



**UNIVERSIDAD UTE**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E  
INDUSTRIAS**

**MAESTRÍA EN PETRÓLEOS**

**DISEÑO DEL PROCESO PARA MEJORAMIENTO DEL DIESEL  
PRODUCIDO EN REFINERIA SHUSHUFINDI MEDIANTE  
HIDRODESULFURACIÓN (HDS)**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MAGISTER EN  
PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E  
INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

**VÍCTOR EDWIN VILAÑEZ OBANDO**

**DIRECTOR: ING. FAUSTO RAMOS AGUIRRE M.Sc.**

**Quito, diciembre 2019**

© Universidad UTE. 2019

Reservados todos los derechos de reproducción

## FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO TRABAJO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1002176251
APELLIDO Y NOMBRES:	Vilañez Obando Víctor Edwin
DIRECCIÓN:	Bartolomé de las Casas y Pedro Pierre Coudrin
EMAIL:	vedwin02@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	023244108
TELÉFONO MOVIL:	0994646612

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Diseño del proceso para mejoramiento del diésel producido en Refinería Shushufindi mediante Hidrodesulfuración (HDS).
AUTOR O AUTORES:	Víctor Edwin Vilañez Obando
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Diciembre, 2019
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Ing. Fausto Ramos M.Sc.
PROGRAMA	<b>PREGRADO</b> <input type="checkbox"/> <b>POSGRADO</b> <input checked="" type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Magister en Petróleos, Mención en Procesos de Producción e Industrialización de Hidrocarburos
RESUMEN:      Mínimo      250 palabras	<p>En este trabajo se presenta la ingeniería básica para la implementación de una hidrodesulfuradora en la Refinería Shushufindi que tiene una capacidad de refinación de 20.000 (bpd), el crudo tiene un promedio de 27 °API, un promedio de azufre de 2,35% del cual se obtiene un diésel con 0,489% de azufre superando el valor máximo de 500 ppm, según la norma NTE INEN 1489. El diésel que se obtiene del proceso de destilación atmosférica solamente se comercializa en la región amazónica al sector industrial. Al no existir un proceso de hidrodesulfuración no se lo puede utilizar en el parque automotriz</p>

	<p>debido al alto contenido de emisiones de SO<sub>2</sub> y SO<sub>3</sub> provocando contaminación ambiental. La hidrodeshulfuración (HDS) es un proceso catalítico que busca disminuir el contenido de azufre en el diésel, los catalizadores que se utilizan para facilitar las reacciones están compuestos de óxido de níquel y óxido de molibdeno (NiO, MoO<sub>3</sub>), óxido de cobalto y óxido de molibdeno (CoO, MoO<sub>3</sub>). Se evaluó la planta hidrodeshulfuradora para un caudal de 1027 m<sup>3</sup>/día de diésel, la simulación del proceso se realizó en Aspen HYSYS es un sistema de modelado de procesos orientado a la industria de la ingeniería química que permite establecer balances de masa, energía entre otras operaciones. La inversión económica que se requiere es aproximadamente 124,7 MMUSD, se tomó el costo de producción del diésel 50 USD tonelada métrica y del hidrógeno 500 USD tonelada métrica de acuerdo a las estimaciones de Refinería Esmeraldas. El precio mínimo de venta del diésel corresponde al escenario crítico donde no existe pérdidas ni ganancia correspondiente a un Valor Actual Neto de 0 USD y una Tasa Interna de Retorno de 40%.</p>
<b>PALABRAS CLAVES:</b>	Mejoramiento, Calidad del diésel, Planta Shushufindi, Hidrodeshulfuración, Azufre
<b>ABSTRACT:</b>	<p>This paper present the basic engineering for the implementation of a hidrodeshulfuradora in the Shushufindi Refinery that has a refining capacity of 20,000 (bpd), the crude has an average of 27 °API, an average sulfur of 2,35% of the which it is obtained a diesel with 0.489% sulfur exceeding the maximum value of 500 ppm, according to the NTE INEN 1489 standard. The diesel obtained from the atmospheric distillation</p>

	<p>process is only sold in the amazon region, to the industrial sector. In the absence of a hydrodesulphurization process, it cannot be used in the automotive fleet due to the high content of SO<sub>2</sub> and SO<sub>3</sub> emissions causing environmental pollution. Hydrodesulfurization (HDS) is a catalytic process that seeks to reduce the sulfur content in diesel, the catalysts used to facilitate the reactions are composed of nickel oxide and molybdenum oxide (NiO, MoO<sub>3</sub>), cobalt oxide and oxide of molybdenum (CoO, MoO<sub>3</sub>). The hydrodesulphurization plant was evaluated for a flow of 1027 m<sup>3</sup>/day of diesel, the simulation of the process was carried out in Aspen HYSYS is a process modeling system oriented to the chemical engineering industry that allows establishing mass balances, energy among others operations. The economic investment that requires approximately 124,7 MMUSD, the cost of diesel production is USD 50 per metric ton and hydrogen USD 5000 per metric ton according to the Esmeraldas Refineries. The minimum sales Price of diesel corresponds to the critical scenario where are no losses or gains corresponding to a Net Present Value of 0 USD and an Internal Rate of Return Of 40%.</p>
<p><b>KEYWORDS</b></p>	<p>Improvement, Diesel Quality, Shushufindi Plant, Hydrodesulfuration. Sulfur</p>

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.



f: \_\_\_\_\_  
 VILAÑEZ OBANDO VÍCTOR EDWIN  
 C.I. 1002176251

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, VILAÑEZ OBANDO VÍCTOR EDWIN, CI 1002176251, autor del trabajo de titulación: Diseño del proceso para mejoramiento del diésel producido en REFINERÍA SHUSHUFINDI mediante HIDRODESULFURACIÓN (HDS) previo a la obtención del título de MAGISTER EN PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS en la Universidad UTE.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación de grado para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad UTE a tener una copia del referido trabajo de titulación de grado con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, diciembre 2019



f: \_\_\_\_\_

VILAÑEZ OBANDO VÍCTOR EDWIN  
C.I. 1002176251

## CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor, certifico que el presente trabajo de titulación que lleva por título Diseño del proceso para mejoramiento del diésel producido en REFINERÍA SHUSHUFINDI mediante HIDRODESULFURACIÓN (HDS) para aspirar al título de MAGISTER EN PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS fue desarrollado por VILAÑEZ OBANDO VÍCTOR EDWIN , bajo mi dirección y supervisión, en la Maestría en Petróleos de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y que dicho trabajo cumple con las condiciones requeridas para ser sometido a las evaluación respectiva de acuerdo a la normativa interna de la Universidad UTE.



---

Ing. Fausto Ramos M.Sc.  
**DIRECTOR DEL TRABAJO**  
C.I. 1705134102

# CERTIFICADO DE LA EMPRESA



## CERTIFICADO N° 315-CAP-2019

A quien interese:

Certifico que el señor **VILAÑEZ OBANDO VICTOR EDWIN**, con cédula de identidad N° **1002176251**, estudiante de la Universidad UTE para la obtención del título de Master en Petróleos, desarrolló el tema de tesis titulado: **"DISEÑO DEL PROCESO PARA MEJORAMIENTO DEL DIÉSEL PRODUCIDO EN REFINERÍA SHUSHUFINDI MEDIANTE HIDRODESULFURACIÓN (HDS)"**, mismo que cumple con los parámetros técnicos según, informe remitido por el Ingeniero Jorge Molina – Supervisor de Operaciones de No Catalíticas de la Refinería Shushufindi, a quien se le asignó como tutor para el acompañamiento en el desarrollo del tema de tesis en referencia.

Es todo cuanto puedo mencionar en honor a la verdad. Autorizo al señor **VILAÑEZ OBANDO VICTOR EDWIN** dar al presente certificado el uso que mejor convenga a sus legítimos intereses.

Quito D.M., 29 de octubre de 2019.

**ERICA I. MOYA S.**

**JEFE DE SERVICIOS DE FORMACIÓN Y CAPACITACIÓN. ENC  
EP PETROECUADOR**



## DECLARACIÓN JURAMENTADA DEL AUTOR

Yo, Víctor Edwin Vilañez Obando, portador de la cédula de identidad N° 1002176251, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional: y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad UTE puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



f: \_\_\_\_\_

VILAÑEZ OBANDO VICTOR EDWIN

C.I. 1002176251

# DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico:

A Dios por permitir culminar una meta más de mis aspiraciones profesionales.

A mis padres Víctor y Aída, por su inagotable trabajo y esfuerzo que me supieron brindar, a mi madre a pesar de no tenerte físicamente percibo tus bendiciones.

A mi esposa Yanine, quien siempre me apoya y es incondicional en todo momento de mi vida.

A mis hijos Sebastián y Yanine, quienes son la bendición que Dios me concedió y mi motivación para cada día superarme.

## **AGRADECIMIENTO**

A Todos los compañeros de EP Petroecuador, por facilitarnos la información que necesitábamos y dedicarnos parte de su valioso tiempo.

Al Ab. Jorge Molina V, compañero de labores de EP Petroecuador por apoyarnos durante esta etapa universitaria.

A Ricardo Ruíz por su apoyo en la realización de este trabajo de investigación.

Al Ing. Fausto Ramos M.Sc. y al Ing. Andrés Miño Ph.D. por ser excelentes profesionales y seres humanos que me han sabido guiar para realizar una tesis de excelente calidad.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
<b>RESUMEN</b>	1
<b>ABSTRACT</b>	2
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	3
1.1. OBJETIVOS	8
1.1.1. OBJETIVO GENERAL	8
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
<b>2. METODOLOGÍA</b>	10
2.1. DETERMINACIÓN FÍSICO-QUÍMICO DEL DIÉSEL EN REFINERÍA SHUSHUFINDI	10
2.2. PLANTEAMIENTO DEL BALANCE DE MASA PRELIMINAR	10
2.3. SIMULACIÓN DE LA PLANTA PARA EL ENTORNO DE ASPEN HYSYS	11
2.4. PREMISAS EMPLEADAS PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROCESO	11
<b>3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>	12
3.1. CARACTERIZACIÓN DEL DIÉSEL DE REFINERÍA SHUSHUFINDI	12
3.2. PLANTEAMIENTO DEL BALANCE DE MASA PRELIMINAR	15
3.3. MONTAJE DE LA SIMULACIÓN EN EL ENTORNO ASPEN HYSYS	21
3.3.1. Balance global de la planta HDS propuesta	23
3.3.2. DIAGRAMA DE FLUJO PROPUESTO PARA HDS REFINERÍA SHUSHUFINDI	25
3.3.3. LAYOUT PROPUESTO para SHUSHUFINDI	26
3.3.4. RESULTADOS DE LAS CORRIENTES DE DIESEL Y NAFTA HIDROTRATADA	29
3.3.4.1. Corriente de Diesel Hidrotratada	29
3.3.4.2. Corriente de Nafta	30
3.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	31
3.5. ESTIMACIONES DE FLUJO DE CAJA ANUAL Y PROYECCIÓN DEL PRECIO DE LOS PRODUCTOS	34
<b>4. CONCLUSIONES Y RECMENDACIONES</b>	36
4.1. CONCLUSIONES	36
4.2. RECOMENDACIONES	38

	<b>PÁGINA</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	39
<b>ANEXO 1</b>	42
<b>ANEXO 2</b>	47
<b>ANEXO 3</b>	51

# ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
<b>Tabla 1.</b> Certificado de Calidad para el Diésel de la Refinería Shushufindi	12
<b>Tabla 2.</b> Requisitos del Diésel Premium de acuerdo a la Norma NTE INEN 1489	13
<b>Tabla 3.</b> Tabla comparativa de la caracterización del diésel premium comparado con las especificaciones World Wide Fuel Charter (WWFC)	14
<b>Tabla 4.</b> Producción Promedio Diaria de Diésel en Refinería Shushufindi	14
<b>Tabla 5.</b> Rendimientos diarios cortes de destilación atmosférica Refinería Shushufindi	16
<b>Tabla 6.</b> Composición del Diésel de la Refinería Shushufindi	16
<b>Tabla 7.</b> Matriz de Componentes Asumidos Para el Diseño del Proceso HDS	18
<b>Tabla 8.</b> Concentración de Compuestos Sulfurados y Nitrogenados del petróleo	19
<b>Tabla 9.</b> Reacciones químicas predominantes en el proceso de hidrodesulfuración	19
<b>Tabla 10.</b> Porcentajes de Conversión de cada una de las Reacciones	20
<b>Tabla 11.</b> Principales equipos para el proceso HDS	23
<b>Tabla 12.</b> El Balance Global de la Planta HDS propuesta para Refinería Shushufindi	23
<b>Tabla 13.</b> Balance Corriente de Diésel Hidrotratada	29
<b>Tabla 14.</b> Balance de Corriente de Nafta	30
<b>Tabla 15.</b> Detalle de Inversión del Proyecto HDS Refinería Shushufindi	31
<b>Tabla 16.</b> Resultados de la Evaluación Económica para Montaje y Construcción de la HDS	32

	<b>PÁGINA</b>
<b>Tabla 17.</b> Resultados Evaluación Económica Montaje y Construcción de la Planta HDS	33
<b>Tabla 18.</b> Evaluación del Proyecto	34
<b>Tabla 19.</b> Ingresos Análisis de TIR y VAN	34

# ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
<b>Figura 1.</b> Ubicación Refinería Shushufindi	3
<b>Figura 2.</b> Compuestos de Azufre	5
<b>Figura 3.</b> Principio del Proceso de Hidrodesulfuración de Productos Petroleros.	6
<b>Figura 4.</b> Ilustración del Proceso de HDS	7
<b>Figura 5.</b> Esquema general de la planta HDS	22
<b>Figura 6.</b> Diagrama de Flujo Propuesto para la Planta HDS	25
<b>Figura 7.</b> Layout Propuesto para la Planta HDS	26
<b>Figura 8.</b> Corrientes de Procesos y Utilidades de la Unidad de Hidrodesulfuración	27
<b>Figura 9.</b> Corrientes de Procesos y Utilidades de la Unidad de Hidrodesulfuración	28

# ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>ANEXO 1.</b> MATRIZ DE COMPONENTES ASUMIDOS PARA EL DISEÑO DEL PROCESO HDS	41
<b>ANEXO 2.</b> PRINCIPALES EQUIPOS DEL PROCESO HDS	47
<b>ANEXO 3.</b> FLUJO DE CAJA DETALLADO PARA VARIOS ESCENARIOS	51

## RESUMEN

En este trabajo se presenta la ingeniería básica para la implementación de una hidrodesulfuradora en la Refinería Shushufindi que tiene una capacidad de refinación de 20.000 (bpd), el crudo tiene un promedio de 27 °API, un promedio de azufre de 2,35% del cual se obtiene un diésel con 0,489% de azufre superando el valor máximo de 500 ppm, según la norma NTE INEN 1489.

El diésel que se obtiene del proceso de destilación atmosférica solamente se comercializa en la región amazónica al sector industrial. Al no existir un proceso de hidrodesulfuración no se lo puede utilizar en el parque automotriz debido al alto contenido de emisiones de  $\text{SO}_2$  y  $\text{SO}_3$  provocando contaminación ambiental.

La hidrodesulfuración (HDS) es un proceso catalítico que busca disminuir el contenido de azufre en el diesel, los catalizadores que se utilizan para facilitar las reacciones están compuestos de óxido de níquel y óxido de molibdeno ( $\text{NiO}$ ,  $\text{MoO}_3$ ), óxido de cobalto y óxido de molibdeno ( $\text{CoO}$ ,  $\text{MoO}_3$ ).

Se evaluó la planta hidrodesulfuradora para un caudal de 1027 m<sup>3</sup>/día de diésel, la simulación del proceso se realizó en Aspen HYSYS es un sistema de modelado de procesos orientado a la industria de la ingeniería química que permite establecer balances de masa, energía entre otras operaciones.

La inversión económica que se requiere es aproximadamente 124,7 MMUSD, se tomó el costo de producción del diésel 50 USD tonelada métrica y del hidrógeno 500 USD tonelada métrica de acuerdo a las estimaciones de Refinería Esmeraldas. El precio mínimo de venta del diésel corresponde al escenario crítico donde no existe pérdidas ni ganancias correspondiente a un Valor Actual Neto de 0 USD y una Tasa Interna de Retorno de 40%.

**Palabras clave:** Mejoramiento, Calidad del Diésel, Planta Shushufindi, Hidrodesulfuración, Azufre

## ABSTRACT

This paper presents the basic engineering for the implementation of a hydrodesulfuradora in the Shushufindi Refinery that has a refining capacity of 20,000 (bpd), the crude has an average of 27 °API, an average sulfur of 2,35% of the which it is obtained a diesel with 0.489% sulfur exceeding the maximum value of 500 ppm, according to the NTE INEN 1489 standard.

