de instalación [USD]
E-102	16,600.00	88,600.00
D-001	24,200.00	146,500.00
D-004	28,700.00	145,300.00
E-001B	59,600.00	192,100.00
P-009A/B	4,900.00	34,400.00
E-010	19,600.00	105,800.00
E-101	9,200.00	82,200.00
P-008A/B	6,800.00	47,000.00
D-003	39,700.00	123,500.00
A-001	37,600.00	147,200.00
P-001	5,700.00	42,100.00
R-001 Lecho 1	163,300.00	444,500.00
R-001 Lecho 2	131,100.00	409,400.00
E-002C	16,700.00	127,700.00
E-001A	15,200.00	92,000.00
E-002B	31,000.00	146,300.00
K-001	1,006,800.00	1,148,100.00
P-002	236,600.00	296,400.00
E-103	10,000.00	112,700.00
P-100	124,300.00	170,600.00
D-006	39,700.00	123,500.00
K-002	1,623,900.00	1,767,500.00
D-005	39,700.00	123,500.00
D-015	22,000.00	111,700.00
E-006	11,500.00	79,600.00
A-002	9,000.00	55,700.00
H-001	1,623,900.00	1,767,500.00
P-007	5,500.00	35,000.00

V-100	27,700.00	119,300.00
E-002A	27,600.00	239,200.00
E-108B	11,700.00	74,700.00
D-011	19,000.00	100,800.00
R-001 C	129,600.00	407,500.00
D-002	76,000.00	219,500.00
D-007	20,600.00	118,900.00
E-009	19,600.00	102,200.00
C-001	154,200.00	378,200.00
Total	5,848,800.00	9,926,700.00

Fuente: Resultado del simulador

Tabla 19.-

Resumen del estimado de inversión

Partida	US\$
Costo de suministro de material	5,848,800.00
Costo de instalación	9,926,700.00
Gastos generales 10 % sobre ítem 2	992,670.00
Contingencias 15 %	1,489,005.00
Total, sin IGV	18,257,175.00
Impuestos (18 % IGV)	3,286,291.50
Total, con IGV	21,543,466.50

Fuente: Elaboración propia

4.5. Rentabilidad de la inversión

La determinación de la rentabilidad de la inversión está basada en los cálculos de los indicadores económicos correspondientes al VAN, TIR y PRI, así como de un análisis de sensibilidad para determinar la viabilidad del proyecto.

Tabla 20.-*Resumen del análisis de sensibilidad*

Caso	CAPEX MMUS\$	INGRESOS MMUS\$	TIR	VAN MUS\$	PRI Años
Caso Base	21,543.5	12,589.2	24.0 %	2,338.1	6.0
Caso base - 20 % de ingresos	21,543.5	10,071.4	24.0 %	2,338.1	11.0
Caso base +10 % de ingresos	21,543.5	13,848.1	27.8 %	199.4	4.9
Caso base + 20 % de capex	25,852.2	12,589.2	19.1 %	1,284.2	8.3
Caso base – 10 % de capex	19,389.1	12,589.2	27.1 %	2,413.1	5.1
Caso base – 20 % de ingresos + 10 % capex	23,697.8	10,071.4	13.9 %	585.2	14.1

Los resultados de la evaluación económica para el escenario base revelan indicadores financieros sólidos. El TIR (Tasa Interna de Retorno) se sitúa en un saludable 24.0 %, lo que sugiere un retorno atractivo de la inversión. Además, el Valor Actual Neto (VAN) es de 2,338.1 millones de dólares, lo que indica que el proyecto generaría un flujo de efectivo positivo significativo durante su vida útil. El Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) es de 6.0 años, lo que implica que se lograría recuperar la inversión inicial en un período razonable.

En el caso más desafiante, que considera un aumento del 10 % en los costos de inversión y una disminución del 20 % en los ingresos por ventas, los indicadores económicos siguen siendo favorables. El TIR se reduce ligeramente al 13.9 %, lo que aún es atractivo desde una perspectiva de inversión. El VAN se establece en 585.2 millones de dólares, lo que indica la generación de un flujo de efectivo positivo, aunque a un nivel menor. El PRI, que es de 14.1 años en este caso, sigue siendo razonable considerando la mayor inversión y los menores ingresos esperados.

En resumen, tanto en el escenario base como en el caso más crítico, el proyecto demuestra su viabilidad financiera y la capacidad de generar rendimientos favorables. Estos resultados refuerzan la solidez del análisis económico y respaldan la toma de decisiones para avanzar con la implementación del proyecto.

