

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA
INSTALACIÓN DE UNA UNIDAD DE
HIDRODESULFURIZACIÓN DE DIÉSEL EN EL PERÚ**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO PETROQUÍMICO**

PRESENTADO POR:

MARIO ANTONIO FLORES RÍOS

PROMOCIÓN 2008-1

LIMA – PERÚ

2014

Digitalizado por:

**Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse**

*A mi amada madre, Rita Ríos,
por su apoyo incondicional
para alcanzar todos mis objetivos
y a mi recordado padre, Mario Alberto,
quién guía todos mis pasos desde el cielo.*

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por su apoyo incondicional en mi etapa universitaria. Ellos son mi motivo para sobresalir en todos los aspectos de la vida, especialmente mi madre, quién siempre me ha impulsado en cada etapa y a ella le debo todo lo que soy.

A todos mis amigos que han apoyado el presente trabajo, quiénes con sus ideas me han otorgado las pautas para desarrollar el presente proyecto y en especial a Fabricio Forttini Verástegui y Franklin Suclla Podestá.

Finalmente, agradezco el asesoramiento de mis profesores, Ing. Máximo Angulo Silva e Ing. César Batalla Orozco, de la Escuela Profesional de Ingeniería Petroquímica.

SUMARIO

El Capítulo 1 contiene una breve introducción donde se muestra la problemática de producir diésel con alto contenido de azufre demostrando la necesidad de instalar una nueva unidad que produzca Diésel S-50 en nuestro país.

En el Capítulo 2, se describe los objetivos, alcances e hipótesis de nuestro proyecto que se resumen en demostrar la factibilidad de mercado, técnica y económica de nuestro estudio.

En el Capítulo 3, se define la descripción comercial del diésel y sus propiedades fisicoquímicas; también, se muestran las fuentes de obtención del diésel, sus bienes sustitutos, los efectos sobre la salud de las personas, los efectos al medio ambiente y la posibilidad de ofrecer diésel con menor contenido de azufre.

En el Capítulo 4, se desarrolla un estudio de mercado del diésel actualizado al año 2013 y proyectado al año 2020 a fin de cuantificar la demanda y la oferta de Diésel. Es importante resaltar que el consumo nacional de Diésel S-50 al año 2013 es aproximadamente 50 MBPD de los cuales 22.84 MBPD son producidos en las refinerías de nuestro país donde el resto es importado principalmente de Estados Unidos.

El Capítulo 5 establece la localización de la nueva unidad en base a factores predominantes, tales como cercanía al mercado, disponibilidad de materia prima, costos de transporte, mano de obra, política ambiental y disponibilidad de insumos básicos. También, se calcula el dimensionamiento de la unidad en base al tamaño del mercado el cual corresponde a 44.80 MBPD, los recursos productivos y la tecnología a emplearse en nuestro proyecto. Cabe recalcar que la localización de la unidad HDS de Diésel puede ser en Refinería Talara o Refinería La Pampilla por ser las refinerías con mayor capacidad de procesamiento de nuestro país.

En el Capítulo 6, se ha estudiado la viabilidad técnica de nuestro proyecto clasificando las tecnologías disponibles entre las cuales tenemos ABB LUMMUS GLOBAL, AXENS, CB&I HOWE BAKER, CHEVRON LUMMUS GLOBAL LLC, EXXONMOBIL RESEARCH, HALDOR TOPSOE A/S, HALDOR TOPSOE HDS/HDA, P.D. LICENSING LLC, UOP LLC y de estas, se selecciona la más conveniente. Dicha tecnología seleccionada es descrita analizando las propiedades de la carga, los rendimientos y características de los productos, condiciones de operación, tipo de catalizador, la composición del off-gas, los servicios industriales a requerirse en nuestro proyecto.

En el Capítulo 7, se ha realizado la evaluación económica del caso seleccionado, en base al caso seleccionado en el estudio técnico, donde existe rentabilidad a nivel país con un Valor Actual Neto Acumulado de 117.8 MMUS\$, una Tasa Interna de Retorno de 19.41% y con una recuperación de la inversión en 8.50 años.

En el Capítulo 8, se presenta las conclusiones y recomendaciones finales, que en términos generales concluye que la tecnología HALDOR TOPSOE HDS/HDA ofrece las mejores condiciones técnicas y económicas para la implementación de la unidad.

INDICE

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTOS.....	ii
SUMARIO.....	iii
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Justificación.....	3
CAPÍTULO 2.....	5
OBJETIVOS Y RESUMEN.....	5
2.1. Objetivos de la Investigación.....	5
2.2. Planteamiento del Problema.....	5
2.3. Formulación de la Hipótesis.....	6
CAPÍTULO 3.....	7
EL DIÉSEL: OBJETO DE NUESTRO ESTUDIO.....	7
3.1. Generalidades.....	7
3.2. Características Físicas del Diésel.....	9
3.3. Breve Descripción de las Principales Características del Diésel.....	9
3.4. Bienes Sustitutos del Diésel.....	16
3.5. Impactos del Diésel con Alto Contenido de Azufre.....	17
CAPÍTULO 4.....	26
ESTUDIO DE MERCADO.....	26
4.1. Contexto Energético Nacional.....	26
4.2. Análisis de la Demanda de Diésel.....	32
4.3. Análisis de la oferta.....	37
4.4. Biocombustibles.....	39
4.5. Precios del Diésel.....	40
CAPÍTULO 5.....	43
LOCALIZACION Y DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA.....	43
5.1. Ubicación de Nuestra Unidad en Base a Factores Predominantes.....	43
5.2. Métodos de Evaluación.....	44
5.3. Selección de Método para Localización de la Unidad.....	49
5.4. Análisis de Posibles Refinerías para Localizar la Nueva Unidad de HDS.....	50

5.5.	Calificación de Subfactores para Localización de Unidad HDS	60
5.6.	Dimensionamiento de Planta.....	62
5.7.	Alternativas de Dimensionamiento	63
5.8.	Elección del Tamaño Óptimo de la Planta	64
CAPÍTULO 6.....		65
EVALUACION TÉCNICA.....		65
6.1.	Hidrodesulfurización de Diésel	65
6.2.	Importancia del Proceso de HDS	66
6.3.	Descripción del Proceso Convencional.....	66
6.4.	Tecnologías de HDS	70
6.5.	Selección de Tecnología.....	83
6.6.	Reacciones Químicas Deseables en la HDS de Diésel.....	85
6.7.	Condiciones de Operación de la Tecnología Seleccionada	93
6.8.	Materia Prima para el Proceso	94
6.9.	Rendimientos y Calidad de Alimentación y Productos	96
6.10.	Catalizadores	100
6.11	Requerimiento de Insumos.....	102
6.12.	Emisiones y Residuos generados por la Unidad HDS	102
CAPÍTULO 7.....		104
EVALUACION ECONÓMICA		104
7.1.	Análisis Económico para la Producción de Diésel Hidrodesulfurizado	104
7.2.	Estimación de la Inversión	106
7.3.	Valorización de Materia Prima.....	109
7.4.	Valorización de los Productos del Proceso.....	111
7.5.	Costos de Producción	113
7.6.	Análisis de Rentabilidad del Proyecto	118
7.7.	Análisis de Riesgo y Sensibilidad	124
CAPÍTULO 8.....		128
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		128
8.1.	Conclusiones.....	128
8.2.	Recomendaciones	129
CAPÍTULO 9.....		131
BIBLIOGRAFÍA.....		131

GLOSARIO.....	136
NOMENCLATURA	141
LISTA DE CUADROS	144
LISTA DE GRÁFICOS.....	148

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Los productos derivados del petróleo generan gran contaminación al medio ambiente; es por esta razón, que se han realizado estudios para determinar el impacto ambiental en las diferentes etapas de la industria de hidrocarburos. Los altos contenidos de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales en forma de compuestos orgánicos hacen necesario su mejoramiento, motivo por el cual se aplican diferentes tecnologías de procesos a la refinación del petróleo, las cuales han sido ampliamente empleadas para satisfacer las demandas ambientales más estrictas.

Actualmente, una de las principales preocupaciones a nivel mundial es el creciente índice de contaminación en todos los ámbitos de la naturaleza: aire, agua y tierra; la cual está directamente vinculada con las actividades industriales tendientes a satisfacer las necesidades de la sociedad moderna.

Uno de los procesos que ha venido cobrando mayor importancia dentro de los complejos industriales es el proceso de HDS, el cual consiste en reducir la cantidad de azufre que se encuentra en el petróleo desde su formación en el subsuelo. Entre las principales razones para remover los compuestos de azufre del petróleo tenemos: la reducción de corrosión durante el procesamiento de las fracciones del petróleo crudo y el control y disminución de emisiones contaminantes a la atmósfera con la finalidad de reducir el impacto a la salud de las personas manteniendo la calidad del aire.

Esta situación conlleva a las refinerías del Perú a modificar las actuales tecnologías de remoción de estos compuestos contaminantes en los combustibles con la finalidad de adecuarse a los nuevos estándares internacionales y nacionales de calidad de los mismos. Es, en este contexto, que se sitúa el presente proyecto.

Por otro lado, con la gran demanda y los altos precios del petróleo y el declive de la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleos convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. Las fracciones de petróleo con mayor contenido de azufre se someten a diferentes tecnologías aplicadas para disminuir dicho contenido usando catalizadores comerciales como cobalto – molibdeno, níquel – molibdeno, níquel – wolframio, entre otros, en el proceso de HDS. Además de su importancia ambiental, estos catalizadores tienen la capacidad de reducir la corrosión de los equipos y motores donde se usan estos hidrocarburos. La combustión de azufre forma el dióxido de azufre que en agua forma una solución de ácido sulfuroso, y el trióxido de azufre, SO_3 , que en solución forma el ácido sulfúrico, siendo éste el principal causante de la corrosión de diferentes equipos.

Algunos de los factores a considerar para evaluar el tipo de tecnología a utilizar en una refinería para reducir los niveles de azufre en los combustibles a producir, son los siguientes:

- El nivel de azufre deseado en los combustibles producidos.
- La configuración de la refinería
- La disponibilidad de equipo adicional de HDS.
- La calidad del petróleo crudo y los tipos de productos que se están produciendo.

Es importante señalar que el sulfuro de hidrógeno - H_2S debe ser eliminado porque es un inhibidor de las reacciones de HDS, las que envenena el catalizador. El catalizador es una sustancia que acelera una reacción formando compuestos intermedios que facilitan que la reacción ocurra y que desaparezca; de tal manera, que el catalizador se desactiva lentamente a lo largo de ésta.

Los procesos convencionales de HDS constan básicamente de un sistema de reacción donde los compuestos orgánicos de azufre reaccionan con el hidrógeno para obtener compuestos orgánicos y sulfuro de hidrógeno, un sistema de separación para eliminar los compuestos ligeros (H_2 , H_2S e hidrocarburos ligeros)

del diésel y un sistema de recirculación, para ello existen diversas tecnologías basadas en esta configuración, tales como ABB LUMMUS GLOBAL, AXENS, CB&I HOWE BAKER, CHEVRON LUMMUS GLOBAL LLC, EXXONMOBIL RESEARCH, HALDOR TOPSOE A/S, HALDOR TOPSOE HDS/HDA, P.D. LICENSING LLC, UOP LLC, entre otras. La principal función del hidrotratamiento es la HDS de los diferentes productos intermedios; pero también se pueden llevar a cabo reacciones de deshidronitrogenación, hidrogenación de compuestos oxigenados, hidrodesaromatización, entre otras.

En Perú, no existen actualmente en operación, unidades de HDS de diésel. Por lo tanto, en este presente proyecto, se propondrán alternativas tecnológicas para obtener combustible diésel S-50, acorde a los nuevos estándares internacionales.

1.1. Justificación

El desarrollo del presente proyecto se justifica en los siguientes puntos:

- a) Las emisiones de azufre a la atmósfera generan un impacto negativo en la calidad del aire debido a la presencia de contaminantes originados por la combustión del diésel. El deterioro de la calidad del aire tiene un impacto directo en la salud, incrementando las infecciones respiratorias agudas y enfermedades cardiovasculares, así como las hospitalizaciones por causas respiratorias. Entonces, la producción de diésel S-50 tendría un efecto positivo en la salud de las personas logrando reducir los costos por mortalidad y cuidados de atención hospitalaria.
- b) La utilización de combustible diésel con alto contenido de azufre provoca un mayor desgaste del sistema de inyección de combustible del parque automotor, lo cual reduce su tiempo de vida útil, incurriendo en gastos innecesarios de mantenimiento.
- c) Cabe recordar que la Ley N° 28694 regula el contenido del azufre en el combustible diésel y establece las medidas necesarias para la regulación de los niveles de azufre contenidos en este tipo de combustible para salvaguardar

la calidad del aire y la salud pública. En su artículo 2, esta ley prohíbe que a partir del 1 de enero de 2010 se comercialice y utilice el combustible diésel S-50. Actualmente, las refinerías nacionales no cuentan con la tecnología para producir DB5 S-50, por lo que tienen que importar Ultra Light Sulfur Diesel (ULSD) para comercializarlo en Lima y Callao, Arequipa, Cusco, Madre de Dios y Puno. Finalmente, es importante resaltar que para cualquier refinería la implementación de tecnología para el proceso de HDS no representa un costo adicional de producción, sino una inversión, pues finalmente el adicional por galón hidrodesulfurizado será transferido al consumidor final agregando un margen superior para ofrecer un producto de mayor calidad.

- d) La instalación de una unidad HDS de diésel permitirá pasar a producir diésel de alta calidad, no sólo se procesará crudos con bajo contenido de azufre, sino se podrá procesar crudos más pesados, lo cual mejorará enormemente la Balanza Comercial de Hidrocarburos.

- e) Actualmente, ninguna refinería en el Perú cuenta con el proceso de HDS de diésel dentro de su esquema de refinación; por lo que es necesario implementar dicho proceso en mención para lograr una mejor eficiencia energética ya que se logran considerables remociones de contaminantes que ayudan a bajar la severidad de los posteriores procesos al tren de refinación.

CAPÍTULO 2

OBJETIVOS Y RESUMEN

2.1. Objetivos de la Investigación

Los objetivos se dividen en:

2.1.1. Objetivo General

- Seleccionar la tecnología adecuada que permita la viabilidad técnico-económica del proceso de HDS de diésel que permita obtener un producto hidrodesulfurizado que no contenga más de 50 ppm de contenido de azufre.

2.1.2. Objetivos Particulares

- Determinar la demanda nacional de diésel del año 2014 al 2020
- Seleccionar la ubicación y el dimensionamiento de la planta de HDS para cubrir el consumo nacional de diésel.
- Describir los procesos de HDS de diésel más representativos, tales como: ABB LUMMUS GLOBAL, AXENS, CB&I HOWE BAKER, CHEVRON LUMMUS GLOBAL LLC, EXXONMOBIL RESEARCH, HALDOR TOPSOE A/S, HALDOR TOPSOE HDS/HDA, P.D. LICENSING LLC, UOP LLC
- Realizar la evaluación técnica del proceso seleccionado.
- Realizar el estudio económico del proceso seleccionado.

2.2. Planteamiento del Problema

El problema esencial es el alto contenido de azufre presente en el diésel, proveniente principalmente de petróleo crudo foráneo, que conlleva el aumento de enfermedades respiratorias, así como el incremento de la contaminación ambiental en el aire. Para disminuir el porcentaje de azufre por

volumen en el diésel de acorde a especificaciones del Ministerio de Energía y Minas, y de esta manera, cumplir con la normativa ambiental nacional se importa DB5 S-50. La alta demanda de dicho combustible, así como el compromiso de disminuir las emisiones de contaminantes en este producto, se convierten en los motivos principales de la concepción del presente proyecto.

2.3. Formulación de la Hipótesis

El proceso de HDS de diésel nos permite obtener un producto con contenido de azufre máximo de 50 ppm, el cual se ajusta a las especificaciones nacionales e internacionales que norman las emisiones de azufre a la atmósfera, reduciendo la contaminación ambiental, disminuyendo las importaciones de diésel de bajo azufre y mejorando la economía nacional.

CAPÍTULO 3

EL DIÉSEL: OBJETO DE NUESTRO ESTUDIO

3.1. Generalidades

El diésel es un combustible líquido formado principalmente por moléculas de hidrocarburos de C_{12} a C_{23} , que se obtiene a partir del petróleo crudo durante el proceso de destilación atmosférica entre los 200 y 380°C de la fracción del diésel propiamente dicho. Es un líquido ligeramente amarillo y transparente, compuesto principalmente por parafinas y utilizado como combustible de motores de ciclo diésel y en calefacción.

De forma genérica, existen dos tipos de combustible diésel, los utilizados en los motores de combustión interna alternativos (MCIA) y encendidos por compresión (MEC) o motores diésel, tanto del tipo de automoción como en grandes motores diésel marinos y estacionarios, y por otro lado el diésel de calefacción o *Heating Oil* utilizado en hornos y calderas.

El diésel mezcla es el resultado de la combinación de componentes obtenidos en los diferentes procesos de la industria de refino. Estos productos se obtienen de los procesos de Destilación Primaria (diésel), Destilación al Vacío (gasóleo liviano) y Craqueo Catalítico Fluido (aceite cíclico ligero), y eventualmente, kerosene y diésel de gas natural. Una vez obtenido el diésel mezcla, se alimenta al proceso de HDS.

Los vehículos que consumen diésel como combustible llevan motores que trabajan según el ciclo diésel, y a diferencia de los motores para gasolina, la combustión no se inicia por actuación de un agente externo, sino que se produce por autoignición del combustible en las condiciones de presión y temperatura que se producen en la cámara de combustión.

Se conoce como tiempo de retraso para un combustible el tiempo que transcurre entre la inyección y la autoignición del mismo. Cuánto mayor

tendencia a la autoinflamación tenga un combustible, menor será el tiempo de retraso en el mismo. Cuando los tiempos de retraso son altos, se acumula combustible antes de la autoinflamación y al producirse ésta, lo hace de forma brusca originando aumentos de presión que son la causa de un fenómeno conocido como golpeteo, consecuencia del cual disminuye el rendimiento del motor y se producen fenómenos de fatiga, desgaste y averías.

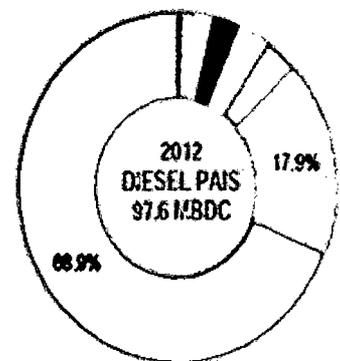
El fenómeno se debe a causas opuestas a las que originan la combustión detonante en gasolinas, pero los riesgos derivados de su aparición son bastante similares. Como también sucedía para la combustión detonante de las gasolinas, el golpeteo de los motores diésel se ve afectado por factores relacionados con las tecnologías de automoción (diseño de la cámara de combustión, reglaje, factores de funcionamiento, etc.).

El diésel se utiliza principalmente como un producto energético en el parque automotor. También se utiliza para uso térmico como medio de calefacción, así como para producir energía eléctrica y en equipos para las industrias en general (minería, pesquería, construcción, sector agrícola, entre otros).

El gráfico 3.1 muestra el consumo nacional de diésel por sector económico en el año 2012, donde se visualiza que el sector con mayor demanda es el transporte. El segundo sector con mayor demanda es el minero, el cual genera mayor desarrollo al país.

Gráfico 3.1: Demanda nacional de diésel por sector económico - año 2012

DIESEL - SECTOR ECONOMICO (2012)		
TIPO	(MBDC)	%
TRANSPORTE	67.2	68.9%
MINERÍA	17.5	17.9%
OTROS SECTORES ECONÓMICOS	6.5	6.7%
INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	2.7	2.8%
GENERACIÓN ELÉCTRICA	2.0	2.1%
CONSTRUCCIÓN	1.0	1.0%
PESQUERÍA	0.6	0.6%
TOTAL	97.6	100 %



Fuente: OSINERGMIN - INEI, 2012

3.2. Características Físicas del Diésel

En el cuadro 3.1. se muestra las especificaciones para las propiedades del diésel, aprobado por D.S. 041-2005-EM del 14 de octubre del 2005.

Cuadro 3.1: Especificaciones del Diésel N° 1, Diésel N° 2 y Diésel N° 2 Especial

Características	Especificaciones						Métodos de Ensayo		
	Diésel N° 1		Diésel N° 2		Diésel N° 2 Especial		ASTM	ISO	Norma Técnica Peruana
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.			
VOLATILIDAD									
- Densidad a 15 °C, kg/m ³	Reportar		Reportar		Reportar		D 1298-99	3675	
- Destilación, °C (a 760 mmHg)							D 86-99a	3405-88	PNTIP 321.023
90% recuperado a	288	282	360	282	360				
- Punto de inflamación Pensk	38	52		52			D 93-99B	2719-88	PNTIP 321.024
Martens, °C									
FLUIDEZ									
- Viscosidad Cinemática a 40°C	1,3	2,4	1,7	4,1	1,9	4,1	D 445-97	3104-94	PNTIP 321.031
- Punto de Escurecimiento, (1)		-12		+4		+4	D 97-96a	3016-94	
COMPOSICIÓN									
- Número de Cetano	(2) 40		45		50		D 613-95	5165-68	
- Índice de Cetano	40		40		45		D 4737-96A	4264-95	PNTIP 321.130
							D 976-95 (3)		
- Ceniza, %masa		0,01		0,01		0,01	D 482-95	6245-93	
- Residuos Carbón Ramsbottom		0,15		0,35		0,35	D 524-97	4262-93	
10% fondos, %masa							D 189-97	6615-93	
CORROSIVIDAD									
- Corrosión Lámina de Cobre 3 h, 50°C, 1"		3		3		3	D 130-94	2160-98	PNTIP 321.021
Azúfre Total, %masa		0,3		0,5		0,05	D 129-95	8754-92	
							D 2622-98		
							D 4294-98		
CONTAMINANTES									
- Agua y sedimentos, %vol		0,05		0,05		0,05	D 1796-97	3734-94	PNTIP 321.029
							D 2709-96		
NOTAS:									
(1) Cuando el cliente lo requiera, se determinará el Punto de Niebla o Enturbamiento por el Método de Ensayo ASTM D 2500-98a									
(2) En caso de no contar con el equipo de Ensayo ASTM D 613-95 (Número de Cetano), se calculará el Índice de Cetano con el Método de Ensayo ASTM D 4737-96a									
(3) Solamente para combustibles Diésel de rango de número de Cetano entre 50,5 a 60,0 se utilizará el método ASTM D 976 para calcular el Índice de Cetano									
(4) En caso de contar con el equipo, se calculará esta propiedad utilizando el Apéndice Xi del Método de Ensayo ASTM D 524-97, que relaciona el ensayo de Carbón Conradson (Método de Ensayo ASTM D 189-97) con el Carbon Ramsbottom.									
Fuente: www.petroperu.com.pe									

3.3. Breve Descripción de las Principales Características del Diésel.

3.3.1. Gravedad API, Gravedad Específica y Densidad

La densidad es la relación entre el peso de un determinado volumen de muestra a una temperatura t y el peso del mismo volumen de agua a una temperatura determinada.

La gravedad específica se define para dos temperaturas standard idénticas de valor 60°F y tiene símbolo sp. gr. o sp. gr. 60/60 F

La gravedad API se mide como una función hiperbólica de la gravedad específica.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{sp.gr.60/60F} - 131,5$$

Cuanta más alta sea la gravedad específica, más pesado será el combustible.

La medida de la gravedad específica está prevista por la norma ASTM D 1298 "*Standard Practice for Density, Specific Gravity, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products*".

3.3.2. Destilación ASTM

La Norma ASTM D 86 "*Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products at Atmospheric Pressure*" permite la determinación de esta característica.

Para proceder con este ensayo se requiere un matraz de destilación con capacidad para 100 o 200 cm³ de producto, en el que se calienta y destila éste a una velocidad determinada. Los vapores formados se condensan en un tubo de cobre inmerso en una mezcla de agua y hielo triturado y, después, se recogen en una probeta graduada. El ensayista anota la temperatura de aparición de la primera gota de condensado a la salida del tubo como principio de destilación. A continuación, se toma la temperatura regularmente a medida que se destilan y recogen en la probeta 5, 10, 20..., 90 y 95% de producto. Finalizada la destilación, basta seguir la temperatura, que pasa por un máximo, y después decrece como consecuencia de la alteración térmica de las últimas trazas de líquido que quedan en el matraz. La temperatura máxima es el punto final de destilación, correspondiente a una recogida del destilado d%. Previo enfriamiento del matraz, se mide la cantidad de líquido residual, es decir,

un residuo $r\%$. El balance volumétrico de la operación hace aparecer una porción de pérdidas, $p\%$, tal que:

$$d + r + p = 100$$

Teniendo en cuenta la precisión de este balance, las pérdidas corresponden, sensiblemente, a las fracciones muy ligeras que han destilado al principio del calentamiento y no se han condensado en el tubo. La importancia de las pérdidas está estrechamente relacionada con la volatilidad de la muestra.

3.3.3. Punto de Inflamación

El punto de inflamación mide la mínima temperatura a la que una llama produce la inflamación de los vapores de hidrocarburos producidos por la evaporación superficial del combustible confinado en un vaso abierto o cerrado. Da una indicación de la cantidad de componentes ligeros presentes y de las condiciones de seguridad que deben adoptarse en la utilización del combustible para prevenir accidentes.

La Norma ASTM D 93 "*Test Method for Flash-Point by Pensky-Martens Closed Cup Test*" permite la determinación de esta característica.

La especificación nacional exige un valor igual o superior a 52°C .

3.3.4. Viscosidad Cinemática

Se trata de una magnitud física que proporciona una indicación de la resistencia de un producto a fluir. Es una magnitud de importancia crítica en los sistemas de inyección que deben producir la atomización del combustible que asegure una mezcla homogénea con el aire en la cámara de combustión. Una viscosidad alta produce una mala atomización con tamaño de gota excesivamente grande. Una viscosidad baja impide la penetración del combustible a toda la cámara, produciéndose una mezcla no homogénea.

La norma ASTM D 445 “*Test Method for Kinematic Viscosity for Transparent and Opaque Liquids*” permite la medición de esta característica.

El valor especificado es de un intervalo entre 1.7 y 4.1 cSt a 40°C.

3.3.5. Punto de enturbiamiento. Punto de congelación

Se enfría el producto lentamente, sin agitación, y se anota la temperatura a la que aparece una turbidez o velo lechoso, debido a la formación de micro-cristales. Esta temperatura es el punto de enturbiamiento (*cloud point*). Si se continúa enfriando, el líquido acaba por hacerse pastoso, y no fluye al mantener la probeta horizontal. La temperatura correspondiente es el punto de congelación inferior (*pour point*). Si se recalienta el producto después de solidificación prolongada, la temperatura a la que vuelve a estar fluido se llama punto de congelación superior; éste es algunos grados más elevado que el inferior.

La norma ASTM D 97 “*Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products*” permite la medición del punto de congelación inferior y la norma ASTM D 2500 “*Standard Test Method for Cloud Point of Petroleum Products*” mide el punto de enturbiamiento.

3.3.6. Número e Índice de Cetano

El número o índice de cetano guarda relación con el tiempo que transcurre entre la inyección del carburante y el comienzo de su combustión, denominado “Intervalo de encendido”. Una combustión de calidad ocurre cuando se produce una ignición rápida seguida de un quemado total y uniforme del carburante.

Cuanto más elevado es el número de cetano, menor es el retraso de la ignición y mejor es la calidad de combustión. Por el contrario, aquellos carburantes con un bajo número de cetano requieren mayor tiempo para

que ocurra la ignición y después queman muy rápidamente, produciendo altos índices de elevación de presión.

Si el número de cetano es demasiado bajo, la combustión es inadecuada y da lugar a ruido excesivo, aumento de las emisiones, reducción en el rendimiento del vehículo y aumento de la fatiga del motor. Humo y ruido excesivos son problemas comunes en los vehículos diésel, especialmente bajo condiciones de arranque en frío.

En definitiva, es un indicativo de la eficiencia de la reacción que se lleva a cabo en los motores de combustión interna.

El **número de cetano** correspondería al valor que obtuviese el carburante comercial, analizado en el motor de ensayo según la norma ASTM D 613. Al referirse al producto final, refleja la acción de los posibles aditivos mejoradores. Entre estos, es muy común la utilización de diversos nitratos orgánicos (alquilo o amilo).

El **índice de cetano** es un número calculado a partir de la densidad y punto de ebullición de los hidrocarburos que componen la base del carburante. El método de cálculo siempre ha sido estrictamente normalizado, durante bastante tiempo se utilizó una ecuación de dos variables para su determinación (ASTM D 976), pero modernamente se aplica otra correlación más precisa (ASTM D 4737), que opera con cuatro variables. Tiene la forma:

$$IC = 45,2 + 0,0892 T_{10N} + [0,131 + 0,901B] * T_{50N} + [0,0523 + 0,420B] * T_{90N} + 0,00049 * [T_{210N} - T_{290N}] + 107B + 60B^2$$

Siendo:

D = Densidad a 15 °C [g/mL] determinada según método ASTM D 1298.

$$B = [(e^{-3.5}) * (D - 0.85)]^{-1}$$

T10 = Temperatura (°C) a la que destila el 10% según ASTM D 86.

$$T_{10N} = T_{10} - 215,$$

T50 = Temperatura (°C) a la que destila el 50% según ASTM D 86.

$T_{50N} = T_{50} - 260$,

T_{90} = Temperatura (°C) a la que destila el 90% según ASTM D 86.

$T_{90N} = T_{90} - 310$.

T_{10} , T_{50} y T_{90} han de corregirse para la presión atmosférica normalizada.

3.3.7. Cenizas

El contenido de cenizas se determina en el diésel, para lo cual éste se calcina en un crisol evitando la inflamación de los vapores. A continuación, se incinera el residuo de carbono con una llama muy caliente, para quemar el carbón. Después de enfriamiento y desecación, no quedan sino las cenizas, constituidas por sales minerales no volátiles.

El contenido en cenizas da idea de la cantidad de residuo sólido que el diésel, por ejemplo, dejaría en los cilindros de un motor en las mejores condiciones de combustión completa.