The diesel obtained from the atmospheric distillation process is only sold in the amazon region, to the industrial sector. In the absence of a hydrodesulphurization process, it cannot be used in the automotive fleet due to the high content of SO<sub>2</sub> and SO<sub>3</sub> emissions causing environmental pollution.

Hydrodesulfurization (HDS) is a catalytic process that seeks to reduce the sulfur content in diesel, the catalysts used to facilitate the reactions are composed of nickel oxide and molybdenum oxide (NiO, MoO<sub>3</sub>), cobalt oxide and oxide of molybdenum (CoO, MoO<sub>3</sub>).

The hydrodesulphurization plant was evaluated for a flow of 1027 m<sup>3</sup>/day of diesel, the simulation of the process was carried out in Aspen HYSYS is a process modeling system oriented to the chemical engineering industry that allows establishing mass balances, energy among others operations.

The economic investment that requires approximately 124,7 MMUSD, the cost of diesel production is USD 50 per metric ton and hydrogen USD 5000 per metric ton according to the Esmeraldas Refineries. The minimum sales Price of diesel corresponds to the critical scenario where there are no losses or gains corresponding to a Net Present Value of 0 USD and an Internal Rate of Return Of 40%.

**Keywords:** Improvement, Diesel, Quality, Shushufindi Plant Hydrodesulfuration, Sulfur.

## **INTRODUCCIÓN**



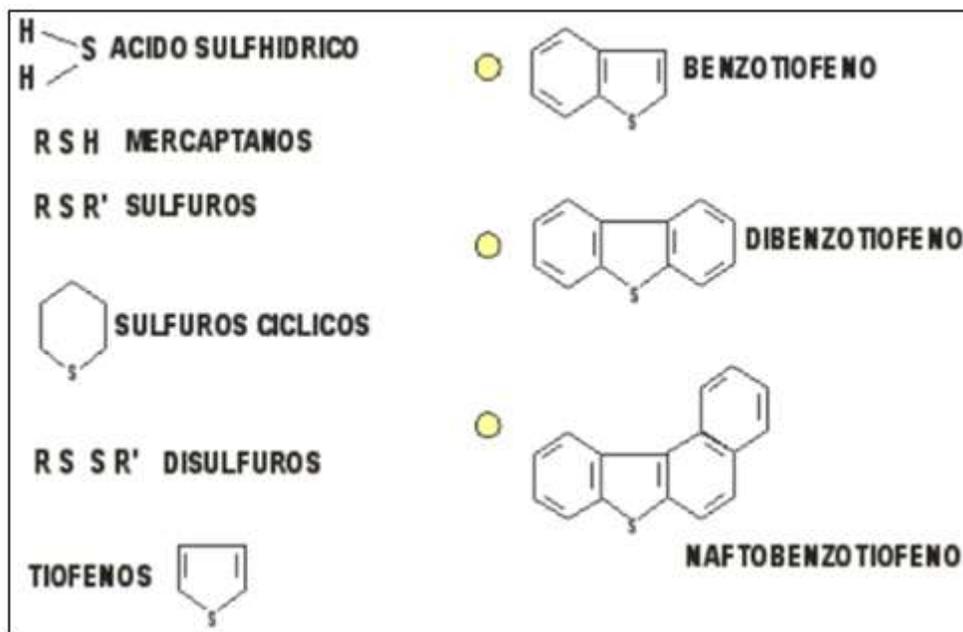
La Refinería Shushufindi arrancó sus operaciones en julio de 1987 con una capacidad de refinación de 10.000 barriles por día (bpd), en 1995 entra en operación la ampliación de 10.000 bpd, duplicando su capacidad de refinación a 20.000 bpd. Una vez refinado el petróleo los productos que se obtienen son, Residuo Atmosférico, Diésel 1 o Jet Fuel, Diésel 2, Nafta Pesada, Nafta Liviana, Gas (metano, etano, propano, butano).

El azufre es un componente natural del petróleo crudo que se encuentra en todos los cortes petroleros. Cuando estos combustibles son quemados, el azufre se emite como dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) o como material particulado (sulfatos), cualquier reducción de azufre en los combustibles disminuye las emisiones de contaminantes mejorando la calidad del aire y prolongando la vida útil de los automotores. (Katherine O. Blumberg, 2003)

Los combustibles con bajo contenido de azufre (~150 ppm) hacen más limpias las emisiones de los automotores, combustibles de bajo contenido de azufre (~50 ppm) permiten desarrollar tecnologías para filtrar partículas y mejorar el control de  $\text{NO}_x$ , combustibles de ultra bajo contenido azufre (~10 ppm) permiten grandes avances en el diseño de vehículos para que sean más eficientes (Katherine O. Blumberg, 2003).

El azufre en especial, constituye una de las impurezas más abundantes en las fracciones de petróleo, puesto que se encuentra inmerso en la estructura de una gran variedad de compuestos órgano-sulfurados, tales como tiofeno, benzotiofeno, dibenzotiofeno y aquil-familias de estos últimos. Estos compuestos se presentan en la Figura 2 (Hernández, Z, 2010).

Estos compuestos son, en general, de olor desagradable, altamente corrosivos, contaminantes atmosféricos y su presencia ha ocasionado un aumento en la contaminación del aire por la formación de  $\text{SO}_x$ , además disminuye la calidad al diésel y la gasolina (D. Salazar, Vázquez. R, 2005).



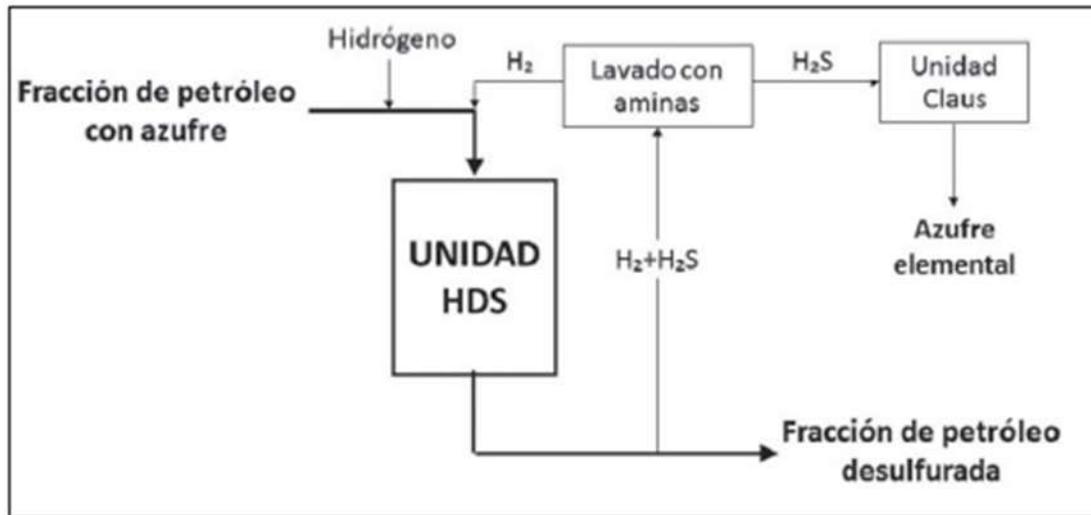
**Figura 2.** Compuestos de Azufre  
Fuente: (D. Salazar, Vázquez. R, 2005).

El contenido de azufre característico de los cortes petroleros varía entre 0,001 y 3% en peso, los compuestos de azufre presentes en el crudo, pueden ser corrosivos o no corrosivos de acuerdo a la cantidad de azufre presente, los crudos suelen denominarse corrosivos (agrios) cuando el porcentaje de azufre es mayor a 2%, dulces cuando el porcentaje de azufre es menor a 5%, medio cuando el porcentaje de azufre esta entre (0,5 y 2) %.) (<https://dokumen.tips/documents/compuestos-no-carbonosos-del-petroleo.html>, s.f.).

La determinación mundial hacia la producción de combustibles de transporte con contenidos de azufre muy bajos o cercanos a cero se fundamenta principalmente en la grave contaminación atmosférica y en la incompatibilidad con las nuevas tecnologías de mitigación de emisiones de vehículos que se generan cuando estos combustibles presentan altos contenidos de azufre. En el diésel automotriz la tendencia mundial a mediano y largo plazo es regular su contenido de azufre en 10 ppm (Andrés, Miño Ron, 2017).

La hidrodesulfuración (HDS) es el proceso más empleado en refinación para reducir el contenido de azufre de los cortes petroleros permitiendo la obtención de nafta, gasolina, queroseno y diésel bajo especificaciones. Este proceso emplea un catalizador que se pone en contacto con la carga a desulfurar (cortes petroleros provenientes de las columnas de destilación) en presencia de

hidrógeno ( $H_2$ ). El azufre es eliminado en forma de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), el cual es separado del hidrógeno mediante un lavado con aminas y seguidamente convertido en azufre elemental en la Unidad Claus. La Figura 3 esquematiza el proceso de HDS de los cortes petroleros (Andrés, Miño Ron, 2017).



**Figura 3.** Principio del Proceso de Hidrodesulfuración de Productos Petroleros.  
**Fuente:** (Andrés, Miño Ron, 2017)

Un catalizador consiste de una matriz y un componente activo. La matriz es la estructura conocida como soporte, la cual tiene que ser lo suficientemente fuerte y resistente como para trabajar durante largos periodos de tiempo sin deteriorarse y sin perder sus propiedades de soporte. Las cerámicas y zeolitas (aluminosilicatos) son los materiales comunes empleados como soporte. (EP Petroecuador, 2014).

Se utiliza un catalizador para controlar o facilitar las reacciones en combinación con una corriente de gas rica en hidrógeno, para eliminar los compuestos de azufre. (Di Stefano. Luis, 2012). A continuación se describen las fases activas más comunes empleadas en el proceso de hidrodesulfuración así como sus características.

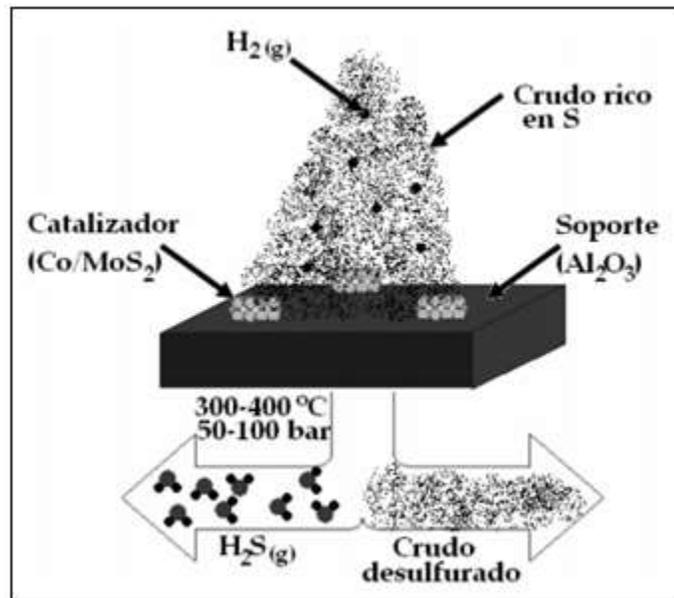
Cobalto Molibdeno: Buena remoción de Azufre, pobre remoción de Nitrógeno.

Níquel Molibdeno: Buena remoción de Nitrógeno, pobre remoción de Azufre.

Níquel Wolframio: Buena remoción de Azufre, Nitrógeno y favorece el Hidrodesulfurado.

El proceso convencional de HDS se lleva a cabo en presencia de un catalizador con base en Ni (Co) Mo en estado sulfurado y soportado en  $\text{Al}_2\text{O}_3$  (I.V. Babich, J.A. Moulijn , 2003). Su desempeño en términos de nivel de desulfuración, actividad y selectividad depende de las propiedades del catalizador utilizado (fase activa, concentración, soporte, ruta de síntesis), las condiciones de reacción (procedimiento de activación, temperatura, presión parcial de  $\text{H}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ), naturaleza y concentración de los compuestos azufrados y otros compuestos, así como el diseño del reactor y del proceso. (Yolanda, 2009).

Los catalizadores son activados con dimetil disulfuro (DmDs), en el arranque inicial en el proceso dominado activación del catalizador. Luego de que los catalizadores han sido activados se procede con la desulfuración del diésel, en la cual intervienen reacciones exotérmicas. Como carga a la unidad ingresa hidrógeno y el diésel a desulfurar, los cuales ingresan al reactor y al entrar en contacto con el catalizador se producen las reacciones de hidrodesulfurización, como se muestra en la Figura 4.



**Figura 4.** Ilustración del Proceso de HDS  
Fuente: (Yolanda, 2009)

El/los componentes(s) activos (s) en un catalizador son altamente selectivos y se eligen para promover o inhibir reacciones muy específicas. El componente activo se distribuye sobre la superficie del soporte y forma sitios activos. Estos sitios activos forman enlaces químicos o físicos fuertes con uno o más de los reactivos que permiten a las moléculas combinarse para transformarse en los productos deseados, reaccionar con una molécula en un sitio adyacente para formar un

producto intermedio o producto final deseado, el rendimiento del catalizador depende de cuán bien el componente activo se dispersa en la superficie del área del catalizador y en las propiedades químicas del catalizador. (EP Petroecuador, 2014).

El subsidio de combustibles para el año 2018 se estimó en 1.707,04 millones de dólares de los cuales el diésel constituyó 899,30 millones de dólares, el GLP IMPORTADO 380,30 millones de dólares, el GLP NACIONAL 87,88 millones de dólares, la NAFTA IMPORTADA 258,91 millones de dólares y, OTROS (cutter stocks, avgas) IMPORTADOS 80,65 millones de dólares ([https://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/11/Proforma\\_2018\\_para\\_Asamblea.pdf](https://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/11/Proforma_2018_para_Asamblea.pdf), 2018).

La simulación será realizada en Aspen HYSYS V10, sistema de modelado de procesos, orientado a la industria de la ingeniería química, cuenta con varios equipos de operaciones unitarias y permite establecer balances de masa y energía, entre otras operaciones. Una de las grandes cualidades de ASPEN HYSYS V10, es que cuenta con diferentes paquetes termodinámicos que permiten representar adecuadamente el comportamiento de un fluido o mezcla de diferentes procesos, este software puede construir diagramas de procesos junto con corrientes de materias, energía, análisis económico con facilidad. La simulación puede ser en estado estacionario y luego pasar a estado dinámico ([https://www.researchgate.net/figure/Figura-N-1-Vista-general-del-software-HYSYS-HYSYS-por-ser-un-software-de-simulacion-de\\_fig1\\_315670817](https://www.researchgate.net/figure/Figura-N-1-Vista-general-del-software-HYSYS-HYSYS-por-ser-un-software-de-simulacion-de_fig1_315670817), s.f.).

## **1.1. OBJETIVOS**

### **1.1.1. OBJETIVO GENERAL**

- Diseñar un proceso de Hidrodesulfuración (HDS) del corte diésel proveniente de la destilación atmosférica producido en la Refinería Shushufindi.

### **1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Analizar el contexto de la desulfuración de cortes diésel: propiedades físico-químico del diésel, normativa efectos del azufre en los combustibles, capacidades de refinación instaladas en el país.

- Evaluar las condiciones operativas y productivas de la Refinería Shushufindi en base a balance de masa y energía para determinar la materia prima disponible para el proceso de hidrodesulfuración.
- Realizar el estudio de Ingeniería Conceptual y de Ingeniería Básica para la implementación del proceso de hidrodesulfuración, diagrama de flujo, layout, equipos principales.
- Modelizar el proceso de hidrodesulfuración (HDS) de diésel en la Refinería Shushufindi.
- Realizar un análisis económico de la unidad HDS y su impacto en el margen de refinación de la Refinería Shushufindi.

## **METODOLOGÍA**

## **2. METODOLOGÍA**

En este trabajo de titulación se aplicará la metodología de elaboración de un proceso, la metodología del proyecto de titulación comprende:

- Análisis bibliográfico del estado del arte del proceso de HDS de diésel, con el uso de la bibliografía científica e industrial más reciente.
- Caracterización físico-química del diésel de Refinería Shushufindi, alimentación a la unidad de HDS, mediante diésel 1 y diésel 2.
- Modelización de la unidad de HDS de diésel con balance de masa y energía.
- Optimización de las condiciones de operación de la unidad HDS.
- Análisis económico de la unidad con la ayuda de datos obtenidos de la modelización.
- Conclusiones y Recomendaciones para el mejoramiento del diésel producido en Refinería Shushufindi.