CONCLUSIONES

- Los resultados de la presente tesis demuestran que es viable la implementación de una unidad de Hidrodesulfurización para la producción de diésel de bajo azufre en la amazonia peruana, siendo la capacidad máxima de procesamiento de 3,500 barriles por día. La implementación de esta unidad es una medida efectiva para reducir los niveles de azufre en el combustible diésel y cumplir con las regulaciones ambientales y de calidad del aire.
- Con el uso del software de simulación *Aspen Hysys versión 11.0*, se realizó el balance de materia y energía del proceso, permitiendo determinar el dimensionamiento, selección y capacidad de los principales equipos a implementar en la operación de la Unidad de Hidrodesulfurización.
- Los resultados del simulador de procesos muestran la posibilidad de reducir el contenido de azufre del diésel producido en la Amazonía peruana desde valores de 809 ppm hasta valores menores de 10 ppm, permitiendo cumplir las regulaciones respecto a la venta y distribución de Diésel de bajo azufre; así mismo, el diésel producido cuenta con la calidad exigida por la normativa peruana.
- Se puede afirmar que el proyecto es factible y rentable, ya que los indicadores económicos calculados señalan que habrá ingresos de ventas de Diésel B5, dado que de no implementar la unidad de Hidrodesulfurización no se podrá comercializar diésel en la Amazonía Peruana. La inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto asciende a US\$ 21,543,466.50 y se han obtenido indicadores económicos que respaldan su viabilidad, como son: TIR = 24%, PRI = 6 años.

RECOMENDACIONES

- Para futuras investigaciones, se sugiere evaluar implementar una unidad de producción de hidrógeno en la Amazonía peruana, dado que este servicio auxiliar es muy importante para realizar la Hidrodesulfurización del diésel.
- Durante la etapa de Hidrodesulfurización se obtiene sulfuro de hidrógeno (H_2S), el cual debe ser tratado en un absorbedor de aminas. Este contaminante puede ser usado en la producción de ácido sulfúrico, por lo que en futuros trabajos de investigación se debe evaluar implementar una planta de producción de ácido sulfúrico al 98 % para mejorar los márgenes de ganancia en la refinería.
- Se pudo validar satisfactoriamente el modelo de simulación, sin embargo, se recomienda actualizar los resultados de laboratorio del diésel para mejorar la precisión de los datos.
- Es recomendable realizar un estudio detallado de constructibilidad para estimar con mayor precisión los requisitos de las disciplinas de mecánica, civil, instrumentación y eléctrica del proyecto. Esto permitiría obtener un monto de inversión más preciso y detallado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Babich, I., & Moulijn, J. (2003). Science and technology of novel processes for deep desulfurization of oil refinery streams: a review. *Fuel*, 607–631.
2. Barajas, M. (2006). *Aspen Hysys, el dimensionamiento, la capacidad y las condiciones de las corrientes de salida*. México.
3. Barbosa, A., Vega, A., & Del Rio Amador, E. (2014). Hidrodesulfurización de crudos de petróleo: Base para el mejoramiento de combustibles. *Avances en ciencias e ingeniería*.
4. Benavides Cevallo, I. B., & Jacome Mayasa, S. (2016). *Diseño y simulación de la unidad de hidrodesulfurización de diésel para una nueva refinería*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
5. Benavides Cevallos, I. B., & Jacome Mayasa, S. E. (2016). *Diseño y simulación de la unidad de hidrodesulfurización de diésel para una nueva refinería*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
6. Cabezas Oruna, J. (2012). La industria de refinación de petróleo en el Perú. *Paradigmas*, 37-47.
7. Decreto supremo 025-2005 EM. (2005). Aprueban Cronograma de Reducción Progresiva del Contenido de Azufre en. *Diario Oficial el Peruano*, Art.1 y Art2.
8. Decreto Supremo N° 061-2009. (2009). Norma legal. *Diario el Peruano*, Art.1 y Art. 2.
9. Decreto Supremo N°014-2021-EM. (2021). Normas Legales 19. *Diario El Peruano*.
10. Doble, M., & Kumar, A. (2005). Biodesulfurization. *Biotreatment of Industrial Effluents*, 255-265.
11. EPA. (07 de Setiembre de 2022). *Environmental Protection Agency - USA*. Obtenido de <https://www.epa.gov/diesel-fuel-standards/diesel-fuel-standards-and-rulemakings>
12. EPA. (07 de Setiembre de 2022). *United States environmental protectionagency*. Obtenido de <https://www.epa.gov/diesel-fuel-standards/diesel-fuel-standards-and-rulemakings>
13. Gary, J., & Handwerk, G. (2001). *Petroleum Refining, Technology and Economics*. New York: Marcel Dekker.