La norma ASTM D 482 "*Standard Test Method for Ash and Petroleum Products*" permite la medición del porcentaje de cenizas.

3.3.8. Residuo Carbón Ramsbottom

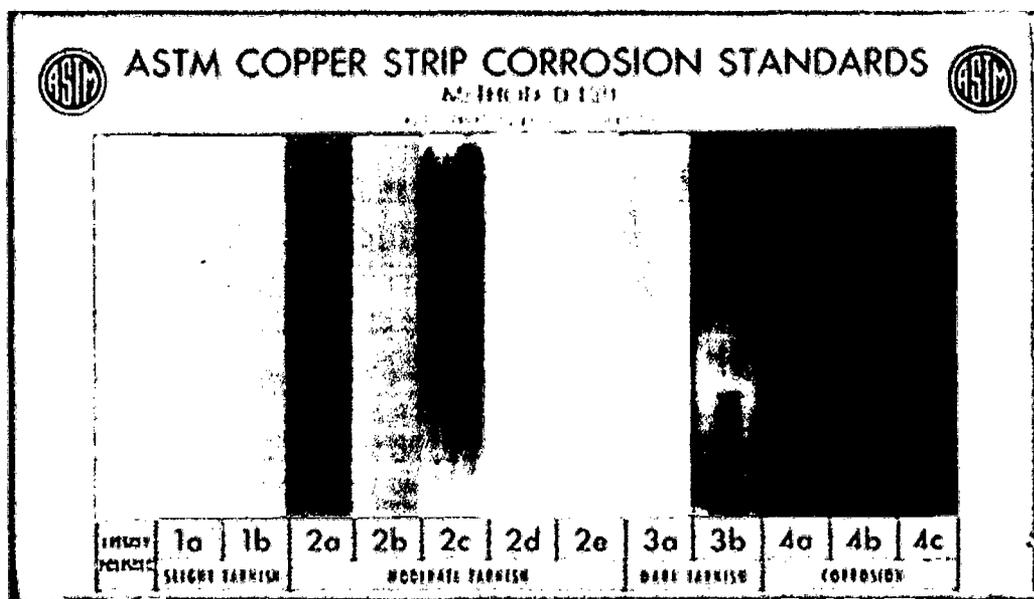
La Norma D 524 "*Standard Test Method for Ramsbottom Carbon Residue of Petroleum Products*" establece la determinación de la cantidad de residuos de carbón que deja un producto derivado del petróleo después de su evaporación y pirólisis e indica la tendencia relativa que presenta el mismo a la formación de coque. Este método se aplica generalmente a los productos derivados del petróleo, relativamente no volátiles, los cuales se descomponen en la destilación a presión atmosférica.

3.3.9. Corrosión a Lámina de Cobre

La norma ASTM D 130 indica la presencia de azufre el cual es indicado por la coloración de la lámina de cobre pulida.

Dicha coloración presenta diferentes niveles de corrosión de acuerdo a la siguiente tabla:

Gráfico 3.2: Estándares del ensayo de corrosión a la lámina de cobre



Fuente: ASTM D130 - 12 Standard Test Method for Corrosiveness to Copper from Petroleum Products by Copper Strip Test

3.3.10. Azufre Total

El producto se quema en una bomba y, posteriormente, se analizan los gases de combustión con disoluciones absorbentes selectivas que permiten determinar la cantidad total de azufre presente en la muestra. El contenido de azufre se expresa siempre en tantos por ciento en peso.

La norma D 129.95 "Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General Bomb Method)" permite la medición de esta característica.

3.3.11. Agua y Sedimentos

El contenido en agua se determina por un método normalizado cuyo principio consiste en arrastrar el agua formando un azeótropo con ayuda de un hidrocarburos aromático (en general, xileno industrial). A

temperatura ambiente, este azeótropo se separa en dos fases: agua y xileno.

Algunos productos sólidos, insolubles en los hidrocarburos o en el agua, pueden ser arrastrados con el crudo. Estos productos, llamados sedimentos, son finas partículas de arena, barros de perforación, restos de rocas, metales bajo formas de minerales, o en estado libre como el hierro, el cobre, el plomo, el níquel, el vanadio, provenientes de la erosión de los oleoductos, de los tanques de almacenamiento, de las válvulas, o de cualquier otra tubería por la que pase el crudo.

La norma ASTM D1796-97 "*Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method*" consiste en determinar el contenido de agua y sedimentos separados del crudo por centrifugación en presencia de un disolvente (tolueno) y de un agente emulsificante.

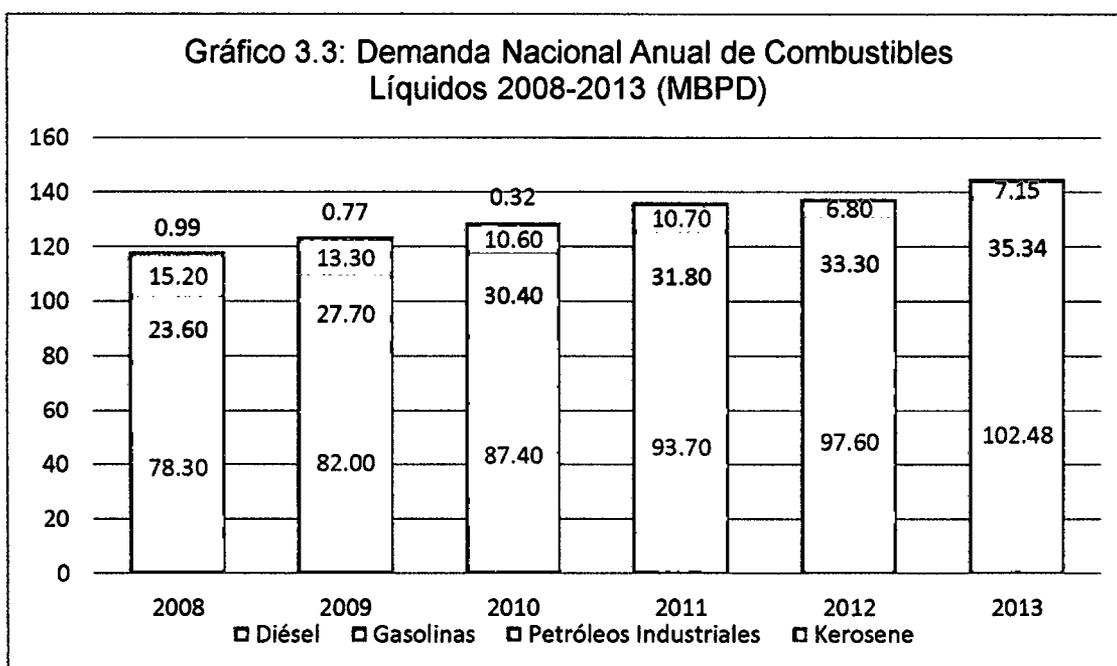
3.4. Bienes Sustitutos del Diésel

Constantemente se vienen buscando nuevas fuentes de energía para sustituir el diésel, el cual es un energético de carácter no renovable. Esta búsqueda vienen direccionada por tres aspectos fundamentales los cuales son: la disminución de recursos energéticos no renovables, el incremento continuo en el costo de los mismos y el daño que ocasiona a la capa de ozono y al medio ambiente el incremento de los gases contaminantes emitidos por los motores de combustión.

La sustitución del diésel ha llevado al cambio de la matriz energética de nuestro país debido al incremento en el porcentaje de utilización del gas natural y del GLP para uso automotriz. Otras fuentes de energía alternativa al diésel son las gasolinas de 84, 90, 95, 97 y 98 octanos para uso automotriz; el biodiésel que actualmente se utiliza como mezcla al 5% en volumen en diésel denominándose Diésel B5, los petróleos industriales tales como P.I. N° 6 y P.I. N° 500 que son utilizados en diferentes tipos de industrias (minera, pesquera, textil, entre otros) y el etanol que es un combustible renovable obtenido a partir

de la fermentación de azúcares que se mezcla con las gasolinas para producir los gasoholes.

El gráfico 3.3 muestra el incremento de la demanda nacional anual de combustibles líquidos en el período 2008 – 2013. Se visualiza que el diésel es el combustible con mayor demanda. Cabe recalcar que la venta de kerosene está prohibida a nivel nacional desde el año 2009, por D.S. 045-2009-EM, estableciéndose un programa de sustitución por Gas Licuado de Petróleo.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

3.5. Impactos del Diésel con Alto Contenido de Azufre

Se tiene una serie de impactos negativos en la calidad del aire, la salud de las personas, los vehículos e incluso en la economía nacional como efecto de la comercialización de diésel con alto contenido de azufre. También se explican los beneficios del diésel S-50.

3.5.1. Impactos en la Calidad del Aire

En el Perú, el alto contenido de azufre es una de las principales causas de la mala calidad de los combustibles. El diésel o gasolinas al hacer

combustión emiten a la atmósfera casi la misma cantidad de azufre que contienen, deteriorando el aire de manera inmediata. Los contaminantes originados por la combustión del diésel son los siguientes:

- El SO_2 se forma por oxidación durante la combustión. Posteriormente a la emisión, parte del SO_2 se oxida y forma trióxido de azufre (SO_3) o sulfatos (SO_4). Estos últimos son emitidos en partículas, contribuyendo a la dispersión de partículas finas.
- El sulfato en el material particulado contribuye directamente con las emisiones de partículas suspendidas como el $\text{PM}_{2,5}$ y PM_{10} que contribuyen al aumento de enfermedades respiratorias.
- El material particulado generado por la combustión del diésel (MPD), es un compuesto agregado de materiales sólidos y líquidos. Su origen son partículas de carbono, generadas en el cilindro del motor durante la combustión. Las principales partículas de carbono de grandes moléculas, combinadas con otras, ambas orgánicas e inorgánicas, son componentes del escape del diésel, considerado como probable cancerígeno por la OMS. La cantidad de sulfatos dependen directamente de la cantidad de azufre presente en el combustible.

3.5.2. Impactos en la Salud

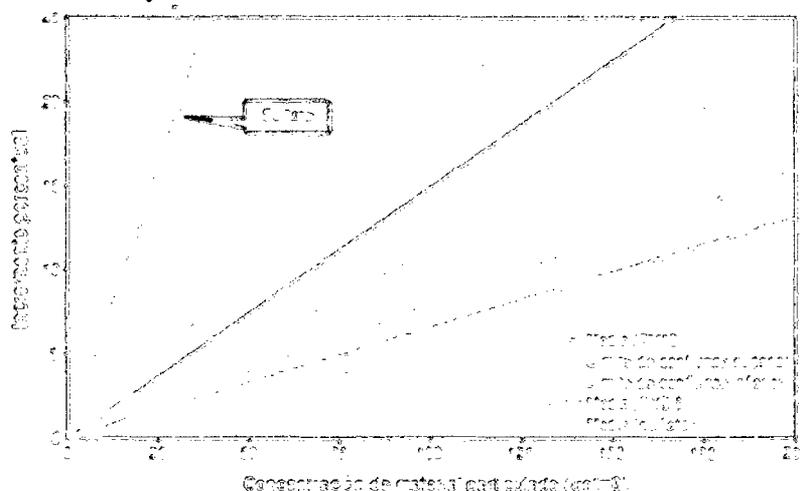
El deterioro de la calidad del aire tiene un impacto directo en la salud, incrementándose las enfermedades respiratorias agudas (como la faringitis y bronquitis).

La exposición a contaminantes del aire puede causar efectos agudos (corto plazo) y crónicos (largo plazo) en la salud. Usualmente, los efectos agudos son inmediatos y reversibles cuando cesa la exposición al contaminante. Los efectos agudos más comunes son la irritación de los ojos, dolor de cabeza y náuseas. A veces, los efectos crónicos tardan en manifestarse, duran indefinidamente y tienden a ser irreversibles.

Material particulado: Más del 90% de las partículas finas emitidas por la combustión del diésel se encuentran por debajo de $10\mu\text{m}$ de diámetro (PM10) y contienen adheridas partículas líquidas de hidrocarburos condensados, así como partículas de sulfatos. Debido a su tamaño, estas partículas finas penetran fácilmente a los pulmones y llegan hasta los alvéolos.

El gráfico 3.4 nos muestra que el nivel de riesgo que implica un aumento en la concentración de material particulado de acuerdo con su tamaño, e incluso, composición.

Gráfico 3.4: Relación entre concentración ambiental de material particulado y el incremento de la mortalidad diaria



Fuente: Publicación "El Azufre en Los Combustibles del Perú", año 2005

Dióxido de azufre: Los estudios sobre los efectos del SO_2 generalmente incluyen también los efectos de las partículas y otros contaminantes asociados.

Un estudio contenido en la publicación "*El azufre en los combustibles en el Perú*" del Programa Regional Aire Limpio en el año 2005¹ permite estimar el costo económico de los impactos de la contaminación en la salud de la población de Lima obtuvo los siguientes resultados.

¹ Leer Bibliografía N° 01

- Entre el 4% y 12% de las muertes en Lima son causadas por la contaminación del aire por Partículas Totales en Suspensión (PTS). Año base: 2000.
- Total general de muertes en Lima: 27,381.
- Estimado de muertes causadas por PTS: entre 1,080 y 3,240.

3.5.3. Impactos en los Vehículos

Un diésel con un contenido de azufre mayor a 5000 ppm ocasiona los siguientes daños:

- Desgaste del sistema de inyección de combustibles y de los sistemas de control de emisiones.
- Pérdida de compresión y potencia.
- La contaminación del aceite de motor afecta ciertas partes como metales de bancada y de biela, árbol de levas, piñones, engranajes, entre otros.
- El H_2SO_4 y el SO_2 que se forma en los vehículos ocasiona que el sistema de evacuación de gases se desgaste por corrosión.

3.5.4. Impacto en la Economía Nacional

Dentro del gráfico 3.5, el primer escenario (color anaranjado) muestra las consecuencias si no se hubiera tomado medidas para reducir la contaminación. Más abajo (en color verde) se puede apreciar los resultados de la estimación de muertes atribuibles a PTS y PM10 bajo el escenario del cumplimiento de los Estándares de Calidad Ambiental².

Para asignar un valor económico a la vida de las personas, se aplicó dos métodos. El primero es el de capital humano, el cual consiste en actualizar el flujo de ingresos futuros (proyectados hasta el nivel de esperanza de vida promedio) que un habitante obtendría de no fallecer prematuramente a causa de una enfermedad atribuible a la contaminación. Para fines del

² Considérese valores de Estándar de Calidad Ambiental una densidad de partículas suspendidas de 50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ de aire, en el caso de PM10 y 75 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ de aire para el caso de PTS

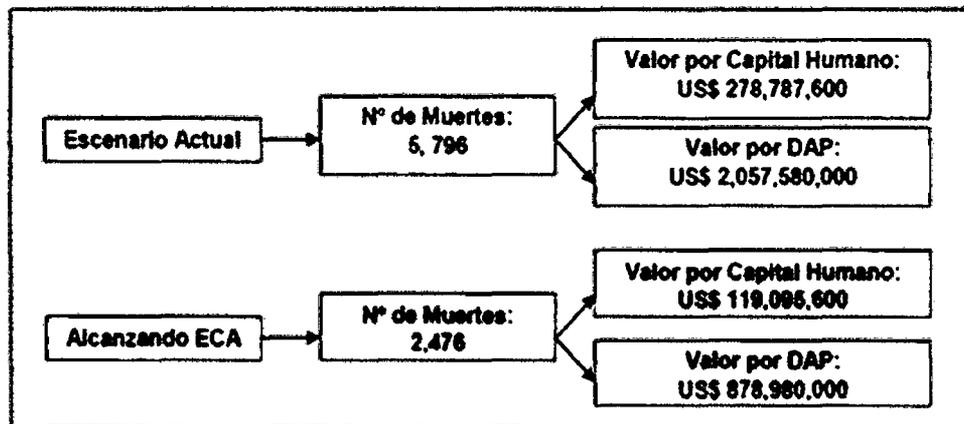
presente estudio se ha transferido los valores de estos ingresos obtenidos por la Agencia de los Estados Unidos para la Protección Ambiental para un poblador promedio de los Estados Unidos de América (US\$ 650,000 al año 2005). Posteriormente, se ha hecho un ajuste por transferencia de beneficios, que corrige el valor por el ratio PBI per cápita Perú/PBI per cápita USA (US\$ 2 368/US\$ 31 996). Este monto corregido asciende a US\$ 48,100 al 2005, el cual multiplica al número de muertes atribuibles a contaminación por PTS y PM10 en Lima y Callao para obtener el valor de las muertes atribuibles a estas sustancias.

El otro método es el de disposición a pagar (DAP). Este enfoque busca definir el valor de una mejora en la salud como el valor máximo de dinero que los individuos afectados pagarían para asegurar dicha mejora. Supongamos que la población de una ciudad está compuesta por 10,000 individuos y que la probabilidad de muerte de un individuo en particular asociada a la contaminación será 1/10,000. Asumamos, adicionalmente, que la DAP de un individuo fuese de \$ 200 por reducir en 1/10,000 su probabilidad de morir en un año a causa de la contaminación del aire. En consecuencia, la tasa de sustitución entre el riesgo de muerte y el dinero es \$ 200/ (1/10,000), es decir US\$ 2 millones. Esto se interpreta como que el grupo en su conjunto estaría dispuesto a pagar hasta US\$ 2 millones por reducir la probabilidad de muerte de un individuo. La interpretación exacta de este enfoque (conocido como el **Valor Estadístico de la Vida**) es que 10,000 individuos similares estarían dispuestos a pagar en conjunto US\$ 2 millones por la reducción del riesgo que fuera suficiente para disminuir en un deceso la mortalidad del grupo, es decir, salvar una vida.

El Valor Estadístico de la Vida (VEV) ha sido estimado en los Estados Unidos de América (US EPA 1999) en US\$ 4,800,000. Para el caso del Perú, aplicamos el mismo ratio PBI p-c Perú/PBI p-c USA (US\$ 2 368/US\$ 31 996) usado para el cálculo mediante el método de capital humano. El VEV aplicable al caso peruano a fin de estimar el valor de una vida perdida mediante el método de DAP asciende a US\$ 355,000. Como es de

esperarse, el valor es significativamente menor al de los países mencionados en el párrafo anterior.

Gráfico 3.5: Valor económico de la mortalidad por contaminación por PTS y PM10, Lima y Callao, 2005

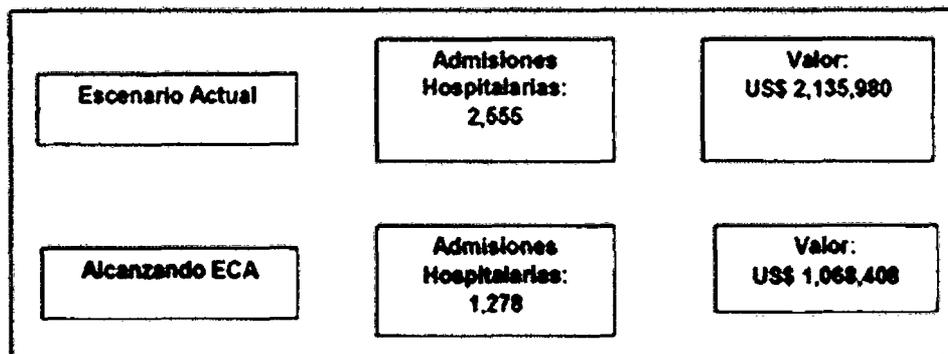


DAP: Disposición a pagar
ECA: Especificaciones de Calidad Ambiental

Fuente: BANCO MUNDIAL

El gráfico 3.6 muestra los resultados de la valoración económica de la morbilidad en Lima y Callao asociados a contaminación por PM10 bajo el escenario de contaminación cuando no se tomaban medidas de reducción de contenido de azufre en el diésel y alcanzando los Estándares de Calidad Ambiental según el D.S. 074-2001-PCM³ (1,278 admisiones, con un valor total de US\$ 1,068,408).

Gráfico 3.6: Valor económico de la morbilidad por contaminación PM10, Lima y Callao, 2005



ECA: Especificaciones de Calidad Ambiental

Fuente: BANCO MUNDIAL

³ D.S. 074-2001-PCM: Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental del Aire

En cuanto a la morbilidad, ésta es medida por la variable admisiones hospitalarias y para su valoración se considera los gastos de los hogares por atención en el sistema privado por toda enfermedad (US\$ 684.8/año), y días promedio de actividad restringida (12.6 días * US\$ 12/día). El costo de cada admisión hospitalaria asciende pues a US\$ 836/año⁴.

Para generar el cálculo a nivel nacional es necesario disponer de información de monitoreos de PM10 y de información estadística relacionada a enfermedades y muertes por problemas respiratorios o cardiovasculares.

3.5.5. El Contenido de Azufre en los Combustibles en el Perú

Las refinerías El Milagro, Iquitos, Pucallpa y Shivityacu se abastecen de los crudos en su zona de operación, los cuales son pesados y mayormente ácidos por su alta concentración de azufre. La refinería Talara se abastece, en parte, de crudo dulce extraído de los yacimientos de la provincia de Talara y de la importación de crudos de origen diverso. La Refinería La Pampilla se abastece aproximadamente en un 5% de producción nacional y la diferencia de crudo importado.

Cuadro 3.2: Cuadro comparativo de azufre en el crudo procesado en el Perú - 2012

Nombre del Crudo	Procedencia	Azufre (%peso)
Napo	Ecuador	2.00
Castilla	Colombia	1.97
Oriente	Ecuador	1.58
Lagotreco	Venezuela	1.30
Loreto	Perú	1.25
Mesa 30	Venezuela	1.06
Vasconia	Colombia	0.90
Mayna	Perú	0.47
Cusiana	Colombia	0.16
ONO (Talara)	Perú	0.08

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Elaboración Propia)

⁴ Valoración Económica de los Impactos de la Contaminación Atmosférica por PTS y PM10 en la Salud para Lima Metropolitana. Leer Bibliografía Nro 01

3.5.6. Posibilidad de Oferta de Diésel con Menor Contenido de Azufre

La refinería de Talara y La Refinería La Pampilla están en proceso de implementar lo estipulado en la Ley N° 28694 que indica disminuir la cantidad de azufre contenida en el diésel.

Según la norma D.S. 041-2005-EM y las establecidas en las Normas Técnicas Peruanas, respecto del contenido de Azufre, constituyen sólo límites máximos y que en atención al principio de Libre Competencia previsto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, los diversos agentes se encontrarán en plena libertad de ofertar en el mercado combustible Diésel con menor contenido de Azufre.

Ley N° 28694: Esta ley establece:

Artículo 1: “Declárase de necesidad pública y de preferente interés nacional la regulación de los niveles de azufre contenidos en el combustible diésel, con la finalidad de salvaguardar la calidad del aire y la salud pública”

Artículo 2: “A partir del 1 de enero del 2010 queda prohibida la comercialización para el consumo interno de combustible diésel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 partes por millón por volumen.

El Ministerio de Energía y Minas queda facultado para establecer, por excepción, las zonas geográficas del interior el país en las que se podrá autorizar el expendio de diésel con mayor contenido de azufre, bajo las regulaciones que sobre esta materia se establezcan en el reglamento de la presente Ley. (Actualmente solo se puede comercializar Diésel S-50 en lo departamentos de Lima, Arequipa, Cuzco, Madre de Dios y Puno)

Artículo 4: A partir de la vigencia de la presente Ley (Octubre 2005) queda prohibida la importación de combustible Diésel N° 1 y Diésel N° 2 con niveles de concentración de azufre superiores a 2.500 ppm, prohibiéndose

además la venta para el mercado interno de un combustible diésel con un contenido de azufre superior a 5.000 ppm.

Artículo 5: El incumplimiento de lo dispuesto en la presente Ley será sujeto a las sanciones que para estos efectos se autoriza a establecer al OSINERGMIN.

Artículo 6: El Ministerio de Energía y Minas dispondrá de medidas necesarias para que los consumidores conozcan las especificaciones del diésel que adquieren en lo concerniente al contenido de azufre.

El D.S. 025.2005-EM aprueba cronograma de reducción progresiva de azufre en el diesel en 50 ppm a partir del 01 de enero del 2010 en todo el país, prohíbe importación de diésel con más de 2500 ppm.

El DS 061-2009-EM, distorsiona el mandato de la Ley 28694, establece criterios para determinar las zonas geográficas del país para el expendio de diesel de más de 50ppm, quedando solo la provincia de Lima y la Provincia Constitucional del Callao con menos de 50ppm.

La R.M. 139-2012-MEM/DM amplía el área de aplicación del Diesel B5-S50 a los departamentos de Lima, Arequipa, Puno, Cuzco y Madre de Dios. (17 jul 2012)

CAPÍTULO 4

ESTUDIO DE MERCADO

El estudio de mercado del diésel es de vital importancia para determinar la viabilidad comercial del proyecto en materia de estudio

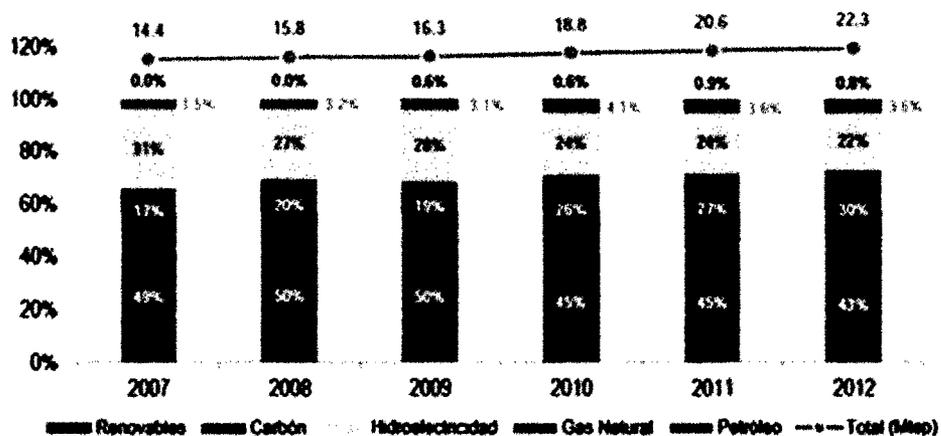
4.1. Contexto Energético Nacional

Se presenta el contexto energético nacional y se describen los principales resultados del registro de información relacionado al sub-sector de hidrocarburos.

4.1.1. Consumo Nacional de Energía Primaria

En el reporte de British Petroleum para el año 2012, se muestra que el consumo de energía primaria en el Perú para el año en mención ha sido de 22.3 Millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) y este valor solo constituyó el 0.18% del consumo mundial de energía primaria.

Gráfico 4.1: Consumo nacional por tipo de energía primaria, Mtep



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2013
Elaboración Propia

En el Gráfico 4.1 se muestra que el consumo de petróleo ha decaído paulatinamente y, por el contrario, el consumo de gas natural viene

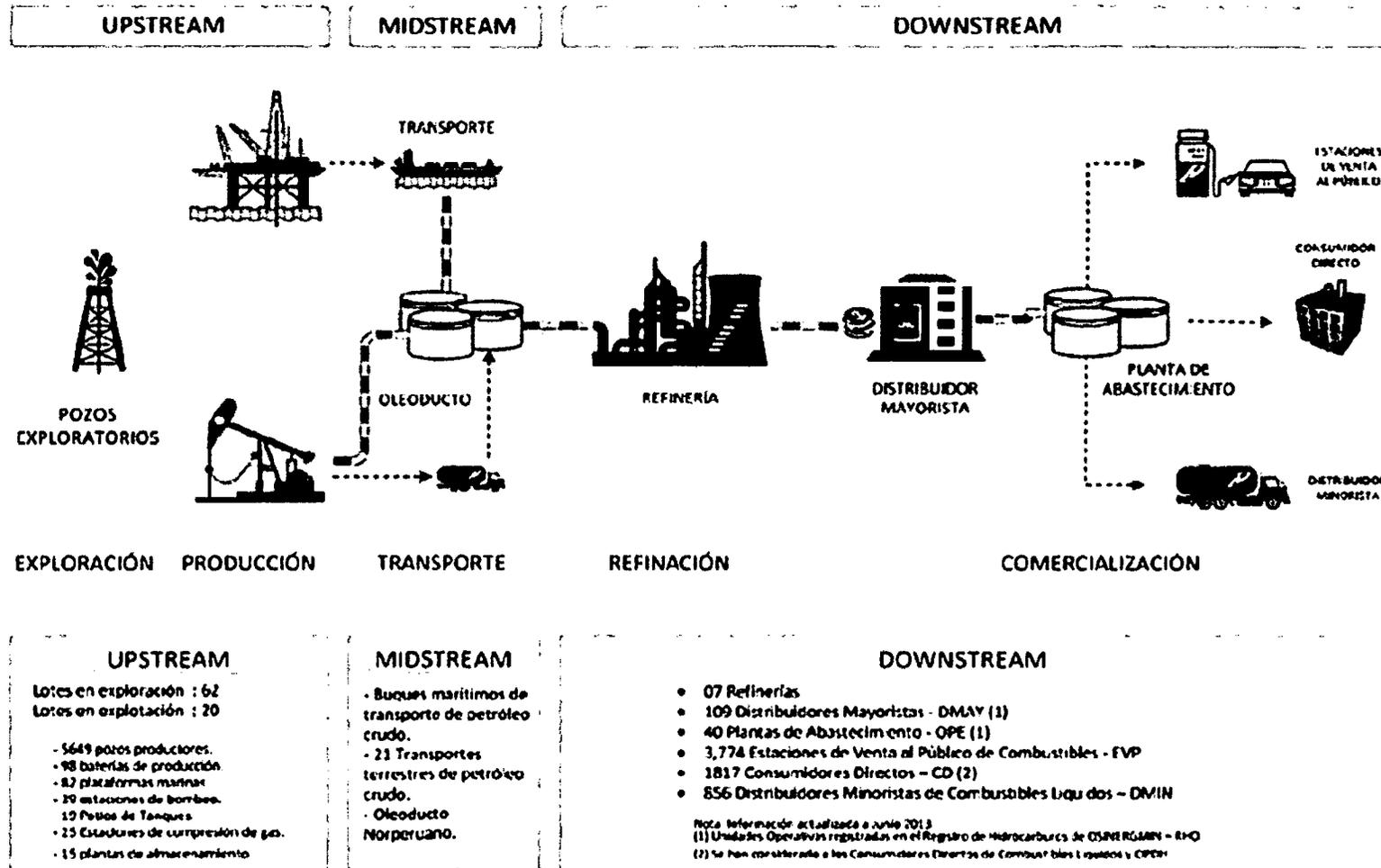
tomando un papel cada vez más importante en la composición de energías primarias nacionales. En relación al consumo de los otros energéticos, en el año 2012 se consumió 4.9 Mtep de Hidroelectricidad, 0.8 Mtep de Carbón (existiendo un contraste con la tendencia mundial) y 0.2 Mtep de Energías Renovables las cuales se obtienen directa o indirectamente de fuentes naturales virtualmente inagotables (eólica, geotérmica, solar, entre otros).