Este trabajo de investigación se fundamentará con información proporcionada por EP Petroecuador.

### **2.1.DETERMINACIÓN FÍSICO-QUÍMICO DEL DIÉSEL EN REFINERÍA SHUSHUFINDI**

Para realizar la caracterización del diésel que se produce en la Refinería Shushufindi fue necesario abarcar las siguientes etapas:

- Revisión bibliográfica en el área de Control de Calidad de la Refinería Shushufindi (caracterizaciones, certificados de calidad del diésel en base a históricos de fechas recientes).
- Históricos de producción, reportes diarios facilitados por el área de Programación y Control de la Producción de la Refinería Shushufindi.

### **2.2. PLANTEAMIENTO DEL BALANCE DE MASA PRELIMINAR**

Para realizar el balance preliminar de masa fue necesario llevar a cabo las siguientes etapas:

- Determinar el flujo y composición aproximada del diésel de destilación atmosférica de la Refinería Shushufindi.
- Determinar las reacciones químicas que más predominan en el proceso de hidrodesulfuración (HDS).

- Definición de porcentajes estimados de conversión en cada una de las reacciones planteadas.

### **2.3. SIMULACIÓN DE LA PLANTA PARA EL ENTORNO DE ASPEN HYSYS**

La simulación de la planta hidrosulfuradora (HDS) se realizó bajo el entorno de Aspen HYSYS V10 y se tomaron en cuenta las siguientes premisas.

- El proceso empleado corresponde a la unidad HDS que existe en la Refinería de Esmeraldas.
- Empleo de reactor de conversión por no disponer de datos cinéticos detallados del proceso reactivo.
- Balance global de la planta propuesta.

### **2.4. PREMISAS EMPLEADAS PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROCESO**

Las premisas que se consideraron para realizar el análisis financiero son las siguientes:

- Se empleó la estimación de costos, bajo la metodología de Max Peters, determinando la inversión de capital, costos anuales de producción y un flujo de caja proyectado a 20 años (vida útil estimada), empleando una tasa de interés fija de 12% anual, estimando los parámetros financieros: Valor Actual Neto (VAN o VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR).

## **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1. CARACTERIZACIÓN DEL DIÉSEL DE REFINERÍA SHUSHUFINDI

El diésel es un combustible constituido por fracciones intermedias de petróleo, utilizado para uso industrial y para motores de combustión interna (James.H.GARY, 1980).

El petróleo que utiliza como carga para la Refinería Shushufindi es el crudo Oriente presenta una gravedad °API de 28, con un contenido de azufre de 0.469 % y un punto de fluidez de -0.6 °C. De acuerdo a los factores K (UOP) cuyos puntos de destilación están comprendidos entre 215°C y 320°C. La caracterización de la muestra de diésel 2 de Refinería Shushufindi y de sus fracciones fue realizada siguiendo las normas definidas en la Tabla 1. La Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1489:2012 corresponde a las especificaciones de los productos derivados del petróleo para el diésel las propiedades fisicoquímicas que se controlan se presentan en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Certificado de Calidad para el Diésel de la Refinería Shushufindi

PARÁMETRO	MÉTODO	ESPECIFICACIÓN (1)		RESULTADO	UNIDAD DE MEDIDA	U(2)
	ASTM_INEN	MIN	MAX			
PUNTO DE INFLAMACIÓN	ASTM D93	51	–	64	°C	± 6%
AGUA Y SEDIMENTO	ASTM D2709_NTE INEN 1494	–	0.05	0,00	%V	± 43.6%
VISCOSIDAD CINEMATICA A 40 °C	ASTM D445_NTE INEN 810	2	5	3,063	mm <sup>2</sup> /S	± 0.6%
RESIDUO CARBONOSO SOBRE EL 10% DEL RESIDUO DE DESTILACIÓN	ASTM D4530	–	0.15	0,0133	%P	± 14.5%
CONTENIDO DE CENIZAS	ASTM D482_NTE INEN 1492	–	0.01	0,0000	%P	
DEST. 10%	ASTM D86_NTE INEN 926	REPORTE	REPORTE	207,0	°C	± 1.1%
DEST. 50%	ASTM D86_NTE INEN 926	REPORTE	REPORTE	267,1	°C	± 1.1%
DEST. 90%	ASTM D86_NTE INEN 926	–	360	351,3	°C	± 1.1%
CORROSIÓN A LA LÁMINA DE COBRE, 3h, 50 °C	ASTM D130_NTE INEN 927	–	No.3	1A	–	–

Continúa...

Continuación...

CONTENIDO DE AZUFRE	ASTM D4294	–	0.7	0,469	%P	± 13%
COLOR ASTM	ASTM D6045/D1500	REPORTE	REPORTE	1,1	–	± 20%
DENSIDAD RELATIVA (15.6/15.6 °C)	ASTM D287	REPORTE	REPORTE	0,8438	–	± 7.4%
GRAVEDAD API A 60 °F (15.6 °C)	ASTM D287	REPORTE	REPORTE	36,2	°API	± 2.1%
°API OBSERVADO :37.2						
TEMPERATURA OBSERVADA: 73.0 °F						
OBSERVACIONES						
(1) Referido a la Norma INEN: NTE INEN 1489:2012						
(2) La incertidumbre reportada (U), se expresa con un nivel de confianza del 95%						

Fuente: (Shushufindi, 2019).

Los parámetros más importantes que son controlados luego del proceso de destilación atmosférica es la destilación al 90% este valor regula el índice de cetano, el contenido de carbón, cenizas y residuo. El contenido de azufre en el diésel es de 4690 ppm sale de la normativa vigente por lo cual es un producto que no se puede comercializar para el parque automotriz. Tabla 2.

**Tabla 2.** Requisitos del Diésel Premium de acuerdo a la Norma NTE INEN 1489

Requisitos	Unidad	Mínimo	Máximo	Método de ensayo
Punto de inflamación	°C	51	–	NTE INEN 1493 Procedimiento A
Contenido de agua y sedimento	%	–	0,05	NTE INEN 1494
Contenido de residuo carbonoso sobre el 10% del residuo de la destilación	%	–	0,15	NTE INEN 1491
Contenido de cenizas	%	–	0,01	NTE INEN 1492
Temperatura de destilación del 90%	°C	–	360	NTE INEN 926
Viscosidad cinemática a 40 °C	mm <sup>2</sup> /s	2,0	5,0	NTE INEN 810
Contenido de azufre	%	–	0,05	ASTM 4294 NTE INEN 1490
Corrosión a la lámina de cobre	Clasificación	–	No.3	NTE INEN 927
Índice de cetano calculado	–	45	–	NTE INEN 1495
Contenido de biodiesel	%	Nota	5	EN 14078
NOTA. De no contener biodiesel, no es necesario la realización de este ensayo				

Fuente: (Petroecuador, EP).

En la actualidad debido a que el azufre en el diésel se encuentra fuera de los límites permitidos en la norma técnica ecuatoriana NTE INEN 1489: 2012 se necesita implementar una planta hidrodesulfuradora para que el valor máximo sea de 500 ppm de azufre (Diésel Premium).

**Tabla 3.** Tabla comparativa de la caracterización del diésel premium comparado con las especificaciones World Wide Fuel Charter (WWFC)

PARÁMETROS	WWFC				
	I	II	PREMIUM	III	IV
Índice de Cetano	48	51	49,5	53	55
Azufre, ppm	3000	300	245	50	10
Viscosidad a 37,8 °C, cSt	2,0 a 4,5	2,0 a 4,0	2,5 a 6	2,0 a 4,0	2,0 a 4,0
Punto de Inflamación, °C	55	55	51	55	55
Poliaromáticos, % m/m	–	5	–	2	2

**Fuente:** (Benavides. I, 2016).

En la Tabla 3 podemos observar el rango que vas desde I hasta IV dependiendo del contenido de azufre. La producción diaria de diésel con respecto a los demás cortes de la destilación atmosférica, que se produce en Refinería Shushufindi es del 32,2% que equivale a un volumen de 1026,58 m<sup>3</sup>/día (6457 bdd), valores que se pueden observar en la Tabla 4.

**Tabla 4.** Producción Promedio Diaria de Diésel en Refinería Shushufindi

PROMEDIO PRODUCCIÓN DIARIO DE DIÉSEL REFINERÍA SHUSHUFINDI		
FECHA	DIÉSEL (m <sup>3</sup> /día)	DIÉSEL (bpd)
01-may-19	1049.00	6598.01
02-may-19	1067.86	6716.64
03-may-19	1049.73	6602.60
04-may-19	1040.70	6545.81
05-may-19	1003.60	6312.45
06-may-19	1016.01	6390.51
07-may-19	1017.49	6399.82
08-may-19	1028.19	6467.12
09-may-19	1003.12	6309.43
10-may-19	1021.10	6422.52
11-may-19	1010.11	6353.40

**Continúa...**

**Continuación...**

12-may-19	1011.91	6364.72
13-may-19	1009.49	6349.50
14-may-19	1018.87	6408.50
15-may-19	1024.09	6441.33
16-may-19	1015.87	6389.63
17-may-19	1015.32	6386.17
18-may-19	1046.12	6579.90
19-may-19	1002.80	6307.42
20-may-19	1016.01	6390.51
21-may-19	1022.20	6429.44
22-may-19	1031.47	6487.75
23-may-19	1074.69	6759.60
24-may-19	1040.47	6544.36
25-may-19	1005.14	6322.14
26-may-19	1030.17	6479.57
27-may-19	1003.08	6309.18
28-may-19	1005.71	6325.72
29-may-19	1112.13	6995.09
30-may-19	1004.81	6320.06
<b>PROMEDIO PRODUCCIÓN DIARIA DE DIÉSEL</b>	<b>1026.58</b>	<b>6457.0</b>

Fuente: (Petroecuador, EP).

### 3.2. PLANTEAMIENTO DEL BALANCE DE MASA PRELIMINAR

Para determinar el flujo de alimentación de diésel a la planta hidrosulfuradora (HDS), se partió de una caracterización realizada por EP Petroecuador, Refinería Shushufindi datos históricos y de producción actual en los cuales se establecen los rendimientos de la destilación atmosférica de la Refinería Shushufindi de cada corte. El detalle se presenta en la Tabla 5 podemos observar los rendimientos de productos que se obtienen del proceso de destilación atmosférica de la Refinería Shushufindi.

**Tabla 5.** Rendimientos diarios cortes de destilación atmosférica Refinería Shushufindi

	<b>Flujo m<sup>3</sup>/día</b>	<b>Flujo (bpd)</b>	<b>Rendimiento (%)</b>
Gasolina Ligera + Pesada	579.85	3647.15	18.23
Diésel Destilación Atmosférica	1026.50	6456.49	32.28
Residuo Atmosférico	1574.00	9900.16	49.49
<b>Total</b>	<b>3180.35</b>	<b>20003.80</b>	<b>100.02</b>

**Fuente:** (Petroecuador, EP)

Los porcentajes de los productos de destilación atmosférica son los siguientes: Nafta Ligera más Nafta Pesada 18%, Diésel Atmosférico 32%, Residuo Atmosférico 49%, estos valores son aproximados cuando La Refinería Shushufindi está operando a una capacidad del 100%.

El azufre se encuentra en el crudo en forma de tioles, sulfuros, disulfuros, tiofenos, feniltiofenos y en general, tiofenos de orden superior. Las moléculas sulfuradas se descomponen en el siguiente orden: mercaptanos y sulfuros, polisulfuros y compuestos tiofenicos. El azufre es liberado bajo la forma de ácido sulfhídrico, mientras que la parte hidrocarbonada de la molécula se hidrogena. (Instituto Mexicano del Petróleo, 2011).

En la Tabla 6 se presenta los componentes y composición en peso del diésel de Refinería Shushufindi.

**Tabla 6.** Composición del Diésel de la Refinería Shushufindi

<b>COMPONENTES</b>	<b>COMPOSICIÓN (% peso)</b>
n-Tetradecano	20.05
Etilciclohexano	0.59
Propilciclohexano	0.7
Butilciclohexano	1.16
Pentilciclohexano	2.82
Hexilciclohexano	4.68
Heptilciclohexano	5.84
Octilciclohexano	5.84
Decalina	12.27
Tetradecahi Droantraceno	6.29
Etilbenceno	0.92
Propilbenceno	1.83
Butilbenceno	3.68

**Continúa...**

**Continuación...**

Pentilbenceno	3.49
Hexilbenceno	2.57
Heptilbenceno	1.83
Octilbenceno	0.92
1,2,3,4-Tetrahidro Naftaleno	11.67
1,2,3,4,5,6,7,8-Octahidroantraceno	4.39
Naftaleno	5.09
1,2,3,4-Tetrahidroantraceno	2.09
Antraceno	0.8
Dibenzotiofeno	0.5
Carbazol	0.01
Flujo Másico	36370 Kg/h
Flujo Volumétrico	1027 m <sup>3</sup> /h
Condiciones Límite de Batería	5 Kg/cm <sup>2</sup> g
	30 °C

**Fuente:** (Aspen HYSYS, 2019).

Las composiciones en peso de cada componente representativo de cada número de carbonos se calcularon en base a la matriz reflejada en la tabla 2. El flujo másico corresponde al promedio de carga de diésel de la destiladora atmosférica correspondiente a 1027 m<sup>3</sup>/h, representado un flujo másico equivalente de 36370 Kg/h (calculado por el simulador ASPEN HYSYS).

Las condiciones en el límite de batería corresponden a las condiciones de operaciones a las cuales ingresa la corriente de diésel que alimenta al proceso de hidrosulfurización dentro del área delimitada de la planta, las cuales fueron extraídas del Manual de Operaciones de la Planta Hidrotratadora de Diesel existente en la Refinería Esmeraldas.

La Tabla 7 presenta la matriz de los componentes asumidos para el diseño del proceso HDS, anexo 1.

**Tabla 7.** Matriz de Componentes Asumidos Para el Diseño del Proceso HDS

<b>Nomenclatura</b>	<b>Significado</b>	<b>Componentes Asumidos</b>
P	Parafinas	C14 - n-Tetradecano
1N	Naftenos de un solo anillo	C8 - EtilCiclohexano
		C9 - PropilCiclohexano
		C10 - ButilCiclohexano
		C11 - PentilCiclohexano
		C12 - HexilCiclohexano
		C13 - HeptilCiclohexano
		C14 - OctilCiclohexano
2N	Naftenos de dos anillos	C10 - Decalina
3N	Naftenos de tres anillos	C14 - TetradecahidroAntraceno
1A	Aromáticos de una anillo	C8 - EtilBenceno
		C9 - PropilBenceno
		C10 - ButilBenceno
		C11 - PentilBenceno
		C12 - HexilBenceno
		C13 - HeptilBenceno
		C14 - OctilBenceno
1A1N	Aromáticos de un anillo unido a un nafteno de un anillo	C10 - 1,2,3,4 - TetraHidroNaftaleno
1A2N	Aromático de un anillo unido a un nafteno de dos anillos	C14 - OctahidroAntraceno
2A	Aromáticos de dos anillos	C10 - Naftaleno
2A1N	Aromático de dos anillos unido a una Nafteno de un anillo	C14 - 1,2,3,4 - TetraHidroAntraceno
3A	Aromático de tres anillos	C14 - Antraceno
S-C	Compuestos sulfurados asociados	C12 - Dibenzotiofeno
N-C	Compuestos Nitrogenados asociados	C-12 - Carbazol

**Fuente:** (Aspen HYSYS, 2019)

Para determinar la composición química del diésel proveniente de la destilación Atmosférica, se realizó una revisión bibliográfica de diseños y simulaciones de plantas de HDS, para lo cual se empleó para éste estudio una simplificación de la mezcla como se refleja en la matriz de componentes señalados en la Tabla 7.