14. Gómez, E., Sarabia, D., Cristea, S., Gutiérrez, G., Méndez, C., Sola, J., . . . de Prada, C. (2010). Simplified Modelling and Validation of an Industrial Diésel Hydrodesulfurization Plant. *IFAC Proceedings Volumes*, Pages 218-223.
15. Hirnaeche Azumendi, J., Pérez de laborda, Á., & Saézn de Ormijana, T. (2008). *El petróelo y la energía en la economía* . Victoria-Gasteiz: Servicio central de publicaciones del gobierno Vasco.
16. Ley N° 28694. (2006). Normativa legal. *Diario el Peruano*.
17. Lira, G. (07 de julio de 2021). *Autofact*. Obtenido de <https://www.autofact.pe/blog/mi-auto/emergencias/norma-euro-6>
18. Liu, Y., Chang, A.-F., & Pashikanti, K. (2018). *Petroleum refinery process modeling*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co.
19. Meyers, R. (2016). *Handbook of Petroleum Refining Processes*. New York: McGraw-Hill Education.
20. N°28694, L. (2006). Ley que regula el contenido de azufre en el combustible diésel. *Diario Oficial El Peruano*.
21. Parkash, S. (2003). *Refining processes hanbook*. Burlinton: Elsevier.
22. Petroleos del Perú - Petroperú S.A. (2019). *Diésel ultra*. Obtenido de Especificaciones técnicas: <https://www.petroperu.com.pe/productos/combustibles/diésel-ultra/>
23. Petroleos del Perú - Petroperú S.A. (28 de setiembre de 2022). *Diésel ultra*. Obtenido de <https://www.petroperu.com.pe/productos/combustibles/diésel-ultra/>
24. Ray Chaudhuri, U. (2011). *Fundamentals pf petroleum and petrochemical engineering*. Boca Ratón: Taylor & Francis Group.
25. Refinería Iquitos. (2022). *Calidad del diésel producido en la Amazonía Peruana*. Iquitos: Petróleos del Perú - Petroperú S.A.
26. Refinería Iquitos. (2022). *Descripción técnica del proceso de refinación de Refinería Iquitos*. Iquitos: Petroleos del Perú -Petroperú S.A.
27. Resolución Ministerial N° 139-2012-MEM/DM. (2012). Normas Legales. *Diario El Peruano*.
28. Saleh, T. (2020). Characterization, Determination and Elimination technologies for Sulfur from Petroleum: toward Cleaner Fuel and a Safe Environment. *Trends in Environmental Analytical Chemistry*.

29. VI, E. (1 de diciembre de 2012). *Normativa de Emisiones en vehículos*. Obtenido de Eur-Lex: <https://eur-lex.europa.eu/ES/legal-content/summary/emissions-from-heavy-duty-vehicles-euro-vi-certification-rules.html>
30. Vimal Chandra, S. (2012). An evaluation of desulfurization technologies for sulfur removal from liquid fuel. *RSC Advances*, 759–783.
31. Wauquier, J. (2004). *El refinado de petróleo*. España: Díaz de Santos.
32. Zhu, F., Hoehn, R., Thakkar, V., & Yuh, E. (2016). *Hydroprocessing for Clean Energy: Design, Operation, and Optimization*. Wiley.



ANEXOS

- **Anexo 1:** Carta de respuesta de la empresa Petroperú sobre la información requerida para la elaboración de la presente Tesis.
- **Anexo 2:** Especificaciones Técnicas del Diésel.
- **Anexo 3:** Evaluación económica.
- **Anexo 4:** Resultados del simulador.



ANEXO 1: Carta de respuesta de la empresa Petroperú.



“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

GDRS-1357-2022

Iquitos, 27 de setiembre del 2022.

Sr.
Carlos Alberto Ríos Barbarán
Presente.-

De mi especial consideración:

Es grato dirigirme a usted para saludarlo cordialmente, y a la vez, por medio de la presente carta, dar respuesta a su solicitud requerida a PETROPERÚ al amparo de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, recibida el 20 de setiembre 2022, por medio de la cual solicita lo siguiente:

- 1.- *Parámetros de calidad de laboratorio del Diesel producido en Refinería Iquitos. (Contenido de azufre, Destilación ASTM D86, Punto flash)*
- 2.- *Descripción técnica del proceso de Refinación de Refinería Iquitos.*
- 3.- *Ventas de Diesel en la Región Loreto - Periodo 2018 – 2022.*

En ese sentido nos permitimos dar atención a su solicitud por medio del link:

https://petroperuofp-my.sharepoint.com/:f/g/personal/nvarela_petroperu_com_pe/EhRKjbpLONZOoJLNc8qJ7jkBix20JiOwkwvLHBvJSIR6Iw?e=muasHi

Sin otro particular quedamos de usted, señalando además que la respuesta es remitida dentro de los plazos establecidos en la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública N° 27806.

Atentamente,



Firmado digitalmente por:
GUERRERO SEMINARIO Christian Enrique
PETROLEOS DEL PERU PETROPERU SA
PE
Lima-Lima
Motivo: Aprobado
Fecha: 28/09/2022 13:58:14-0500


Christian E. Guerrero Seminario
Gerente (e) Departamento Refinación Selva

Si ésta es una reproducción impresa, es una copia auténtica de un documento electrónico firmado digitalmente y archivado en Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A., aplicando la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 025-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la siguiente dirección web: Url: <https://scdp.petroperu.com.pe/ConsultaCorrespondencia>
Clave: iFbgrCANNh Nro. Documento: GDRS-1357-2022

Avda. La Marina 465
Teléfono: 065. 581040
Portal empresarial: www.petroperu.com.pe



ANEXO 2: Especificaciones Técnicas del Diésel.

Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.				
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PETROPERÚ				
CLASE DE PRODUCTO COMBUSTIBLE		Fecha efectiva: Enero 2019		
TIPO DE PRODUCTO DESTILADO MEDIO ULTRA BAJO AZUFRE + 5% BIODIESEL B100		Reemplaza edición de: Enero 2014		
NOMBRE DE PRODUCTO DIESEL B5 S-50				
ENSAYOS	ESPECIFICACIONES (a)		MÉTODO	
	MÍN.	MÁX.	ASTM	OTROS
APARIENCIA	Clara y brillante, libre de agua y partículas en suspensión			Visual
Color ASTM (b)	3.0		D1500, D6045	Visual
VOLATILIDAD				
Gravedad API a 60 °F	Reportar		D1298, D4052	
Destilación, °C (a 760 mmHg)			D86, D2887, D7344, D7345	ISO 3405
Punto inicial de ebullición	Reportar			
5 %V recuperado	Reportar			
10 %V recuperado	Reportar			
20 %V recuperado	Reportar			
50 %V recuperado	Reportar			
90 %V recuperado	282	360		
95 %V recuperado	Reportar			
Punto final de ebullición	Reportar			
Punto de inflamación, °C	52		D93, D3828, D7094	ISO 2719
FLUIDEZ				
Viscosidad cinemática a 40°C, cSt (c)	1.9	4.1	D-445	ISO 3104
Punto de escurrimiento, °C (d)		+4	D97, D5949, D5950	ISO 3016
COMBUSTIÓN				
Número de cetano (e)	45		D613	ISO 5165
Índice de cetano (f)	40		D4737, D976	ISO 4264
COMPOSICIÓN				
Cenizas, % masa		0.01	D482	ISO 6245
Residuo de carbón, 10% residuo destilación, %masa		0.35	D4530, D189, D524	ISO 6615
Azufre total, mg/Kg		50	D5453, D2622, D7039, D7220	ISO 20846, ISO 14596
CORROSIVIDAD				
Corrosión lámina de cobre, 3h, 50°C, N°		3	D130	ISO 2160
CONTAMINANTES				
Agua y Sedimentos, %V		0.05	D2709	
ESTABILIDAD A LA OXIDACIÓN				
Estabilidad a la oxidación, mg/100mL	Reportar		D2274, D7545	
LUBRICIDAD				
Lubricidad, diámetro rasgado de uso corregido, HFRR a 60°C, micras		520	D6079, D7688	ISO 12156-1
REQUERIMIENTOS DE OPERATIVIDAD				
Punto de Obstrucción del Filtro, Flujo en Frío, (CFPP ó POFF), °C		-8	D6371	UNE-EN-116
CONDUCTIVIDAD				
Conductividad, pS/m	25		D2624, D4308	
BIODIESEL 100 (B100)				
Contenido, % Vol.		5	D7371	UNE EN 14078

Anexo 03: Evaluación económica. Caso Base

INVERSION TOTAL (MUS\$)	21,543.5
EGRESOS: RATIO SOBRE INVERSION	8.0%
IMPUESTO A LA RENTA	29.5%
UTILIDAD AL PERSONAL	10%
TASA DE CORTE	12.0%
TIEMPO DE EVALUACION (años)	20
DEPREC: RATIO SOBRE INVERSION	0.05

Egresos OPEX adicionales 3,239 MMUS\$/año

INVERSION TOTAL	21,543.5	MUS\$
------------------------	-----------------	--------------

	AÑO	INVERSION	INGRESOS	EGRESOS	Deprec	U. Bruta	U. Antes Impuestos	Impuesto Renta	U. Neta	FNF	FNF ₀	Acum FNF
	0	21,543	-	-	-	-	-	-	-	-21,543	-21,543	-21,543
2024	1	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	4,672	-16,871
2025	2	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	4,172	-12,700
2026	3	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	3,725	-8,975
2027	4	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	3,326	-5,649
2028	5	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	2,969	-2,680
2029	6	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	2,651	-29
2030	7	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	2,367	2,338
2031	8	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	2,113	4,452
2032	9	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	1,887	6,339
2033	10	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	1,685	8,024
2034	11	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	1,504	9,528
2035	12	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	1,343	10,871
2036	13	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	1,199	12,070
2037	14	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	1,071	13,141
2038	15	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	956	14,097
2039	16	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	854	14,951
2040	17	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	762	15,713
2041	18	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	680	16,393
2042	19	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	608	17,001
2043	20	-	12,589	4,962	1,077	6,550	5,895	1,738.91	4,156	5,233	542	17,543
											24.0%	TIR ddi
											2338	VAN
											6.0	PRI