4.1.2. Cadena de Valor del Petróleo Nacional

A continuación se presentan a los principales actores o “Stakeholders” involucrados en la cadena de valor del petróleo nacional y a las fases que lo componen:

- **Upstream:** Se refiere a las etapas de la industria de hidrocarburos desde la exploración (sísmica y perforación), perforación (cementación, perfilaje, entre otros) hasta la extracción (pozos petroleros) y tratamiento de gases.
- **Midstream:** relacionado al transporte de petróleo crudo desde los yacimientos hasta las refinerías o puertos de embarque, puede realizarse por vía marítima y a través de oleoductos. Cabe indicar, que en algunos documentos de análisis del Sector de Hidrocarburos se obvia esta etapa y se incluye como parte del *Upstream* o *Downstream*.
- **Downstream:** relacionado a la refinación del petróleo crudo, ya sea mediante destilación primaria o topping, o a través de Procesos secundarios de conversión (cracking, hidrocracking, isomerización, entre otros)
- **Comercialización:** relacionado al comercio del petróleo crudo y a los productos derivados del petróleo en el mercado nacional o internacional.

Gráfico 4.2: Cadena de valor del petróleo actual



Fuente: Analisis de la Comercialización de combustibles líquidos, OSINERGMIN, 2013.

4.1.3. Petróleo Nacional

4.1.3.1. Reservas Probadas Nacionales de Petróleo y Líquidos de Gas Natural

Las reservas probadas hacen referencia a las cantidades de petróleo y gas natural que, mediante el análisis de datos geológicos y de ingeniería de yacimientos explorados, se pueden estimar con un alto grado de confianza que pueden ser recuperables comercialmente en las actuales condiciones económicas.

De acuerdo al cuadro 4.1., el Perú registró un total de 1,422'700,000 barriles de reservas probadas de petróleo en el año 2012, las cuales están compuestas por un 44.4% de petróleo crudo (632'900,000 barriles) y un 55.6% de líquidos de gas natural (789'800,000 barriles).

Cuadro 4.1: Reservas probadas de hidrocarburos al 2013 (MBs)

TIPO DE HIDROCARBURO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Petróleo Crudo	415,769	447,382	532,662	530,905	582,030	579,164	632,900	741,219
Líquidos GN	681,519	674,104	658,200	631,720	657,968	626,995	789,800	875,733
Total	1,097,288	1,121,486	1,190,862	1,162,625	1,239,998	1,206,159	1,422,700	1,616,952

Fuente: Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2003-2012, Ministerio de Energía y Minas
Elaboración Propia

En los años 2012 y 2013 se registró un incremento de reservas de 18% y 13.5% con respecto año anterior.

4.1.3.2. Producción Nacional de Hidrocarburos

La producción nacional está referida a la cantidad de hidrocarburos que son extraídos por las distintas empresas operadoras para su comercialización. Para el año 2013, la producción nacional de hidrocarburos en el Perú fue de 167.4 miles de barriles por día calendario (MBDC), siendo compuesto por un 37.6% (62.9 MBDC) de petróleo crudo y 62.4% (104.5 MBDC) de líquidos de gas natural.

Cuadro 4.2: Producción diaria de hidrocarburos al 2013 (MBPD)

TIPO DE HIDROCARBURO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Petróleo Crudo	77.5	77.3	76.7	71.0	72.6	68.8	66.6	62.9
Líquidos GN	38.1	36.7	45.8	74.2	84.4	83.0	86.3	104.5
Total	115.6	114.0	122.5	145.2	157.0	151.8	152.9	167.4

Fuente: Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2003-2012, Ministerio de Energía y Minas
Elaboración Propia

La información de la extracción de crudo de petróleo y líquidos del gas natural corresponde a los datos registrados por la operación de pozos para extraer, medir, manipular, almacenar y transportar petróleo desde el lugar de su producción hasta los puntos de almacenamiento, estaciones colectoras y puntos de fiscalización.

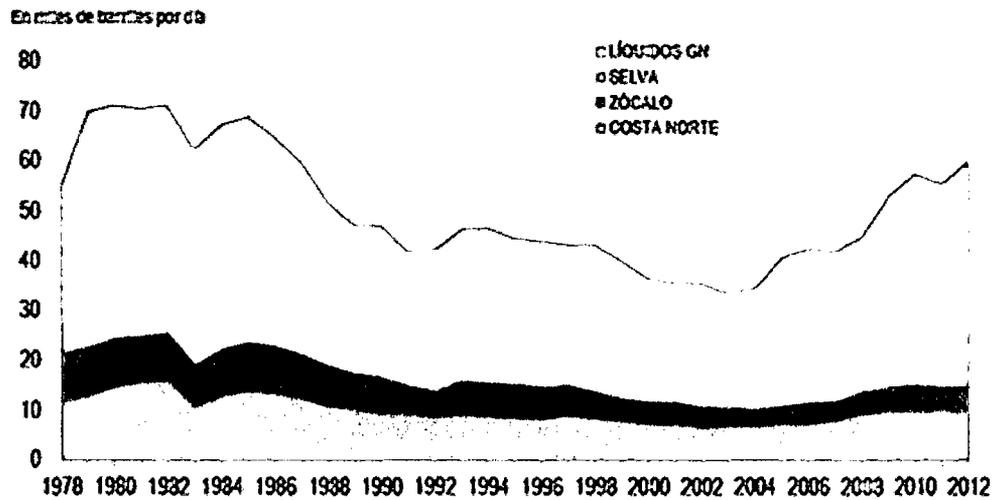
Cuadro 4.3: Producción diaria histórica de petróleo por zonas

AÑO	TOTAL MMBB/A								TOTAL HCS
	COSTA NORTE		SELVA		TOTAL		TOTAL MBPD		
	PETROLEO	LGN	PETROLEO	LGN	PETROLEO	LGN	PETROLEO	LGN	
2006	11.7	-	16.6	13.9	28.3	13.9	77.5	38.1	115.6
2007	12.1	-	16.1	13.4	28.2	13.4	77.3	36.7	114
2008	13.9	0.8	14.1	15.9	28	16.7	76.5	45.6	122.1
2009	14.5	0.2	11.1	26.9	25.9	27.1	70.9	74.2	145.2
2010	15.2	0.4	1.3	30.4	26.5	30.8	72.7	84.5	157.2
2011	14.9	0.4	10.2	29.9	25.1	30.3	68.8	83	151.8
2012	15	0.5	9.3	31.1	24.4	31.6	66.7	86.2	152.9
2013	13.8	0.5	9.1	37.7	22.9	38.2	62.9	104.5	167.4

Fuente: Informe de Actividades año 2013, Perupetro
Elaboración Propia

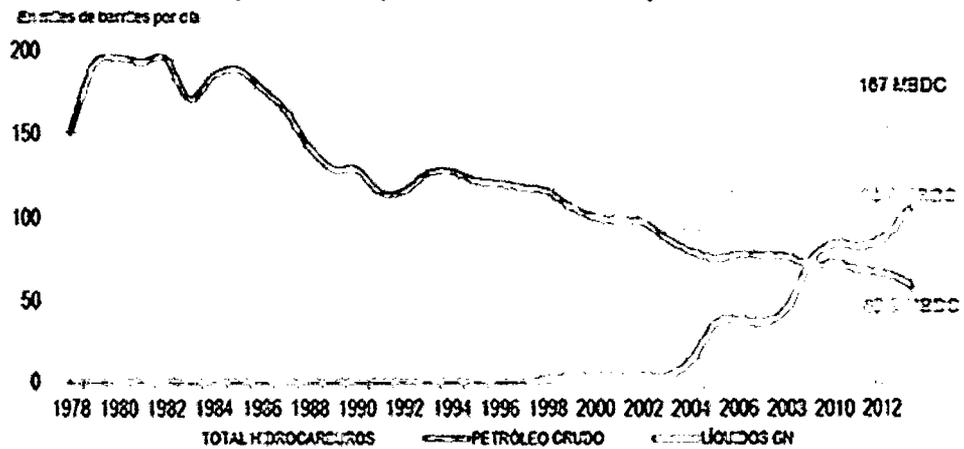
Cabe resaltar, que la producción de petróleo crudo en el país ha ido disminuyendo en los últimos años debido al 87.5% de los lotes paralizados por demoras en la elaboración y aprobación de instrumentos ambientales para exploración. Asimismo, en el gráfico 4.3. se evidencia un notable incremento de la producción de hidrocarburos obtenidos del gas natural. Sin embargo, para cumplir con la demanda nacional en el país aún se deben importar el 60% del total procesado.

Gráfico 4.3: Producción nacional de petróleo, en MBPD



Fuente: MINEM - Dirección General de Hidrocarburos, 2012
Elaboración Propia

Gráfico 4.4: Descripción de la producción anual de petróleo al año 2013



Fuente: MINEM - Dirección General de Hidrocarburos, 2013
Elaboración Propia

En los gráficos anteriores se identificó que para el año 2013, la producción diaria de hidrocarburos en el Perú fue de 167.4 miles de barriles por día de petróleo crudo y líquidos del Gas Natural. En el cuadro 4.4 se muestran los lotes de petróleo que actualmente están operando en el Perú:

Cuadro 4.4: Producción de hidrocarburos líquidos 2008-2013, barriles

Empresa	Lote	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Hidrocarburos Líquidos		43,930,379	53,027,028	57,362,972	55,741,183	55,991,301	61,143,096
Petróleo Crudo		28,027,081	25,926,862	26,531,261	25,386,804	24,395,576	22,956,028
Costa Norte		9,158,644	9,730,614	9,527,819	9,808,375	9,545,259	9,122,610
Graña y Montero Petrolera	I	327,894	299,061	366,493	384,007	458,613	532,845
Petrolera Monterrico	II	255,157	235,343	209,629	184,564	164,728	154,526
Interoil 1/	III	753,381	1,468,145	1,079,354	1,201,504	819,715	708,845
Interoil 1/	IV	599,262	421,328	351,823	310,632	282,382	259,804
Graña y Montero Petrolera	V	74,147	61,786	70,000	56,229	54,819	48,174
Sapet	VI-VII	1,013,858	1,084,004	1,150,624	1,112,632	1,223,903	1,262,336
Unipetro	IX	97,884	95,486	88,674	83,133	80,031	74,667
Petrobras Energia	X	5,176,659	4,868,100	4,769,056	4,915,596	5,178,101	4,220,978
Olympic	XIII	840,292	1,173,949	1,414,606	1,504,272	1,223,614	1,817,479
Petrolera Monterrico	XV	6,830	6,778	8,196	40,446	46,652	31,694
Petrolera Monterrico	XX	13,280	16,634	19,364	15,371	12,701	11,262
Zócalo		4,805,579	5,074,909	5,736,639	5,332,014	5,527,280	4,722,587
Savia Perú 1/	Z-2B	4,020,411	4,070,626	4,219,453	3,950,272	4,305,400	3,729,450
Savia Perú 1/	Z-6	-	-	-	3,329	-	-
BPZ Energy	Z-1	785,168	1,004,283	1,517,186	1,378,513	1,221,880	993,137
Selva		14,062,858	11,121,339	11,266,803	10,246,415	9,323,037	9,110,831
Selva Norte		13,885,691	10,956,801	11,099,386	10,081,373	9,168,412	8,961,455
Perenco	167	-	-	-	-	-	14,363
Pluspetrol Norte	1-AB	8,233,410	5,980,758	6,826,281	6,440,418	5,626,366	5,407,338
Pluspetrol Norte	8	5,652,281	4,976,043	4,273,105	3,640,955	3,542,046	3,482,738
Pluspetrol	102	-	-	-	-	-	50,836
Gran Tierra	95	-	-	-	-	-	6,180
Selva Central		177,167	164,538	167,417	165,042	154,625	149,376
CEPSA	131	-	-	-	-	-	2,617
Maple	31B/D	146,837	128,971	131,412	133,242	120,851	109,054
Maple	31-E	30,330	35,567	36,005	31,800	33,774	37,705
Líquidos del Gas Natural		15,903,295	27,100,166	30,831,711	30,354,379	31,595,725	38,187,068
Zócalo			203,184	438,419	434,770	465,174	479,171
Savia Perú 1/	Z-2B		203,184	438,419	434,770	465,174	479,171
Selva		15,903,295	28,896,982	30,393,562	29,919,609	31,130,551	37,707,897
Selva Central		976,226	973,165	914,064	898,356	978,746	837,927
Aguaytá	31C	976,226	973,165	914,064	898,356	978,746	837,927
Selva Sur		14,927,069	25,923,817	29,479,498	29,021,253	30,151,805	36,869,970
Pluspetrol Perú Corporation	88	11,259,672	13,355,203	17,292,040	16,247,785	16,771,068	22,938,764
Pluspetrol Perú Corporation	56	3,667,397	12,568,614	12,187,458	12,773,458	13,380,737	13,931,206

1/ A partir del 21/01/2010, PetroTech Peruana S.A. cambió de razón social a Savia Perú S.A.

Fuente: Informe de Actividades, PERUPETRO. 2013

Elaboración: Propia

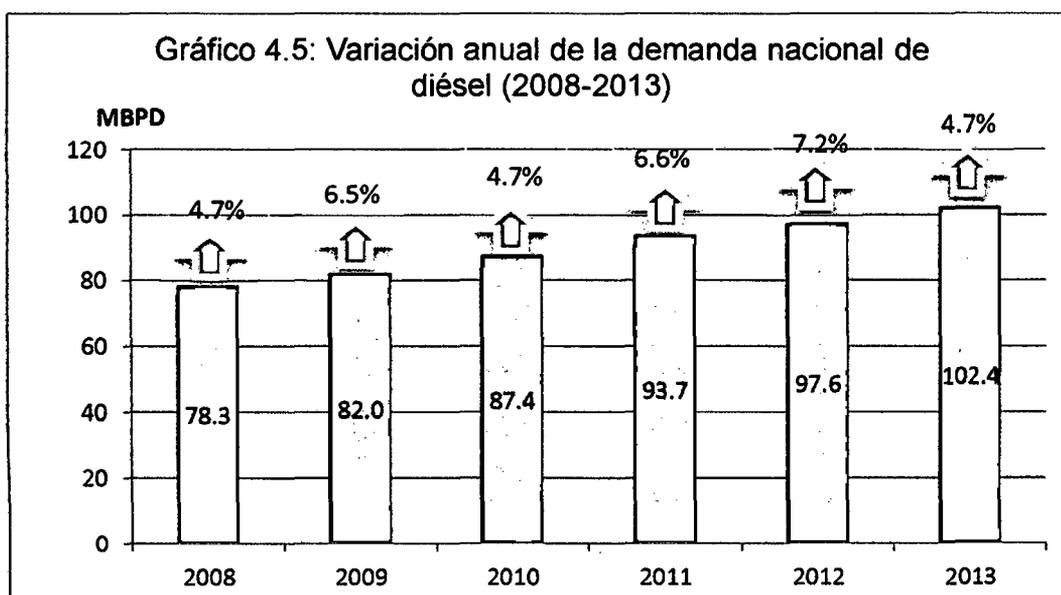
4.2. Análisis de la Demanda de Diésel

La demanda de energía aumenta con el crecimiento de la economía y la población. Esto ejercerá presión sobre el sistema de suministro y requerirá que se ponga mayor atención en el uso eficiente de la energía debido a que principalmente son productos no renovables.

En los años 2000, se ha producido un cambio en la composición de la demanda de combustibles líquidos en el Perú, que se atribuye a la sustitución del diésel y residual por GN y GLP (principalmente en el sector industrial), y a la sustitución de las gasolinas por GLP (y en menor medida GNV) en el sector transporte, gracias a su menor precio y las mayores facilidades técnicas y financieras para la conversión de motores de los vehículos existentes. Otro cambio, se debe a la prohibición de la comercialización del kerosene conforme a lo indicado en el D.S. 025-2010-EM; por esto, el kerosene es derivado como componente del “*blending*” de diésel o es procesado para producir combustible de aviación. La demanda del diésel se analiza según el consumo histórico y el consumo proyectado al 2020, para obtener estimaciones que permitan determinar el mercado que atenderá el proyecto.

4.2.1. Demanda Histórica

El Diésel es el combustible que más se consume en el país y ha venido siendo utilizado principalmente en el transporte, la industria y la generación eléctrica. La demanda de diésel fue del orden de 102.4 MBPD en el 2013, lo que representó un aumento del 4.9 % respecto a la demanda del año anterior.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Elaboración Propia)

De acuerdo al gráfico 4.5, el consumo de diésel correspondiente al año 2013 equivale a 102.4 MBPD debido al crecimiento de la economía nacional y especialmente de la producción manufacturera y los servicios explican este crecimiento en las ventas de diésel a pesar de su creciente desplazamiento por el gas natural de Camisea.

4.2.1.1. Importaciones

En el cuadro 4.5., se observa que al año 2013, el Perú importó aproximadamente 47.68 MBPD de diésel de bajo azufre para poder cumplir con las especificaciones ambientales del Ministerio de Energía y Minas.

Cuadro 4.5: Importaciones de diésel 2 y diésel 2 S-50 (MBPD)

PRODUCTOS	ENE	FFB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEI	OCT	NOV	DIC	PROM
Diésel B5	47.21	48.98	44.38	46.7	57.1	51.25	54.6	53.02	48.24	50.72	55.69	51.09	50.80
Diésel B5-S50	44.61	46.36	47.91	53.8	56.56	54.81	54.37	54.76	47.09	52.13	53.41	53.89	51.68
TOTAL	91.82	95.34	92.29	100.5	113.66	106.06	108.97	107.78	95.33	102.85	109.1	104.98	102.48

Fuente: Informes Anuales SubSector Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas
Elaboración Propia

4.2.1.2. Producción de Diésel

La producción histórica de diésel en nuestro país toma como base la producción a partir de refinerías y la planta de fraccionamiento de líquidos del gas natural de Pisco.

Cuadro 4.6: Producción histórica de Diésel 2 en el Perú (MBPD)

ORIGEN	TIPO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
REFINERÍAS	Diésel 2	46.15	48.21	52.10	1.41				
	Diésel B2				69.31	66.30	0.07	-	-
	Diésel B2 - S50					16.83	-	-	-
	Diésel B5					0.16	67.87	58.08	48.39
	Diésel B5 - S50					0.16	15.91	20.11	22.53
PLANTAS DE GAS	Destilados Medios	2.90	2.76	4.40	9.40	10.95	10.12	9.17	10.03
Total		49.05	50.97	56.50	80.12	94.40	93.97	87.36	80.95

Fuente: Informes Anuales SubSector Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas
Elaboración Propia

4.2.2. Demanda actual

Desde mediados de los 70's, la estructura de la demanda de hidrocarburos líquidos experimentó una sustantiva transformación, en un contexto de reducida exploración de nuevas reservas y de la caída constante de la producción nacional que, además, mostró una disminución en la calidad promedio del crudo nacional debido a que ahora se producen crudos más pesados de lotes petroleros ubicados en la Selva. Esto se explica en que la compañía Pluspetrol exporta la mitad de producción del Lote 1AB (crudo Loreto) debido a que no puede procesarse en las refinerías debido a su bajo API. En el año 2012, la demanda de diésel (97.6 MBPD) representa aproximadamente el 60% del consumo nacional (152.9 MBPD), lo que ha significado un incremento sostenido de las importaciones.

El parque automotor nacional ha ido incrementándose vertiginosamente en los últimos 10 años como consecuencia del aumento del ingreso per cápita y la oferta de créditos vehiculares por parte de los bancos.

Cuadro 4.7: Parque vehicular nacional estimado por años, según clase de vehículo: 2003 - 2012

CLASE DE VEHICULO	2003 R1	2004 R1	2005 R1	2006 R1	2007 R1	2008 R1	2009	2010	2011	2012
TOTAL	1,342,288	1,361,403	1,440,017	1,473,530	1,534,303	1,640,970	1,732,834	1,849,690	1,979,865	2,137,837
AUTOMOVIL	643,848	645,497	673,647	681,538	695,897	735,314	765,742	809,967	850,366	927,698
STATION WAGON	197,700	209,908	227,338	237,562	250,979	261,441	274,566	285,300	289,649	292,840
CAMTA. PICK UP	155,251	155,951	165,875	168,756	176,111	187,940	196,833	210,988	228,321	245,205
CAMTA. RURAL	126,391	129,077	137,941	145,434	159,829	184,328	207,067	235,889	272,596	318,484
CAMTA. PAHEL	23,515	24,930	26,850	28,177	29,684	32,498	34,172	36,184	37,847	39,476
OMNIBUS	45,193	45,851	47,788	47,873	48,542	49,882	51,563	54,389	56,704	59,088
CALDON	109,852	109,019	115,576	115,485	120,651	129,295	137,437	147,293	158,939	171,407
REMOLCADOR	17,107	17,282	17,602	18,319	20,872	24,890	26,457	28,679	30,779	33,722
REMOLQUE Y SEMI-REMOLQUE	22,416	22,888	27,430	28,386	30,728	35,382	38,027	41,001	44,664	48,917

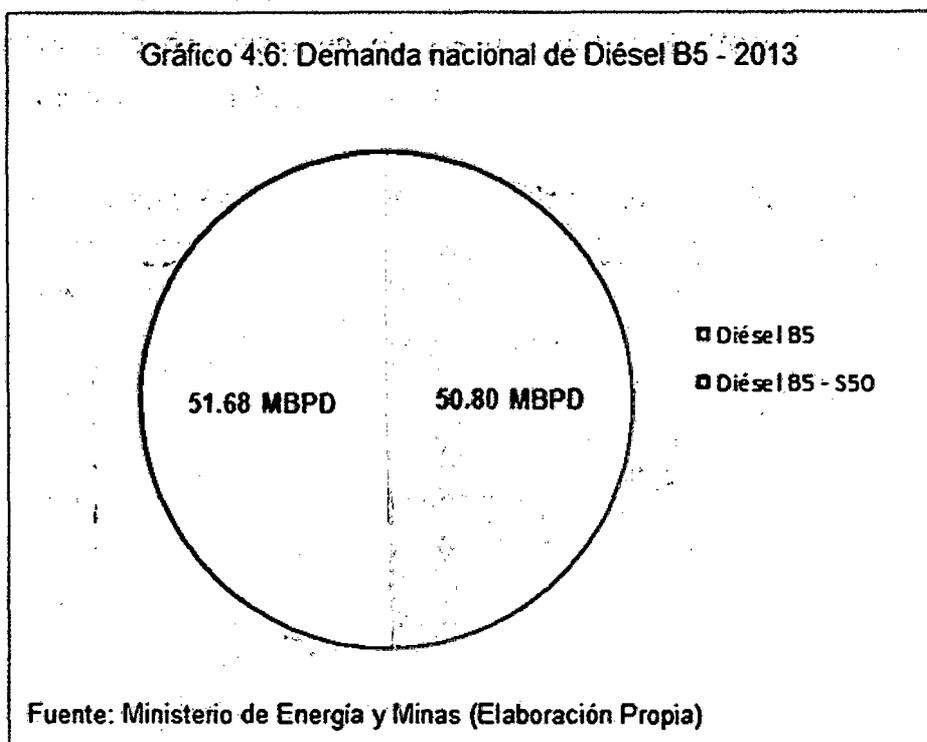
R1: Cifras revisadas, reajustadas por haberse detectado mayor incremento de inscripciones vehiculares a partir del año 2002.

Fuente: SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE LOS REGISTROS PUBLICOS - SUNARP.

Fuente: DGPP - OFICINA DE ESTADISTICA.

En el 2013, la demanda promedio de hidrocarburos fue del orden de los 167.4 mil barriles diarios (MBPD), de los cuales unos 102.4 mil barriles

diarios correspondían a diésel. De este consumo, solamente el 25% se produce con crudo nacional, un 48% se produce en base a petróleo crudo importado y el 27% restante es diésel importado.



Cuadro 4.8: Demanda actual de Diésel B5 en el Perú - 2013 (MBPD)

PRODUCTOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	PROM
Diésel B5	47.21	48.98	44.38	46.7	57.1	51.25	54.6	53.02	48.24	50.72	55.69	51.09	50.80
Diésel B5-S50	44.61	46.36	47.91	53.8	56.56	54.81	54.37	54.76	47.09	52.13	53.41	53.89	51.68
TOTAL	91.82	95.34	92.29	100.5	113.66	106.06	108.97	107.78	95.33	102.85	109.1	104.98	102.48

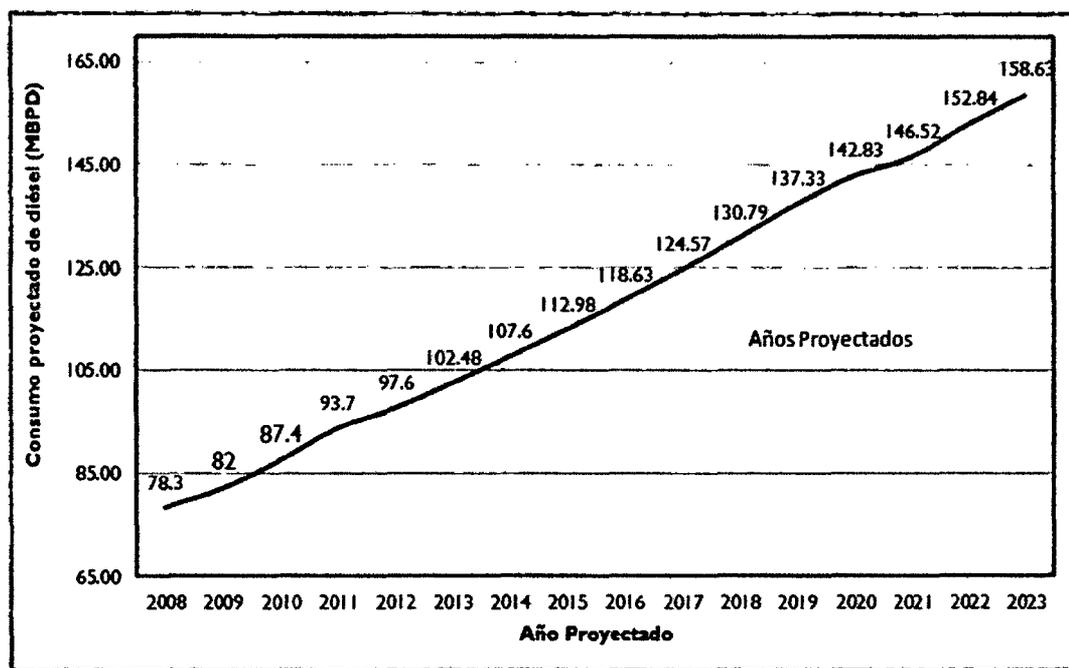
Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Elaboración Propia)

4.2.3. Proyección de la Demanda.

El diésel continuará siendo el combustible de mayor demanda en el período de estudio; se estima que su consumo se incrementará anualmente en 4.5 %, desde 102.48 MBPD en el año 2013 hasta 158.63 MBPD en el año 2023. Este incremento se debe principalmente al crecimiento económico del país y a su alto consumo en el transporte y maquinaria pesada. Es preciso indicar que si bien los sectores eléctrico e

industrial, se orientarán al uso del gas natural, este combustible difícilmente desplazará totalmente al diésel 2 en el transporte y en la maquinaria pesada. Asimismo, la demanda estimada incluyó el volumen de Biodiésel B100 en un 2% a partir del año 2009, 5% a partir del 2011 de acuerdo a lo dispuesto en el D.S 021-2007-EM “Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles”.

Gráfico 4.7: Proyección de la demanda nacional de diésel al año 2023



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Elaboración Propia)

4.3. Análisis de la oferta

Para analizar la oferta del diésel, se debe conocer las empresas del rubro, que produzcan diésel (de forma convencional).

En nuestro caso, el sector de refinación y comercialización en el Perú está caracterizado por la coexistencia de una empresa estatal (PETROLEOS DEL PERU – PETROPERU S.A.) y de empresas privadas tales como Refinería La Pampilla - Relapasa, Pluspetrol Norte S.A. y Maple Gas Corporation del Perú.

4.3.1. Oferta Actual

Si analizamos el flujo de abastecimiento, Petroperú y Relapasa son altamente dependientes del petróleo crudo y productos procedentes del exterior.

En la oferta, según el cuadro 4.9. se tiene la producción de diésel de las principales refinerías del Perú capacidades instaladas de unidades en Refinería La Pampilla y Refinería Talara. Estas empresas están produciendo casi a plena capacidad. No obstante, PETROPERU DEL PERÚ S.A., tiene proyectos de ampliación de planta, que aumentaría su capacidad.