**Tabla 8.** Concentración de Compuestos Sulfurados y Nitrogenados del petróleo

<b>TIPO DE COMPUESTO</b>	<b>Peso %</b>
Sulfurados	0,489
Nitrogenados	0,004

**Fuente:** (EP Petroecuador, 2019).

Según el estudio de Boesen, el proceso de hidrodesulfurización del diésel involucra varias reacciones químicas simultáneas entre las que destaca son:

- Hidrogenación para disminuir compuestos aromáticos
- Hidrodenitrógenación (HDN), para eliminar compuestos nitrogenados
- Hidrodesulfuración (HDS), reduce los compuestos sulfurados

La Tabla 9 presenta las reacciones químicas predominantes en el proceso de hidrodesulfuración como tipo de reacción, reactivos involucrados y sus productos

**Tabla 9.** Reacciones químicas predominantes en el proceso de hidrodesulfuración

<b>Tipo de reacción</b>	<b>Reactivos Involucrados</b>	<b>Productos</b>
Hidrodesulfuración de compuestos sulfurados	S-C (Dibenzotiofeno)	2N (Biciclohexano)
Hidrodenitrización de compuestos nitrogenados	N-C (Carbazol)	2N (Biciclohexano)
Saturación de Aromáticos (1A)	1A-C8 1A-C9 1A-C10 1A – C11 1A – C12 1A-C13 1A-C14	1N-C8 1N-C9 1N-C10 1N-C11 1N – C12 1N-C13 1N-C14
Saturación de Aromáticos (1A1N)	1A1N	2N
Saturación de Aromáticos (1A2N)	1A2N	3N
Saturación de Aromáticos (2A)	2A	2N
Saturación de Aromáticos (2A1N)	2A1N	3N
Saturación de Aromáticos (3A)	3A	3N
Hidrocraqueo de Parafinas	nP-C14	nP-C1 nP-C2 nP-C3 nP-C4 nP-C5 nP-C6 nP-C7 nP-C8 nP-C9

**Continúa...**

Continuación...

		nP-C10 nP-C11 nP-C12 nP-C13
Hidrocraqueo de Naftenos (sin apertura del anillo)	1A-C8 1A-C9 1A-C10 1A-C11 1A-C12 1A-C13 1A-C14	1A-C6 (Ciclohexano) nP-C2 nP-C3 nP-C4 nP-C5 nP-C6 nP-C7 nP-C8
Hidrocraqueo de Naftenos (con apertura del anillo)	1A-C8 1A-C9 1A-C10 1A-C11 1A-C12 1A-C13 1A-C14	nP-C8 nP-C9 nP-C10 nP-C11 nP-C12 nP-C13 nP-C14

Fuente: (Aspen HYSYS, 2019)

La Tabla 10 presenta los porcentajes de conversión de cada una de las reacciones.

**Tabla 10.** Porcentajes de Conversión de cada una de las Reacciones

Tipo de reacción	% Conversión
Hidrodeshidrosulfuración de Compuestos Sulfurados	99,8
Hidrodeshidrogenación de Compuestos Nitrogenados	99,8
Saturación de Aromáticos (1A)	0.1
Saturación de Aromáticos (1A1N)	20%
Saturación de Aromáticos (1A2N)	30%
Saturación de Aromáticos (2A)	85%
Saturación de Aromáticos (2A1N)	90%
Saturación de Aromáticos (3A)	95%
Hidrocraqueo de Parafinas	1%
Hidrocraqueo de Naftenos (sin apertura del anillo)	2%
Hidrocraqueo de Naftenos (con apertura del anillo)	1%

Fuente: (Aspen HYSYS, 2019)

En función del estudio de Boesen, se estimaron por los porcentajes de conversión de cada una de las reacciones involucradas, los cuales se establecen en la Tabla 6.

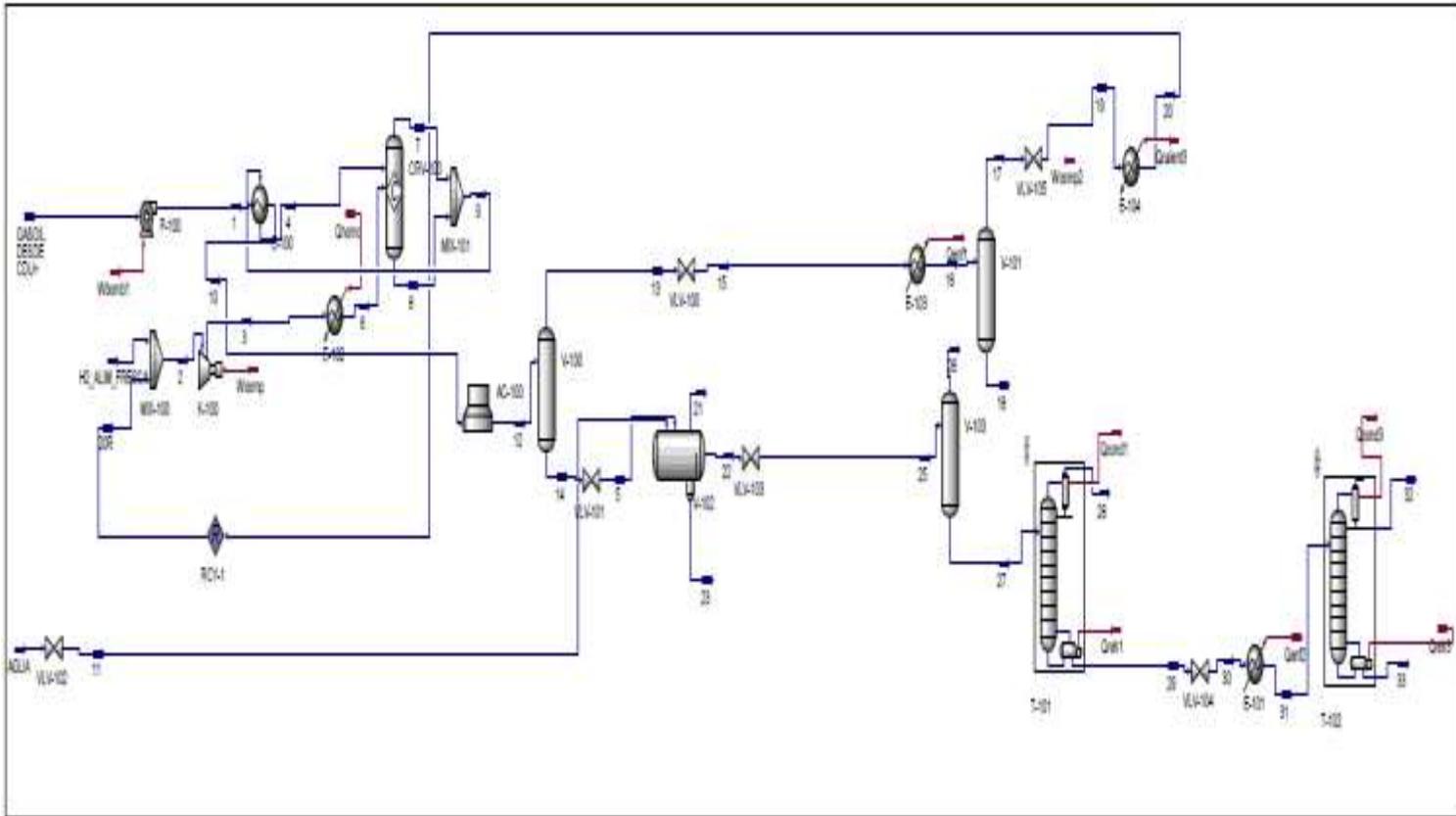
### **3.3. MONTAJE DE LA SIMULACIÓN EN EL ENTORNO ASPEN HYSYS**

Una vez que se determinó el flujo, los componentes y las condiciones de alimentación se procedió a realizar la simulación de la planta Hidrodesulfuradora (HDS) con el software ASPEN HYSYS V 10 bajo las siguientes premisas:

Modelo termodinámico de Peng-Robinson para hidrocarburos e hidrógeno sin la presencia de Azufre, modelo termodinámico de Sour-PR para manejo de aguas agrias, separación criogénica de hidrógeno (sulfuro de hidrógeno).

El balance detallado por corrientes se presenta en la Tabla 14, los flujos y las composiciones de las corrientes del producto se presentan a continuación.

La Figura 5 representa el esquema general de la planta HDS para la Refinería Shushufindi, esquema que se obtuvo de la simulación en Aspen HYSYS V10.



**Figura 5.** Esquema general de la planta HDS

**Fuente:** (Aspen HYSYS, 2019).

La Tabla 11 presenta los principales equipos que tienen que ser ensamblados para el proceso de HDS información tomada de Aspen HYSYS V10. Anexo 2.

**Tabla 11.** Principales equipos para el proceso HDS

<b>TAG</b>	<b>EQUIPO</b>
P-100	Bomba Alimentación Gasoil
E-100	Pre Calentador Gas-Oil
E-102	Horno Precalentador H2
R-100	Reactor Catalítico HDS
K-100	Compresor de H2 Reactor
AC-100	Aeroenfriador Efluente Reactor
V-100	Separador LV Diesel H2
V-101	Separador Criogénico H2 H2S
E-104	Precalentador H2 reciclo
V-102	Separador Trifásico Diesel/H2/Agua Amarga
V-103	Separador LV Diesel H2 y Livianos
T-101	Columna Despojadora Gas Ácido
E-101	Preenfriador T-102
T-102	Columna Separadora Nafta-Diésel HDT

### 3.3.1. Balance global de la planta HDS propuesta

El esquema general una vez realizada la simulación de las corrientes principales se presenta a continuación.

**Tabla 12.** El Balance Global de la Planta HDS propuesta para Refinería Shushufindi

<b>CORRIENTE</b>	<b>Flujo (Kg/h)</b>	<b>Volumen (bpd)</b>	<b>MMSCFD</b>
<b>ENTRADAS</b>			
Diésel Destilación Atmosférica	36370	6460	
Hidrógeno	1323		3,6
Agua	400	60	
<b>SALIDAS</b>			
Diésel HDT	34710	6257	
Corriente de Gas Ácido 1 a Planta Gas	872,8		0,576
Corriente de Gas Ácido 2 a Planta Gas	399,8		0,1464
Agua Agria	384,1	57	

Continúa...

**Continuación...**

Nafta	1624	300	
Gases Ácidos a Flare 1	122,55		0,2931
Gases Ácidos a Flare 2	3,4		0,061

**Fuente:** (Aspen HYSYS, 2019).

Las dimensiones estimadas de los equipos, consumo de servicios y el balance corriente a corriente pueden detallarse en la tabla 16, donde se encuentra el reporte generado por el simulador ASPEN HYSYS V10.

### 3.3.2. DIAGRAMA DE FLUJO PROPUESTO PARA HDS REFINERÍA SHUSHUFINDI

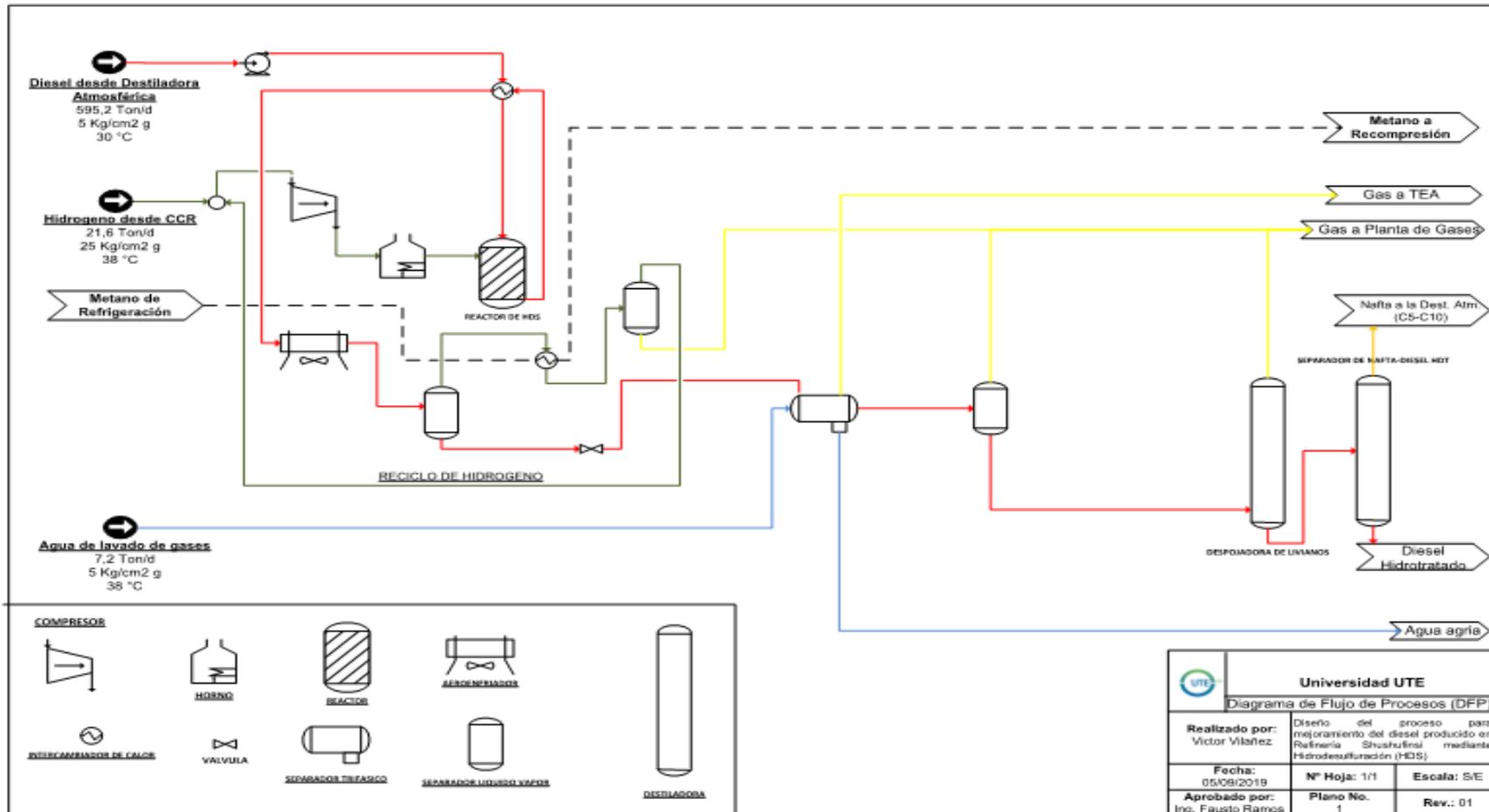
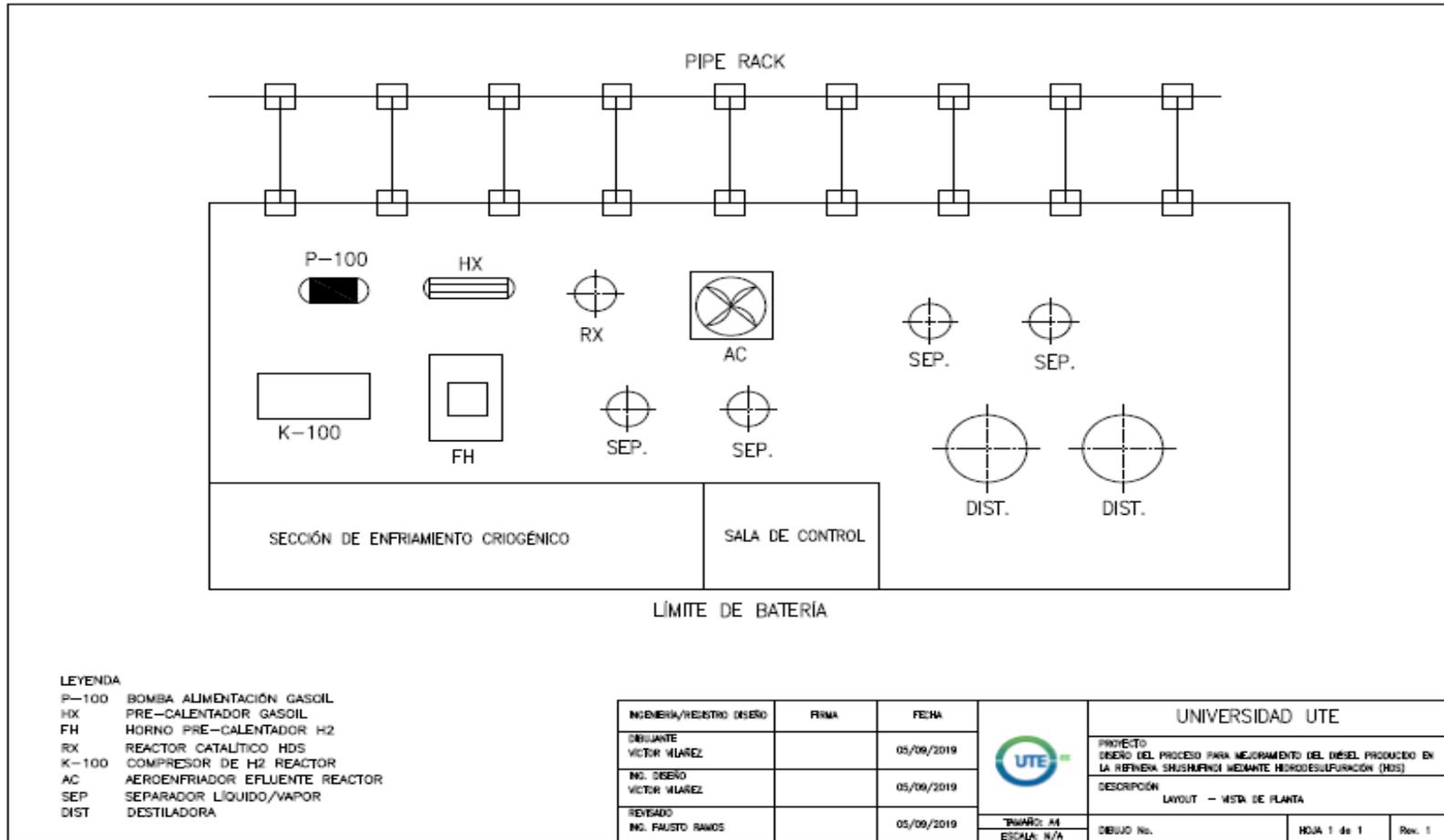