Caso Base – 20 % ingresos

INVERSION TOTAL (MU\$)	21,543.5
EGRESOS: RATIO SOBRE INVERSION	8.0%
IMPUESTO A LA RENTA	29.5%
UTILIDAD AL PERSONAL	10%
TASA DE CORTE	12.0%
TIEMPO DE EVALUACION (años)	20
DEPREC: RATIO SOBRE INVERSION	0.05

Egresos OPEX adicionales 3,239 MMU\$ /año

INVERSION TOTAL	21,543.5	MU\$
------------------------	-----------------	-------------

	AÑO	INVERSION	INGRESOS	EGRESOS	Deprec	U. Bruta	U. Antes Impuestos	Impuesto Renta	U. Neta	FNF	FNF ₀	Acum FNF
2023	0	21,543	-	-	-	-	-	-	-	-21,543	-21,543	-21,543
2024	1	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	3,246	-18,298
2025	2	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	2,898	-15,400
2026	3	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	2,588	-12,812
2027	4	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	2,310	-10,502
2028	5	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	2,063	-8,439
2029	6	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	1,842	-6,597
2030	7	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	1,644	-4,953
2031	8	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	1,468	-3,485
2032	9	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	1,311	-2,174
2033	10	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	1,170	-1,003
2034	11	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	1,045	42
2035	12	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	933	975
2036	13	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	833	1,808
2037	14	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	744	2,552
2038	15	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	664	3,216
2039	16	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	593	3,809
2040	17	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	529	4,339
2041	18	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	473	4,811
2042	19	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	422	5,233
2043	20	-	10,071	4,962	1,077	4,032	3,629	1,070.43	2,558	3,635	377	5,610
											16.0%	TIR ddi
											42	VAN
											11.0	PRI

Caso base + 10 % de ingresos

INVERSION TOTAL (MUS\$)	21,543.5
EGRESOS: RATIO SOBRE INVERSION	8.0%
IMPUESTO A LA RENTA	29.5%
UTILIDAD AL PERSONAL	10%
TASA DE CORTE	12.0%
TIEMPO DE EVALUACION (años)	20
DEPREC: RATIO SOBRE INVERSION	0.05

Egresos OPEX adicionales MMUS\$/año

INVERSION TOTAL	21,543.5	MUS\$
------------------------	-----------------	--------------

	AÑO	INVERSION	INGRESOS	EGRESOS	Deprec	U. Bruta	U. Antes Impuestos	Impuesto Renta	U. Neta	FNF	FNF ₀	Acum FNF
2023	0	21,543	-	-	-	-		-	-	-21,543	-21,543	-21,543
2024	1	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	5,385	-16,158
2025	2	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	4,808	-11,350
2026	3	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	4,293	-7,056
2027	4	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	3,833	-3,223
2028	5	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	3,423	199
2029	6	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	3,056	3,255
2030	7	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	2,728	5,984
2031	8	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	2,436	8,420
2032	9	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	2,175	10,595
2033	10	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	1,942	12,537
2034	11	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	1,734	14,271
2035	12	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	1,548	15,819
2036	13	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	1,382	17,201
2037	14	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	1,234	18,435
2038	15	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	1,102	19,537
2039	16	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	984	20,521
2040	17	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	878	21,400
2041	18	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	784	22,184
2042	19	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	700	22,884
2043	20	-	13,848	4,962	1,077	7,809	7,028	2,073.16	4,954	6,032	625	23,510
											27.8%	TIR ddi
											199	VAN
											4.9	PRI

Caso base + 20 % de Capex

INVERSION TOTAL (MUS\$)	25,852.2
EGRESOS: RATIO SOBRE INVERSION	8.0%
IMPUESTO A LA RENTA	29.5%
UTILIDAD AL PERSONAL	10%
TASA DE CORTE	12.0%
TIEMPO DE EVALUACION (años)	20
DEPREC: RATIO SOBRE INVERSION	0.05

Egresos OPEX adicionales MMUS\$/año

INVERSION TOTAL	25,852.2	MUS\$
------------------------	-----------------	--------------

	AÑO	INVERSION	INGRESOS	EGRESOS	Deprec	U. Bruta	U. Antes Impuestos	Impuesto Renta	U. Neta	FNF	FNF ₀	Acum FNF
2023	0	25,852	-	-	-	-	-	-	-	-25,852	-25,852	-25,852
2024	1	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	4,547	-21,305
2025	2	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	4,060	-17,245
2026	3	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	3,625	-13,620
2027	4	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	3,237	-10,383
2028	5	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	2,890	-7,493
2029	6	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	2,580	-4,913
2030	7	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	2,304	-2,609
2031	8	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	2,057	-552
2032	9	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	1,837	1,284
2033	10	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	1,640	2,924
2034	11	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	1,464	4,388
2035	12	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	1,307	5,695
2036	13	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	1,167	6,862
2037	14	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	1,042	7,905
2038	15	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	930	8,835
2039	16	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	831	9,666
2040	17	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	742	10,408
2041	18	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	662	11,070
2042	19	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	591	11,661
2043	20	-	12,589	5,307	1,293	5,989	5,391	1,590.20	3,800	5,093	528	12,189
											19.1%	TIR ddi
											1284	VAN
											8.3	PRI