Cuadro 4.9: Producción de diésel, según tipo y refinería, 2003 - 2012 (MBPD)

Refinería	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Diésel 2	37 441.6	38 457.7	48 546.3	51 124.8	54 869.8	57 878.1	11 110.8	11 903.1	11 146.9	9 882.0
Talara	11 691.8	15 458.4	17 686.0	18 575.0	20 495.5	21 763.1	996.6	473.3	101.2	177.6
Pampilla	21 529.9	17 651.5	22 678.4	23 416.6	25 361.6	22 792.4	-	-	-	-
Conchán	1 443.0	1 788.5	2 274.8	2 943.2	2 807.3	5 489.5	41.2	31.8	673.9	240.9
Iquitos	2 376.7	2 409.4	2 557.5	2 278.2	2 426.8	2 414.2	390.7	348.8	222.8	259.1
El Miagro	349.0	337.7	345.5	410.7	414.6	402.8	257.4	58.1	66.8	59.7
Pucallpa	51.2	612.2	612.3	589.6	597.7	613.7	28.4	40.7	-40.0	-22.2
Pisco Pluspetrol	-	-	2 391.8	2 911.5	2 766.3	4 402.5	9 396.4	10 950.4	10 122.2	9 166.8
Diésel B2	-	-	-	-	-	-	69 192.1	66 296.0	71.2	0.0
Talara	-	-	-	-	-	-	19 659.4	23 247.0	-	-
Pampilla	-	-	-	-	-	-	26 688.8	26 800.5	-	-
Conchán	-	-	-	-	-	-	20 452.8	13 585.2	-	-
Iquitos	-	-	-	-	-	-	1 806.8	1 803.8	-	-
El Miagro	-	-	-	-	-	-	165.2	365.3	-	-
Pucallpa	-	-	-	-	-	-	419.1	494.2	71.2	-
Diésel B5	-	164.9	67 866.9	58 075.8						
Talara	-	-	-	-	-	-	-	-	26 169.8	24 172.7
Pampilla	-	-	-	-	-	-	-	164.9	25 839.6	23 743.4
Conchán	-	-	-	-	-	-	-	-	13 038.9	7 320.3
Iquitos	-	-	-	-	-	-	-	-	2 051.8	2 023.0
El Miagro	-	-	-	-	-	-	-	-	457.8	528.5
Pucallpa	-	-	-	-	-	-	-	-	289.0	287.9
Diésel B5 - S50	-	15 911.3	20 107.4							
Talara	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pampilla	-	-	-	-	-	-	-	-	9 520.4	11 416.2
Conchán	-	-	-	-	-	-	-	-	6 391.0	8 691.2
Iquitos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Miagro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pucallpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Elaboración Propia)

4.4. Biocombustibles

En el país se ha venido realizando acciones para el uso de los Biocombustibles en la cadena de comercialización de Combustibles Líquidos y para ello se han promulgado las siguientes normativas:

- Ley N° 28054, Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles, publicado el 15 de julio del 2003.
- D.S. N° 013-2005-EM: Reglamento de la Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles, publicado el 30 de marzo del 2005.
- D.S. N° 021-2007-EM: Reglamento Comercialización de Biocombustibles publicado el 20 de abril del 2007.
- Resolución Ministerial N° 165-2008-MEM-DM, en el cual se establecen disposiciones relativas a la calidad y métodos de ensayo para medir las propiedades de los combustibles Diésel B2, Diésel B5 y Diésel B20.
- R.D. N° 014-2007-EF (03/03/07) aprueban directivas “Lineamientos del Programa de Promoción del Uso de Biocombustibles – PROBIOCOM”.
- R.D. N° 243-2008-EM/DGH (25/12/08): Establece período de transición durante el cual los agentes del mercado que no cuenten con autorizaciones para recibir, almacenar, despachar, transportar y comercializar diésel 2, puedan recibir, almacenar, transportar y comercializar Diésel B2, y los autorizan para mezclar progresivamente existencias de Diésel 2 con Biodiésel B100.

En estas normativas se indica la obligatoriedad de comercializar los Biocombustibles: Diésel BX y los Gasoholes, así como cumplir con los porcentajes de mezcla respectivos.

4.4.1. Biodiésel B100 en el Diésel

Desde el 01 de enero del 2009 en el país, se inició la comercialización de diésel B2 la cual corresponde a Diésel 2 mezclado con Biodiésel B100 en una proporción en volumen de 98% del Diésel 2 y 2% de Biodiésel B100 y desde el 01 de enero del 2011 se inició la comercialización de Diésel B5

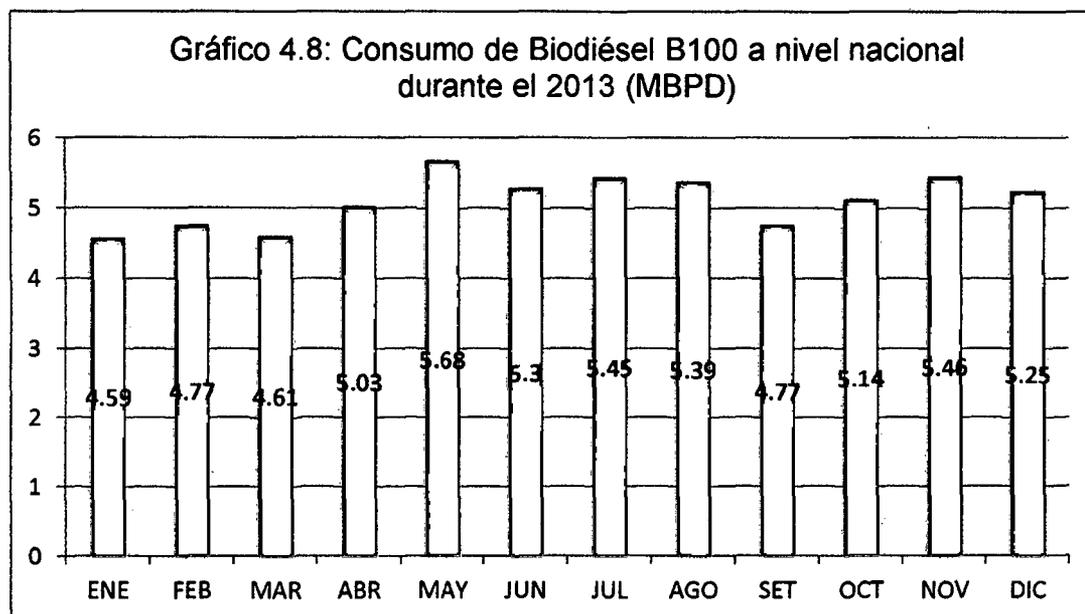
que corresponde a Diésel 2 mezclado con Biodiésel B100 en una proporción en volumen de 95% del Diésel 2 y 5% de Biodiésel B100 reemplazando al Diésel B2.

Basados en el porcentaje de biodiésel y diésel en el Diésel B5 fue posible estimar el volumen de Biodiésel B100 que fue comercializado (como componente del Biodiésel) a nivel nacional durante el año 2013. Este volumen se obtiene calculando los volúmenes mensuales acumulados del Diésel B5 y Diésel B5 - S50, y de este total, el volumen de Biodiésel B100 corresponde al 5%.

Cuadro 4.10: Volumen de Biodiésel B100 comercializado en el 2013 (MBPD)

PRODUCTOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
BIODIESEL B100	4.59	4.77	4.61	5.03	5.68	5.30	5.45	5.39	4.77	5.14	5.46	5.25

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Elaboración Propia)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Elaboración Propia)

4.5. Precios del Diésel

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N° 26221) señala, en el Art. 77° que los precios de los hidrocarburos se rigen por la oferta y la demanda. Dicha Ley también establece el desarrollo del sector hidrocarburos sobre la base de libre

competencia y promoción de la libertad empresarial en todas las actividades de sector. Por lo tanto, los precios y márgenes de comercialización de los combustibles no están regulados, siendo estos determinados por el mercado.

De esta manera, por lo general, la determinación de precios domésticos de los combustibles sigue el criterio de precios de paridad de importación. Esta política de precios se fundamenta en que la paridad de importación representa el costo alternativo que tienen los combustibles para un país importador de petróleo (alternativa de importar los combustibles versus producirlos localmente). Para cada combustible, el precio de paridad de importación se calcula como el costo de importarlo desde la Costa del Golfo en Estados Unidos.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos, también redefinió el rol del Estado como ente rector y promotor del sector hidrocarburos. En tal sentido, el Estado interviene en el mercado de combustibles a través de los siguientes mecanismos:

- En primer lugar, el Estado Peruano interviene en el mercado de combustibles a través de Petroperú estableciendo tendencias en los precios.
- En segundo lugar, el Estado interviene a través de la carga tributaria aplicada a los combustibles a través del Impuesto Selectivo al Consumo, Impuesto al Rodaje e Impuesto General a las Ventas, el cual se manifiesta en los precios a usuarios finales.
- En tercer lugar, el Estado interviene a través de establecimiento de precios referenciales de combustibles publicados semanalmente por OSINERGMIN, conforme a los lineamientos de la R.D. N° 122-2006 – EM/DGH. Los precios de referencia no se consideran legalmente vinculantes para la decisión comercial de las empresas pero constituyen un punto focal para la opinión pública en relación a las políticas de las empresas comercializadoras de

combustibles, y a los efectos de los cambios en la cotización internacional de éstos.

- Finalmente, el Estado interviene a través del establecimiento del FEPC (Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles) para evitar que la alta volatilidad de los precios internacionales del petróleo y sus derivados se traslade a los consumidores del mercado interno.

De manera adicional a los precios netos de los combustibles, en los cuales existen pocas diferencias vinculadas al proceso productivo o poder calorífico, los impuestos aplicables a los mismos introducen diferencias importantes. En la actualidad, la carga tributaria relativa entre los combustibles muestra una estructura distorsionada en relación a un uso correcto de la política tributaria para combatir las externalidades ambientales que el consumo de combustibles genera en el medio ambiente.

Por ejemplo, mientras el precio neto de la gasolina de 97 octanos es similar al precio del diésel, una vez aplicados los impuestos, el precio ex – planta (precio sin margen comercial) de la gasolina de 97 octanos es sustancialmente superior al precio del Biodiésel B5. Lo mismo se puede constatar en los impuestos aplicados a la gasolina de 97 octanos frente a la de 84 octanos, teniendo esta última mayor poder contaminante que la primera.

Cuadro 4.11: Estructura de Precios de los Combustibles - 2013

	Precio Refinería	Impuesto Rodaje (8%)	I.S.G.	I.G.V. (18%)	Sub Total	Margen Comercial	Precio Final
Gas Licuado de Petróleo	1.83	0	0	0.33	2.16	1.41	3.57
Gasohol 97	8.67	0.69	2	2.05	13.41	3.13	16.54
Gasohol 95	8.5	0.68	1.83	1.99	12.99	2.84	15.83
Gasohol 90	7.97	0.64	1.67	1.83	12.01	1.38	13.39
Gasohol 84	7.47	0.6	1.17	1.66	10.9	1.63	12.53
Biodiésel B5	8.67		1.2	1.78	11.65	0.79	12.44
Petróleo Industrial II° 6	6.36		0.39	1.22	7.97		7.97
Petróleo Industrial II° 500	6.25		0.38	1.19	7.82		7.82

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Elaboración Propia.

CAPÍTULO 5

LOCALIZACION Y DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA

Este capítulo está referido a la ubicación y el tamaño de la nueva unidad, donde se consideran los siguientes elementos:

- Cercanía al mercado.
- Proximidad a las materias primas.
- Medios y costos de transporte.
- Disponibilidad y costo de mano de obra.
- Política ambiental, legal y tributaria.
- Disponibilidad de servicios básicos.
- Requerimiento de infraestructura industrial.

5.1. Ubicación de Nuestra Unidad en Base a Factores Predominantes

Debido a que se consideran mercados geográficamente distintos y fuentes de materia prima en regiones diversas, se realizará un análisis de las variables geográficas en el presente proyecto. Para el funcionamiento óptimo de la unidad HDS se recomienda la construcción en una zona con proximidad a materias primas, combustible, cercanía al mercado, disponibilidad de mano de obra, energía eléctrica, agua y servicios de transporte.

Cabe resaltar que el presente proyecto consiste en abastecer combustible diésel S-50 al mercado nacional. En el Perú, la totalidad de diésel producido en las refinerías⁵ presenta un contenido de azufre máximo 5000 ppm, es por esta razón, que debe adaptarse un proceso de HDS para producir diésel S-50. La refinería seleccionada deberá tener una ubicación estratégica que guarde el mejor equilibrio económico, social y medioambiental.

⁵ El volumen producido de diésel sin desulfurizar por Refinería Talara y Refinería La Pampilla en el 2012 fue aproximadamente 48 MBPD de acuerdo al cuadro 4.9.

5.2. Métodos de Evaluación

5.2.1. Métodos de Evaluación por Factores no Cuantificables

Las principales técnicas subjetivas utilizadas solo tienen en cuenta factores cualitativos y no cuantitativos, que tienen mayor validez en la selección de la macro-zona que en la ubicación específica de la planta. Los 3 métodos que se destacan los denominados como: Antecedentes Industriales, Factor Preferencial y Factor Dominante.

El Método de los Antecedentes Industriales supone que si en una zona se instala una planta de una Industria similar, esta será adecuada para el proyecto. Las limitaciones de este método son obvias, desde el momento que realiza un análisis estático cuando es requerido uno dinámico.

No más objetivo es el criterio del Factor Preferencial, que basa la selección en la preferencia personal de quién debe decidir (ni siquiera del analista). Así, la elección de la localización de la unidad puede relegar en prioridad a los factores económicos al adoptar la decisión final.

El criterio del Factor Dominante, más que una técnica, es un concepto, puesto que no otorga Alternativas a la localización. Es el caso de la minería o el petróleo, donde la fuente de los minerales condiciona la ubicación. La única alternativa que queda es no instalarse.

5.2.2. Método Cualitativo por Puntos

Este método consiste en definir los principales factores determinantes de una localización, para asignarles valores ponderados de peso relativo, de acuerdo con la Importancia que se les atribuye. El peso relativo, sobre la base de una suma igual a uno, depende fuertemente del criterio y experiencia del evaluador. Al comparar dos o más localizaciones opcionales, se procede a asignar una calificación a cada factor en una localización de acuerdo a una escala predeterminada como por ejemplo de cero a diez.

La suma de las calificaciones ponderadas permitirá seleccionar la localización que acumule el mayor puntaje.

Para una decisión entre tres localizaciones, el modelo se aplica como indica el siguiente cuadro:

Factor	Peso	Zona	A	Zona	B	Zona	C
		Calificación	Ponderación	Calificación	Ponderación	Calificación	Ponderación
Materia prima	0.35	5	1.75	5	1.75	4	1.4
Cercanía Mercado	0.1	8	0.8	3	0.3	3	0.3
Costo insumos	0.25	7	1.75	8	2	7	1.75
Clima	0.1	2	0.2	4	0.4	7	0.7
Mano de obra	0.2	5	1	6	1.6	6	1.2
TOTAL			5.5		6.05		5.35

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

5.2.3. Método de Ponderación de factores. Variación de Brown y Gibson

En este método se combinan factores posibles de cuantificar con factores subjetivos a los que asignan valores ponderados de peso relativo. El método consta de cuatro etapas:

5.2.3.1. Cálculo de la Medida de Localización del Factor Objetivo (FO_i)

Normalmente los factores objetivos son posibles de cuantificar en términos de costo, lo que permite calcular el costo total anual de cada localización C_i. Luego, el FO_i se determina al multiplicar C_i por la suma de los recíprocos de los costos de cada lugar (1/C_i) y tomar el recíproco de su resultado:

$$\text{Medida de Localización de Factor Objetivo} = FO_i = \left[COF_i \sum \left(\frac{1}{COF_{in}} \right) \right]^{-1}$$

Supóngase que en un proyecto se han identificado tres localizaciones que cumplen con todos los requisitos exigidos. En todas ellas, los costos de materia prima, transporte, mano de obra, energía e

impuestos diferentes. En el siguiente cuadro se muestran los costos anuales supuestos y el cálculo del FO_i .

	<i>Materia Prima</i>	<i>Transporte</i>	<i>Mano de Obra</i>	<i>Energía</i>	<i>Impuestos</i>	<i>Costo Total</i>
A	100	50	100	80	100	430
B	90	80	80	90	80	420
C	80	100	70	100	60	410

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

La medida de localización del Factor Objetivo para cada localización se obtiene mediante la sustitución de valores determinados en la anterior ecuación (FO_i).

De esta forma, las medidas obtenidas de calificación para cada localización son las que se muestran a continuación. Al ser siempre la suma de los FO_i igual a 1, el valor que asume cada uno de ellos es siempre un término relativo entre las distintas alternativas.

$$\begin{aligned}
 \text{Medida de Localización de Factor Objetivo} &= FO_i = \left[COF_i \sum \left(\frac{1}{COF_{in}} \right) \right]^{-1} \\
 &= FO_A = \left[430 \left(\frac{1}{430} + \frac{1}{420} + \frac{1}{410} \right) \right]^{-1} = 0,325458325 \\
 &= FO_B = \left[420 \left(\frac{1}{430} + \frac{1}{420} + \frac{1}{410} \right) \right]^{-1} = 0,333207334 \\
 &= FO_C = \left[410 \left(\frac{1}{430} + \frac{1}{420} + \frac{1}{410} \right) \right]^{-1} = 0,325458325
 \end{aligned}$$

5.2.3.2. Cálculo de la Medida de Localización del Factor Subjetivo (FS_i)

El carácter subjetivo de los factores de orden cualitativo, hacen necesario asignar una medida de comparación como el valor de los distintos factores en orden relativo, mediante tres etapas:

Determinar la calificación W_i para cada localización en base a las calificaciones del factor en la localidad respecto del total de ese mismo factor para todas las localizaciones.

Dar una calificación R_{ij} para cada factor en base a las calificaciones del factor en la localidad respecto del total de los factores para esa misma localidad.

Para cada localización, combinar la calificación del factor W_j con su ordenación jerárquica R_{ij} , para determinar la Medida del Factor Subjetivo (FS_i), de acuerdo a la siguiente forma:

$$\text{Medida de Localización de Factor Objetivo} = FS_i \sum (R_{ij} * W_j)$$

Supóngase que los Factores Subjetivos son el clima, las instituciones recreativas, servicios complementarios y disponibilidad de mano de obra y el resultado de las asignaciones mostradas en el siguiente cuadro, donde se asigna un valor 1 al más relevante y cero al menos importante.

	A	B	C	Suma
K1: Clima	0,7	0,7	0,6	2,0
K2: Instituciones recreativas	0,8	0,6	0,5	1,9
K3: Servicios complementarios	0,3	0,4	0,3	1,0
K4: Costo de vida	0,2	0,3	0,5	1,0
K5: Disponibilidad de Mano de Obra	0,4	0,5	0,7	1,6
Suma	2,4	2,5	2,6	

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

El análisis permite la elaboración del índice de importancia relativa W_i que se utiliza para determinar el ordenamiento jerárquico R_{ij} de cada factor subjetivo, en la forma que se indica el siguiente cuadro:

	A	B	C	Suma	W_A	W_B	W_C
K1: Clima	0,7	0,7	0,6	2,0	0,350	0,350	0,300
K2: Instituciones recreativas	0,8	0,6	0,5	1,9	0,421	0,316	0,263
K3: Servicios complementarios	0,3	0,4	0,3	1,0	0,300	0,400	0,300
K4: Costo de vida	0,2	0,3	0,5	1,0	0,200	0,300	0,500
K5: Disponibilidad de Mano de Obra	0,4	0,5	0,7	1,6	0,250	0,313	0,438
Suma	2,4	2,5	2,6				
	R_{K1}	0,292	0,280	0,231			
	R_{K2}	0,333	0,240	0,192			
	R_{K3}	0,125	0,160	0,115			
	R_{K4}	0,083	0,120	0,192			
	R_{K5}	0,167	0,200	0,269			

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

Reemplazando en la ecuación para FS_i se obtiene el valor de la medida del factor subjetivo para cada una de las localizaciones consideradas. Como puede observarse, la suma de los resultados para todas las localizaciones resulta igual a 1.

$$FS_A = 0,350 * 0,292 + 0,421 * 0,333 + 0,300 * 0,125 + 0,200 * 0,083 + 0,250 * 0,167 = 0,338243$$

$$FS_B = 0,350 * 0,280 + 0,316 * 0,240 + 0,400 * 0,160 + 0,300 * 0,120 + 0,313 * 0,200 = 0,33644$$

$$FS_C = 0,300 * 0,231 + 0,263 * 0,192 + 0,300 * 0,115 + 0,500 * 0,192 + 0,438 * 0,269 = 0,368118$$

5.2.3.3. Cálculo de la Medida de Preferencia de Localización (MPL)

Una vez valorados en términos relativos los valores objetivos y los valores subjetivos de localización, se procede a calcular la medida de preferencia de localización mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Medida de Preferencia de Localización} = MPL_i = k(FO_i) + (1-k)(FS_i)$$

La importancia relativa diferente que existe entre factor objetivos y los subjetivos de localización hace necesario asignarle una ponderación k a uno de los factores y $(1 - k)$ al otro, de tal manera que se expresa entre ellos la importancia relativa.

Si para nuestro ejemplo se considera que los factores objetivos cuentan con un peso relativo del 70%, mientras que los factores

subjetivos se les asigna un peso relativo del 30%, se reemplazan los valores en la última fórmula y determinan las medidas de preferencias de localización para cada una de las localizaciones estudiadas.

$$MPL_A = (0,33548325 * 0,70) + (0,338243 * 0,30) = 0,336311$$

$$MPL_B = (0,33320733 * 0,70) + (0,336440 * 0,30) = 0,334177$$

$$MPL_C = (0,34133434 * 0,70) + (0,368118 * 0,30) = 0,349369$$

5.2.3.4. Selección del lugar.

De acuerdo con el método de Brown y Gibson, la alternativa elegida es la localización C, puesto que recibe el mayor valor de medida de ubicación. Si se hubiesen comparado exclusivamente los valores objetivos, esta opción no habría sido la más atractiva; sin embargo, la superioridad con que fueron calificados sus factores subjetivos la hace ser más atractiva.

Es fácil apreciar, por otra parte, que un cambio en la ponderación entre factores objetivos y subjetivos podría llevar a un cambio en la decisión.

5.3. Selección de Método para Localización de la Unidad

En el presente proyecto se ha seleccionado el *Método Cualitativo por Puntos* debido a que no se tienen datos exactos sobre los costos de los diferentes parámetros que influyen en la selección de la localización, por los cuales se debe trabajar con estimaciones.

Cuadro 5.1: Factores y subfactores a considerar para la localización de la unidad

MERCADO	Distribución actual y futura de productos
	Distancias y costos de transporte. Productos para consumo y/o refinación
	Precio actual (tendencia) de los productos
	Productos sustitutos

MATERIA PRIMA	Cercanos a la fuentes de materia prima con grandes reservas
	Disponibilidad y costos de transporte
TRANSPORTE	Cercanía a refineras
	Vía terrestre y marina
	Costos de transporte
MANO DE OBRA	Disponibilidad
	Costo de mano de obra
	Niveles de capacitación
	Comportamiento locales de mano de obra
POLITICA AMBIENTAL, LEGAL Y TRIBUTARIA	Normas y reglamentos de control ambiental
	Existencia de cuerpos de agua que puedan resultar afectados
	Existencia de comunidades indígenas u otras restricciones gubernamentales y legales para uso de interés
	Regímenes impositivos y regalías
DISPONIBILIDAD DE SERVICIOS BÁSICOS	Disponibilidad en cantidad y calidad
	Régimen tarifario
	Interconexión a la red de información nacional e internacional

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

5.4. Análisis de Posibles Refinerías para Localizar la Nueva Unidad de HDS

Dado que la refinería donde se va a ubicar la nueva unidad de HDS tiene una gran capacidad de procesamiento para poder abastecer al país, la búsqueda se reduce a 2 refinerías:

➤ Refinería Talara

La Refinería Talara está ubicada en la ciudad de Talara, Región Piura, a 1185 km al Norte de Lima. La capacidad actual de procesamiento es de 62.0 MBPD, siendo la segunda de mayor refinación del país. El área que abarca la refinería es de 128,9 hectáreas. Cabe resaltar que esta refinería

se encuentra en proyecto de ampliación a 95.0 MBPD después de que la Comisión de Energía y Presupuesto del Congreso de la República aprobara la modernización de la refinería en mención.

➤ **Refinería La Pampilla**

Ubicada en el distrito de Ventanilla de la provincia de Callao en el Km. 21.5 de la autopista a Ventanilla. La capacidad de procesamiento es de 102.0 MBPD. Es la Refinería con mayor capacidad de procesamiento en el país.

5.4.1. Cercanía al Mercado

➤ **Refinería Talara**

Debido a que el proyecto trata el tratamiento y la comercialización de diésel 2, conviene rescatar que el mercado comercial de hidrocarburos en esta zona se encuentra muy desarrollado, debido principalmente a la alta capacidad de producción instalada en Refinería Talara, la cual procesa aproximadamente 17.0 MBPD de Diésel 2, de los cuales Piura consume solo 4.50 MBPD y el resto es distribuido a nivel nacional.

➤ **Refinería La Pampilla**

Lima Metropolitana y el Callao representan el 33% de la demanda de combustible diésel en el Perú donde se registró un consumo aproximadamente de 30 MBPD en el 2012. Así mismo, concentra el 65% de grifos a nivel nacional y el parque automotor más grande del país.

La ubicación en la zona centro del litoral peruano permitirá abaratar el transporte y la distribución de este producto en toda la cuenca del pacífico.

5.4.2. Proximidad a las Materias Primas

➤ Refinería Talara

La provincia de Talara tiene la ventaja de tener petróleo crudo en su territorio, pero este se consigue a Precio de Paridad de Importación debido a que el Perú es deficitario de petróleo.

La producción de petróleo en la provincia de Talara en el 2011 fue 41.9 MBPD y en el 2012 fue 41.6 MBPD. El resto del crudo procesado es importado y el déficit de diésel se cubre comprando ULSD importado.

Después de procesar el petróleo crudo se obtiene la materia prima para la futura unidad de HDS.

➤ Refinería La Pampilla

La Refinería La Pampilla se encuentra en el Callao, una zona donde no existe presencia de petróleo crudo. Es por eso que debido a la escasez en la zona, importa más del 95% del crudo que procesa, principalmente de países como Ecuador, Venezuela, Nigeria y Colombia. El crudo restante proviene del Crudo Selva que se compra para producir asfaltos.

5.4.3. Servicios de Transporte

➤ Refinería Talara

El transporte del petróleo crudo nacional se realiza por ducto a la misma refinería proveniente de las diferentes operadoras petroleras lo cual no genera costos significativos y el crudo importado proviene por embarcaciones el cual tiene un costo de transporte por flete. El medio de transporte para la comercialización del diésel dentro del sector se realiza a través de camiones cisternas a las distintas localidades de Piura y Tumbes; y por embarcaciones a los terminales del país tales

como Eten, Salaverry, Chimbote y Supe por el norte y Pisco, Mollendo e Ilo por el sur distribuyéndose a las ciudades de costa y sierra.

➤ **Refinería La Pampilla**

El costo de transporte es menor que Refinería Talara dado que la Refinería La Pampilla se encuentra en el centro geográfico del país teniendo una conexión más próxima con los principales terminales del litoral peruano, una variable que no tiene la Refinería Talara. Cabe resaltar que la distribución del diésel para los terminales del país es similar al de Refinería Talara.

5.4.4. Disponibilidad de Mano de Obra

➤ **Refinería Talara**

La población económicamente activa (PEA) de la provincia de Talara representa el 54%, mientras que la PEA a nivel provincia representa en promedio el 91.6%, no obstante este alto porcentaje de población ocupada solo representa el 14% de la PEA nacional.

La Región Piura no presenta suficiente disponibilidad de mano de obra calificada para la construcción de la nueva unidad. Dada estas circunstancias, se tendrá que cubrir personal desde la ciudad de Lima incurriendo en gastos por viáticos.

➤ **Refinería La Pampilla**

A abril del 2013, el 94.9% de la Población Económicamente Activa de Lima Metropolitana cuenta con empleo. De acuerdo al nivel Educativo, la mayor parte tiene estudios secundarios (51.6%), seguido de quienes tienen estudios superiores universitarios y no universitarios (37.1%). En menor proporción están los que cuentan con primaria completa (5.8%), y primaria incompleta o sin nivel (5.4%).

La provincia se caracteriza por tener diversidad de actividades económicas que dan origen a un mercado de trabajo con debilidades y fortalezas. Una de las principales fortalezas se debe a que la mano de obra se encuentra centralizada en toda la provincia, pudiendo contar con personal técnico altamente capacitado.

5.4.5. Eliminación de Efluentes o Residuos

➤ Refinería Talara

Como parte del análisis de área de influencia se presentan ciertos aspectos ambientales significativos asociados a este tipo de proyecto, siendo estos la presencia física de la planta, las emisiones a la atmósfera, gestión de emisiones líquidas, gestión de residuos sólidos, manejo de sustancias peligrosas, efecto social y económico (como generación de empleo directo e indirecto en la zona).

Dada la mezcla de crudo importado con alto contenido de azufre y crudo nacional con bajo contenido de azufre, Refinería Talara presenta menores emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera influenciado por una carga menor que Refinería La Pampilla.

Cuadro 5.2: Emisiones de Gases del Efecto Invernadero. Refinería Talara

Tipo de emisiones GEI	Peso de emisiones GEI (TM/año)
Emisiones directas	
CO ₂	136,872.19 TM/año
CH ₄	2.46 TM/año
N ₂ O	0.25 TM/año
Emisiones indirectas	
CO ₂	29,262.63 TM/año
Total de emisiones	166,134.82 TM CO₂/año

Fuente: Reporte de sostenibilidad. Refinería Talara
Elaboración Propia.

El total de emisiones atmosféricas significativas de Refinería Talara son:

Cuadro 5.3: Emisiones Atmosféricas Refinería Talara

Tipo de emisiones atmosféricas	Peso de emisiones atmosféricas (TM/año)
Emisión NO _x	1,474 TM/año
Emisión SO _x	6,903 TM/año
Emisión CO	242 TM/año
Emisión Partículas	724 TM/año
Total de emisiones atmosféricas	9,343 TM/año

Fuente: Reporte de sostenibilidad. Refinería Talara
Elaboración Propia.

La cantidad de residuos sólidos generados por las operaciones de Refinería Talara:

Cuadro 5.4: Tipos de Residuos. Refinería Talara.

Tipos de residuos	Total
Residuos peligrosos	4,072 TM
Residuos no peligrosos	1,022 TM
Total de residuos	5,094 TM

Fuente: Reporte de sostenibilidad. Refinería Talara
Elaboración Propia.

➤ Refinería La Pampilla

Refinería La Pampilla está alineado con los más estrictos programas de medioambiente por lo cual no generaría efectos negativos significativos para la ciudad de Lima y Callao ni zonas aledañas pero teniéndose en cuenta que el crudo importado con alto contenido de azufre y mayor carga que Refinería Talara, emite mayores emisiones de gases del efecto invernadero a la atmosfera.