Figura 6. Diagrama de Flujo Propuesto para la Planta HDS

Fuente: (Aspen HYSYS, 2019)

### 3.3.3. LAYOUT PROPUESTO para SHUSHUFINDI



**Figura 7.** Layout Propuesto para la Planta HDS

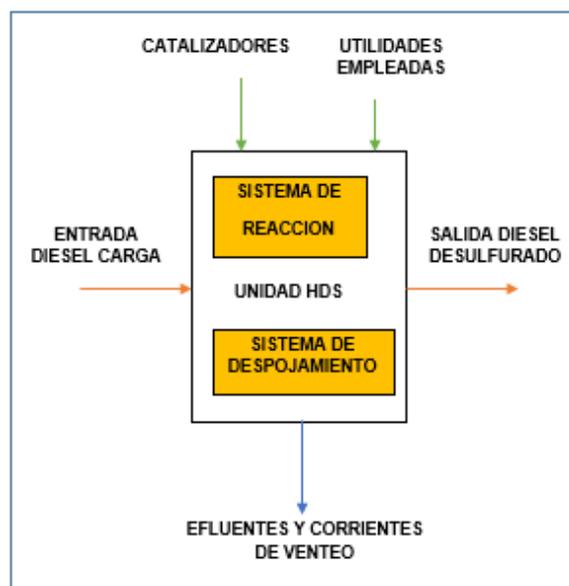
Fuente: (Victor Vilañez, 2019)

Los equipos principales del proceso HDS se pueden detallarse en el Diagrama de Flujo de Procesos, como en el layout (distribución en planta).

El corte diésel que sale de la destilación atmosférica ingresa en conjunto con una corriente rica en hidrógeno (proveniente de la unidad de Reformado Catalítico Continuo) y se acondicionan, en cuanto a la presión y temperaturas necesarias para el proceso reactivo a través de compresores de hidrógeno y bombas diésel. Se emplea un horno para precalentar el hidrógeno presurizado y se realiza un intercambio de calor entre el efluente del reactor y la alimentación de diesel (ya que el proceso reactivo es eminentemente exotérmico). Una vez el efluente intercambia calor se enfría y se separa el hidrogeno en exceso para ser recirculado al proceso nuevamente. La corriente rica en sulfuro de hidrógeno se envía a la planta de recuperación de gases mientras que el diesel se lava con una corriente de agua para despojarlo en parte del sulfuro de hidrógeno. Luego se separa en dos columnas de destilación cuyos productos principales corresponden a una corriente de nafta y otra de diésel hidrotratada.

El proceso HDS tiene como reacciones principales, saturación de olefinas, desulfuración, denitrificación, eliminación de oxigenados, demetalización.

La Unidad de Hidrodesulfuración, utiliza y produce varias corrientes. Las corrientes pueden clasificarse en amplias categorías: entradas, salidas, catalizadores, productos químicos, corrientes de efluentes y de venteo.



**Figura 8.** Corrientes de Procesos y Utilidades de la Unidad de Hidrodesulfuración  
**Fuente:** (EP Petroecuador, 2014)

**Entrada diésel carga:** Este proceso recibe diésel 2 como carga

**Salida diésel desulfurado:** Este proceso produce, diésel producto el cual se envía a tanques de almacenamiento. Este producto pasó por un proceso de desulfuración.

### Sistemas funcionales del proceso

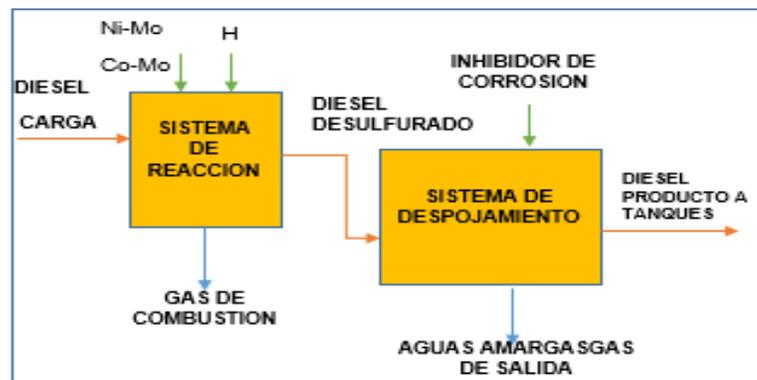
Este proceso está formado por dos sistemas funcionales que son: Sistema de Reacción y Sistema de Despojamiento.

#### Sistema de reacción

El sistema esta diseñado para extraer el azufre de la carga de diésel al producir la reacción con hidrógeno en presencia de un catalizador, de manera que el azufre en el diésel se combine con el hidrógeno. Este sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) se separa de la carga de diésel utilizando aminas. Las aminas se regeneran y circulan de regreso a través del sistema. El hidrógeno se introduce en el sistema como reposición del hidrógeno que se consume en el proceso.

#### Sistema de despojamiento

El sistema despoja las fracciones livianas del diésel para ajustar el punto de inflamación a un rango específico con el uso de la despojadora. Luego, se separan las aguas amargas del diesel tratado. Se inyecta el inhibidor de corrosión al sistema para reducir la corrosión. Se inyecta el agente anti-inscrustante desde este sistema hacia el Sistema de Reacción para reducir el ensuciamiento de hidrocarburo. Este proceso da como resultado un producto de alta calidad con bajo contenido de azufre.



**Figura 9.** Corrientes de Procesos y Utilidades de la Unidad de Hidrodesulfuración

**Fuente:** (EP Petroecuador, 2014)

### 3.3.4. RESULTADOS DE LAS CORRIENTES DE DIESEL Y NAFTA HIDROTRATADA

El balance detallado por corrientes se presenta en la tabla 13 así como, los flujos y las composiciones de las corrientes de producto.

#### 3.3.4.1. Corriente de Diesel Hidrotratada

Tabla 13. Balance Corriente de Diésel Hidrotratada

Componente	Composición (% peso)
n-Decano	0.06
n-Undecano	0.2
n-Dodecano	0.23
n-Tridecano	0.26
n-Tetradecano	19.59
BiCiclohexano	0.48
n-Propilciclohexano	0.09
n-Butilciclohexano	1.56
n-Pentilciclohexano	3.23
n-Hexilciclohexano	5.02
n-Hepti ICi clohexano	6.12
n-Octi ICi clohexano	6.03
trans-Decalina	20.23
Tetradecahidro Antraceno	10.95
n-Propilbenceno	0.13
n-Butilbenceno	3.46
n-Pentilbenceno	3.29
n-Hexilbenceno	2.42
n-Heptilbenceno	1.72
n-Octilbenceno	0.87
1,2,3,4-Tetrahidronaftaleno	9.77
1,2,3,4,5,6,7,8-Octahidro Antraceno	3.22
Naftaleno	0.8
1,2,3,4-Tetrahidroantraceno	0.22
Antraceno	0.04

Fuente: (Aspen HYSYS, 2019).

Se observa que los compuestos sulfurados y nitrogenados no se encuentran reflejados en la Tabla 13, ya que la remoción de éstos fue superior al 99,8%. El contenido de aromáticos disminuye, mientras que el contenido de parafinas aumenta. La presencia de compuestos con un número de carbonos menor a 14 proviene de las reacciones de hidrocraqueo que se llevan a cabo en el reactor catalítico. La saturación de aromáticos y el aumento del contenido de parafinas se deben a las reacciones de hidrogenación del proceso de hidrotratamiento.

### 3.3.4.2. Corriente de Nafta

La Tabla 14 presenta el balance de la corriente de nafta con sus componentes y composición.

**Tabla 14.** Balance de Corriente de Nafta

<b>Componentes</b>	<b>Composición (% peso)</b>
n-Heptano	6.52
n-Octano	4.27
n-Nonano	2.97
n-Decano	1.83
Ciclohexano	0.43
Etilciclohexano	15.11
n-Propilhexano	15.63
n-Butilciclohexano	0.15
trans-Decalina	0.33
Etil-Benceno	19.93
n-PropilBenceno	32.74

**Fuente:** (Aspen HYSYS, 2019).

La corriente de Nafta es producto de las reacciones de hidrocraqueo donde se obtienen productos más livianos, representado el Etilbenceno y Propilbenceno más de un 19.93%, mientras que en parafinas un 32.74%. Ésta Nafta se propone enviarla a la Unidad de Destilación Atmosférica para aumentar el rendimiento de los cortes de derivados livianos.

La unidad de Hidrodesulfurización, utiliza y produce varias corrientes. Las corrientes pueden clasificarse en amplias categorías: entradas, salidas, catalizadores, productos químicos, corrientes de efluentes y de venteo.

### 3.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

La evaluación económica del proyecto tiene por objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión en un proyecto antes de la implementación.

El costo de equipos fue calculado por el software de simulación Aspen HYSYS mediante la herramienta Cost Estimator a partir de la simulación de todo el proceso, en el anexo 2 se presenta los equipos del proceso HDS.

**Tabla 15.** Detalle de Inversión del Proyecto HDS Refinería Shushufindi

<b>TAG</b>	<b>EQUIPO</b>	<b>COSTO (MUSD)</b>
P-100	Bomba Alimentación Gasoil	111.2
E-100	Pre calentador Gas-Oil	218.6
E-102	Horno Pre calentador H2	273.4
R-100	Reactor Catalítico HDS	1600
K-100	Compresor de H2 Reactor	2224.3
AC-100	Aeroenfriador Efluente Reactor	186.6
V-100	Separador LV Diesel H2	69.5
V-101	Separador Criogénico H2 H2S	27.7
E-104	Pre calentador H2 Reciclo	10.6
V-102	Separador Trifásico Diesel/H2/sour W	24.9
V-103	Separador LV Diesel H2 y Livianos	24.7
T-101	Columna Despojadora Gas Acido	420.5
E-101	Preenfriador T-102	8.8
T-102	Columna Separadora Nafta-Diesel HDT	296.6
	<b>Subtotal Equipos Generales</b>	<b>5497.4</b>
<b>Sistema de Enfriamiento Criogénico</b>		
E-105	Intercambiador Refrig. H2-H2S	31.1
K-101	Compresor Metano 1	2250
K-102	Compresor Metano 2	1435.9
E-106	Interenfriador Metano 1	26
E-107	Interenfriador Metano 2	25
E-108	Condensador de Metano	35.3
K-103	Compresor Etano 1	4420.5
E-109	Interenfriador Etano 1	28.6
K-104	Compresor Etano 2	1285.4

**Continúa...**

Continuación...

K-105	Compresor Propano	1015.4
E-110	Condensador de Etano	58.7
AC-101	Condensador de Propano	187.4
<b>Subtotal Sistema de Enfriamiento Criogénico</b>		10799.3
<b>TOTAL EQUIPOS SIN INSTALACION</b>		<b>16296.7</b>

Fuente: (Aspen HYSYS, 2019)

La Tabla 15 nos presenta el total de la inversión de los equipos para el montaje de la planta HDS como el costo de los principales equipos.

Los resultados para la inversión económica que se requiere para poner en operación la planta hidrodesulfuradora (HDS) en la Refinería Shushufindi es de aproximadamente 124,7 MMUSD, la evaluación económica se muestra a continuación en la Tabla 16.

**Tabla 16.** Resultados de la Evaluación Económica para Montaje y Construcción de la HDS

Tipo	Costo (MMUSD)
<b>Costos Directos</b>	
Equipos sin Instalación	19.12
Costo de Instalación de Equipos	11.91
Instrumentación y Control	7.57
Tuberías	14.30
Sistemas Eléctricos	2.30
Edificaciones	3.79
Movimiento de Tierras	2.10
Instalación de Servicios Industriales	14.70
<b>Total Costos Directos</b>	<b>75.79</b>
<b>Costos Indirectos</b>	
Ingeniería y Supervisión	6.90
Obra Civil	8.60
Permisos (legales)	0.80
Gastos de Contratista	4.60
Contingencia	9.30
<b>Total Costos Indirectos</b>	<b>30.20</b>
<b>Total Costos D+I</b>	<b>105.99</b>
<b>Capital de Trabajo</b>	<b>18.70</b>
<b>Inversión Total de Capital</b>	<b>124.70</b>
<b>Costos Anuales de Producción</b>	<b>47.70</b>

Fuente: (Aspen HYSYS, 2019)

Para llevar a cabo la evaluación económica del proyecto, se tomaron las siguientes consideraciones para el análisis financiero:

- Se asume el costo de producción del diésel de la destilación atmosférica 50 USD la tonelada métrica y del hidrógeno 500USD tonelada métrica de acuerdo a las estimaciones de Refinería Esmeraldas.
- El costo de los servicios industriales se toma de acuerdo a los precios unitarios propuestos por la metodología Peters y Timmerhaus.
- El precio mínimo de venta del diésel corresponde al escenario crítico donde no existe pérdidas ni ganancias (punto de equilibrio) correspondiente a una Valor Actual Neto (VAN) de 0 USD y una Tasa Interna de Retorno de 40%.

Los resultados de dicho análisis financiero bajo la metodología propuesta y bajo los parámetros ya definidos se describen a continuación en la Tabla 17.

**Tabla 17.** Resultados Evaluación Económica Montaje y Construcción de la Planta HDS

<b>PARÁMETROS</b>	<b>Valor y Unidad</b>
Costo de equipos Planta HDS Instalados	21 MMUSD
Inversión Total Inicial de la Planta	124.7 MMUSD
Costo Anual de Servicios Industriales	3.4 MMUSD
Costo Estimado Diésel	50 USD/Ton
Costo Estimado Hidrógeno CCR	500 USD/Ton
Precio de Venta Mínimo del Diésel	180.61 USD/Ton
	0.57 ctvs./gal
Periodo de Evaluación (vida útil)	20 años
Tasa de Interés Pasiva	12% anual
Precio Sugerido de Venta Diesel HDT	324 USD/Ton
	1,03 USD/gal
Valor Presente Neto (VPN)	248.3 MMUSD
Tasa Interna de Retorno (TIR)	40%

**Fuente:** (Aspen HYSYS, 2019)

Se observa que para el escenario seleccionado se consideró una TIR de 40% representando un VAN de 248,3 MMUSD, lo cual representa una duplicación del

capital invertido, resultando un precio final de venta del diésel hidrotratado de 324,91 USD/Ton (1,03 USD/gal).

### 3.5. ESTIMACIONES DE FLUJO DE CAJA ANUAL Y PROYECCIÓN DEL PRECIO DE LOS PRODUCTOS

Escenarios diferentes para la evaluación del proyecto HDS.

**Tabla 18.** Evaluación del Proyecto

Ingresos Anuales	VPN	TIR	Precio Unit
50.00	-106.03	-7.473%	166.73
75.00	80.71	21.612%	250.09
100.00	267.45	42.063%	333.45
150.00	640.92	82.197%	500.18
54.16	0.00	12.00%	180.61
<b>97.44</b>		por Ton	<b>324.91</b>
		por gal	<b>1.03</b>

Fuente: (Víctor Vilañez, 2019)

De la Tabla X se puede observar que el punto de equilibrio está representado por un ingreso neto anual de 54,16 MMUSD y un precio de venta mínima de 180,61 USD/Ton (0,57 USD/gal). Se observa que, para todos los escenarios con ingresos mayores al punto de equilibrio, los parámetros financieros (VAN y TIR) representan un proyecto de inversión factible en todos los escenarios.

El flujo de caja detallado por escenario se encuentra en el ANEXO 3.