Caso base – 10 % de Capex

INVERSION TOTAL (MUS\$)	19,389.1
EGRESOS: RATIO SOBRE INVERSION	8.0%
IMPUESTO A LA RENTA	29.5%
UTILIDAD AL PERSONAL	10%
TASA DE CORTE	12.0%
TIEMPO DE EVALUACION (años)	20
DEPREC: RATIO SOBRE INVERSION	0.05

Egresos OPEX adicionales 3,239 MMUS\$/año

INVERSION TOTAL	19,389.1	MUS\$
------------------------	-----------------	--------------

	AÑO	INVERSION	INGRESOS	EGRESOS	Deprec	U. Bruta	U. Antes Impuestos	Impuesto Renta	U. Neta	FNF	FNF ₀	Acum FNF
2023	0	19,389	-	-	-	-	-	-	-	-19,389	-19,389	-19,389
2024	1	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	4,735	-14,654
2025	2	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	4,227	-10,427
2026	3	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	3,774	-6,653
2027	4	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	3,370	-3,282
2028	5	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	3,009	-273
2029	6	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	2,687	2,413
2030	7	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	2,399	4,812
2031	8	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	2,142	6,954
2032	9	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	1,912	8,866
2033	10	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	1,707	10,573
2034	11	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	1,524	12,098
2035	12	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	1,361	13,459
2036	13	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	1,215	14,674
2037	14	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	1,085	15,759
2038	15	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	969	16,728
2039	16	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	865	17,593
2040	17	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	772	18,365
2041	18	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	690	19,055
2042	19	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	616	19,671
2043	20	-	12,589	4,790	969	6,830	6,147	1,813.27	4,333	5,303	550	20,220
											27.1%	TIR ddi
											2413	VAN
											5.1	PRI

Caso base + 10 % de Capex – 20 % de ingresos

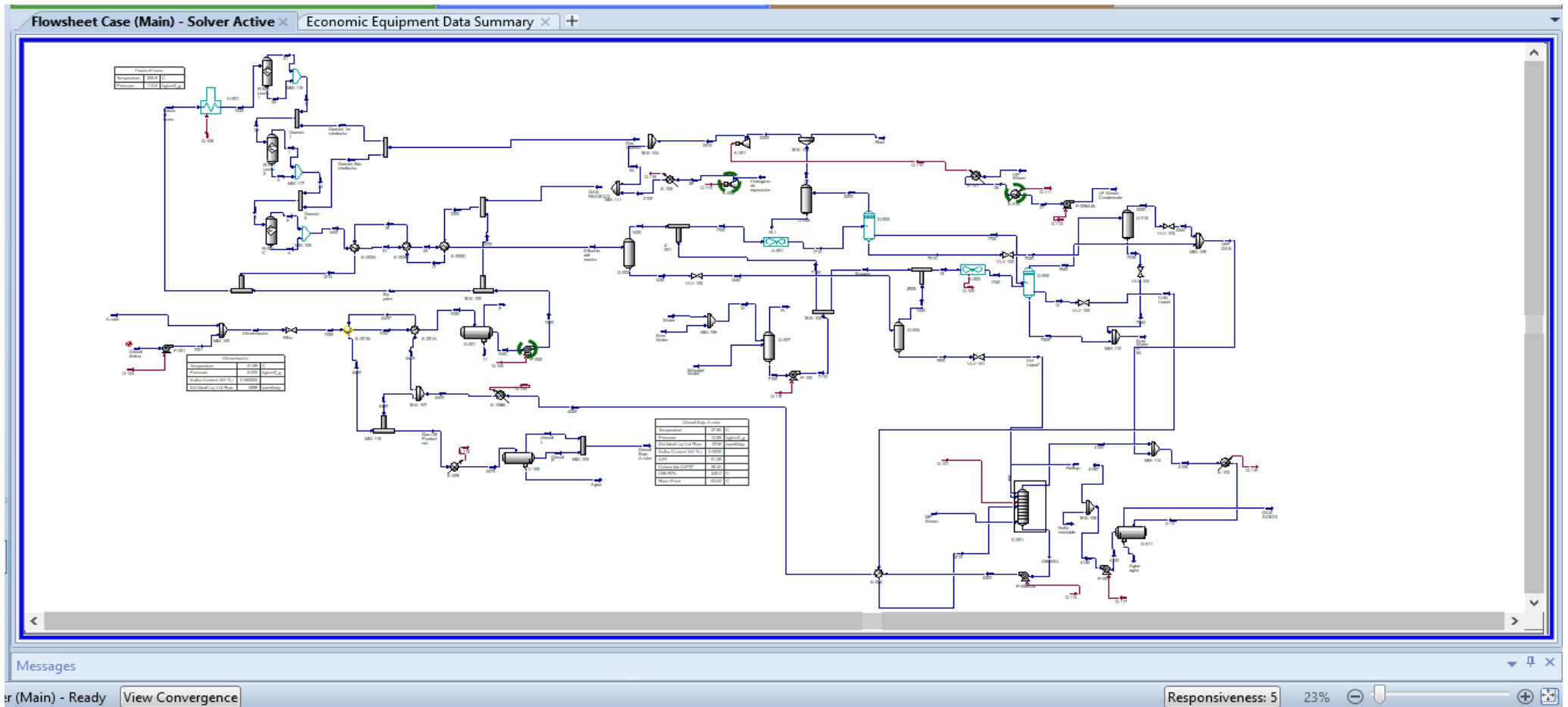
INVERSION TOTAL (MUS\$)	23,697.8
EGRESOS: RATIO SOBRE INVERSION	8.0%
IMPUESTO A LA RENTA	29.5%
UTILIDAD AL PERSONAL	10%
TASA DE CORTE	12.0%
TIEMPO DE EVALUACION (años)	20
DEPREC: RATIO SOBRE INVERSION	0.05