Cuadro 5.5: Emisiones de Gases del Efecto Invernadero. Refinería La Pampilla

Tipo de emisiones atmosféricas	Peso de emisiones atmosféricas (TM/año)
Emisión NO _x	1,519 TM/año
Emisión SO _x	7,618 TM/año
Emisión CO	2,261 TM/año
Emisión Partículas	2,949 TM/año
Total de emisiones atmosféricas	14,347 TM/año

Fuente: Reporte de sostenibilidad. Refinería La Pampilla
Elaboración Propia.

El total de emisiones atmosféricas significativas de Refinería La Pampilla son:

Cuadro 5.6: Emisiones Atmosféricas Refinería La Pampilla

Tipo de emisiones atmosféricas	Peso de emisiones atmosféricas (TM/año)
Emisión NO _x	1,519 TM/año
Emisión SO _x	7,618 TM/año
Emisión CO	2,261 TM/año
Emisión Partículas	2,949 TM/año
Total de emisiones atmosféricas	14,347 TM/año

Fuente: Reporte de sostenibilidad. Refinería La Pampilla
Elaboración Propia.

La cantidad de residuos sólidos generados por las operaciones de Refinería La Pampilla:

Cuadro 5.7: Tipos de Residuos. Refinería La Pampilla

Tipos de residuos	Total
Residuos peligrosos	1,656 TM
Residuos no peligrosos	4,556 TM
Total de residuos	6,212 TM

Fuente: Reporte de sostenibilidad. Refinería La Pampilla
Elaboración Propia.

5.4.6. Disponibilidad de Servicios Básicos

5.4.6.1. Gas Combustible

➤ Refinería Talara

Actualmente en el área de Talara se usa el gas natural como combustible en la industria y en la generación eléctrica. La Empresa Eléctrica de Piura (EPPSA), es una filial de la compañía generadora Española ENDESA que se dedica a la generación y comercialización de electricidad.

Actualmente los hornos y calderos de Refinería Talara emplean gas natural suministrado por la empresa EPPSA cuyo consumo promedio en el 2012 fue 6.5 MMSCFD, además del gas de refinería. El gas natural también será suministrado a la unidad de HDS para la producción de hidrógeno.

Cuadro 5.8: Consumo de Energía. Refinería Talara

Fuente de Energía	Consumo de energía (GJ)
Gasoholes	259.19
Diésel 2 y Biodiésel B5	5,098.06
Gas Natural	2,432,735.52
Total de energía consumida	2,438,092.77

Fuente: Reporte de sostenibilidad. Refinería Talara
Elaboración Propia.

➤ Refinería La Pampilla

El consumo de combustible en Refinería La Pampilla es generada por los gases de refinería de las diferentes unidades de procesos. También se usa aceite combustible para plantas de energía eléctrica, calderos y hornos.

Cuadro 5.9: Consumo de Energía. Refinería La Pampilla.

Fuente de Energía	Consumo de energía (GJ)
Fuel Oil	1,063,275
Fuel Gas	298,283
Gas Oil	1,220,847
Residual de Vacío	4,387,900
Total de energía consumida	6,970,305

Fuente: Reporte de sostenibilidad. Refinería La Pampilla.
Elaboración Propia.

5.4.6.2. Energía Eléctrica

➤ Refinería Talara

La energía eléctrica será abastecida por la empresa EnerSur S.A. la cual se dedica a las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con la legislación aplicable a estas actividades.

En agosto del 2012, EnerSur firmó un contrato para el abastecimiento de energía eléctrica a la Refinería Talara de Petroperú por una potencia promedio de 8.9 MW.

➤ Refinería La Pampilla

La Planta de Cogeneración permite generar energía eléctrica para autoabastecer el 80% de la refinería. El mayor beneficio es la autonomía en el suministro de energía eléctrica que se obtiene, que permite un menor costo de este importante insumo.

Fue puesta en servicio en el 2002. Se instaló para disponer de un suministro eléctrico confiable (libre de cortes de tensión) y de bajo costo. Cuenta con una turbina que genera 9 MW de potencia eléctrica a partir del gas combustible sub-producto del proceso. El

consumo restante 2MW lo obtiene de la red eléctrica nacional a través de la empresa Luz del Sur.

5.4.6.3. Agua

➤ Refinería Talara

La Refinería Talara se abastece de agua desmineralizada a través de la empresa PRIDESA, la cual cuenta con una planta de Osmosis Inversa para la desalinización del agua de mar, dentro de la refinería. El consumo promedio por parte de Refinería Talara en el 2012 fue 1300 metros cúbicos por día. El agua potable requerida es suministrada por la empresa EPS Grau S.A. El agua de mares usada como agua de enfriamiento siendo bombeada a la refinería y retornada al mar después de su uso. El consumo promedio en el 2012 fue 914 metros cúbicos por día.

➤ Refinería La Pampilla

El volumen total de agua consumida por Relapasa en el año 2010 fue de 1'649,016 TM lo que equivale a 4517 metros cúbicos de agua por día.

El agua consumida es extraída de pozos subterráneos que se envían a un proceso de prefiltrado donde se eliminan los sólidos y arenas, luego es llevada a un proceso de osmosis inversa para eliminar las sales y finalmente es desionizada. Después de esto, es enviada como agua industrial (80%) y agua potable (20%) a la refinería.

5.4.7. Factores relacionados con la Comunidad

➤ Refinería Talara

La provincia de Talara tiene una población aproximada de 140.000 habitantes, las condiciones de pobreza abarca a más de la mitad de la

población, debido a los niveles de escolaridad alcanzados por su población y las condiciones medias de infraestructura de las viviendas. De este modo la densidad poblacional de la provincia Talara es de 54 hab/Km², de la cual el 99% se encuentra en el área urbana.

La población de Talara muestra una percepción positiva al desarrollo de la industria de hidrocarburos en su región, debido a que dicha zona se encuentra familiarizada a la exploración y comercialización de petróleo, lo cual es un indicador positivo en el análisis del proyecto de construcción de una planta de producción de hidrogeno.

Dentro de los principales impactos positivos para la población se encuentra la generación de empleo y mejoramiento de la productividad, lo cual se reflejara en la mejora de ingresos, aumento de la canasta familiar, desarrollo del comercio debido a un mayor poder adquisitivo.

➤ **Refinería La Pampilla**

Dentro de la provincia del Callao, Ventanilla encierra una poblacional aproximada de 277,685 habitantes, las condiciones económicas de la población no difieren de la media promedio del país, aun cuando la elevada densidad poblacional requiera mayor comprensión del área.

Callao es una provincia altamente industrializada, por tanto se espera una percepción positiva al desarrollo de la industria de hidrocarburos.

La generación de empleo y mejoramiento de la productividad, es el principal efecto positivo del desarrollo industrial, lo cual se reflejara en la mejora de ingresos.

5.5. Calificación de Subfactores para Localización de Unidad HDS

La evaluación comparativa es realizada en base a un puntaje asignado (P) sobre los subfactores seleccionados, afectado por un peso relativo para obtener una calificación por subfactor (I), la escala de puntuación usada es: Malo=1, Regular=2, Normal=3, Bueno=4 y Muy bueno=5.

Cuadro 5.10: Calificación de subfactores para la localización de la unidad

Factores	Subfactores	Peso relativo del subfactor	Alternativas de localización				Observaciones
			La Pampilla		Talara		
			P	I	P	I	
MERCADO	Distribución actual y futura de productos	0.2	4	0.8	5	1	Las grandes empresas distribuidoras se encuentran en Lima
	Distancias y costos de transporte. Productos para consumo y/o refinación	0.5	4	2	4	2	El mercado principal se encuentra cerca de las refinerías
	Precio actual (tendencia) de los productos	0.1	3	0.3	3	0.3	Las empresas distribuidoras tienen menor impacto de precios sobre el consumo de combustibles
	Productos sustitutos	0.2	2	0.4	4	0.8	Se considera que Lima tiene una enorme influencia como sustituto de combustibles líquidos
	Puntaje promedio por alternativa	1		3.5		4.1	
MATERIA PRIMA	Cercanos a la fuentes de materia prima con grandes reservas	0.5	1	0.5	5	2.5	La fuente principal de materia prima a nivel nacional se encuentra en Talara
	Disponibilidad y costos de transporte	0.5	2	1	4	2	El 95% de la materia prima de Refinería La Pampilla se importa del extranjero. En cambio, Refinería Talara procesa 30 - 40% de crudo importado.
	Puntaje promedio por alternativa	1		1.5		4.5	
TRANSPORTE	Cercanía a refinerías	0.5	5	2.5	4	2	Refinería La Pampilla presenta menores costos de transporte por ubicarse en el centro geográfico del país
	Vía terrestre y marina	0.2	5	1	4	0.8	Los terminales se encuentran en el litoral del país. Los accesos pueden ser por vía terrestre y marina.
	Costos de transporte	0.3	3	0.9	4	1.2	La zona donde se encuentra la materia prima tiene costos de transporte menores
	Puntaje promedio por alternativa	1		4.4		4	
MANO DE OBRA	Disponibilidad	0.3	5	1.5	3	0.9	La ciudad de Lima tiene mano de obra altamente calificada
	Costo de mano de obra	0.3	5	1.5	3	0.9	El costo de mano de obra en Lima es mas caro.
	Niveles de capacitación	0.3	4	1.2	4	1.2	La mano de obra en ambas refinerías se encuentra altamente capacitada
	Comportamiento locales de mano de obra	0.1	4	0.4	4	0.4	A través de la tendencia del recurso humano, la empresa debe velar por las nuevas necesidades de la empresa.
	Puntaje promedio por alternativa	1		4.6		3.4	
POLITICA AMBIENTAL, LEGAL Y TRIBUTARIA	Normas y reglamentos de control ambiental	0.3	4	1.2	4	1.2	El control ambiental es riguroso en ambas refinerías
	Existencia de cuerpos de agua que puedan resultar afectados	0.3	3	0.9	3	0.9	Presentan normativas para la disposición de aguas industriales y domésticas
	Existencia de comunidades indígenas u otras restricciones gubernamentales y legales para uso de interés	0.2	4	0.8	4	0.8	Presenta obligaciones tributarias sobre el terreno usado.
	Regímenes impositivos y regalías	0.2	2	0.4	4	0.8	Las regalías son entregadas al estado para su distribución
	Puntaje promedio por alternativa	1		3.3		3.7	
DISPONIBILIDAD DE SERVICIOS BÁSICOS	Disponibilidad en cantidad y calidad	0.5	3	1.5	3	1.5	El proyecto debe considerar el tratamiento de agua.
	Régimen tarifario	0.3	4	1.2	3	0.9	El agua de pozos subterráneos es mas económica
	Interconexión a la red de información nacional e internacional	0.2	4	0.8	3	0.6	El acceso a las tecnologías de información es libre, pero se tienen más facilidades en la capital
	Puntaje promedio por alternativa	1		3.5		3	
Puntaje Total ponderado			70.8		22.7		

Fuente: Propia. Elaboración Propia

De la evaluación de factores y subfactores para la localización de la nueva unidad de HDS de diésel se observa que tanto Refinería Talara como Refinería La Pampilla presentan las condiciones necesarias para la implementación de la mencionada unidad dado sus grandes capacidades de procesamiento, sus excelentes ubicaciones geográficas y su cercanía a los mercados los cuales juegan un papel preponderante en la elección. Dado esto, y para simplificar nuestro análisis, el presente proyecto se centrará en **Refinería Talara**, ubicada en la Región Piura.

5.6. Dimensionamiento de Planta

5.6.1. Evaluación de Aspectos Económicos y Mercado

Ante la existencia de la ley N° 28694, en el que se plantea la progresiva disminución de azufre en los combustibles, el esquema actual de refinación no tiene la capacidad de procesamiento dentro de los estándares de especificación de contenido de azufre que demanda la producción de diésel; en tal sentido el sector estatal, representado por Petróleos del Perú – PETROPERU S.A. y el sector privado representando por Refinería La Pampilla deben desarrollar su inmediata adecuación para procesar crudos con mayor contenido de azufre, a fin de satisfacer la demanda interna. Por este motivo, se observa que resulta imperativa la existencia de unidades de HDS en los combustibles para atenuar la importación de diésel ULSD.

5.6.2. Relación Dimensionamiento – Mercado

Para determinar el dimensionamiento de la planta de HDS de diésel se tomará en cuenta esencialmente la proyección de la demanda de diésel para el año 2023 para satisfacer la demanda futura de dicho combustible. Cabe resaltar que la unidad debe procesar grandes volúmenes debido a que no resultaría rentable para capacidades menores lo cual se demostraría en la evaluación económica.

5.6.3. Relación Dimensionamiento – Tecnología

La unidad de HDS de diésel deberá contar con la tecnología adecuada para lograr los máximos rendimientos de la carga lo que implica la máxima producción de diésel S-50, menor requerimiento de energía y un catalizador con alta actividad y selectividad de reacciones. La tecnología requerida debe tener amplia experiencia en el mercado, disponibilidad de datos generales y ventajas de diseño.

5.6.4. Relación Dimensionamiento – Recursos Productivos

La capacidad instalada de la unidad de HDS se dará abasto con crudo típico a la carga de alimentación y éste a su vez produce los cortes intermedios que conforman la mezcla de diésel sin tratar.

5.7. Alternativas de Dimensionamiento

La solución óptima en cuanto al dimensionamiento será aquella que conduzca al resultado económico más favorable para el proyecto en conjunto. La tecnología de la unidad de HDS de diésel a instalar se determinara en la evaluación técnica del Capítulo 6.

La instalación de una nueva unidad en Refinería Talara requerirá simultáneamente la ampliación de la capacidad actual de las unidades de Destilación Primaria, Destilación al Vacío y Craqueo Catalítico Fluido con el fin de conseguir una operación proyectada a la demanda futura del mercado nacional.

El dimensionamiento de cada una de las unidades sean ampliadas o nuevas se determinara en forma integral, con un escalonamiento proporcional a las capacidades actualmente instaladas y teniendo en cuenta los flujos de alimentación de las corrientes.

Las alternativas de dimensionamiento analizadas se dividen en inferior, medio y superior tomando como base la capacidad actual de Refinería Talara en tamaño inferior, las cuales se detallan en el Cuadro 5.3:

Cuadro 5.11: Capacidad Nominal de la Unidad HDS, MBPD

Unidades	Dimensionamiento		
	Inferior	Medio	Superior
Destilación Primaria	62.00	95.00	120.00
Destilación al Vacío	36.60	56.00	70.80
Hidrodesulfurización de diesel	29.30	44.80	56.60
Cracking Catalítico	22.90	34.60	56.60
Coquificación	14.70	22.50	28.40

Fuente: Propia. Elaboración Propia

5.8. Elección del Tamaño Óptimo de la Planta

El tamaño de la nueva unidad de HDS de diésel es requerido para maximizar el valor agregado de los destilados medios obtenidos en la Refinería Talara y asegurar la rentabilidad del proyecto. Un factor a considerar para la instalación de dicha unidad es que la unidad de Craqueo Catalítico no será reemplazada por una nueva por motivos de financiamiento en la Refinería Talara; por lo cual, la adecuación de su actual capacidad de 19 MBD a 34.60 MBD es factible, debido a que no se tiene que cambiar partes importantes de la unidad como son el reactor, regenerador, etc. Solo se tendría que adecuar la unidad para trabajar a la nueva capacidad de la unidad HDS. Por lo tanto, se determina que la capacidad nominal con un tamaño medio es lo más adecuado para el caso en estudio que corresponde a 44.80 MBD correspondiente a un dimensionamiento medio.

CAPÍTULO 6

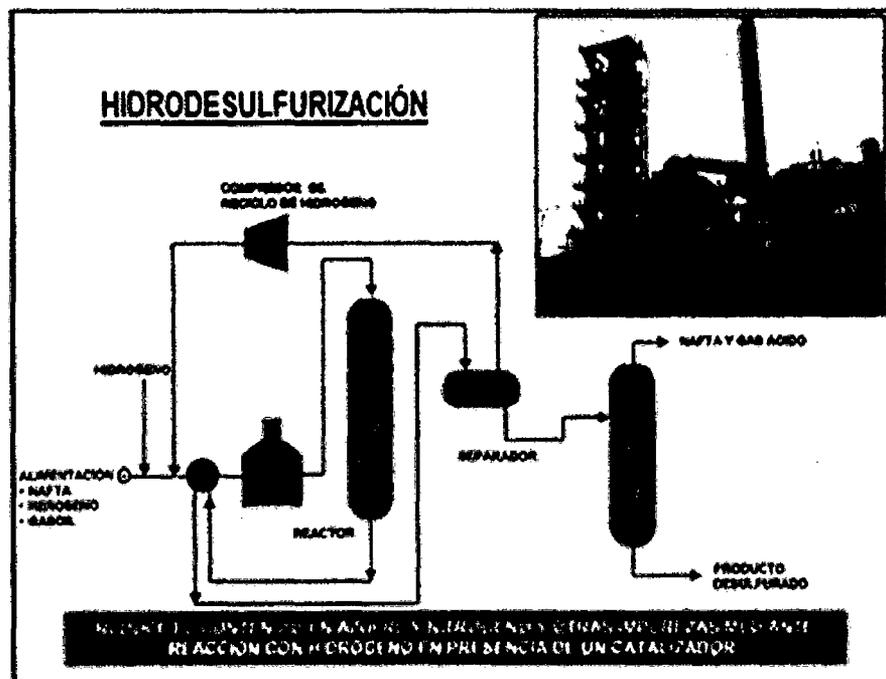
EVALUACION TÉCNICA

En este capítulo se desarrolla la selección de la tecnología del proceso HDS, materia de nuestro proyecto, así como la descripción de las diferentes fases del proceso.

6.1. Hidrodesulfurización de Diésel

La HDS de diésel es un proceso catalítico heterogéneo que consiste en la remoción de moléculas de azufre, así como la hidrogenación de olefinas o compuestos aromáticos, para producir derivados estables y ambientalmente aceptables. A este proceso se someten el diésel primario, la nafta pesada, los gasóleos atmosféricos, gasóleos livianos de vacío, aceite cíclico ligero, así como las corrientes obtenidas en las plantas de hidrodesintegración.

Gráfico 6.1: Diagrama de una planta de hidrodesulfurización



Fuente: Procesos de Hidrodesulfurización de Diésel

6.2. Importancia del Proceso de HDS

La HDS es uno de los procesos más importantes dentro de la refinación del petróleo. El propósito de la HDS es manejar las diferentes fracciones del petróleo tales como naftas, diésel y gasóleos provenientes de la torre de destilación atmosférica y de vacío con el fin de reducir compuestos contaminantes tales como azufre, nitrógeno y algunos metales.

En el petróleo, el azufre se encuentra presente bajo muy variados tipos de compuestos. En análisis, se han encontrado hasta 10 compuestos orgánicos diferentes de azufre contenidos en una muestra de diésel 2, siendo los mercaptanos, disulfuros y compuestos tiofénicos los de mayor concentración.

En general, se observa que al aumentar el peso molecular de la fracción de petróleo aumenta la proporción de tiofenos, que son conocidos como elementos refractarios, denominados así por la dificultad que presentan al tratar de hidrosulfurarlos debido a que mantienen su resistencia y estructura a altas temperaturas.

De aquí la gran importancia del HDS, ya que al remover el azufre contenido en los hidrocarburos se evitan problemas de:

- Corrosión del equipo de proceso.
- Disminución de la calidad del producto terminado.
- Contaminación atmosférica cuando se emplean como combustibles ya que pueden ser el origen de lluvia ácida.

6.3. Descripción del Proceso Convencional

El proceso de HDS de cortes petroleros para eliminar la cantidad de azufre contenida en los mismos se divide básicamente en tres secciones:

- Sección de reacción.
- Sección de gas de recicló.
- Sección de recuperación del producto.

La carga de alimentación es precalentada antes de ser alimentada al acumulador de carga. Luego se envía mediante bombeo a mezclarse con el hidrógeno proveniente del compresor de reciclo y del compresor de reposición ("*make up*") que entrega el hidrógeno fresco. La mezcla, diésel sin tratamiento más hidrógeno, se precalienta intercambiando calor con el producto de fondo del reactor antes de entrar al horno, del cual sale con la temperatura requerida para la HDS: 350 a 400°C. El horno es vertical, con zonas de convección y radiación y dispone de quemadores de gas combustible (fuel gas). Por la parte superior del reactor catalítico a una temperatura de alrededor de 330 °C entra la carga. La mezcla diésel/hidrógeno combinado entra al reactor donde las reacciones químicas deseadas son promovidas por lechos fijos de catalizadores sobre una base de alúmina. Entre los lechos entra un flujo de hidrógeno, cuya finalidad es controlar la temperatura de reacción en la sección inferior del reactor ("quench"). Allí ocurren las reacciones de tal manera que a la salida del reactor hay una mezcla de producto hidrodesulfurizado y gases.

La temperatura de operación del reactor es de 330 °C a 360 °C y la presión es de 41,0 Kg/cm². A la salida del reactor el flujo baja su temperatura, entregando calor a la carga de alimentación a través de intercambiadores de calor para entrar a continuación, a un separador caliente.

6.3.2. Sección de gas de reciclo

La sección del gas de reciclo incluye un compresor de reciclo, un separador caliente, un separador frío, una absorbidora de sulfuro de hidrógeno y los equipos auxiliares.

Los gases efluentes del reactor son enviados a un separador caliente donde se enfrían y se condensan. Por el tope de este separador, salen los gases ricos en hidrógeno, H₂S y gases de hidrocarburos, los que luego de

enfriarse mediante la entrega de calor al hidrógeno de reciclo entran a un separador frío donde se separa el hidrógeno y otros gases del diésel.

Por el tope del separador frío, sale gas rico en hidrógeno y ácido sulfhídrico que pasa por un separador de gotas. Por el tope de éste, sale el hidrógeno, llega a la torre absorbedora de ácido sulfhídrico por la parte inferior y asciende en contra-corriente con el flujo de Metildietanolamina (MDEA) que es el flujo absorbente, saliendo por el tope hacia el tambor de succión del compresor de reciclo que lo descarga hacia la carga fresca antes de su entrada al horno. El flujo absorbente de MDEA que entra pobre al sistema, sale como MDEA rica y va a regenerarse. El H₂S es enviado a una planta de recuperación de azufre.

6.3.3. Sección de recuperación del producto

Los equipos involucrados en la sección de recuperación de los productos son: una torre de fraccionamiento, un acumulador de tope, intercambiadores de calor y enfriadores.

Los hidrocarburos condensados del separador frío se precalientan y se mezclan con los hidrocarburos de fondo del separador caliente y van a una torre de fraccionamiento. Esta torre tiene 30 bandejas y dispone de una inyección de vapor de 600 psig -reducida a 350 psig - bajo la última bandeja, cuya función es efectuar la eliminación del H₂S, H₂ y gases livianos del diésel.

Por el tope de la torre de fraccionamiento, salen los hidrocarburos livianos y vapores de agua que, luego de pasar por un condensador, van a un acumulador de tope, donde se separa el agua de la nafta. El agua sale del acumulador de tope y llega a un tambor junto con el agua proveniente del separador frío, desde donde son enviadas a tratamiento. La nafta que se extrae, por otra parte se separa en dos flujos: uno va como reflujo de tope a la torre y el segundo va al acumulador de tope de la torre de destilación

atmosférica para su estabilización. Por el tope del acumulador de la torre, salen gases que van al sistema de gas combustible. El diésel sale por el fondo de la torre y se enfría en una serie de intercambiadores -entre otros entregando calor al diésel de carga y al diésel de alimentación a la torre proveniente del separador frío- y es enviado a almacenamiento.

6.4. Tecnologías de HDS

Actualmente existen tecnologías aplicadas para la HDS de diésel, las cuales presentan ventajas significativas en relación a las condiciones de operación (presión y temperatura), tipo y composición del catalizador, especificaciones de productos, cargas de alimentación, requerimiento energético y rentabilidad.

En esta sección se presentan las tecnologías actuales del proceso de HDS de diésel de las principales compañías petroleras a nivel mundial.

Cabe aclarar que, la selección de estas compañías fue en base a la experiencia industrial y a los resultados obtenidos de las plantas comercializadas e instaladas a nivel mundial, referente a cada una de sus tecnologías actuales.

El orden de presentación de las diversas tecnologías no infiere en la importancia de las mismas.

6.4.1. Tecnología ABB LUMMUS GLOBAL

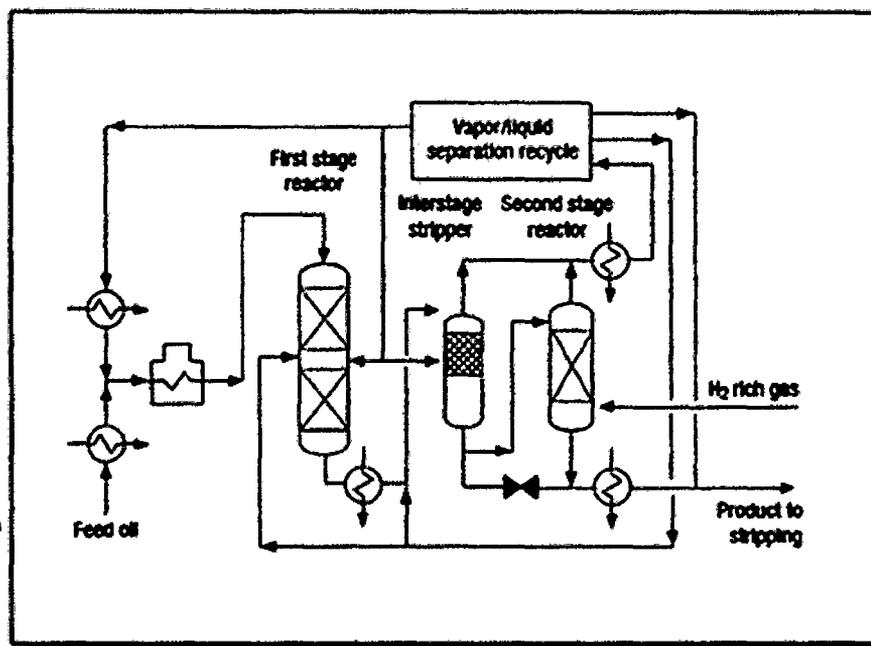
Aplicación: El hidrogenación de destilados medios incluyendo productos craqueados (gasóleos de coke o visbreaking y LCO) usando SynTechnology maximiza el rendimiento del destilado al producir ULSD con mejor índice de cetano y aumento de API, compuestos aromáticos reducidos, y reducción de T95. Diferentes configuraciones de proceso están disponibles para satisfacer las diferentes especificaciones de diésel.

Productos: El rendimiento máximo de destilado de calidad mejorada minimiza los rendimientos de gas combustible y nafta. Las propiedades del

diésel incluyen contenido menor de 10 ppm de azufre con las características ya especificadas.

Descripción: SynTechnology incluye SynHDS para ultra desulfurización profunda y SynShift/SynSat para mejoramiento de cetano, saturación de aromáticos, reducción de densidad y punto de ebullición al 95%. Se puede requerir SynFlow para mejoramiento de flujo en frío. El proceso combina la tecnología de reactor co-corriente y/o contracorriente patentado ABB Lummus Global con catalizadores especiales SynCat de Criterion Catalyst Co.

Gráfico 6.3: Tecnología ABB LUMMUS GLOBAL



Fuente: Hydrocarbon Processing®. Refining Processes, 2004.

Un sistema de reactor de etapa simple o 2 etapas integradas proporcionan varias opciones de configuración de proceso y oportunidades de mejora. En el sistema de reactor de 2 etapas, la carga, el gas de reciclo y de reposición son calentados y enviados al reactor co-corriente de etapa simple. Los efluentes son separados para remover impurezas y destilados ligeros antes de ser enviados al reactor contracorriente de 2 etapas.

Cuando se usa un reactor contracorriente, el hidrógeno de reposición fresco se introduce al fondo del lecho del catalizador para alcanzar condiciones óptimas de reacción.

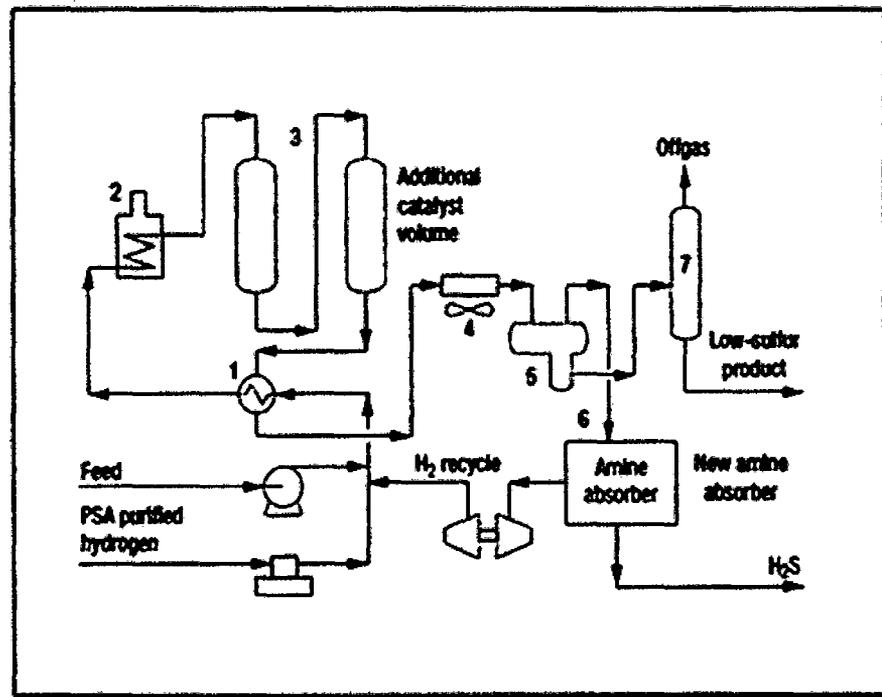
Condiciones de operación: El rango de condiciones típicas de operación son 500 – 1000 psig y 600°F – 750 °F.

Instalación: SynTechnology ha sido seleccionada para más de 30 unidades con la mitad de dichos proyectos en etapa de mejoramiento. 20 unidades en operación.

6.4.2. Tecnología Axens

Aplicación: Producir ULSD y diésel de alta calidad (menos aromáticos, alto índice de cetano) vía tecnología Prime-D.