**Tabla 19.** Ingresos Análisis de TIR y VAN

Ingresos	97.439649			
Año	Ingresos	Egresos	Total	Valor presente
	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
0	0	-124.700	-124.700	124.70
1	97.439649	47.500	49.940	44.59
2	97.439649	47.500	49.940	39.81
3	97.439649	47.500	49.940	-5.55
4	97.439649	47.500	49.940	31.74
5	97.439649	47.500	49.940	28.34

Continúa...

Continuación...

6	97.439649	47.500	49.940	25.30
7	97.439649	47.500	49.940	22.59
8	97.439649	47.500	49.940	20.17
9	97.439649	47.500	49.940	18.01
10	97.439649	47.500	49.940	16.08
11	97.439649	47.500	49.940	14.36
12	97.439649	47.500	49.940	12.82
13	97.439649	47.500	49.940	11.44
14	97.439649	47.500	49.940	10.22
15	97.439649	47.500	49.940	9.12
16	97.439649	47.500	49.940	8.15
17	97.439649	47.500	49.940	7.27
18	97.439649	47.500	49.940	6.49
19	97.439649	47.500	49.940	5.80
20	97.439649	47.500	49.940	5.18
			TIR	40.000%
			VPN	248.321 MMUSD

Fuente: (Víctor Vilañez, 2019)

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## 4. CONCLUSIONES Y RECMENDACIONES

### 4.1. CONCLUSIONES

- El crudo oriente tiene un promedio de azufre de 2,35% calificado como siendo un crudo agrio, así los productos de la destilación atmosférica contienen altas concentraciones de azufre como es el caso del diésel, que sería la carga para la hidrosulfuradora, tiene un contenido de azufre promedio de 4690 ppm.
- En este trabajo se presenta la ingeniería básica para la implementación de una hidrosulfuradora en la Refinería Shushufindi que tiene una capacidad de refinación de 20.000 (bpd), el crudo tiene un promedio de 27 °API, un promedio de azufre de 2,35% del cual se obtiene un diésel con 0,489% de azufre..
- Se evaluó la planta hidrosulfuradora para un caudal de 1027 m<sup>3</sup>/día de diésel, la simulación del proceso se realizó en Aspen HYSYS V10 es un sistema de modelado de procesos orientado a la industria de la ingeniería química que permite establecer balances de masa, energía entre otras operaciones.
- La inversión económica que se requiere es aproximadamente 124,7 MMUSD, se tomó el costo de producción del diésel 50 USD tonelada métrica y del hidrógeno 500 USD tonelada métrica de acuerdo a las estimaciones de Refinería Esmeraldas.
- La reacción de HDS es un proceso catalítico que se produce a altas temperaturas (300–400) °C y altas presiones (10-200) Kg/cm<sup>2</sup> de hidrógeno obteniendo como productos finales diésel desulfurado y azufre elemental.
- Se utiliza un catalizador para controlar o facilitar las reacciones en combinación con una corriente de gas rica en hidrógeno, para eliminar los compuestos de azufre.
- Las fases activas más comunes empleadas en el proceso de hidrosulfurización son: Cobalto Molibdeno buena remoción de azufre, pobre remoción de Nitrógeno. Níquel Molibdeno buena remoción de nitrógeno, pobre remoción de azufre. Níquel Wolframio buena remoción de azufre, nitrógeno y favorece el Hidrosulfurado.
- El subsidio de combustibles para el año 2018 se estimó en 1.707,04 millones de dólares de los cuales el diésel constituyó 899,30 millones de dólares, el GLP IMPORTADO 380,30 millones de dólares, el GLP NACIONAL 87,88 millones de dólares, la NAFTA IMPORTADA 258,91

millones de dólares y, OTROS (cutter stocks, avgas) IMPORTADOS 80,65 millones de dólares.

- Las condiciones en el límite de batería corresponden a las condiciones de operaciones a las cuales ingresa la corriente de diésel que alimenta al proceso de hidrodesulfurización dentro del área delimitada de la planta.
- Para determinar la composición química del diésel que proveniente de la destilación Atmosférica, se realizó una revisión bibliográfica de diseños y simulaciones de plantas de HDS, para éste estudio se utilizó una simplificación de la mezcla como se refleja en la matriz de componentes.
- Según el estudio de Boesen, el proceso de hidrodesulfurización del diésel involucra varias reacciones químicas simultáneas entre las que destaca, hidrogenación para disminuir compuestos aromáticos, Hidrodenitrogenación (HDN), para eliminar compuestos nitrogenados, hidrodesulfurización (HDS), reduce los compuestos sulfurados.
- Se observa que los compuestos sulfurados y nitrogenados no se encuentran reflejados ya que la remoción de éstos fue superior al 99,8% el contenido de aromáticos disminuye, mientras que el contenido de parafinas aumenta. La presencia de compuestos con un número de carbonos menor a 14 proviene de las reacciones de hidrocraqueo que se llevan a cabo en el reactor catalítico.
- La corriente de Nafta es producto de las reacciones de hidrocraqueo donde se obtienen productos más livianos, representado el Etilbenceno y Propilbenceno más de un 19.93%, mientras que en parafinas un 32.74%. Ésta Nafta se propone enviarla a la Unidad de Destilación Atmosférica para aumentar el rendimiento de los cortes de derivados livianos.
- El costo de equipos fue calculado por el software de simulación Aspen HYSYS mediante la herramienta "Cost Estimator" a partir de la simulación de todo el proceso.
- La Nueva Planta de Hidrodesulfurización de la Refinería de Shushufindi tendrá una inversión aproximada de 124,7 MMUSD y unos costos anuales de producción cercanos a los 47,5 MMUSD.
- Para el presente estudio no se tomó en cuenta la planta de hidrogeno.

## 4.2. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio conceptual con la finalidad de incorporar una nueva unidad de destilación atmosférica a la Refinería Shushufindi con la finalidad de evaluar una mejora en los parámetros financieros de este estudio preliminar.
- Evaluar la factibilidad de incorporar un aumento la capacidad de refinación de 20.000 (bpd) que es en la actualidad a 40.000 (bpd) como también procesos (destilación al vacío) con la finalidad de aumentar los rendimientos globales de Diésel y otros cortes de derivados de petróleo.
- Realizar un estudio para implementar una planta de Reformado Catalítico Continuo (CCR), para que nos de provisión de azufre para las operaciones de la hidrosulfuradora.
- Incorporar una Unidad Clauss al estudio de HDS, está unidad nos permite recuperar hasta el 96% del azufre contenido en los gases agrios de las corrientes de desechos actualmente terminan quemándose en las teas de las refinerías.

## **BIBLIOGRAFÍA**

## BIBLIOGRAFÍA

(s.f.).

Andrés, Miño Ron. (2017). Hidrodesulfuración de diésel automotriz. *PGE PETROLEO&GAS*, 44.

Aspen HYSYS. (2019). ASPEN HYSYS V10.

Benavides. I, J. M. (2016). Diseño y simulación de la unidad de hidrodesulfuración de diésel para una nueva refinería. *Tesis previo a la obtención del grado de Master en Sistemas de Transporte de Petróleo y Derivados*, 9.

Boesen.R.R. (2011). Investigation and Modelling of Diesel Hidrotreating Reactions. Lyngby, Denmark.

C. Holanda. (2010). *Síntesis de catalizadores trimetalicos (MMo-W[M=Ni o Co]) Nanoestructurales soportados en óxido mixto Al-Ti*. Morelia Michoacán.

D. Salazar, Vázquez. R. (2005). Optimización de hidrotratamiento para la carga a desintegración catalítica fluidizada mediante simulación. *Revista del Centro de Investigación.*, 5-10.

Di Stefano. Luis, O. E. (2012). modelación matemática y caracterización de la hidrodesulfuración del Tiofeno en sistemas de reacción utilizando catalizadores Co-Mo soportado en Hidrocalumita. *Revista Ingenieria UC, Vol 19, num 3, 44 - 51*.

EP Petroecuador. (2014). Manual de operaciones Refinería Amazonas.

EP Petroecuador. (2014). *Manual Operaciones HDS Refinería Esmeraldas*. Esmeraldas Ecuador.

EP Petroecuador. (2014). UNIDAD DE HIDRODESULFURACIÓN. *Manual de operacones de Refinería Esmeraldas*.

EP Petroecuador. (2018). Plan General de Negocios, expansión e inversión 2019. 2.

EP Petroecuador. (2019).

EP PETROECUADOR. (ENERO de 2014). MANUAL DE OPERACIONES DE REFINERÍA AMAZONAS.

Hernández, Z. (1976). *Caracterización química de crudos pesados en Venezuela*. Caracas.

Hernández, Z. (2010). *Caracterización química de crudos pesados en Venezuela ultima edición*. Caracas.

<https://dokumen.tips/documents/compuestos-no-carbonosos-del-petroleo.html>.  
(s.f.).

[https://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/11/Proforma\\_2018\\_para\\_Asamblea.pdf](https://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/11/Proforma_2018_para_Asamblea.pdf)  
(2018). Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/02/INFORME-ESTADISTICO-ENERO-2018-V1-23-02-2018.pdf>.

[https://www.researchgate.net/figure/Figura-N-1-Vista-general-del-software-HYSYS-HYSYS-por-ser-un-software-de-simulacion-de\\_fig1\\_315670817](https://www.researchgate.net/figure/Figura-N-1-Vista-general-del-software-HYSYS-HYSYS-por-ser-un-software-de-simulacion-de_fig1_315670817).  
(s.f.).

I.V. Babich, J.A. Moulijn . (2003). Fuel 82 .

Instituto Mexicano del Petróleo, I. (2011). Antisecuestrantes beneficios para la reducción de contaminantes presentes en las corrientes de hidrocarburos de tipo gasoleo.

J. Brito. (2011). *Estudio de catalizadores Ni-Mo Carburados, Soportados sobre TiO<sub>2</sub>-MCM-41 y su actividad Catalítica en Reacciones de Hidrodesulfuración*. Cumaná-Venezuela.

J.-P.Wauquier. (1993). *EL REFINO DEL PETRÓLEO*.

James.H.GARY, G. (1980). *REFINO DE PETRÓLEO*. Barcelona: Reverté, S.A.

Katherine O. Blumberg, M. P. (2003). *GASOLINA Y DIESEL DE BAJO AZUFRE: LA CLAVE PARA DISMINUIR LAS EMISIONES VEHICULARES*.

Luis, D. S., Edwin, O., Ruth, A., Pablo, B., & F, L. C. (septiembre-diciembre de 2012). Modelación matemática y caracterización de la hidrodesulfuración del Tiofeno en sistemas de reacción utilizando los catalizadores Co-Mo soportado en Hidrocalumita. *Revista INGENIERÍA UC*, vol.19, núm. 3.

M, Imram. (2009). Integrated and multi-period design of diesel hydrotreating. En U. d. Tesis Doctoral.

Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos. (2015). Balance Energético Nacional.

Miño Ron Andrés. (2017). Hidrodesulfuración de diésel automotriz. *PGE PETROLEO&GAS*, 44.

- Petroecuador. (2006). Refinería Esmeraldas. *Magazine Petroindustrial*.
- Petroecuador, E. (Enero de 2019). <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/INFORME-ESTADISTICO-DICIEMBRE-2018-16-01-2019.pdf>.
- Petroecuador, E. (s.f.). *Programación y Control de la Producción Refinería Shushufindi 2019*.
- Petroecuador, EP. (s.f.). *Programación y Control de la Producción Refinería Shushufindi 2019*.
- Salazar, A. (1982). *Caracterización de catalizadores de hidrotratamiento*.
- Shushufindi, Laboratorio y Control de Calidad Refinería. (2019).
- Solis Segura Luz María, L. A. (2003). *Principios básicos de contaminación ambiental*. Toluca, México.
- Víctor Vilañez. (2019). *Layout*.
- Yolanda, L. H. (2009). Desarrollo de catalizadores de hidrodesulfuración preparados a partir de Heteropoliácidos soportados en SBA-15 modificado con Al, Zr y Ti. *PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN CIENCIAS QUÍMICAS*, 17,18.

**ANEXOS**

# ANEXO 1

Matriz de Componentes Asumidos Para el Diseño del Proceso HDS

	Comp Mole Frac (Hydrogen)	Comp Mole Frac (H2S)	Comp Mole Frac (Methane)	Comp Mole Frac (Ethane)	Comp Mole Frac (Propane)	Comp Mole Frac (n- Butane)	Comp Mole Frac (n- Pentane)	Comp Mole Frac (n- Hexane)
<b>Unit</b>								
<b>GASOIL DESDE CDU+</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>H2_ALIM_FRES CA</b>	0.8078078	0	0.087087	0.051051	0.032032	0.014014	0.008008	0
<b>1</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>2</b>	0.9428554	6.18E-06	0.049148	0.003952	0.0023938	0.0010464	0.0005979	7.88E-13
<b>3</b>	0.9428554	6.18E-06	0.049148	0.003952	0.0023938	0.0010464	0.0005979	7.88E-13
<b>4</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>6</b>	0.9428554	6.18E-06	0.049148	0.003952	0.0023938	0.0010464	0.0005979	7.88E-13
<b>7</b>	0.8517876	0.000401175	0.047513	0.003975	0.0024755	0.0011885	0.0007844	0.00023371
<b>8</b>	0.2504682	0.00028646	0.020712	0.002512	0.0020829	0.0013318	0.0011484	0.00044352
<b>9</b>	0.8517876	0.000401175	0.047513	0.003975	0.0024755	0.0011885	0.0007844	0.00023371
<b>10</b>	0.8517876	0.000401175	0.047513	0.003975	0.0024755	0.0011885	0.0007844	0.00023371
<b>12</b>	0.8517876	0.000401175	0.047513	0.003975	0.0024755	0.0011885	0.0007844	0.00023371
<b>13</b>	0.9413979	0.000366064	0.05134	0.003913	0.0019758	0.0006019	0.000192	2.40E-05
<b>14</b>	0.0431294	0.000718026	0.01297	0.004528	0.0069852	0.0064826	0.0061305	0.00212641
<b>15</b>	0.9413979	0.000366064	0.05134	0.003913	0.0019758	0.0006019	0.000192	2.40E-05
<b>16</b>	0.9413979	0.000366064	0.05134	0.003913	0.0019758	0.0006019	0.000192	2.40E-05
<b>17</b>	0.9538615	6.86E-06	0.045966	0.000163	2.29E-06	2.10E-08	1.66E-10	8.11E-13
<b>18</b>	0.0166743	0.027016734	0.450065	0.282167	0.1483948	0.0452554	0.0144353	0.00180266
<b>20R</b>	0.9537528	6.68E-06	0.046087	0.000152	2.19E-06	2.10E-08	1.70E-10	8.51E-13
<b>19</b>	0.9538615	6.86E-06	0.045966	0.000163	2.29E-06	2.10E-08	1.66E-10	8.11E-13
<b>20</b>	0.9538615	6.86E-06	0.045966	0.000163	2.29E-06	2.10E-08	1.66E-10	8.11E-13
<b>5</b>	0.0431294	0.000718026	0.01297	0.004528	0.0069852	0.0064826	0.0061305	0.00212641
<b>AGUA</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>11</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>21</b>	0.7010666	0.004429703	0.178823	0.036876	0.0267162	0.0092156	0.0030868	0.00037928
<b>22</b>	0.0017345	0.000462374	0.002527	0.002483	0.0057223	0.0062868	0.0062981	0.00222787
<b>23</b>	6.57E-06	0.000202737	1.85E-08	1.43E-10	1.52E-12	4.59E-15	7.29E-18	2.92E-21
<b>25</b>	0.0017345	0.000462374	0.002527	0.002483	0.0057223	0.0062868	0.0062981	0.00222787
<b>26</b>	0.5874172	0.00655956	0.236489	0.053967	0.0398449	0.0138182	0.0046361	0.00056955
<b>27</b>	0.0009644	0.000454357	0.00222	0.002416	0.0056774	0.0062769	0.0063003	0.00223005
<b>28</b>	0.0303038	0.014276465	0.069743	0.075903	0.1783924	0.1972281	0.1979623	0.07007031
<b>29</b>	9.71E-31	9.83E-31	1.25E-59	9.63E-31	9.99E-31	3.99E-26	5.31E-17	1.75E-08
<b>30</b>	9.71E-31	9.83E-31	1.25E-59	9.63E-31	9.99E-31	3.99E-26	5.31E-17	1.75E-08
<b>32</b>	1.29E-30	1.37E-30	1.25E-59	1.23E-30	1.47E-30	6.46E-25	8.60E-16	2.83E-07
<b>33</b>	9.50E-31	9.58E-31	1.25E-59	9.46E-31	9.68E-31	7.08E-31	7.24E-31	2.16E-20
<b>31</b>	9.71E-31	9.83E-31	1.25E-59	9.63E-31	9.99E-31	3.99E-26	5.31E-17	1.75E-08

Continúa...