Egresos OPEX adicionales 3.239 MMUS\$/año

INVERSION TOTAL	23,697.8	MUS\$
------------------------	-----------------	--------------

	AÑO	INVERSION	INGRESOS	EGRESOS	Deprec	U. Bruta	U. Antes Impuestos	Impuesto Renta	U. Neta	FNF	FNF ₀	Acum FNF
2023	0	23,698	-	-	-	-	-	-	-	-23,698	-23,698	-23,698
2024	1	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	3,183	-20,514
2025	2	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	2,842	-17,672
2026	3	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	2,538	-15,134
2027	4	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	2,266	-12,869
2028	5	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	2,023	-10,846
2029	6	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	1,806	-9,039
2030	7	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	1,613	-7,427
2031	8	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	1,440	-5,987
2032	9	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	1,286	-4,701
2033	10	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	1,148	-3,553
2034	11	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	1,025	-2,528
2035	12	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	915	-1,613
2036	13	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	817	-796
2037	14	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	730	-66
2038	15	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	651	585
2039	16	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	582	1,167
2040	17	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	519	1,686
2041	18	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	464	2,150
2042	19	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	414	2,564
2043	20	-	10,071	5,135	1,185	3,752	3,377	996.07	2,380	3,565	370	2,933
											13.9%	TIR ddi
											585	VAN
											14.1	PRI

Anexo 04: Resultado del simulador



Summary	Utilities	Unit operation	Equipment	Quoted equipment	TEMA HEX	Vertical vessel	Centrif pump	Agitated reactor	Centrif gas compr	Multi-diameter tower
User tag number	D-001	D-004	D-003	D-006	D-005	D-015	V-100	D-011	D-002	
Remarks 1	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped
Quoted cost per item [USD]										
Currency unit for matl cost										
Number of identical items										
Installation option										
Application										
Shell material										
Liquid volume [m3]	6.07989	6.07989	2.40193	2.40193	2.40193	4.2701	6.07989	3.2693	6.07989	
Vessel diameter [m]	1.3716	1.3716	0.9144	0.9144	0.9144	1.2192	1.3716	1.0668	1.3716	
Vessel tangent to tangent height [m]	4.1148	4.1148	3.6576	3.6576	3.6576	3.6576	4.1148	3.6576	4.1148	
Design gauge pressure [psig]	35.3052	197.103	1514.35	1514.35	1514.35	188.569	207.77	118.163	1524.0	
Vacuum design gauge pressure [psig]										
Design temperature [C]	152.778	279.666	121.111	121.111	121.111	121.111	121.111	121.111	277.0	
Operating temperature [C]	125	251.888	50	50	50	51.9173	37.8	35		
Skirt height [m]										



Summary	Utilities	Unit operation	Equipment	Quoted equipment	TEMA HEX	Vertical vessel	Centrif pump	Agitated reactor	Centrif gas compr	Multi-diameter tower
User tag number	E-002B	E-103	E-006	A-002	H-001	E-002A	E-108B	E-009		
Remarks 1	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped		
Quoted cost per item [USD]										
Currency unit for matl cost										
Number of identical items	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Installation option										
Heat transfer area [m2]	34.1543	1.32779	9.30608	1.46778	18.1744	24.0752	8.92559	38.707		
Number of shells										
Front end TEMA symbol	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B
Shell TEMA symbol	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
Rear end TEMA symbol	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
Heat exchanger design option										
Tube material										
Tube design gauge pressure [psig]	1541.41	1141.57	242.617	126.503	1697.29	1548.87	153.053	139.778		
Tube design temperature [C]	367.778	400.849	289.022	278.8	412.778	404.578	270.773	135.613		
Tube operating temperature [C]	340	35	261.245	35	330	376.8	35	35		