Gráfico 6.4: Tecnología Axens



Fuente: Hydrocarbon Processing®, Refining Processes, 2004.

Descripción: La alimentación y el hidrógeno son calentados en el intercambiador carga-efluente y en el horno para ingresar a la sección de

reacción, con un posible volumen de catalizador adicional para casos de mejora. El efluente del reactor es enfriado por un intercambiador y un enfriador de aire para ser separado en el separador. La fase de gas rico en hidrógeno es tratada en un absorbedor de aminas para remover H_2S y ser reciclado al reactor. La fase líquida es enviada a un despojador donde pequeñas cantidades de gas y nafta son removidas y el diésel de alta calidad es recuperado.

Instalación: Encima de 150 unidades de hidrotratamiento para destilados medios han sido licenciadas o modernizadas.

6.4.3. Tecnología CB&I Howe-Baker

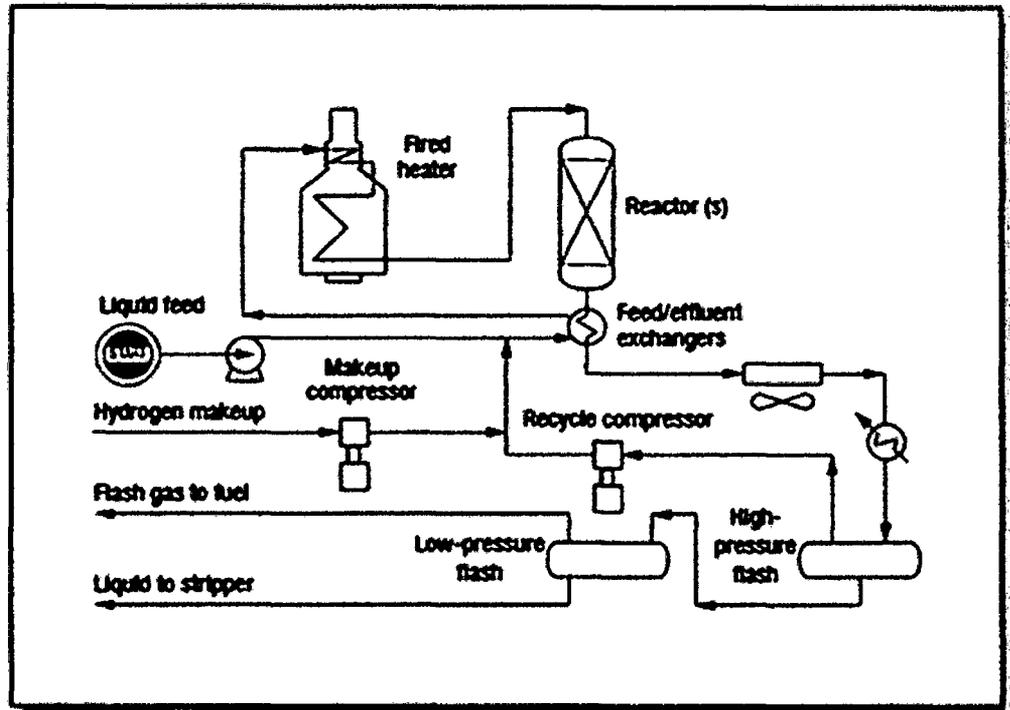
Aplicación: Esta tecnología tiene como meta reducir el contenido de los compuestos azufrados, nitrogenados y contenido de metales presentes en naftas, kerosene y en los destilados intermedios del diésel o gasóleo ligero primario a menos de 50 ppm, (0.005% peso).

Descripción: En el gráfico 6.5, muestra esta tecnología de HDS que consiste en alimentar una corriente de diésel a un reactor de lecho fijo en donde se va a remover el azufre en presencia de un catalizador y con hidrógeno que, usualmente, es recirculado al reactor. Antes de que se lleve a cabo la reacción de HDS, la corriente de diésel se hace pasar a través de un intercambiador de calor donde se pone en contacto con el efluente del reactor, luego se lleva a un horno con el fin de vaporizar la carga del reactor.

Posteriormente, el diésel con bajo contenido de azufre obtenido en el fondo del reactor se lleva a un separador de alta presión donde el H_2 se separa del diésel y H_2S , para así, ser llevados a otro separador de baja presión donde se obtiene en la parte superior del separador el H_2S mientras que en el fondo tenemos el diésel, este último es llevado a una columna de destilación donde se obtiene el diésel con bajo contenido de azufre. Por otra parte, el H_2 que se obtiene en el tope del separador flash

es recirculado al reactor, donde se lleva a cabo la reacción de HDS con un catalizador Co-Mo, Ni-Mo y Ni-W sobre alúmina.

Gráfico 6.5: CB&I Howe-Baker



Fuente: Hydrocarbon Processing®. Refining Processes, 2004.

Condiciones de operación: Las condiciones de reacción dentro del reactor de lecho van de 550-750°F de temperatura y de 400-1500 psig de presión.

Productos: El rendimiento depende de las características de la carga o de las especificaciones del producto. La recuperación típica del producto excede el 98.5% y usualmente excede el 99%.

Economía:

	Nafta	Diesel
Combustible, 10 ³ producidos	48	59.5
Electricidad, Kwh.	0.65	1.6
Agua de enfriamiento (20°F), Gal.	35	42

Fuente: Hydrocarbon Processing®. Refining Processes, 2004.

6.4.4. Tecnología Chevron Lummus Global LLC

Aplicación: Hidrotratamiento de destilados livianos y medios y diversos gasóleos incluyendo carga de craqueo usan el proceso Isotreating para HDS profunda, hidrodeshnitrogenación y saturación de aromáticos para producir nafta de bajo azufre, turbo combustible, ULSD y carga para FCC de mejor calidad.

Descripción: La carga se mezcla con gas tratado rico en hidrógeno, se calienta y se hace reaccionar sobre un catalizador de alta actividad. Varios catalizadores CoMo y NiMo están disponibles para usarse en el proceso Isotreating. Uno o varios lechos de catalizador(es), juntos con los internos de reactor de alta eficiencia de Chevron permiten una adecuada distribución de reactantes y uso de quench entre cada lecho del reactor.

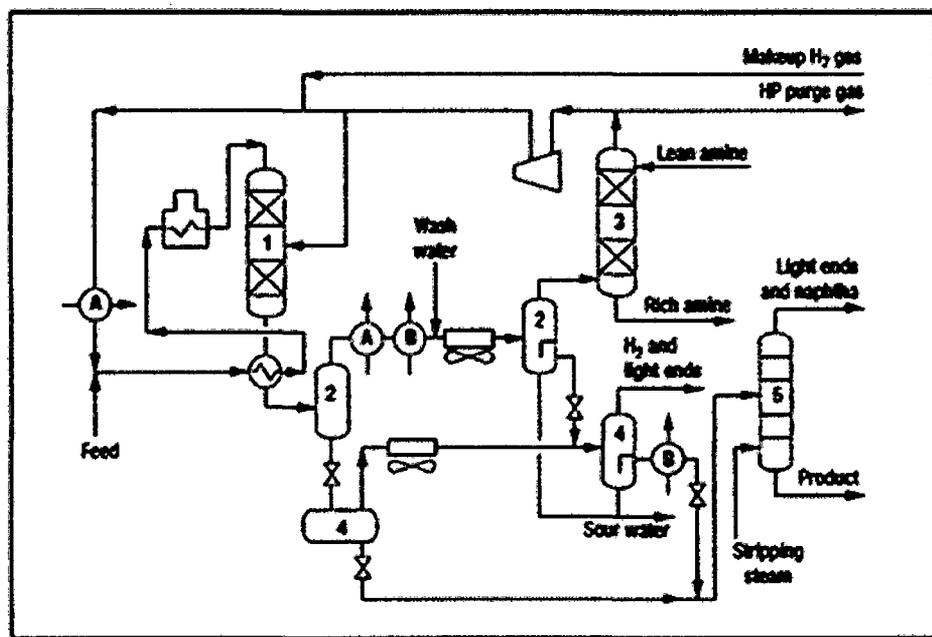
El efluente del reactor es enfriado y flasheado produciendo gas de reciclo rico en hidrógeno, el cual, después de la remoción de H₂S con aminas, es usado parcialmente como gas de *quench* mientras que el resto es combinado con hidrógeno de reposición para combinarse con la carga en el punto de mezcla. Una presión de flasheo de nivel intermedio puede usarse para recuperar gas rico en hidrógeno adicional del efluente líquido antes de que el líquido flasheado sea despojado o fraccionado para remover los productos livianos, H₂S, nafta, y los productos de mayor rango de ebullición.

Condiciones de operación: Las condiciones típicas del reactor operan en un rango de 600 – 2300 psig y 500 – 780 °F, presión parcial de hidrógeno de 350 – 2000 psia, y velocidad espacial de 0.6 – 3 hr⁻¹, todo dependiendo de la carga y de los objetivos de calidad del proceso.

Rendimientos: Depende de las características de la carga y los requerimientos del producto. La recuperación del producto deseado es maximizada basado en el punto flash requerido y/o la especificación de fraccionamiento. El rendimiento del efluente líquido del reactor puede

variar entre 98% vol de alimentación de gasóleo de destilación directa a >104% en volumen de carga craqueada para producir ULSD (<10 ppm azufre). El rango de consumo de hidrógeno químico es 450 – 900+ scf/bbl de carga.

Gráfico 6.6: Tecnología Chevron Lummus Global LLC



Fuente: Hydrocarbon Processing®. Refining Processes, 2004.

Economía: Para una unidad de 40000 – 45000 BPD para ULSD, el costo de inversión ISBL (Costa del Golfo, 2006) es US\$ 700 – 1000/BPD para una unidad modernizada y US\$ 1700 – 1900/BPD para una nueva unidad.

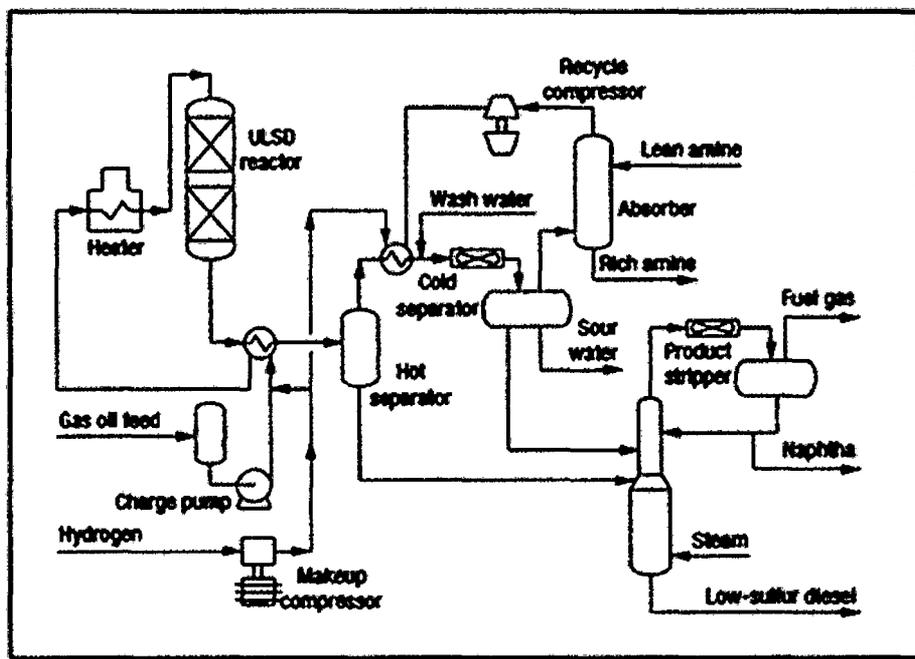
6.4.5. Tecnología ExxonMobil Research and Engineering Co. (EMRE)

Aplicación: Los catalizadores y tecnologías de proceso de EMRE se utilizan para afrontar los requerimientos de diésel premium actuales y futuros posibles.

Descripción: Las unidades de EMRE están diseñadas para alcanzar las especificaciones de producto con una inversión y costo de operación mínimos. Para la HDS de ULSD, se diseña un proceso de reactor de etapa simple. Un mejoramiento mínimo de cetano, juntos con la reducción de

poliaromáticos a menos de 11% en peso o tan baja como 5% en peso, puede alcanzarse económicamente con especificaciones apropiadas de catalizador, presión parcial de hidrógeno y la velocidad espacial.

Gráfico 6.7: Tecnología ExxonMobil Research and Engineering Co.



Fuente: Hydrocarbon Processing®. Refining Processes, 2004.

6.4.6. Tecnología HALDOR TOPSOE A/S

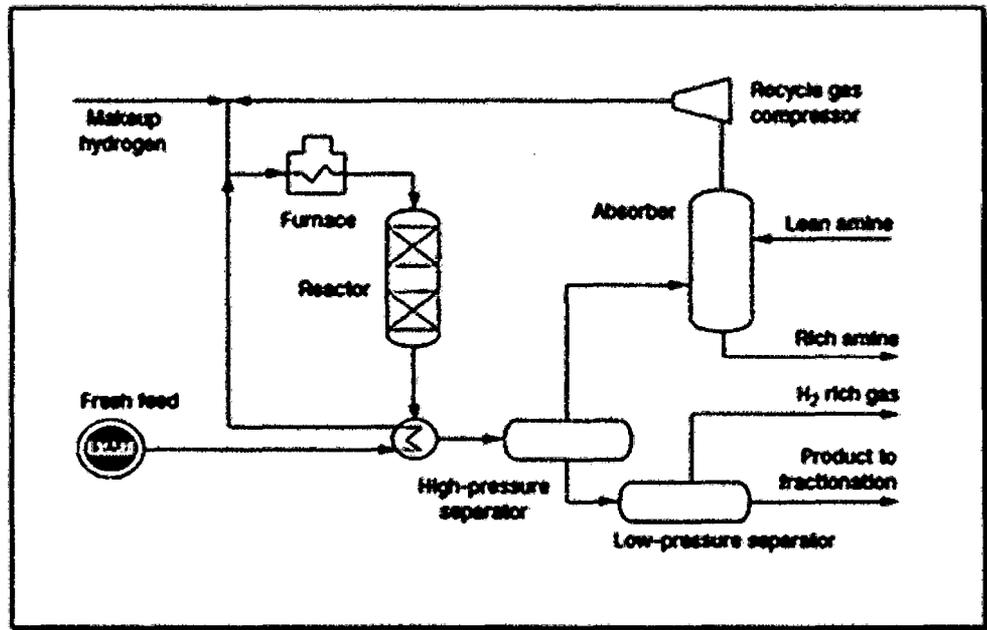
Aplicación: La tecnología de HDS Topsoe tiene una amplia gama de aplicaciones, incluyendo la purificación de la nafta, destilados medios y residuales, así como la HDS profunda y mejoramiento de color del diésel y el pretratamiento de carga para FCC e hidrocrackeo.

Productos: ULSD (5 – 50 ppm) y carga pura para FCC y unidades de hidrocrackeo.

Al seleccionar el catalizador apropiado y las condiciones de operación, el proceso puede producir 5 ppm de azufre a una presión baja en el reactor (<500 psig) o a una presión alta cuando se requieran productos con mejor densidad, cetano y poliaromáticos.

Descripción: El proceso Topsoe ULSD es un proceso de hidrotratamiento que combina la experiencia de cinética de HDS profunda, catalizador de alta actividad, internos de reactor y experiencia en el diseño de unidades ULDS nuevas y mejoradas.

Gráfico 6.8: Tecnología Haldor Topsoe A/S



Fuente: Hydrocarbon Processing®. Refining Processes, 2004.

El catalizador BRIM de alta actividad es específicamente formulado para HDS profunda y estabilidad a baja presión del reactor (500 psig) para producir diésel con 5 ppm de azufre. El catalizador es adecuado a mayor presión cuando se requieren objetivos secundarios tales como mejoramiento de cetano y reducción de densidad.

Condiciones de operación: El rango de presiones de operación fluctúa de 300 a 1200 psig, y el rango de temperaturas desde 600°F hasta 750°F.

6.4.7. Tecnología Haldor Topsoe HDS/HDA

Aplicación: La tecnología Haldor Topsoe HDS/HDA es una de las tecnologías que se caracteriza por combinar dos procesos que son: HDS e

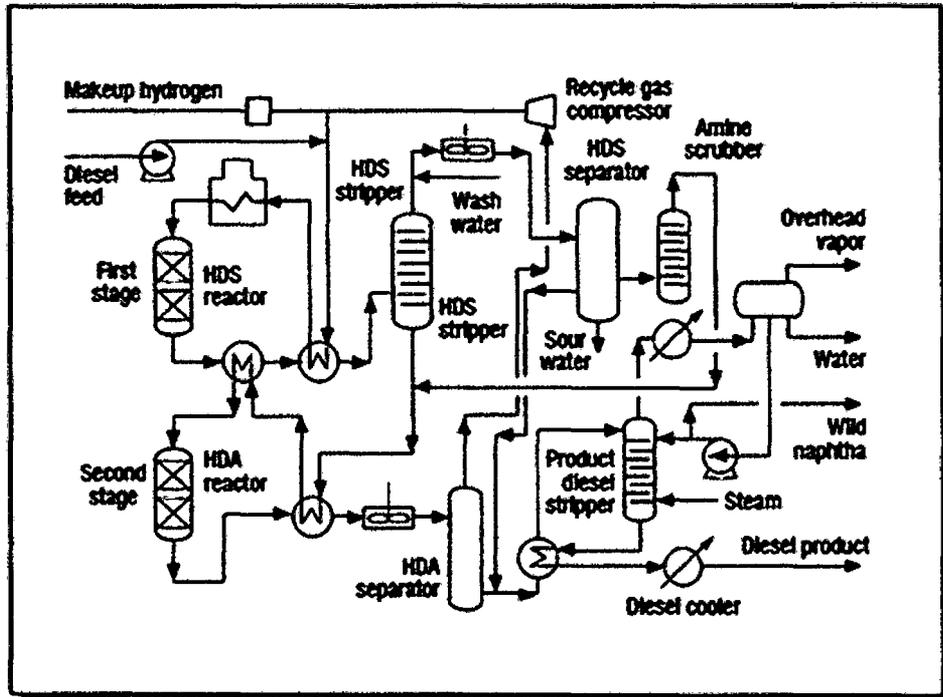
hidrodesaromatización y cuyo objetivo es obtener productos destilados con bajo contenido en azufre, nitrógeno y aromáticos.

Productos: Diésel con bajo contenido de azufre, nitrógeno y aromáticos y solventes.

Descripción: El proceso consiste de 4 etapas: hidrotratamiento inicial, agotamiento intermedio, hidrotratamiento final y columna de agotamiento de productos.

La etapa de hidrotratamiento inicial es similar al proceso convencional Haldor Topsoe A/S el cual consiste principalmente de un reactor HDS que utiliza un catalizador metálico de alta actividad TK-BRIM 575 para alcanzar la HDS y HDN profunda de la carga destilada. El efluente del reactor se envía a un stripper HDS donde se separa en dos corrientes, una en fase gaseosa donde están presentes el H_2 y el H_2S que, posteriormente, se pone en contacto con agua y son llevados a un separador flash donde se obtiene agua amarga en los fondos como producto y en el tope la mezcla gaseosa de H_2 Y H_2S . Con el fin de recuperar el H_2 y recircularlo a la entrada del reactor la mezcla gaseosa se lleva a una columna de absorción de aminas donde se elimina el H_2S . El hidrotratamiento final consiste en llevar la corriente de hidrógeno junto con el producto obtenido en el fondo del stripper HDS al reactor de hidrodesaromatización que tiene como objetivo principal eliminar todos los compuestos aromáticos y nitrogenados que están presentes en el diésel el cual utiliza un catalizador de metal noble, TK-907/TK-911 o TK-915, un catalizador de desaromatización de alta actividad. Finalmente la corriente es llevado a un separador HDA, donde el H_2 se recircula con un compresor a la primera etapa de HDS y el producto obtenido se alimenta a una columna de agotamiento para remover H_2S , gases disueltos y una pequeña cantidad de nafta, mientras que en el fondo se obtiene diésel con contenido de azufre de 1 ppm.

Gráfico 6.9: Tecnología Haldor Topsoe HDS/HDA



Fuente: Hydrocarbon Processing®. Refining Processes, 2004.

Condiciones de operación: El rango de presión típico de operación es 300 – 900 psig y un rango de temperaturas de 600 – 750 °F en el reactor HDS y 500 – 625 °F en el reactor HDA.

6.4.8. Tecnología P.D. Licensing, LLC

Aplicación: El proceso IsoTherming provee medios técnicos y económicos para producir ULSD, cargas de bajo azufre y nitrógeno, y otros productos hidrocarbonados de muy bajo azufre.

Productos: ULSD, carga para FCC de bajo azufre, gasolina de bajo azufre.

Descripción: Este proceso usa un enfoque novedoso para introducir hidrógeno dentro del reactor para permitir velocidades espaciales mucho más altas que los reactores convencionales. El proceso IsoTherming elimina la limitación de transferencia de masa de hidrógeno y opera en un

Condiciones de Operación:

	Carga de diesel	Reactor de pretratamiento IsoTherming	Producto tratado en reactor
LCO, %	40		
SR, %	60		
Azúfre, ppm	7500	900	5
Nitrogeno, ppm	450	50	0
Consumo H ₂ , SCF/BBL		300	150
LSHV		5	2.5
Reactor, ΔT		30	30
Presión del reactor, psig		1110	900

Fuente: Hydrocarbon Processing®. Refining Processes, 2004.

6.4.9. Tecnología UOP LLC

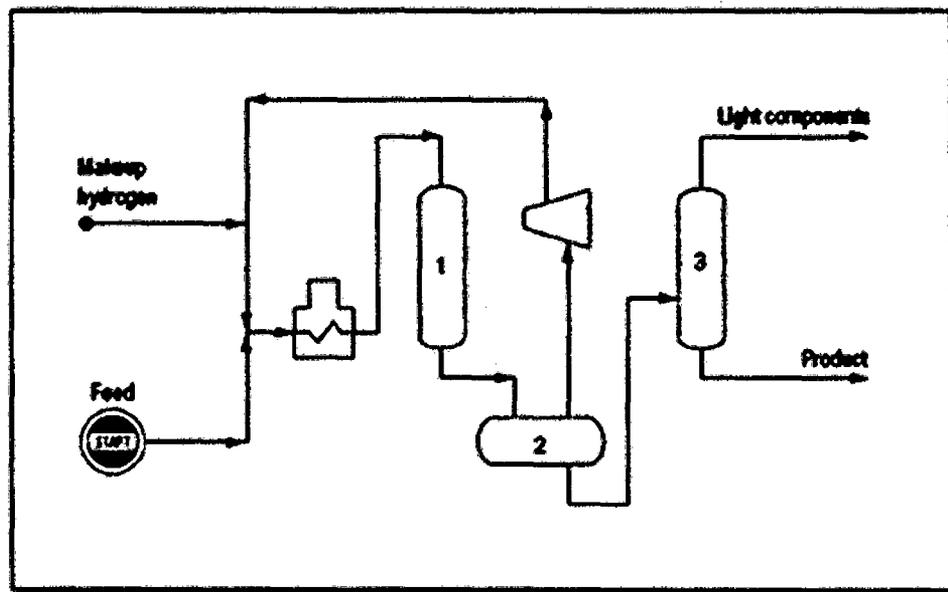
Aplicación: El uso de la tecnología UnionFining o MQD Unionfining para producir diésel hidrodesulfurizado.

Productos: ULSD, carga para reformado catalítico, pretratamiento de FCC, mejoramiento de destilados (mayor índice de cetano, menos aromáticos); HDS, HDN y desmetalización de gasóleos atmosféricos y de vacío y gasóleo de coque.

Descripción: La carga y una corriente rica en hidrógeno son mezcladas, calentadas y contactadas con un catalizador regenerable en un reactor. El efluente del reactor es enfriado y separado. El gas rico en hidrógeno es recirculado a través de un compresor al punto de mezcla con la carga antes del horno. El efluente líquido del separador es despojado para remover los componentes livianos y el sulfuro de hidrógeno restante por el tope y el producto por el fondo de la torre de despojamiento.

Condiciones de operación: Depende de la carga y los niveles deseados de remoción de impurezas. El rango de presiones va desde 500 hasta 2000 psi. Las temperaturas y las velocidades espaciales son determinadas por los objetivos del proceso.

Gráfico 6.11: Tecnología UOP, LLC



Fuente: Hydrocarbon Processing®. Refining Processes, 2004.

Rendimientos:

Propósito	Alimentación para FCC	Keroseno	Desulfurar	Desulfurar
Fuente de alimentación	VGO + Coque	VGO	FCC	VGO
Gravedad, °API.	17	44	25.7	24.3
Punto de ebullición	400/1000	320/465	310/660	700/1000
Azufre, %peso	1.37	0.4	1.4	2.3
Nitrógeno, ppm.	6050	-	400	830
Nafta, %vol	4.8	1.0	4.2	2.6
Gravedad, °API	45	65.0	50	54
Punto de ebullición	180/400	C ₄ /325	C ₄ /325	C ₄ /356
Azufre, %peso	50	10	5	40
Nitrógeno, ppm	30	-	1	30
Destilado, %vol.	97.2	99.1	97.6	98
Gravedad, °API	24	44.8	26.9	27.8
Punto de ebullición	400+	325/465	325/660	365+
Azufre, %peso	0.025	0.01	0.05	0.2
Consumo de H ₂ scf/bbl	700	40	350	290

Fuente: Hydrocarbon Processing®. Refining Processes, 2004.

6.5. Selección de Tecnología

Se han planteado las principales tecnologías aplicadas a la HDS del diésel. Ahora es necesario plantear cuál será la tecnología que será objeto de nuestro

estudio aplicando un criterio simple. En ese sentido, el criterio aplicado consistirá en identificar cuál tecnología se adecuaría dentro de las necesidades de nuestro esquema de refinación actual.

Cabe resaltar, que el bajo contenido de azufre en el producto no lograría posicionarlo como un diésel de calidad, sino que a su vez se necesita menor contenido de nitrógeno y de aromáticos para mejorar sus propiedades físico-químicas. También se evalúa factores discriminantes como las condiciones de presión y temperatura las cuales se relacionan directamente con el consumo de energía derivando éste en el impacto ambiental.

De acuerdo al criterio de selección establecido se escogerá como alternativa de tecnología de acuerdo a los requerimientos de productos, a la tecnología HALDOR TOPSOE HDS/HDA; evaluada sobre los requisitos detallados a continuación.

Cuadro 6.1: Cuadro comparativo de tecnologías para HDS de diesel más representativas

PROCESO	CATALIZADORES	CONDICIONES	PRODUCTO	OBSERVACIONES
ABB LUMMUS GLOBAL	SynCat	Presión: 500 a 1000 psig	Diesel con menos de 10 ppm de azufre, fuel gas y nafta.	Genera una mínima cantidad gas combustible naftas, incremento de gravedad API e índice de cetano de 43,7
		Temperatura: 600 °F - 750 °F		
CB&I HOWE-BAKER	Co-Mo, Ni-Mo, Ni-W ó combinación de estos	Presión: 400 a 1500 psig	Diesel con bajos contenidos de azufre	La recuperación de destilados excede normalmente el 99%
		Temperatura: 550 °F - 750 °F		
EXXON/MOBIL RESEARCH	No informa	No informa	Diesel con menos de 10 ppm de azufre	Remoción de azufre, nitrógeno, metales y saturación de olefinas
UOP LLC	No informa	Presión: 500 a 2000 psig	Diesel con bajos contenidos de azufre	Desulfuración y desnitrógenación de gasóleo
		Temp: No informa		
HALDOR TOPSOE HDS/HDA	Topsoe base metal de alta actividad (TK-554 o el TK-555 para HDS) Topsoe metales nobles TK-907 y TK-908 para HDA	Presión: 300 a 900 psig	Diesel con bajos contenidos de azufre (<10 ppm), nitrógeno (<10 ppm) y compuestos aromáticos (<10%)	Permite altos grados de conversión. Índice de cetano 47. Presenta un sistema de reacción de 2 etapas: una para HDS y otro para HDA logrando un bajo contenido de aromáticos.
		Temperatura: 500 °F - 750 °F		

Fuente: Hydrocarbon Processing®. Refining Processes, 2004. Elaboración Propia.

La tecnología HALDOR TOPSOE HDS/HDA elimina los componentes azufrados, nitrogenados y aromáticos otorgándole mejor calidad al diésel, puede operar a menores presiones y temperaturas resultando una reducción

de requerimiento energético y permite altos grados de conversión al trabajar en 2 etapas: una para HDS y otra para HDS.

6.6. Reacciones Químicas Deseables en la HDS de Diésel

Las reacciones químicas que ocurren dentro del proceso HDS son de vital importancia para eliminar el azufre presente dentro de las cadenas hidrocarbonadas del diésel. Las siguientes reacciones ocurren dependiendo de las impurezas presentes:

- Eliminación de azufre, también se refiere a la HDS en el cual los componentes de azufre orgánico son convertidos a sulfuro de hidrógeno.
- Eliminación de nitrógeno, también se refiere a la hidrodeshidrogenación (HDN) en el cual los componentes de nitrógeno orgánico son convertidos en amoníaco.
- Eliminación de metales, también llamada hidrodeshmetalización en donde los compuestos órgano-metálicos son convertidos en sus respectivos sulfuros metálicos.
- Eliminación de oxígeno, en el cual los componentes de oxígeno orgánico son convertidos en agua.
- Saturación de olefinas, en el cual los componentes orgánicos que contienen enlaces dobles son convertidos en sus homólogos saturados.
- Saturación de aromáticos, también se refiere a la hidrodesharomatización, en el cual algunos compuestos aromáticos son convertidos en naftenos.
- Hidrodeshalogenación, en el cual los haluros orgánicos son convertidos en haluros de hidrógeno.