Continuación...

Comp Mole Frac (n- Heptane)	Comp Mole Frac (n- Octane)	Comp Mole Frac (n- Nonane)	Comp Mole Frac (n- Decane)	Comp Mole Frac (n- C11)	Comp Mole Frac (n- C12)	Comp Mole Frac (n- C13)	Comp Mole Frac (n-C14)	Comp Mole Frac (Cyclohex ane)	Comp Mole Frac (BiCycloH exyl)
0	0	0	0	0	0	0	0.161549	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0.161549	0	0
1.80E-13	2.50E-16	3.80E-18	9.86E-20	2.08E-21	6.64E-23	1.37E-24	9.71E-25	1.53E-12	4.21E-23
1.80E-13	2.50E-16	3.80E-18	9.86E-20	2.08E-21	6.64E-23	1.37E-24	9.71E-25	1.53E-12	4.21E-23
0	0	0	0	0	0	0	0.161549	0	0
1.80E-13	2.50E-16	3.80E-18	9.86E-20	2.08E-21	6.64E-23	1.37E-24	9.71E-25	1.53E-12	4.21E-23
0.00039238	0.00024508	0.00016856	0.000164	0.000178	0.0001908	0.000196	0.013758	0.000401	0.000404
0.00092844	0.00074944	0.00065067	0.0007954	0.0010709	0.0014415	0.001818	0.160937	0.000893	0.004229
0.00039238	0.00024508	0.00016856	0.000164	0.000178	0.0001908	0.000196	0.013758	0.000401	0.000404
0.00039238	0.00024508	0.00016856	0.000164	0.000178	0.0001908	0.000196	0.013758	0.000401	0.000404
0.00039238	0.00024508	0.00016856	0.000164	0.000178	0.0001908	0.000196	0.013758	0.000401	0.000404
1.93E-05	3.89E-06	1.07E-06	4.28E-07	1.84E-07	8.57E-08	3.36E-08	8.20E-07	2.98E-05	8.51E-08
0.00375952	0.00242169	0.0016801	0.0016402	0.0017831	0.0019121	0.001966	0.137906	0.003754	0.004048
1.93E-05	3.89E-06	1.07E-06	4.28E-07	1.84E-07	8.57E-08	3.36E-08	8.20E-07	2.98E-05	8.51E-08
1.93E-05	3.89E-06	1.07E-06	4.28E-07	1.84E-07	8.57E-08	3.36E-08	8.20E-07	2.98E-05	8.51E-08
1.85E-13	2.49E-16	3.74E-18	9.65E-20	2.01E-21	6.42E-23	1.30E-24	9.12E-25	1.51E-12	3.74E-23
0.00144771	0.00029225	8.02E-05	3.22E-05	1.38E-05	6.45E-06	2.53E-06	6.17E-05	0.002243	6.40E-06
1.95E-13	2.70E-16	4.10E-18	1.07E-19	2.25E-21	7.18E-23	1.48E-24	1.05E-24	1.66E-12	4.55E-23
1.85E-13	2.49E-16	3.74E-18	9.65E-20	2.01E-21	6.42E-23	1.30E-24	9.12E-25	1.51E-12	3.74E-23
1.85E-13	2.49E-16	3.74E-18	9.65E-20	2.01E-21	6.42E-23	1.30E-24	9.12E-25	1.51E-12	3.74E-23
0.00375952	0.00242169	0.0016801	0.0016402	0.0017831	0.0019121	0.001966	0.137906	0.003754	0.004048
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.00024654	5.77E-05	1.53E-05	5.89E-06	2.44E-06	1.15E-06	4.13E-07	9.67E-06	0.000481	1.14E-06
0.00396548	0.00256069	0.00177808	0.0017364	0.0018879	0.0020246	0.002082	0.146027	0.003945	0.004287
4.03E-24	1.76E-27	7.43E-31	1.67E-34	8.58E-38	1.86E-41	8.34E-45	9.71E-47	1.78E-17	1.42E-32
0.00396548	0.00256069	0.00177808	0.0017364	0.0018879	0.0020246	0.002082	0.146027	0.003945	0.004287
0.00036881	8.66E-05	2.29E-05	8.82E-06	3.65E-06	1.72E-06	6.17E-07	1.44E-05	0.000722	1.70E-06
0.0039702	0.00256395	0.00178039	0.0017387	0.0018904	0.0020273	0.002085	0.146218	0.003949	0.004292
0.00220181	0.00040111	3.85E-07	1.41E-12	1.77E-18	2.13E-23	1.31E-29	9.69E-31	0.115917	2.19E-29
0.00402834	0.00263504	0.0018389	0.0017958	0.0019526	0.0020939	0.002153	0.151025	0.000269	0.004433
0.00402834	0.00263504	0.0018389	0.0017958	0.0019526	0.0020939	0.002153	0.151025	0.000269	0.004433
0.0652079	0.04265413	0.02967129	0.0182706	1.65E-06	3.89E-11	2.71E-16	5.81E-20	0.004349	3.49E-18
9.27E-12	8.81E-09	6.29E-06	0.000711	0.002081	0.0022318	0.002295	0.160969	2.58E-14	0.004725
0.00402834	0.00263504	0.0018389	0.0017958	0.0019526	0.0020939	0.002153	0.151025	0.000269	0.004433

Continúa...

Continuación...

Comp Mole Frac (Eyclohexane)	Comp Mole Frac (n-Pcyhexane)	Comp Mole Frac (n-Bcyhexane)	Comp Mole Frac (Pent-CC6)	Comp Mole Frac (n-HexylCyclohexane*)	Comp Mole Frac (n-HeptylCyclohexane*)	Comp Mole Frac (n-OctylCyclohexane*)	Comp Mole Frac (t-Decalin)	Comp Mole Frac (TDHAntracene*)	Comp Mole Frac (E-Benzene)
0.008405	0.0088634	0.013219	0.029213	0.044442	0.0511916	0.04753506	0.141862	0.052271	0.01385129
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.008405	0.0088634	0.013219	0.029213	0.044442	0.0511916	0.04753506	0.141862	0.052271	0.01385129
4.75E-15	5.10E-16	1.29E-18	1.02E-19	2.22E-21	4.72E-23	8.42E-25	1.14E-16	1.83E-26	7.36E-16
4.75E-15	5.10E-16	1.29E-18	1.02E-19	2.22E-21	4.72E-23	8.42E-25	1.14E-16	1.83E-26	7.36E-16
0.008405	0.0088634	0.013219	0.029213	0.044442	0.0511916	0.04753506	0.141862	0.052271	0.01385129
4.75E-15	5.10E-16	1.29E-18	1.02E-19	2.22E-21	4.72E-23	8.42E-25	1.14E-16	1.83E-26	7.36E-16
0.000867	0.0009902	0.001559	0.00292	0.00416	0.00468055	0.0042782	0.020455	0.0079324	0.00113817
0.003273	0.0048123	0.008551	0.02133	0.023641	0.03439574	0.04126148	0.124521	0.0683267	0.00397414
0.000867	0.0009902	0.001559	0.00292	0.00416	0.00468055	0.0042782	0.020455	0.0079324	0.00113817
0.000867	0.0009902	0.001559	0.00292	0.00416	0.00468055	0.0042782	0.020455	0.0079324	0.00113817
0.000867	0.0009902	0.001559	0.00292	0.00416	0.00468055	0.0042782	0.020455	0.0079324	0.00113817
1.33E-05	6.82E-06	3.27E-06	2.67E-06	2.84E-06	1.19E-06	4.00E-07	5.12E-05	4.13E-07	1.35E-05
0.008571	0.0098641	0.015596	0.02925	0.041675	0.04690784	0.04288181	0.204578	0.079512	0.01128694
1.33E-05	6.82E-06	3.27E-06	2.67E-06	2.84E-06	1.19E-06	4.00E-07	5.12E-05	4.13E-07	1.35E-05
1.33E-05	6.82E-06	3.27E-06	2.67E-06	2.84E-06	1.19E-06	4.00E-07	5.12E-05	4.13E-07	1.35E-05
4.90E-15	5.26E-16	1.24E-18	9.78E-20	2.08E-21	4.41E-23	7.86E-25	1.07E-16	1.51E-26	6.96E-16
0.000997	0.0005125	0.000246	0.000201	0.000214	8.98E-05	3.01E-05	0.00385	3.10E-05	0.00101849
5.14E-15	5.52E-16	1.40E-18	1.10E-19	2.40E-21	5.11E-23	9.10E-25	1.23E-16	1.98E-26	7.95E-16
4.90E-15	5.26E-16	1.24E-18	9.78E-20	2.08E-21	4.41E-23	7.86E-25	1.07E-16	1.51E-26	6.96E-16
4.90E-15	5.26E-16	1.24E-18	9.78E-20	2.08E-21	4.41E-23	7.86E-25	1.07E-16	1.51E-26	6.96E-16
0.008571	0.0098641	0.015596	0.02925	0.041675	0.04690784	0.04288181	0.204578	0.079512	0.01128694
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.000199	9.90E-05	4.78E-05	3.61E-05	3.78E-05	1.52E-05	4.84E-06	0.000744	5.29E-06	0.00020923
0.009064	0.0104389	0.016511	0.030971	0.044127	0.04966936	0.04540688	0.216579	0.0841942	0.01193853
6.20E-24	1.10E-26	1.82E-24	1.30E-32	1.59E-36	9.27E-41	1.94E-45	1.04E-23	9.96E-38	1.91E-20
0.009064	0.0104389	0.016511	0.030971	0.044127	0.04966936	0.04540688	0.216579	0.0841942	0.01193853
0.000299	0.0001484	7.17E-05	5.41E-05	5.66E-05	2.27E-05	7.22E-06	0.001115	7.91E-06	0.00031406
0.009075	0.0104524	0.016533	0.031011	0.044185	0.04973464	0.04546657	0.216863	0.0843049	0.01195382
0.001125	8.05E-07	8.47E-14	6.88E-19	2.72E-19	1.87E-25	9.70E-31	3.99E-12	8.56E-31	0.00091701
0.009336	0.0107959	0.017077	0.032031	0.045638	0.0513695	0.04696114	0.223991	0.0870762	0.01231662
0.009336	0.0107959	0.017077	0.032031	0.045638	0.0513695	0.04696114	0.223991	0.0870762	0.01231662
0.151097	0.1563246	0.001524	1.72E-08	1.04E-05	2.70E-11	4.51E-17	0.003345	4.25E-18	0.19934592
2.23E-06	0.0012137	0.018101	0.03414	0.048642	0.0547519	0.05005327	0.23852	0.0928096	1.77E-06
0.009336	0.0107959	0.017077	0.032031	0.045638	0.0513695	0.04696114	0.223991	0.0870762	0.01231662

Continúa...

Continuación...

Comp Mole Frac (n- PBenzene)	Comp Mole Frac (n- BBenzene)	Comp Mole Frac (n- Pentyl-BZ)	Comp Mole Frac (n- Hexyl-BZ)	Comp Mole Frac (n- Heptyl-BZ)	Comp Mole Frac (n-Octyl- BZ)	Comp Mole Frac (1234THyN apht)	Comp Mole Frac (1,2,3,4,5,6, 7,8- OctaHydroA ntracene*)	Comp Mole Frac (Naphthalen e)
0.02433639	0.043824	0.0376312	0.0253147	0.01659257	0.007727	0.1410947	0.0376659	0.06347593
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.02433639	0.043824	0.0376312	0.0253147	0.01659257	0.007727	0.1410947	0.0376659	0.06347593
1.42E-16	1.01E-18	1.94E-20	3.73E-22	2.15E-24	1.81E-26	5.08E-19	4.39E-30	2.50E-20
1.42E-16	1.01E-18	1.94E-20	3.73E-22	2.15E-24	1.81E-26	5.08E-19	4.39E-30	2.50E-20
0.02433639	0.043824	0.0376312	0.0253147	0.01659257	0.007727	0.1410947	0.0376659	0.06347593
1.42E-16	1.01E-18	1.94E-20	3.73E-22	2.15E-24	1.81E-26	5.08E-19	4.39E-30	2.50E-20
0.00199973	0.00360103	0.0030922	0.0020801	0.00136342	0.000635	0.0103056	0.00240724	0.00086931
0.00880971	0.02017584	0.0219313	0.0184894	0.01516498	0.008791	0.0710903	0.0383616	0.00636165
0.00199973	0.00360103	0.0030922	0.0020801	0.00136342	0.000635	0.0103056	0.00240724	0.00086931
0.00199973	0.00360103	0.0030922	0.0020801	0.00136342	0.000635	0.0103056	0.00240724	0.00086931
0.00199973	0.00360103	0.0030922	0.0020801	0.00136342	0.000635	0.0103056	0.00240724	0.00086931
9.60E-06	6.51E-06	2.20E-06	6.09E-07	1.38E-07	2.49E-08	1.03E-05	1.68E-08	7.30E-07
0.01995903	0.03603868	0.0309766	0.0208459	0.01366589	0.006364	0.1032122	0.02413043	0.00870749
9.60E-06	6.51E-06	2.20E-06	6.09E-07	1.38E-07	2.49E-08	1.03E-05	1.68E-08	7.30E-07
9.60E-06	6.51E-06	2.20E-06	6.09E-07	1.38E-07	2.49E-08	1.03E-05	1.68E-08	7.30E-07
1.27E-16	9.30E-19	1.77E-20	3.38E-22	1.91E-24	1.59E-26	4.49E-19	3.37E-30	2.15E-20
0.00072172	0.00048923	0.0001656	4.58E-05	1.04E-05	1.87E-06	0.0007751	1.26E-06	5.49E-05
1.53E-16	1.09E-18	2.10E-20	4.03E-22	2.33E-24	1.96E-26	5.49E-19	4.75E-30	2.70E-20
1.27E-16	9.30E-19	1.77E-20	3.38E-22	1.91E-24	1.59E-26	4.49E-19	3.37E-30	2.15E-20
1.27E-16	9.30E-19	1.77E-20	3.38E-22	1.91E-24	1.59E-26	4.49E-19	3.37E-30	2.15E-20
0.01995903	0.03603868	0.0309766	0.0208459	0.01366589	0.006364	0.1032122	0.02413043	0.00870749
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.00014372	9.38E-05	3.06E-05	8.15E-06	1.78E-06	3.09E-07	0.0001507	2.11E-07	1.08E-05
0.02112544	0.03815517	0.0327989	0.0220731	0.01447058	0.006739	0.1092811	0.02555149	0.00921961
3.60E-23	5.81E-26	2.17E-29	6.12E-33	2.27E-36	3.25E-40	4.64E-22	5.56E-36	1.63E-21
0.02112544	0.03815517	0.0327989	0.0220731	0.01447058	0.006739	0.1092811	0.02555149	0.00921961
0.00021559	0.00014058	4.58E-05	1.22E-05	2.66E-06	4.61E-07	0.0002259	3.16E-07	1.61E-05
0.02115293	0.03820515	0.032842	0.0221021	0.01448961	0.006748	0.1094244	0.02558509	0.00923172
1.65E-08	1.79E-14	1.99E-20	3.66E-26	6.53E-31	8.87E-31	2.22E-18	6.73E-31	8.26E-21
0.02184827	0.03946103	0.0339215	0.0228286	0.01496591	0.00697	0.1130214	0.02642612	0.00953518
0.02184827	0.03946103	0.0339215	0.0228286	0.01496591	0.00697	0.1130214	0.02642612	0.00953518
0.32736187	0.00083672	3.05E-09	2.09E-14	4.31E-20	1.88E-25	3.77E-08	3.09E-32	1.12E-10
0.00173189	0.04200422	0.0361551	0.0243317	0.01595133	0.007428	0.1204632	0.02816613	0.01016302
0.02184827	0.03946103	0.0339215	0.0228286	0.01496591	0.00697	0.1130214	0.02642612	0.00953518

Continúa...

Continuación...