Summary	Utilities	Unit operation	Equipment	Quoted equipment	TEMA HEX	Vertical vessel	Centrif pump	Agitated reactor	Centrif gas compr	Multi-diameter tower
User tag number	P-009A/B	P-008A/B	P-001	P-002	P-100	P-007				
Remarks 1	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped				
Quoted cost per item [USD]										
Currency unit for matl cost										
Number of identical items										
Installation option										
Casing material										
Liquid flow rate [barrel/day]	814.286	5252.7	3960.3	4321.24	2412.1	1255.04				
Fluid head [m]	13.9388	70.3561	35.37	1424.03	1058.4	64.9471				
Speed [rpm]										
Fluid specific gravity	0.988244	0.683208	0.849376	0.803081	0.962246	0.686141				
Driver power [hp]										
Driver type										
Seal type										
Design gauge pressure [psig]	35.3052	242.617	96.117	1719.7	1580.81	181.457				
Design temperature [C]	121.111	289.022	121.111	156.262	121.111	121.111				
Fluid viscosity [cP]	0.544	0.177	2.637	0.723	0.355	0.293				



Summary	Utilities	Unit operation	Equipment	Quoted equipment	TEMA HEX	Vertical vessel	Centrif pump	Agitated reactor	Centrif gas compr	Multi-diameter tower
User tag number			R-001 Lecho 1	R-001 Lecho 2	R-001 C					
Remarks 1			Equipment mapped	Equipment mapped	Equipment mapped					
Quoted cost per item [USD]										
Currency unit for matl cost										
Number of identical items										
Installation option										
Application										
Shell material										
Liquid volume [m3]			3.81418	2.60209	2.50201					
Vessel diameter [m]			1.0668	0.9144	0.9144					
Vessel tangent to tangent height [m]			4.2672	3.9624	3.81					
Design gauge pressure [psig]			1614.66	1592.73	1570.8					
Vacuum design gauge pressure [psig]										
Design temperature [C]			404.578	404.578	404.578					
Operating temperature [C]										
Jacket design gauge pressure [psig]										
Jacket type										



Summary	Utilities	Unit operation	Equipment	Quoted equipment	TEMA HEX	Vertical vessel	Centrif pump	Agitated reactor	Centrif gas compr	Multi-diameter tower
User tag number			K-001	K-002						
Remarks 1			Equipment mapped	Equipment mapped						
Quoted cost per item [USD]										
Currency unit for matl cost										
Number of identical items										
Installation option										
Casing material										
Actual gas flow rate Inlet [ACT_m3/h]			223.162	92.6139						
Design gauge pressure Inlet [psig]			1441.54	213.35						
Design temperature Inlet [C]			50	45						
Design temperature Outlet [C]			65.0856	373.072						
Design gauge pressure Outlet [psig]			1637.11	1637.11						
Compressor speed [rpm]										
Driver power [hp]			130.125	178.041						
Molecular weight			5.37881	2.016						
Specific heat ratio			1.35584	1.41045						
Compressibility factor Inlet			1.03139	1.00555						

Summary	Utilities	Unit operation	Equipment	Quoted equipment	TEMA HEX	Vertical vessel	Centrif pump	Agitated reactor	Centrif gas compr	Multi-diameter tower
User tag number	TS-1_@C-001									
Remarks 1	Equipment mapped									
Quoted cost per item [USD]										
Currency unit for matl cost										
Number of identical items										
Installation option										
Application										
Base material Bottom										
Diameter Bottom section [m]	1.0668									
Bottom tangent to tangent height [m]	23.1648									
Design gauge pressure Bottom [psig]	174.345									
Design temperature Bottom [C]	318.486									
Operating temperature Bottom [C]	290.708									
Number of trays Bottom section	32									
Bottom Tray type	SIEVE									
Bottom Tray material										
Bottom Tray spacing [m]	0.6096									



Capital: 15,760,400 USD Utilities: 650,323 USD/Year Energy Savings: ___ MW (___%) Exchangers

Flowsheet Case (Main) - Solver Active x Economic Equipment Data Summary +

Enabled by Aspen Process Economic Analyzer (APEA)

Template: <Default> Save Save as new Reset Paste Send to Excel/ASW

Summary Utilities Unit operation Equipment Quoted equipment TEMA HEX Vertical vessel Centrif pump

Total Installed Cost [USD]	9,926,700
Total Operating Cost [USD/Year]	3,238,990
Total Raw Materials Cost [USD/Year]	0
Total Product Sales [USD/Year]	0
Total Utilities Cost [USD/Year]	650,323
Desired Rate of Return [Percent/Year]	20
P.O.Period [Year]	0
Equipment Cost [USD]	5,848,800