Los tres primeros tipos de componentes están siempre presente aunque en cantidades variables dependiendo de la carga. Por ejemplo, la nafta contendrá cantidades extremadamente pequeñas de componentes órgano-metálicos mientras que los residuos atmosféricos contendrán niveles altos de dichos componentes. Algunos crudos contienen mucho más azufre en todas las fracciones cuando los comparamos con otros crudos. En general, las

reacciones de hidrotratamiento proceden en el siguiente orden descendiente de facilidad: remoción de metales, saturación de olefinas, remoción de azufre, remoción de nitrógeno, remoción de oxígeno y remoción de haluros. Algunas saturaciones de aromáticos también ocurren. La cinética química del hidrotratamiento es esencialmente la eliminación de contaminantes y la hidrogenación selectiva que incluye tanto la saturación de olefinas y aromáticos. El hidrógeno es consumido en todas las reacciones. La remoción de contaminantes involucra el craqueo controlado de las moléculas de hidrocarburos en el punto donde los átomos de azufre, nitrógeno y oxígeno están unidos a los átomos de carbono.

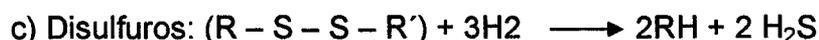
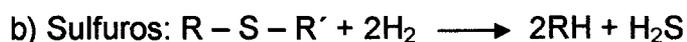
En general:

- La HDS y la saturación de olefinas son las reacciones más rápidas.
- La saturación de olefinas es la reacción que libera más calor por unidad de hidrógeno consumido.
- La hidrodesnitrogenación y saturación de aromáticos son las reacciones más difíciles.
- El consumo de hidrógeno y el calor de reacción están relacionados.

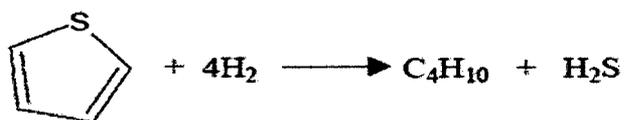
6.6.1. Reacción de HDS

El objetivo de este proceso es remover el átomo de azufre mediante la ruptura del enlace C-S. A través de este proceso se eliminan los compuestos sulfurados responsables de las emisiones de SO_x al ambiente. Además, estos compuestos actúan como venenos para los catalizadores de los procesos de conversión.

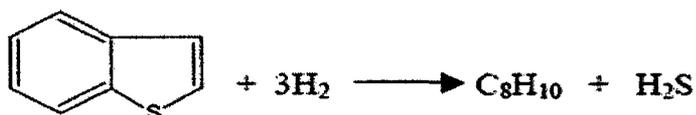
Veamos las reacciones principales de HDS para el proyecto en desarrollo:



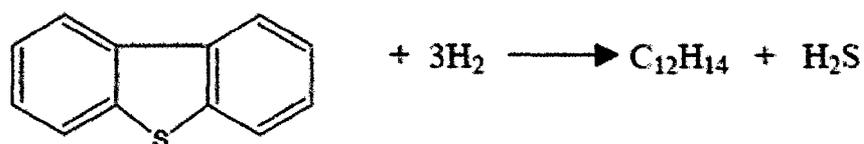
d) Tiofenos:



e) Benzotiofenos:



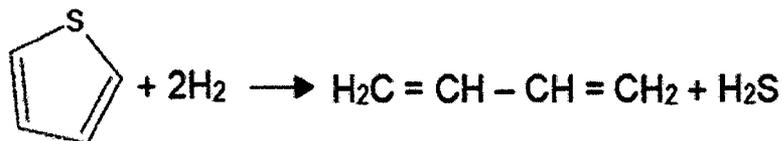
f) Dibenzotiofenos:



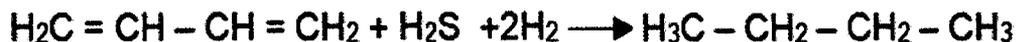
La mayoría de reacciones son sencillas con la excepción de la HDS de compuestos aromáticos. La reacción es más compleja porque debe comenzar con la apertura del anillo y remoción de azufre seguido por la saturación de la olefina resultante. El mecanismo para la HDS es mostrado a continuación; primero, el azufre es removido seguido por la saturación del compuestos olefínico intermedio. En el ejemplo, el tiofeno es convertido a buteno como un intermedio en el cual finalmente es saturado a butano.

Mecanismo de HDS

(A) Remoción de azufre



(B) Saturación de olefinas



Para las reacciones de HDS se toman generalmente como compuestos característicos, el tiofeno y algunos derivados del benzotiofeno y del dibenzotiofeno, ya que son los compuestos que mayoritariamente están presentes en las diferentes cargas de hidrocarburos.

De forma general, estas reacciones presentan un consumo de hidrógeno particularmente más elevado si la alimentación es rica en compuestos de tiofeno, producen H_2S , son exotérmicas y son rápidas con excepción de la HDS de los compuestos de tiofeno que son más lentas.

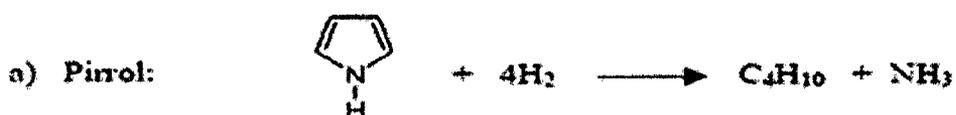
Desde la HDS del tiofeno y sus compuestos se incrementa con la temperatura, la presión y mayormente con la presión parcial de hidrógeno y requiere un catalizador selectivo propiciar este tipo de reacciones.

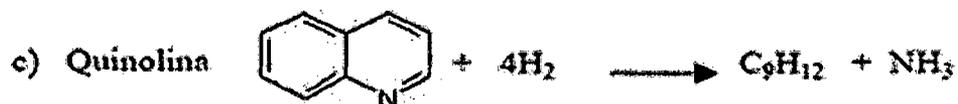
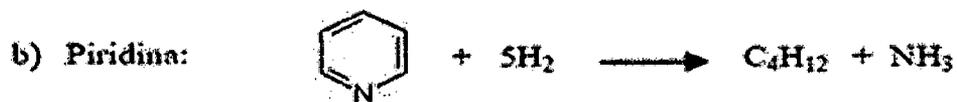
Como los compuestos de tiofenos están mayoritariamente presentes en los cortes más pesados, la HDS de estos es más difícil, consumen más hidrógeno y son más exotérmicos

6.6.2. Reacciones de hidrogenación (HDN)

El objetivo de este proceso es remover los átomos de nitrógeno mediante la ruptura del enlace C-N. En este proceso se eliminan los compuestos nitrogenados que son responsables de las emisiones de NO_x al ambiente y del envenenamiento de los catalizadores de hidrocrackeo y reformación catalítica.

Dentro de las reacciones características que ocurren en este proceso se pueden observar:

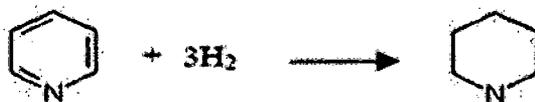




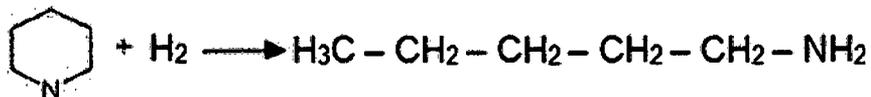
Los compuestos de nitrógeno presentes en el diésel son principalmente las aminas y los compuestos de piridinas. La complejidad y cantidad de las moléculas que contienen nitrógeno se incrementa al aumentar el punto de ebullición, haciendo más difícil la remoción. La hidrogenación procede a lo largo de un camino diferente al de la HDS. Mientras que en la HDS, el azufre es removido primero y la olefina creada como un intermedio es saturada; en la hidrogenación, el compuesto aromático es saturado primero y entonces el nitrógeno es removido.

Mecanismo de hidrogenación

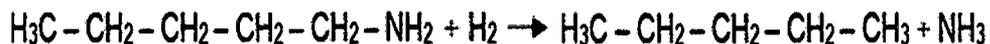
(A) Hidrogenación de compuestos aromáticos



(B) Hidrogenólisis



(C) Desnitrogenación



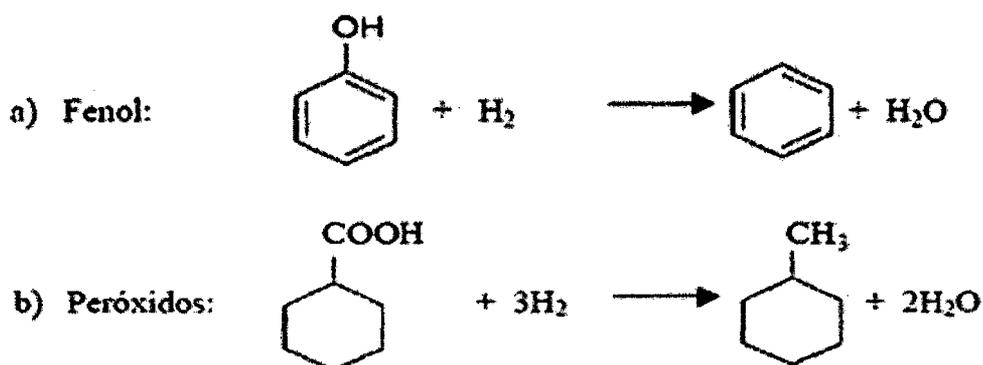
El nitrógeno es más difícil para remover y consume más hidrógeno que la eliminación de azufre porque el mecanismo de reacción involucra la saturación de los anillos aromáticos antes de la eliminación de nitrógeno. En la HDS, el azufre es a menudo menos asociado con anillos aromáticos

y cuando lo es, el azufre puede ser removido sin saturación de anillos. La hidrogenación de anillos aromáticos depende de la presión parcial de hidrógeno y es la etapa limitante de la velocidad de reacción en la eliminación de nitrógeno.

6.6.3. Hidrogenación de los compuestos oxigenados (HDO)

Este proceso involucra la ruptura del enlace C-O en los compuestos de oxígeno, los cuales comprenden, principalmente, los ácidos asténicos y fenoles. Estos compuestos inducen la formación de agua durante las reacciones de hidrogenación, lo cual afecta negativamente la vida promedio de los catalizadores. Además, estos compuestos son responsables de la formación de materiales resinosos solubles en combustibles.

De forma general la hidrogenación de los compuestos oxigenados son reacciones exotérmicas que consumen hidrógeno, producen agua y ocurren más fácilmente que las hidrodensnitrógenación.

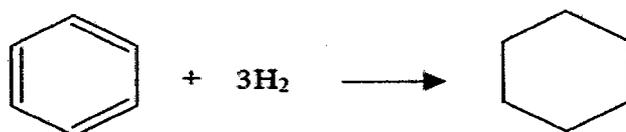


El hidrot ratamiento requerido para remover azufre y nitrógeno generalmente también elimina el oxígeno adecuadamente a las mismas condiciones de operación. El mecanismo de desoxidación es similar al de HDS. Se adsorbe el oxígeno en la superficie del catalizador, se rompe el enlace C-O y luego ocurre la hidrogenación.

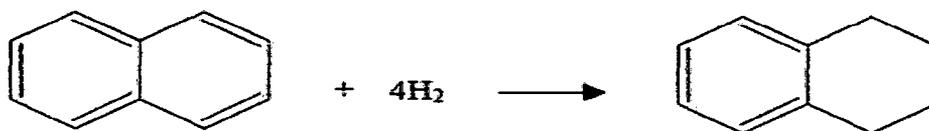
6.6.4. Hidrodesaromatización (HDA)

La saturación de compuestos aromáticos es deseable para el mejoramiento de las propiedades de los derivados del petróleo, por ejemplo, punto de humo, índice de cetano, entre otros. Los compuestos poliaromáticos son responsables de la formación de gomas, de color indeseable y desactivación rápida del catalizador debido a la deposición de coque.

a) Benceno



b) Poliaromáticos



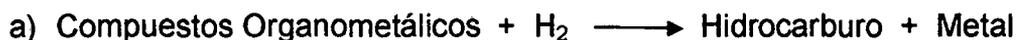
Las reacciones que se muestran arriba proporcionan el mecanismo por el cual se satura un compuesto poliaromático. Esto ocurre a través de un mecanismo de paso a paso a partir de 3 anillos a 2 anillos y luego a 1 anillo. La apertura del anillo no se produce en hidrotratamiento (lo hace en hidrocraqueo), porque hay muy poca selectividad de hidrocraqueo dentro de un catalizador estándar de hidrotratamiento. La reacción de saturación de aromáticos es fuertemente favorecida por una alta presión parcial de hidrógeno. A diferencia de las otras reacciones de hidrotratamiento, la cantidad de conversión de aromáticos otorga equilibrio limitado a mayores temperaturas de operación dentro del rango de operación comercial. Esto se debe a la reacción inversa de deshidrogenación de nafteno se vuelve favorecida cuando se aumenta la temperatura. La temperatura óptima

para la máxima saturación de aromáticos depende del LHSV, presión parcial de hidrógeno y tipo de catalizador, pero típicamente se encuentra en el rango de 320 – 350 °C.

Los anillos mono aromáticos son mucho más difíciles de saturar que los anillos di y tri aromáticos porque la saturación del último anillo requiere más energía. Esto significa que a medida que la saturación avanza, hay un pequeño progreso en la reducción total de aromáticos hasta que la mayoría, si no todos los di y tri aromáticos han sido saturados.

6.6.5. Hidrodesmetalización (HDM)

Los metales (As, Pb, Cu, Ni, Va) están presentes en el corte de diésel como compuestos orgánicos – metálicos y al reaccionar en presencia de hidrógeno se depositan sobre el catalizador. Estos metales pueden bloquear los sitios activos del catalizador de manera indirecta ya que favorecen la deposición del coque.



Hay que resaltar que todas las reacciones del proceso de hidrotratamiento son exotérmicas y, dependiendo de las condiciones específicas, se observa normalmente un aumento de 5 a 20 °F a través del reactor. Por otra parte, también debemos resaltar que las reacciones de mayor importancia en el proceso de hidrotratamiento de diésel, son las reacciones de HDS, HDN e HDA, ya que los compuestos sulfurados y nitrogenados constituyen los principales contaminantes de las fracciones diésel y los aromáticos son los principales causantes de la formación de gomas, de color indeseable y de la desactivación del catalizador.

6.6.6. Hidrodeshalogenación.

Este proceso involucra la ruptura del enlace C-X en los compuestos halogenados, los cuales comprenden los compuestos que poseen un enlace con algún halógeno, principalmente los cloruros.



6.6.7. Las reacciones indeseables en la HDS de diésel

Las reacciones indeseables son aquellas que dan como resultado un decrecimiento de la actividad del catalizador o disminución en el rendimiento del producto deseado.

6.6.7.1. Hidrocraqueo

Las moléculas complejas de hidrocarburos, sometidas a altas temperaturas en una atmósfera de hidrógeno, se rompen formando moléculas más simples. El hidrocraqueo reduce el peso molecular promedio, disminuye el intervalo de ebullición, la viscosidad y la densidad. Si el objetivo es reducir el contenido de azufre, el hidrocraqueo no es deseable; lo contrario ocurre si el objetivo es hidroconvertir residuos a productos más livianos.



Estas reacciones pueden evitarse con un catalizador que no sea selectivo a este tipo de reacción.

6.6.7.2. Formación de coque

El coque producido se deposita sobre el catalizador provocando su desactivación. Se puede disminuir con temperaturas de operación lo más bajas posibles, con alta presión parcial de hidrógeno y un menor tiempo de residencia del hidrocarburo sobre el catalizador.

6.7. Condiciones de Operación de la Tecnología Seleccionada

Las condiciones de operación de diseño de la unidad de hidrodesulfurización de diésel son las siguientes:

Cuadro 6.2: Condiciones de Operación para el proceso HALDOR TOPSOE HDS/HDA

Unidad	SOR	EOR
Relación de carga, BPD	44,800	
LHSV, hr-1 (Clasificación Total = sock loading)	11.4	
Duración del ciclo, meses	48	
Diametro del reactor, mm	4,500	
Número de camas	3	
Temperatura Promedio de las Camas del Reactor, °C	365	390
Entrada de Temperatura del Reactor, °C	321	360
Salida de Temperatura del Reactor, °C	374	397
Aumento de Temperatura de través del Reactor, °C	113	92
Entrada del Presión del Reactor, barg	104.6	106.9
Salida del Presión del Reactor, barg	100.5	100.5
Caída de Presión Total del Reactor, bar	4.1	6.4
Presión Parcial de H ₂ a la salida del reactor, bar	81	78
Relación Gas / Diesel @entrada del reactor, Nm ³ /m ³	210	263
Quench, Nm ³ /m ³	425	372
Relación Total Gas / Diesel, Nm ³ /m ³	635	635
Pureza H ₂ de Gas de reciclo, mol%	90	90
Pureza H ₂ S de Gas de reciclo, mol%	3	3
Pureza H ₂ de Gas Tratado, mol%	92	92
Pureza H ₂ S de Gas de reciclo, mole ppm	3	3
Consumo de Hidrógeno Químico, Nm ³ /m ³	132	119
Pérdida de Solución de Hidrógeno, Nm ³ /m ³	13	13
Estimación de la pérdida mecánica de Hidrógeno, Nm ³ /h	Insignificante	

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

6.8. Materia Prima para el Proceso

La unidad HDS de diésel del presente proyecto tiene como materia prima de alimentación una mezcla de productos intermedios que en conjunto forman el diésel mezcla los cuales se obtienen de las diferentes unidades de proceso. Para obtener dichos productos intermedios se procesa una mezcla de crudos,

principalmente crudo importado y crudo nacional, los cuales son procesados en la unidad de destilación primaria.

6.8.1. Crudo Nacional

La cuenca Talara produce crudos livianos que son íntegramente procesados en la refinería Talara; en tanto que los crudos más pesados de la cuenca Maraón, son enviados principalmente a las refinerías de Pampilla e Iquitos. La producción en los campos de Petróleo fue 66.65 MBPD en el 2012 donde la producción en Cuenca Talara fue 41.60 MBPD y en Cuenca Maraón fue 25.05 MBPD.

6.8.2. Crudo Foráneo

Las importaciones de crudo foráneo durante el 2007 en las refinerías del Perú corresponden al país del Ecuador con un 49 % de todas las importaciones, motivo por el cual se determina que el crudo foráneo parte de la alimentación de la refinería será de Ecuador, por ser el crudo más consumido y por la cercanía geográfica con dicho país.

Cuadro 6.2: Cargas procesadas en las refinerías - 2012 (Miles de barriles)

PETROLEO CRUDO	PROCEDENCIA	TOTAL	TALARA	LA PAMPILLA	CONCHAN	IQUITOS	PUCALLPA	EL MILAGRO
PETROLEO CRUDO NACIONAL	LOTE							
CRUDO H.C.T.L.C.T. (OWO)	X/ VARIOS	15253	15253	0	0	0	0	0
CRUDO LORETO (PLUSPETROL)	1AB	399.5	0	399.5	0	0	0	0
CRUDO MAYNAS (PLUSPETROL)	8	3273.3	0	0	0	2811.9	0	461.4
AGUA CALIENTE (MAPLE)	31D	49.5	0	0	0	0	49.5	0
MAQUIA (MAPLE)	31B	75.9	0	0	0	0	75.9	0
CRUDO PACAYA	31E	35	0	0	0	0	35	0
PETROLEO CRUDO NACIONAL PROCESADO		19086.2	15253	399.5	0	2811.9	160.4	461.4
PETROLEO CRUDO IMPORTADO	PAIS							
CASTILLA	COLOMBIA	4	0	0	4	0	0	0
MEMBA	ANGOLA	3557	0	3557	0	0	0	0
ESPO	RUSIA	320.2	0	320.2	0	0	0	0
BUUPRA	BRASIL	1768.6	0	1768.6	0	0	0	0
CAÑO LIMON	COLOMBIA	361.5	0	361.5	0	0	0	0
SOUTH BLEND	COLOMBIA	2205.8	0	2205.8	0	0	0	0
VASCONIA	COLOMBIA	588.3	383.5	0	204.9	0	0	0
NAPO	ECUADOR	128	0	128	0	0	0	0
ORIENTE	ECUADOR	16596.8	5356.8	8860.9	2379.1	0	0	0
SANTA BARBARA	VENEZUELA	1194.6	0	1194.6	0	0	0	0
AMENARO	NIGERIA	7309.5	0	7309.5	0	0	0	0
EA	VENEZUELA	55.3	0	55.3	0	0	0	0
PETROLEO CRUDO IMPORTADO PROCESADO		34109.6	5740.3	25781.4	2588	0	0	0
TOTAL PETROLEO CRUDO PROCESADO		53195.8	20993.3	26180.9	2588	2811.9	160.4	461.4

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Elaboración Propia.

6.9. Rendimientos y Calidad de Alimentación y Productos

6.9.1. Crudo mezcla a procesar en la Unidad de Destilación Primaria

Como es sabido, para obtener un diésel mezcla sin tratar para la unidad HDS es necesario contar con un crudo de alimentación típico para la unidad de destilación primaria. Para el caso del presente proyecto, se seleccionó crudo Oriente por su contenido de azufre de 1.58% en peso mezclado con crudo Talara con 0.08% de azufre en peso.

Cuadro 6.4: Cálculo °API para crudo mezcla

CRUDOS	% PORCENTAJE	VOL (MBPD)	API	Sp-Gr	Sp-Gr*VOL
NAPO	0.66	62.7	18.8	0.9415	59.0289
PETROBRAS	0.34	32.3	33.2	0.8591	27.7502
					86.7791

Cálculo de la Sp-Gr de la mezcla	0.9135
API de la mezcla	23.4

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

Para el análisis se ha considerado el procesamiento de 66 % crudo Napo y 34 % crudo Talara. Los rendimientos y propiedades de los productos que se obtienen al procesar en Refinería Talara se muestran a continuación:

Cuadro 6.5: Composición de crudo a procesar y productos intermedio resultantes					
Unidad de Destilación Atmosférica			Unidad de Destilación al Vacío		
PRODUCTOS	MBPD	% Vol	PRODUCTOS	MBPD	% Vol
Gas Combustible	0.26	0.27	Gasoleo Liviano	6.69	11.94
Nafta Liviana	8.38	8.82	Gasoleo Pesado	26.85	47.94
Nafta Pesada	1.25	1.31	Slop Wax	1.12	2.00
Kerosene	13.46	14.17	Residual de Vacío	21.35	38.12
Diesel	15.64	16.46	Total	56.01	100.00
Crudo Reducido	56.01	58.96			
Total	95.00				

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

6.9.2. Propiedades de la carga

Como sabemos, las propiedades de la carga de alimentación a la unidad de HDS es un diésel mezcla compuesto principalmente por:

Cuadro 6.6: Propiedades de la carga para unidad HALDOR TOPSOE HDS/HDA

Unidad	Unidad de hidrodesulfurización de Diesel					
	Diesel UDP	LKGO	LCO	LVGO	Nafta Pesada	Blend
Fuente de Carga						
Fracción de blending, vol%	37.14%	10.38%	32.58%	15.89%	4.01%	100%
Capacidad Total (MBPD)	16.64	4.65	14.60	7.12	1.80	44.8
Gravedad Específica	0.852	0.87	0.91	0.875	0.776	0.863
Azufre, wt%	0.65	1.3	1.1	0.55	0.203	0.891
Nitrógeno, wt ppm	7	2169	530	100	23	342.4
Mono-aromáticos, wt%	14.4	18.5	25.4	16		17.7
Di-aromáticos, wt%	8.2	11.7	27.1	9		13.3
Tri-aromáticos, wt%	1	2.2	6.9	1.3		2.6
Total aromáticos, wt%	23.6	32.4	59.4	26.3		33.6
Bromine No, g/100g		17	10			6.1
Si, wt ppm		3				0.2
Destilación, ASTM D-86 °C						
IBP	144	186	164	243	43	144
5%	190	209	205	269	48	200
10%	210	217	216	271	51	222
30%	24	239	251	294	59	252
50%	270	270	280	312	76	279
70%	300	304	321	328	104	310
90%	342	347	350	353	125	346
95%	359	366	369	376	130	365
98%	382	382	370	381	136	382
Indice de Cetano, ASTM D-473	46.9	41.7	31.1	49.3	140	43.1

Fuente: Propia. Elaboración Propia

6.9.3. Flujo de hidrógeno

El flujo de hidrógeno es fundamental para llevar a cabo las reacciones de HDS en el reactor. La composición del hidrógeno del gas de reciclo y de reposición a mezclarse con la mezcla diésel antes de ingresar a reactor se muestra:

Cuadro 6.7: Composición de flujo de hidrógeno

Especificación	Vol%
H ₂	99.5
Impurezas (CO+CO ₂)	0.5

Fuente: Propia. Elaboración Propia

Las siguientes son las condiciones asumidas por el hidrógeno en el límite de batería de la unidad:

Presión: 14.7 bar g

Temperatura: 45 °C

6.9.4. Rendimiento y propiedades del producto

Se tienen los siguientes rendimientos:

6.9.4.1. Rendimiento del producto a la salida del reactor

El rendimiento del reactor puede ser obtenido (el vol% y el wt% se muestra sobre una base de carga líquida fresca:

Cuadro 6.9: Rendimientos de productos a la salida del reactor

Productos	wt%	Producción, MBPD
H ₂ S	0.04	0.006
NH ₃	0.85	0.309
CH ₄	0.06	0.029
C ₂ H ₆	0.11	0.051
C ₃ H ₈	0.17	0.077
i-C ₄ H ₁₀	0.07	0.031
n-C ₄ H ₁₀	0.14	0.062
Nafta Salvaje	3.59	1.299
Diesel	96.33	45.248
Total	101.36	47.112

Fuente: Propia. Elaboración Propia

6.9.4.2. Rendimiento del producto final

El rendimiento del siguiente producto ha sido acumulado basado en un punto de inflamación mínimo de 52 °C y el contenido de agua de un máximo de 500 ppm vol. Cabe resaltar que el H₂S y NH₃ dentro del Off-Gas serán recuperados en una planta de Ácido Sulfúrico y Planta de Aminas, respectivamente.

Cuadro 6.9: Rendimientos de producto

Productos	vol%	Producción, MBPD
Off-Gas		0.394
GLP		0.170
Nafta Salvaje	2.9	1.299
Diesel	101.0	45.248
Total	101.36	47.112

Fuente: Propia. Elaboración Propia

6.9.4.3. Propiedades del producto Diésel

Cuadro 6.10: Propiedades del producto final

Propiedades	SOR	EOR
Gravedad Específica	0.8425	0.8441
Contenido de azufre, wppm	< 10	< 10
Nitrogeno Total, wppm	< 10	< 10
Indice de Cetano ASTM D-4737	48.2	47.3
Punto de destello, °C	> 70	> 70
Contenido de agua, vol ppm	< 500	< 500
Aromaticos, wt%		
Mono	8	11
Poli	1.5	2.2
Total	9.5	13.2
Destilación, ASTM D-86, °C		
IBP	172	161
5%	193	188
10%	205	204
30%	240	233
50%	259	257
70%	293	286
90%	345	344
95%	368	366
FBP	374	373

Fuente: Propia. Elaboración Propia

6.9.4.4. Propiedades de la nafta

Cuadro 6.11: Propiedades de la nafta

Propiedades	SOR	EOR
Gravedad Específica	0.7446	0.7411
Contenido de azufre, wppm	< 1	< 1
Nitrogeno Total, wppm	< 1	< 1
Destilación, ASTM D-86, °C		
5%	60	50
10%	123	117
30%	136	132
50%	146	145
70%	160	162
90%	167	169
95%	178	180

Fuente: Propia. Elaboración Propia

6.9.4.5. Propiedades del Off-Gas (desde el separador frío)

Cuadro 6.12: Propiedades del Off-gas

Composición Mole%	SOR	EOR
H ₂ O	0.9	0.9
H ₂ S	18.4	18.1
H ₂	64.6	63.7
C ₁	7	7
C ₂	3.3	3.8
C ₃	2.9	3.2
i-C ₄	0.7	0.8
n-C ₄	1.3	1.4
C ₅ +	0.9	1.1
Peso molecular	13	13.4

Fuente: Propia. Elaboración Propia

6.10. Catalizadores

Entre los catalizadores que se emplean en la industria para el hidrotratamiento de derivados del petróleo se encuentran aquellos cuyos componentes activos son el cobalto y los óxidos de molibdeno soportados en alúmina, óxidos de níquel, sulfuros de tungsteno y níquel, y óxidos de vanadio. Los catalizadores

de Co - Mo en alúmina son los más empleados debido a su alta selectividad, fácil regeneración y resistencia al envenenamiento.

Los catalizadores del tipo cobalto-molibdeno (CoMo) son selectivos a la remoción de azufre, mientras que los del tipo níquel-molibdeno (NiMo) lo son a la remoción de nitrógeno, sin embargo ambos eliminan el azufre y nitrógeno presentes en las moléculas de hidrocarburo. NiMo presenta una mayor actividad hidrogenante que CoMo. Por lo tanto, si la reducción de azufre es el principal objetivo, entonces CoMo eliminará este heteroátomo con un consumo de hidrógeno menor al del que tendría NiMo. Si se desea mayor reducción de nitrógeno o aromáticos, los catalizadores del tipo NiMo son los indicados.

Otros catalizadores usados en el hidrot ratamiento son: níquel-wolframio (NiW) y NiCoMo. NiW es aplicado en el tratamiento de cargas donde es necesaria una mayor actividad hidrogenante. En general, su actividad hidrodesulfuradora es pobre. NiCoMo busca combinar los beneficios de CoMo y NiMo, pero es raramente aplicado.

En definitiva, los catalizadores de hidrot ratamiento deben presentar una alta funcionalidad catalítica, lo cual dependerá de las necesidades de la refinación (especificaciones del producto final), los intervalos de las condiciones de operación factibles y de la naturaleza y reactividad de la carga. Por consiguiente, para proceder con las reacciones de HDS se utilizará un **catalizador NiMo** en base alúmina pues favorece las reacciones de hidrodesnitrógenación desactivando en menor grado el catalizador y a su vez favoreciendo las reacciones de HDS.

Cuadro 6.13: Propiedades de los catalizadores

	Reacciones que promueven		
	HDS	HDN	HDA
Co - Mo - Al ₂ O ₃	++++	++	+
Ni - Mo - Al ₂ O ₃	+++	+++	++
Ni - W - Al ₂ O ₃	++	++	++++

Fuente: Procesos de Hidrot ratamiento de Diésel. Elaboración Propia.