Comp Mole Frac (1,2,3,4-TetraHydroAnt racene*)	Comp Mole Frac (Anthracene)	Comp Mole Frac (Dibenzotio p hene*)	Comp Mole Frac (Carbazol*)	Comp Mole Frac (H2O)	Comp Mole Frac (CO2)	Comp Mole Frac (Ammonia)	Comp Mole Frac (MDEAmine)
0.018328706	0.0071745	0.00433749	9.56E-05	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0
0.018328706	0.0071745	0.00433749	9.56E-05	0	0	0	0
1.31E-30	6.91E-32	3.26E-33	6.25E-35	0	0	1.24E-08	0
1.31E-30	6.91E-32	3.26E-33	6.25E-35	0	0	1.24E-08	0
0.018328706	0.0071745	0.00433749	9.56E-05	0	0	0	0
1.31E-30	6.91E-32	3.26E-33	6.25E-35	0	0	1.24E-08	0
0.000167342	3.28E-05	7.92E-07	1.75E-08	0	0	8.72E-06	0
0.003195014	0.0010183	1.76E-05	3.05E-07	0	0	6.16E-06	0
0.000167342	3.28E-05	7.92E-07	1.75E-08	0	0	8.72E-06	0
0.000167342	3.28E-05	7.92E-07	1.75E-08	0	0	8.72E-06	0
0.000167342	3.28E-05	7.92E-07	1.75E-08	0	0	8.72E-06	0
1.11E-09	9.15E-11	3.67E-12	1.14E-13	0	0	7.30E-06	0
0.001677454	0.0003283	7.94E-06	1.75E-07	0	0	2.16E-05	0
1.11E-09	9.15E-11	3.67E-12	1.14E-13	0	0	7.30E-06	0
1.11E-09	9.15E-11	3.67E-12	1.14E-13	0	0	7.30E-06	0
9.81E-31	5.23E-32	2.30E-33	4.34E-35	0	0	1.33E-08	0
8.34E-08	6.88E-09	2.76E-10	8.57E-12	0	0	0.0005477	0
1.41E-30	7.47E-32	3.52E-33	6.76E-35	0	0	1.34E-08	0
9.81E-31	5.23E-32	2.30E-33	4.34E-35	0	0	1.33E-08	0
9.81E-31	5.23E-32	2.30E-33	4.34E-35	0	0	1.33E-08	0
0.001677454	0.0003283	7.94E-06	1.75E-07	0	0	2.16E-05	0
0	0	0	0	1	0	0	0
0	0	0	0	1	0	0	0
1.43E-08	1.14E-09	4.93E-11	1.56E-12	0.0367368	0	1.14E-05	0
0.001776241	0.0003476	8.41E-06	1.85E-07	0.0015152	0	1.98E-06	0
2.67E-33	1.34E-34	1.10E-28	2.54E-29	0.9995896	0	0.000201	0
0.001776241	0.0003476	8.41E-06	1.85E-07	0.0015152	0	1.98E-06	0
2.13E-08	1.71E-09	7.38E-11	2.34E-12	0.0526952	0	1.69E-05	0
0.001778576	0.0003481	8.42E-06	1.86E-07	0.0014479	0	1.96E-06	0
8.30E-31	9.27E-31	8.07E-31	9.14E-31	0.0454951	0	6.16E-05	0
0.001837041	0.0003595	8.69E-06	1.92E-07	7.27E-33	0	9.78E-31	0
0.001837041	0.0003595	8.69E-06	1.92E-07	7.27E-33	0	9.78E-31	0
4.27E-36	3.71E-45	4.10E-42	4.62E-40	7.27E-33	0	1.33E-30	0
0.001958	0.0003832	9.27E-06	2.04E-07	7.27E-33	0	9.55E-31	0
0.001837041	0.0003595	8.69E-06	1.92E-07	7.27E-33	0	9.78E-31	0

## ANEXO 2

### PRINCIPALES EQUIPOS DEL PROCESO HDS

PUMPS	Unit	P-100
Speed	rpm	<empty>
Power	kW	79.2836054
Capacity (Actual Vol. Flow)	m <sup>3</sup> /h	29.5417541
Feed Pressure	kPa	787.790643
Product Pressure	kPa	8034
Product Temperature	°C	32.0290503

MIXERS	Unit	MIX-100	MIX-101
Product Molar Flow	kgmole/h	1636.43658	1698.04939
Product Mass Flow	kg/h	4938.51984	29726.4985
Product Volume Flow	m <sup>3</sup> /h	88.1208029	112.868963
Product Temperature	°C	37.9309711	361.971402
Product Pressure	kPa	2552.98801	7999.5262
Equalize Pressures		No	No
Surge Flow Rate	ACT_m <sup>3</sup> /h	<empty>	

COMPRESSOR	Unit	K-100
Compressor Speed	rpm	<empty>
Power	kW	2167.66749
Capacity (act feed vol flow)	ACT_m <sup>3</sup> /h	1671.77649
Feed Pressure	kPa	2552.98801
Product Pressure	kPa	8069
Product Temperature	°C	196.775894
Surge Flow Rate	ACT_m <sup>3</sup> /h	<empty>

HEAT EXCHANGERS	Unit	E-100
Duty	kJ/h	20133445.4
Tube Side Feed Mass Flow	kg/h	29726.4985
Shell Side Feed Mass Flow	kg/h	24787.9893
Tube Inlet Temperature	°C	361.971402
Tube Outlet Temperature	°C	221.871745
Shell Inlet Temperature	°C	32.0290503
Shell Outlet Temperature	°C	360

HEATERS	Unit	E-102	E-104
<b>DUTY</b>	kJ/h	8259284.86	8253826.46
<b>Feed Temperature</b>	°C	196.775894	-150.25856
<b>Product Temperature</b>	°C	360	38

CONVERSION REACTORS	Unit	CRV-100
Vessel Temperature	°C	361.971402
Vessel Pressure	kPa	7999.5262
Vapour Molar Flow	kgmole/h	1698.04939
Liquid Molar Flow	kgmole/h	0
Heat Flow	kJ/h	0

AIR COOLERS	Unit	AC-100				
<b>Feed Pressure</b>	kPa	7965.05241				
<b>Product Pressure</b>	kPa	7930.57861				
<b>Molar Flow</b>	kgmole/h	1698.04939				
	Unit	CRV-100	V-100	V-101	V-103	
Inlet Molar Flow (4)	kgmole/h	155.032652	1698.04939	1528.65391	159.974354	
Inlet Molar Flow (6)	kgmole/h	1636.43658	<empty>	<empty>	<empty>	

Inlet Molar Flow(3)	kgmole/h	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
Vapour Molar Flow	kgmole/h	1698.04939	1528.65391	1508.32431	0.21006244
Liquid Molar Flow	kgmole/h	0	169.395478	20.3296076	159.764291
Vessel Temperature	C	361.971402	50	-145	53.3845658
Vessel Pressure	kPa	7999.5262	7930.5786	7896.10482	262.000845
Liquid Percent Level	%	50	50	50	50

VALVES	Unit	VLV-100	VLV-101	VLV-102	VLV-103	VLV-104	VLV-105
Molar Flow	kgmole/h	1528.653	169.3954	16.65269	159.9743	154.6796	1508.32431
Pressure Drop	kPa	0	7535.054	196.1330	133.5237	68.94759	5308.49482
Feed Pressure	kPa	7930.578	7930.578	591.6576	395.5245	310.2641	7896.10482
Percentage open	%	50	50	50	50	50	50

COOLERS	Unit	E-103	E-101
DUTY	kJ/h	9235320.58	1515432
Feed Temperature	°C	50	244.161176
Product Temperature	°C	-145	232.984425

RECYCLES	Unit	RCY-1
Type of Recycle		Nested
Convergence State		Converged
Maximum Iterations		400
Iterations		0
PHASE SEPARATORS	Unit	V-102
Inlet Molar Flow (5)	kgmole/h	169.395478
Inlet Molar Flow (11)	kgmole/h	16.6526965

Inlet Molar Flow(3)	kgmole/h	<empty>
Vapour Molar Flow	kgmole/h	10.0252264
Liquid Molar Flow	kgmole/h	159.974354
Vessel Temperature	°C	53.3170871
Vessel Pressure	kPa	395.524561
Liquid Percent Level	%	50

	Unit	T-101	T-102
<b>Spec Value(1)</b>		<empty>	<empty>
<b>Spec Value(2)</b>		0.00138889	<empty>
<b>Spec Value(3)</b>		<empty>	<empty>
<b>Spec Value(4)</b>		57.8	<empty>
<b>Spec Value(5)</b>		254.9	151.2
<b>Spec Value(6)</b>		<empty>	248.6
<b>Spec Calc Value(1)</b>		0.15114253	15.3054601
<b>Spec Calc Value(2)</b>		0.00141239	0.00265434
<b>Spec Calc Value(3)</b>		0.00021347	0.04062585
<b>Spec Calc Value(4)</b>		57.798352	0.04031224
<b>Spec Calc Value(5)</b>		254.899817	151.168998
<b>Spec Calc Value(6)</b>		<empty>	248.600932
<b>Spec Error(1)</b>		<empty>	<empty>
<b>Spec Error(2)</b>		0.01691912	<empty>
<b>Spec Error(3)</b>		<empty>	<empty>
<b>Spec Error(4)</b>		-3.30E-06	<empty>
<b>Spec Error(5)</b>		-3.67E-07	-6.20E-05
<b>Spec Error(6)</b>		<empty>	1.86E-06
<b>Spec Is Active(1)</b>		0	0
<b>Spec Is Active(2)</b>		0	0
<b>Spec Is Active(3)</b>		0	0
<b>Spec Is Active(4)</b>		1	0
<b>Spec Is Active(5)</b>		1	1
<b>Spec Is Active(6)</b>		<empty>	1
<b>Convergence</b>		Converged	Converged
<b>Number of Trays</b>		46	39

## ANEXO 3

### EL FLUJO DE CAJA DETALLADO PARA VARIOS ESCENARIO

<b>Ingresos</b>	50			
<b>Año</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Total</b>	<b>Valor presente</b>
	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>
0	0	-124.700	-124.700	124.70
1	50	47.500	2.500	2.23
2	50	47.500	2.500	1.99
3	50	47.500	2.500	1.78
4	50	47.500	2.500	1.59
5	50	47.500	2.500	1.42
6	50	47.500	2.500	1.27
7	50	47.500	2.500	1.13
8	50	47.500	2.500	1.01
9	50	47.500	2.500	0.90
10	50	47.500	2.500	0.80
11	50	47.500	2.500	0.72
12	50	47.500	2.500	0.64
13	50	47.500	2.500	0.57
14	50	47.500	2.500	0.51
15	50	47.500	2.500	0.46
16	50	47.500	2.500	0.41
17	50	47.500	2.500	0.36
18	50	47.500	2.500	0.33
19	50	47.500	2.500	0.29
20	50	47.500	2.500	0.26
			TIR	-7.473%
			VPN	-106.026 MMUSD

Continúa...

Continuación...

<b>Ingresos</b>	75			
<b>Año</b>	<b>Ingresos MMUSD</b>	<b>Egresos MMUSD</b>	<b>Total MMUSD</b>	<b>Valor presente MM USD</b>
0	0	-124.700	-124.700	124.70
1	75	47.500	27.500	24.55
2	75	47.500	27.500	21.92
3	75	47.500	27.500	19.57
4	75	47.500	27.500	17.48
5	75	47.500	27.500	15.60
6	75	47.500	27.500	13.93
7	75	47.500	27.500	12.44
8	75	47.500	27.500	11.11
9	75	47.500	27.500	9.92
10	75	47.500	27.500	8.85
11	75	47.500	27.500	7.91
12	75	47.500	27.500	7.06
13	75	47.500	27.500	6.30
14	75	47.500	27.500	5.63
15	75	47.500	27.500	5.02
16	75	47.500	27.500	4.49
17	75	47.500	27.500	4.01
18	75	47.500	27.500	3.58
19	75	47.500	27.500	3.19
20	75	47.500	27.500	2.85
			TIR	21.612%
			VPN	80.710 MMUSD

Continúa...

Continuación...

<b>Ingresos</b>	100			
<b>Año</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Total</b>	<b>Valor presente</b>
	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>
0	0	-124.700	-124.700	124.70
1	100	47.500	52.500	46.88
2	100	47.500	52.500	41.85
3	100	47.500	52.500	37.37
4	100	47.500	52.500	33.36
5	100	47.500	52.500	29.79
6	100	47.500	52.500	26.60
7	100	47.500	52.500	23.75
8	100	47.500	52.500	21.20
9	100	47.500	52.500	18.93
10	100	47.500	52.500	16.90
11	100	47.500	52.500	15.09
12	100	47.500	52.500	13.48
13	100	47.500	52.500	12.03
14	100	47.500	52.500	10.74
15	100	47.500	52.500	9.59
16	100	47.500	52.500	8.56
17	100	47.500	52.500	7.65
18	100	47.500	52.500	6.83
19	100	47.500	52.500	6.10
20	100	47.500	52.500	5.44
			TIR	42.063%
			VPN	267.446 MMUSD

Continúa...

Continuación...

<b>Ingresos</b>	150			
<b>Año</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Total</b>	<b>Valor presente</b>
	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>
0	0	-124.700	-124.700	124.70
1	150	47.500	102.500	91.52
2	150	47.500	102.500	81.71
3	150	47.500	102.500	72.96
4	150	47.500	102.500	65.14
5	150	47.500	102.500	58.16
6	150	47.500	102.500	51.93
7	150	47.500	102.500	46.37
8	150	47.500	102.500	41.40
9	150	47.500	102.500	36.96
10	150	47.500	102.500	33.00
11	150	47.500	102.500	29.47
12	150	47.500	102.500	26.31
13	150	47.500	102.500	23.49
14	150	47.500	102.500	20.97
15	150	47.500	102.500	18.73
16	150	47.500	102.500	16.72
17	150	47.500	102.500	14.93
18	150	47.500	102.500	13.33
19	150	47.500	102.500	11.90
20	150	47.500	102.500	10.63
			TIR	82.197%
			VPN	640.918 MMUSD

Continúa...

Continuación...

<b>Ingresos</b>	97.439649			
<b>Año</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Total</b>	<b>Valor presente</b>
	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>	<b>MMUSD</b>
0	0	-124.700	-124.700	124.70
1	97.439649	47.500	49.940	44.59
2	97.439649	47.500	49.940	39.81
3	97.439649	47.500	49.940	-5.55
4	97.439649	47.500	49.940	31.74
5	97.439649	47.500	49.940	28.34
6	97.439649	47.500	49.940	25.30
7	97.439649	47.500	49.940	22.59
8	97.439649	47.500	49.940	20.17
9	97.439649	47.500	49.940	18.01
10	97.439649	47.500	49.940	16.08
11	97.439649	47.500	49.940	14.36
12	97.439649	47.500	49.940	12.82
13	97.439649	47.500	49.940	11.44
14	97.439649	47.500	49.940	10.22
15	97.439649	47.500	49.940	9.12
16	97.439649	47.500	49.940	8.15
17	97.439649	47.500	49.940	7.27
18	97.439649	47.500	49.940	6.49
19	97.439649	47.500	49.940	5.80
20	97.439649	47.500	49.940	5.18
			TIR	40.000%
			VPN	248.321 MMUSD

# ENMIENDA

(2013-06-14)

---

**NORMA TÉCNICA ECUATORIANA      NTE INEN 1489:2012**  
**Séptima revisión**

---

**PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO.      DIÉSEL.**  
**REQUISITOS**

**Primera edición**

PETROLEUM PRODUCTS. DIESEL REQUIREMENTS

*First edition*

En la página 2, tabla 3

Dice:

---

DESCRIPTORES: Productos del petróleo y tecnologías afines, combustibles, diésel, requisitos.  
PE: 02.02.404  
CDU: 662.75:662.94  
CIIU: 3530  
ICS: 75.160.20

TABLA 3. Requisitos del diesel Premium

REQUISITOS	Unidad	mínimo	máximo	Método de ensayo
Punto de Inflamación	°C	51,0	-	NTE INEN 1493 Procedimiento A
$\varphi$ Contenido de agua y sedimento	%	-	0,05	NTE INEN 1494
W Contenido de residuo carbonoso sobre el 10% de residuo de destilación	%	-	0,15	NTE INEN 1494
W Contenido de cenizas	%		0,01	NTE INEN 1492
Temperatura de destilación del 90%	°C	-	360	NTE INEN 926
Viscosidad cinemática a 40°C	mm <sup>2</sup> /s	2,0	5,0	NTE INEN 810
Contenido de azufre	ppm	-	500	ASTM 4294 NTE INEN 1490
Corrosión a la lámina de cobre	Clasificación		No.3	NTE INEN 927
Índice de cetano	-	45,0	-	NTE INEN 1495
Contenido de biodiésel, $\varphi_{\text{biodiésel}}$ *	%	5	10	EN 14078
* Se debe considerar este parámetro siempre y cuando el diesel esté adicionado con biodiésel				