6.11. Requerimiento de Insumos

El requerimiento de insumo para la unidad de HDS es el siguiente:

Cuadro 6.14: Requerimiento de insumos químicos para HDS de diésel

Insumos	Consumo
Hidrógeno 99.5%, MMSCF/hr	1.63
Agua de enfriamiento, Mgal/hr	20.65
Agua Dulce Consumida, Mgal/hr	4.2
Aire de Instrumentos, SCF/hr	12674
Electricidad adquirida, KWh	5833
Vapor 125 psig, TM/hr	31.23
Gas Natural, Gcal/hr	2.14

Fuente: Propia. Elaboración Propia

6.11.1. Consumo químico

DMDS: Durante la puesta en marcha inicial del nuevo catalizador o catalizador regenerado HDS, la sulfidación química se utiliza para activar los metales en el catalizador. Una instalación de inyección de químicos será necesaria para este fin. Se recomienda DMDS para sulfidación del catalizador. El requerimiento de DMDS es estimado en 65,500 Kg. No es recomendable excederse del 15%.

6.12. Emisiones y Residuos generados por la Unidad HDS

6.12.1. Emisiones Gaseosas

Desde el punto de vista de emisiones gaseosas, la unidad HDS de Diésel sólo tiene los gases de combustión de los hornos de carga, los que están libres de azufre, dado que el combustible empleado es gas natural. Los gases ácidos provenientes de la torre de fraccionamiento son enviados a la unidad existente de tratamiento de fuel gas en el que se remueve el ácido sulfhídrico, luego de su tratamiento el fuel gas es empleado como combustible para los hornos de proceso de la refinería. El ácido sulfhídrico

removido es colectado junto al ácido sulfhídrico removido del gas de reciclo. Las emisiones gaseosas que tiene esta unidad serán las generadas por los hornos los cuales no podrán exceder los límites de calidad del aire.

Cuadro 6.15: Estándares Nacionales de Calidad del Aire*

(Todos los valores son concentraciones en microgramos por metro cúbico. NE significa no exceder)

<u>Contaminantes</u>	<u>Periodo</u>	<u>Forma del Estándar</u>	
Dióxido de azufre	Anual	80	Media aritmética anual
	24 horas	365	NE más de 1 vez al año
Monóxido de carbono	Anual	1000	Promedio móvil
	24 horas	30000	NE más de 1 vez al año
Dióxido de Nitrógeno	Anual	100	Promedio Aritmético
	24 horas	200	NE más de 24 veces al año

Fuente : DS Nº074-2001-PCM

(*) No se incluyen todo el contenido

6.12.2. Efluentes Líquidos

Desde el punto de vista de efluentes líquidos, las aguas de lavado que contienen amoníaco y ácido sulfhídrico son colectadas en un sistema cerrado y enviadas a las plantas de tratamiento de aguas ácidas en la refinería, que cuentan con capacidad para absorber este mayor volumen.

Cuadro 6.16: Producción de agua ácida.

<u>Efluente</u>		<u>SOR</u>	<u>EOR</u>
Agua Acida	Kg/hr	15,300	15,300

Fuente: Propia. Elaboración Propia

El agua ácida contiene 2.2 wt% H₂S (336.6 Kg/hr)¹⁵ y 0.6 wt% NH₃ (91.8 Kg/hr).

6.12.3. Residuos Sólidos

Desde el punto de vista de efluentes sólidos, sólo se tiene el catalizador agotado, el que después de cumplir con su vida útil (4 años) será dispuesto en un relleno de seguridad, se estima en 281 m³.

CAPÍTULO 7

EVALUACION ECONÓMICA

El objetivo de este capítulo es de presentar en forma tabulada la información relevante de precios y costos que se extrae del estudio de ingeniería, y de esta manera, poder afirmar si el proyecto es rentable.

El estudio económico se basa a partir de los datos estimados del estudio técnico, como la capacidad de producción estimada, y la cantidad de requerimientos de materia prima y energía, de acuerdo a los balances realizados.

Se debe mencionar que todo análisis y enfoque realizado en este sector, es sencillamente una estimación económica y financiera sobre el monto de inversión que representará la implementación de la planta de HDS de diésel, también se pretende dar orientación sobre el valor actual neto – VAN, la tasa interna de retorno - TIR, tiempo de recuperación de la inversión (Pay – Out); además de los respectivos análisis de sensibilidad a las posibles variaciones que puedan ocurrir.

7.1. Análisis Económico para la Producción de Diésel Hidrodesulfurizado

Para el análisis económico del presente proyecto, se tiene las siguientes consideraciones:

- Los datos de costo de inversión para la unidad de HDS de diésel fueron proporcionados por el licenciante de la tecnología.
- La inversión requerida, se ha estimado considerando que se trata de una planta tipo “*grassroots*”, es decir una planta nueva y montada en una nueva ubicación (adyacente a la refinería, materia de estudio). Los porcentajes de los diferentes rubros mostrados en los cálculos subsiguientes se han estimado en base a referencias de plantas similares y de publicaciones especializadas en evaluaciones de proyectos.

- El área estimada para la instalación de la unidad en mención es una área de aproximadamente 4000 m².
- Por tratarse de una unidad de gran tamaño, se utiliza un factor de escalamiento de 0.7.
- Se toma como precio de materia prima, el precio del hidrógeno producido a partir de gas natural en Talara y el precio del diésel sin tratar considerando una mezcla de diésel virgen 3000 ppm, LCO mayor a 3000 pm y bajo cetano, LVGO de mayor de 3000 ppm, Coker LGO de mayor de 3000 ppm y bajo Cetano y nafta pesada primaria.
- Se toma como productos al ULSD, nafta, GLP y Off-gas. El off-gas se considera un gas combustible con alto contenido de H₂S y NH₃.
- Se toma como precio del diésel hidrodesulfurizado el precio de paridad de importación en Talara.
- La planta debe considerar restricciones operativas, debido a paradas normales por mantenimiento. En ese orden, se considera un período de operación de 365 días al año con un factor de servicio de 0.97.
- Se considera un período de retorno de la inversión de 20 años, el mismo que se considera para proyectos de este tipo, llamados también proyectos de largo plazo; lo cual no presta relación con la vida útil de los equipos ni considera el valor residual de los mismos.
- Se considera un 30% de la utilidad bruta como Impuesto a la Renta y un 12% como tasa de actualización o de descuento.
- El capital de trabajo estará compuesto por 5 días de costos de producción para caja mínima, 15 días de uso para materia prima, 20 días de ventas para el producto terminado, 30 días de compras para cuentas por pagar, 15 días de ventas para cuentas por cobrar y 25 días del 10% de costos fijos

para pagos adelantados para activo circulante y 30 días de compra para cuentas por pagar para pasivo circulante.

- La implementación de la unidad HDS de diésel no contempla la construcción y puesta en marcha de una planta de hidrógeno dado que ésta también abastecería a la unidad HDS de gasolinas, por lo tanto, tendría que hacerse un estudio económico en conjunto. Así mismo, tampoco incluye la instalación de una planta de recuperación de ácido sulfúrico o una planta de azufre elemental puesto que el presente estudio solo se centra en la HDS de diésel.
- La materia prima a procesar no tiene precio en el mercado internacional dado que estos productos intermedios no son comercializables. Dado esto, se tendrá que aplicar un ajuste a nuestro producto final (ULSD) de acuerdo a su concentración de contaminantes para poder realizar la presente evaluación económica.
- Para la evaluación económica, se considera un financiamiento del 70% del costo total de inversión fija.

7.2. Estimación de la Inversión

Para obtener el monto de la inversión de la unidad HDS en la costa del Golfo de EE.UU. a una capacidad de 44.8 MBPD en el año 2013, se utiliza el Método de Exponente de Capacidad a partir de los datos económicos del costo de unidad de HDS de diésel en 61.4 MMUS\$ (millones de dólares americanos) cuya capacidad de producción es 25 MBPD calculado para el año 2006. Cabe recalcar que para usar este método se utiliza los Índices de Costos de Planta para Ingeniería Química del año donde se toma el precio base y el año en que se ejecutará el desembolso para la construcción de la nueva unidad. Para hallar dicho monto de inversión, se realiza los siguientes cálculos:

Cuadro 7.1: Estimación de la inversión para la unidad en U.S. Coast Golf

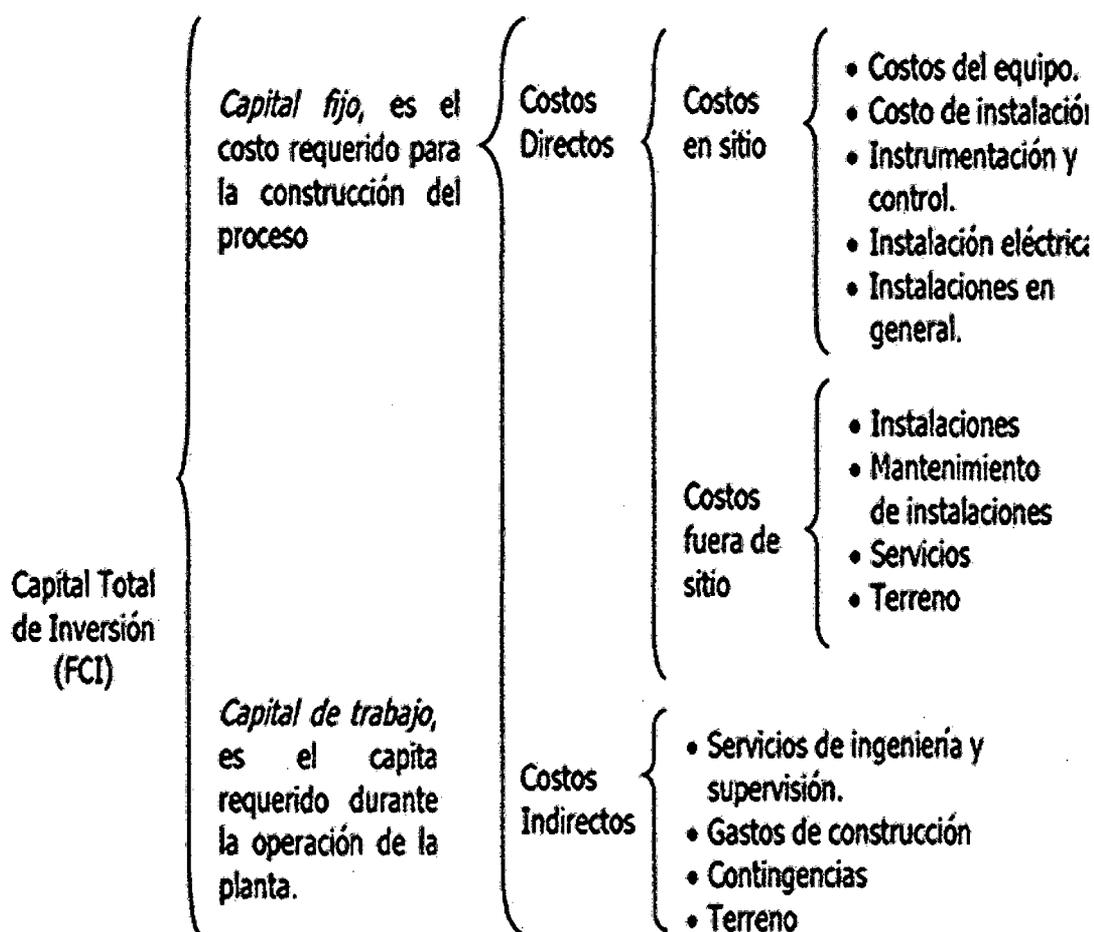
Capacidad	43.5	MBPD
Factor de Servicio	0.97	
Capacidad Operativa	44.8	MBPD
Inversión en límites de batería - "battery limits investment", Datos económicos (U.S. Gulf Coast 2006)		
Capacidad Producción:	25.0	MBPD
Inversión en Límites de Batería	61.4	MMUSS
Inversión para Marzo del 2014		
$I_B = I_A \left(\frac{C_B}{C_A} \right)^F \frac{Index_B}{Index_A}$		
donde:		
B: Representa al 2013		
A: Representa al 2008		
I: Inversión		
C: Capacidad de planta		
F: Factor de escalamiento	0.6	
Utilizando los Indices de Chemical Engineering Plant Cost Index:		
Index B:	570.2	
Index A:	499.6	
Calculando		
Inversión al 2013:	99.4	MMUSS

Fuente: Economía de los Procesos - Emilio Porras. Elaboración Propia.

Teniendo el monto de los costos directos en sitio (Costa del Golfo de EE.UU.) se calcula el monto necesario para los conceptos que conforman el capital fijo aplicado en el Perú mediante el Método de factores de costo.

El monto total del capital fijo para una unidad de HDS de diésel es de 99.4 millones de dólares teniendo como costos directos, 23% de costo del equipo, 10% costo de instalación de los equipos, 3% por costo de instalación y control, 8% tuberías y accesorios, 3% material y equipo eléctrico, 6% edificios y estructuras, 3% delimitaciones, 13% servicios auxiliares. 1% terreno. Los costos indirectos están compuestos por ingeniería y supervisión, 9% gastos de construcción, 4% utilidad del contratista y 9% de contingencias.

Gráfico 7.1: Capital Total de la Inversión



Fuente: Economía de los Procesos - Emilio Porras. Elaboración Propia.

A continuación se muestra la tabla de capital fijo, donde se tiene el total de capital fijo necesario para la instalación de nuestra unidad en el Perú. Los montos están expresados en MMUS\$.

Cuadro 7.2: Total de Inversión Fija

Capital Fijo		
<i>Costos Directos (Activo Fijo)</i>	%	MMUS\$
<i>Costos Directos en sitio</i>		
Costo de equipo	23	32.7
Costo de instalación del equipo	10	14.2
Costo de instrumentación y control	3	4.3
Costo de instalación de tuberías y accesorios	8	11.4
Costo de instalación eléctrica	3	4.3
<i>Costos Directos fuera de sitio</i>		
Edificios y estructuras	6	8.5
Delimitaciones: pistas, veredad, etc.	3	4.3
Servicios auxiliares	13	18.5
Terreno	1	1.4
Total Activo Fijo	70	99.4
<i>Costos indirectos (Intangibles)</i>		
Servicios de ingeniería y supervisión	8	11.4
Gastos de construcción	9	12.8
Utilidad del contratista	4	5.7
Gastos de contingencia	9	12.8
Total Intangibles	30	42.6
Total de Capital Fijo	100	142.0

Fuente: Economía de los Procesos - Emilio Porras. Elaboración Propia.

7.3. Valorización de Materia Prima

Para el precio del diésel sin tratar se propone una mezcla de acuerdo a los siguientes porcentajes:

Cuadro 7.3: Valorización de costo de materia prima (28/12/2013)

Cálculo del precio del Diesel sin tratar	US\$/bbl	MBPD	%vol	Precio pond (US\$/bbl)
Diesel Virgen mayor 3000 ppm	121.14	20.56	45.90	55.61
LCO de mayor de 3000 ppm y bajo cetano	102.64	14.02	31.29	32.12
LVGO de mayor de 3000 ppm	111.89	6.01	13.41	15.01
Coker LGO de mayor de 3000 ppm y bajo cetano	104.49	2.51	5.61	5.86
Nafta pesada primaria	111.19	1.69	3.78	4.20
Mezcla total		44.80	100	112.80

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

Diésel: Se asume el diésel que sale de la unidad de destilación atmosférica primaria con alto contenido de azufre.

LCO: Se asume como Aceite Cíclico Ligero que sale de la unidad de craqueo catalítico.

LVGO: Se asume como Gasóleo Liviano, producto intermedio que sale de la unidad de destilación al vacío.

Coker LGO: Se asume como Coker Liviano, producto intermedio que sale de la unidad de Delayed Coking a ser implementada en el proyecto de ampliación de la Refinería Talara.

Nafta pesada primaria: Se asume como la nafta pesada que sale de la unidad de destilación atmosférica.

Todos estos productos intermedios que conforman la materia prima de la unidad conforman una mezcla que se considera *diésel sin trata*, son productos que no tienen precio de comercialización dados que son productos intermedios, por eso se calcula los precios en base a supuestos por el tipo de corte al que pertenecen y la mezcla total, cuyo precio se obtiene aplicándole un castigo del 20% al precio de paridad de importación del ULSD en nuestro país, lo cual resulta 112.8US\$/bbl.

7.4. Valorización de los Productos del Proceso

Para los precios de los productos involucrados, se muestra la siguiente tabla, que también contiene los rendimientos de nuestra unidad.

Cuadro 7.4: Valorización de costos de los productos (28/12/2013)

Productos	%	Producción, MBPD	Precio, US\$/bbl
Diesel ULSD	96.4	45.25	140.87
Nafta	2.8	1.30	127.95
GLP	0.4	0.17	51.79
Off-gas	0.5	0.39	40.02
Total de producción		47.11*	

*Se considera una expansión volumetrica de 5.15%

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

Diésel ULSD: Se asume un producto con contenido de 50 ppm que cumple con las especificaciones. El precio corresponde al precio paridad de importación es 141.00 US\$/bbl. Por lo tanto, no presenta ajuste.

Nafta: Se asume que es una gasolina de 82 octanos con contenido 50 ppm la cual todavía tiene que pasar a reforming catalítico para mejorar su octanaje. El precio paridad de importación de la gasolina de 84 octanos es 127.95 US\$/bbl. Por lo tanto, cuando se le aplica un castigo del 30% el precio de la nafta es 89.57 US\$/bbl.

GLP: Se asume que está conformado por 90 % de C₃/C₄ y 10 % de C₁/C₂, castigo del 15%. El precio del GLP ex planta Talara es 51.79 US\$/bbl. Con el castigo, el precio es 44.02 US\$/bbl.

Off-gas: Se considera como una mezcla de 80.19% masa de H₂S, 3.77% de NH₃, 5.66% de CH₄ y 10.38% de C₂H₆. El precio del off-gas se calcula como el precio del gas natural Henry Hub (8.15 US\$/MMBTU) multiplicado por su equivalente BEFO (6.00 MMBTU/bbl) el cual resulta 40.02 US\$/bbl. A este precio se le aplica castigo del 15% obteniéndose un precio de 34.02 US\$/bbl.

Todos estos precios fueron calculados al tipo de moneda de cambio (1US\$ = S/. 2.80).

A continuación se presenta la tabla con el porcentaje de ajuste de precios:

Cuadro 7.5: Ajuste de precios de productos (28/12/2013)

Productos	Castigo	Precio, US\$/bbl
Diesel ULSD	0%	140.87
Nafta	-25%	95.96
GLP	-15%	44.02
Off-gas	-15%	34.02

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

Precios Paridad de Importación:

Los precios en el mercado peruano de combustibles se utilizan de referencia para fijar los precios de los productos terminados de esta unidad de procesos, se presenta en la siguiente tabla los precios de paridad de importación que representa el precio que nos costaría traer determinado producto a Talara, a los cuales se le aplica un castigo por ajuste de calidad (bajo octanaje o elevado contenido de contaminantes). El precio de venta es el precio de los productos, una vez modificado los precios, debido al ajuste realizado de precios con la referencia a los precios de los productos que más se asemejan en el mercado nacional.

A continuación se tienen los precios de paridad de importación de los productos del presente proyecto que intervienen en nuestro análisis económico los cuales se calculan a partir del Marcador Internacional.

Cuadro 7.9: Precio de Productos en el Mercado Nacional que Intervienen en la Evaluación

25/03/2013	GLP	Nafta	Diesel
Marcador Internacional	39.40	119.66	130.48
Diferencial	0.00	0.00	0.00
Precio FOB (Libre a bordo)	39.40	119.66	130.48
Flete	6.90	3.62	4.06
Margen Trader	1.80	1.31	1.93
Seguro	0.19	0.24	0.27
Precio CIF (Costo Seguro Flete)	48.29	124.83	136.74
Ad Valorem	0.00	0.00	0.00
Costo Ex-Aduana	48.29	124.83	136.74
Gastos de Inspeccion	0.35	0.08	0.05
Costo Puerto	0.15	0.15	0.15
Costos Financieros	0.30	0.30	0.30
Paridad Ex-Refineria	49.09	125.36	137.24
Throughput	1.36	1.36	1.36
Margen Comercial/Ventas	1.00	3.00	1.70
Paridad ExRefinerias	51.45	129.72	140.30
Alicuotas de Osinerg	0.34	0.57	0.57
Paridad de Importación (US\$)	51.79	130.29	140.87

Fuente: Precios de Paridad de Importación, MINEM. Elaboración Propia.

7.5. Costos de Producción

Los costos de producción (también llamados costos de operación) son los gastos necesarios para mantener un proyecto, línea de procesamiento o un equipo en funcionamiento. En una planta de procesos, la diferencia entre el ingreso (por ventas y otras entradas) y el costo de producción indica el beneficio bruto.

El costo de producción se define como el costo para obtener un producto a partir de materia prima, materiales e insumos. No incluye las compras que se efectuaron para inventarios, estas últimas son consideradas el capital de trabajo.

El costo de producción tiene dos características opuestas, que algunas veces no están bien entendidas en los países en vías de desarrollo. La primera es

que para producir bienes uno debe gastar; esto significa generar un costo. La segunda característica es que los costos deberían ser mantenidos tan bajos como sea posible y eliminados los innecesarios. Esto no significa el corte o la eliminación de los costos indiscriminadamente.

Para garantizar la operatividad de una planta de procesos, ésta siempre lleva asociada una serie de costos tales como la materia prima, materiales, insumos, mano de obra, servicios industriales (vapor, agua, electricidad, etc.), supervisión, almacenamiento, control de calidad, etc; la suma de todos estos costos se denominan costos de manufactura.

Los productos que se venden en adición al gasto de producción tienen los gastos generales o indirectos (administrativos y de ventas), estos gastos se cargan totalmente a los productos vendidos, lo que quiere decir que los productos que van a inventarios no deben incluir gastos indirectos.

Cuando una empresa produce más de un producto, la dificultad en determinar el costo total de un producto está en distribuir correctamente los gastos generales.

Actualmente se aplican una serie de técnicas que tratan de aproximarse a la distribución correcta de los gastos generales o indirectos, con la finalidad de obtener el verdadero costo de producción, variable sumamente importante en la toma de decisiones en una empresa en marcha.

La técnica más adecuada es el método de costeo basado en actividades (ABC).

7.5.1. Costos fijos de Operación

Los costos fijos de operación incluyen los siguientes rubros: mano de obra de operación, supervisión y mano de obra de oficina, mantenimiento y reparaciones, suministros de operación, cargos de laboratorio, patentes y derechos, seguros, impuestos locales, general, empaçado, almacén y

depreciación. Los cuales han sido determinados de acuerdo a los siguientes criterios:

Gastos Directos

- **Materia Prima:** Incluye a los productos intermedios perteneciente a la carga de alimentación de la unidad HDS.
- **Mano de Obra de Operación** (excluye mano de obra para mantenimiento que es incluido en el rubro Mantenimiento). El costo de Mano de Obra Directa requerida para la unidad en estudio se ha calculado en base a los resultados que se detalla en la siguiente tabla.

Cuadro 7.8: Costo de mano de obra de operación

Cargo	Cantidad	Nro. turnos por día	Sueldo US\$/mes	Sueldo anual, MMUS\$/año
Jefe de Unidad	1	1	5000	0.06
Ingeniero Senior	3	3	3500	0.378
Ingeniero Junior	2	3	1500	0.009
Operador	7	3	1000	0.252
Costo Total de mano de obra				0.699

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

- **Supervisión y Mano de Oficina** (15% Mano de Obra Operación)
- **Servicios Industriales y Productos Químicos**
- **Mantenimiento y Reparaciones** (3% Capital Fijo)
- **Suministros de Operación** (10% Mantenimiento y Reparaciones)
- **Cargos de Laboratorio** (10% Mano de Obra Operación)
- **Patentes y Derechos** (6% Gasto Total)

Gastos Indirectos

- Generales, Empacado, Almacén (50% m.o.v + super + mnto)
- Impuestos Locales (1% Capital Fijo)
- Seguros (0.4% Capital Fijo)
- Depreciación (5% Capital Fijo)

Gastos Generales

- Gastos Administrativos (25 % Gastos Generales)
- Gastos de Distribución y Ventas (10% Gastos Generales)
- Investigación y Desarrollo (5% Gasto Total).

7.5.2. Costos Variables de Operación

Los costos variables de operación (costo variables unitarios), se han calculado a partir de los costos para servicios Industriales, catalizadores y otros en límite de batería necesarios.

Cuadro 7.9: Costos Variables de Operación

Insumos	Precio, US\$
Hidrógeno 99.5%, US\$/SCF	0.0024
Agua de enfriamiento, US\$/Mgal	0.158
Agua Tratada, condensado o BFW, US\$/m3	2.5
Agua Dulce Consumida, US\$/Mgal	11.97
Aire de Instrumentos, US\$/SCF	0.00154
Electricidad adquirida, US\$/KWh	0.074
Vapor 125 psig, US\$/Ton	15.67
Gas Natural, US\$/MMBTU	6.7
Catalizador, US\$/bbl	0.1209

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

En la siguiente tabla se detalla los cálculos realizados para el costo de producción para la Unidad HDS de diésel S-50.

Cuadro 7.10: Costo de Producción de Unidad HDS de diésel

PROYECTO	UNIDAD DE HIDRODESULFURIZACION DE DIESEL		
LOCALIZACIÓN	TALARA		
FECHA DE APLICACIÓN	28/12/2013		
TOTAL DE INVERSIÓN FIJA,CFC	142.00	MMUSS	
CAPITAL DE TRABAJO, CWC	28.4	MMUSS	
INVERSIÓN CAPITAL TOTAL	170.4	MMUSS	
COSTOS DE OPERACIÓN	MMUSS/AÑO		
COSTO DE MANUFACTURA			
GASTOS DIRECTOS			
MATERIAS PRIMAS			1,789.17
MANO DE OBRA OPERACIÓN			0.70
SUPERVISIÓN Y MANO DE OBRA OFICINA (10-20% mano de obra operación)	15%		0.10
SERVICIOS INDUSTRIALES Y PRODUCTOS QUÍMICOS			
HIDROGENO			34.27
AGUA DE ENFRIAMIENTO			0.03
AGUA DULCE PARA PROCESOS			0.44
AIRE DE INSTRUMENTOS			0.17
ELECTRICIDAD ADQUIRIDA			3.78
VAPOR DE 125 PSIG			4.29
GAS NATURAL			0.50
CATALIZADOR			0.54
CONSUMO DE OTROS ADITIVOS Y QUÍMICOS			0.13
TOTAL DE SERVICIOS INDUSTRIALES			44.14
MANTENIMIENTO Y REPARACIONES (2-10% capital fijo)	3%		4.26
SUMINISTROS DE OPERACIÓN (10-20% mantenimiento de operaciones)	10%		0.43
CARGOS DE LABORATORIO (10-20 % mano obra operaciones)	10%		0.07
PATENTES Y DERECHOS (0-6% del gasto total)	6%		107.68
TOTAL			1,946.56
Costos Fijos		117.76	
Costos Variables		44.14	
GASTOS INDIRECTOS			
GENERALES, EMPACADO, ALMACEN (50-70% de m.o. + superv. + mnto.)	50%		2.53
IMPUESTOS LOCALES (1-2% del capital fijo)	1%		1.42
SEGUROS (0,4-1.0% capital fijo)	0.40%		0.57
TOTAL			4.52
COSTO MANUFACTURA TOTAL (no incluye depreciación)			1,951.08
DEPRECIACIÓN (5% capital fijo)	TOTAL	5%	7.10
GASTOS GENERALES (OVERHEAD)			
GASTOS ADMINISTRATIVOS (25% gastos generales)	25%		0.63
GASTOS DE DISTRIBUCIÓN Y VENTAS (10% gasto total)	10%		195.11
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO (5% gasto total)	5%		97.55
TOTAL			293.29
GASTO TOTAL			2,251.46
INGRESOS Y MARGEN			
INGRESOS POR VENTAS			2,308.28
GANANCIA ACTUAL NETA			56.82
IMPUESTO A LA RENTA	30%		17.04
GANANCIA NETA, DESPUES IMPUESTO			39.77

Fuente: Curso de Economía de los Procesos - Emilio Porras.

7.6. Análisis de Rentabilidad del Proyecto

Para poder determinar la rentabilidad de nuestro proyecto es necesario definir algunos indicadores presentes en nuestro análisis:

Valor Actual Neto: También conocido como valor actualizado neto, cuyo acrónimo es VAN o VPN, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

El método de valor presente consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$\text{VAN} = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

V_t representa los flujos de caja en cada periodo t .

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

El tipo de interés es k . Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

Tasa interna de retorno: También tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 = 0$$

Tiempo de recuperación de la inversión: También denominado "Pay - Out" indica el tiempo que la empresa tardará en recuperar la inversión, con la ganancia que genera el negocio. Es una cantidad de meses o años.

El método del periodo de recuperación, determina la cuantía de los costos de operación que se deben financiar desde el momento en que se efectúa el primer pago por la adquisición de la materia prima hasta el momento en que se recauda el ingreso por la venta de los productos.

Este método selecciona aquellos proyectos mutuamente excluyentes cuyos beneficios permiten recuperar más rápidamente la inversión, es decir, cuanto más corto sea el periodo de recuperación de la inversión mejor será el proyecto, o bien, la decisión de invertir se toma comparando este período de recuperación con algún estándar predeterminado.

7.6.1. Rentabilidad a nivel país

La evaluación de la unidad de HDS de diésel a Nivel País se ha realizado sin financiamiento en Moneda Constante (dólares constantes del 2013). El Valor Actual Neto Acumulado (VPNA) se calcula con una tasa de descuento del 12 %.

Cuadro 7.11: Rentabilidad a nivel país

Descripción	VPNA: MMUS\$ del 2013	TIR %	Pay Out	Relacion B/C
Unidad HDS de diesel	117.8	19.41%	8.5	1.02

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

El VAN y TIR permiten apreciar que la Unidad HDS de diésel es económicamente viable a nivel país, porque se recupera la inversión en 8.5 años con una tasa interna de retorno de 19.41 % y un Valor Actual Neto Acumulado de 117.8 MMUS\$.

7.6.2. Rentabilidad a nivel empresa

La evaluación de la unidad de HDS de diésel a nivel empresa se ha realizado también en Moneda Constante (dólares constantes del 2013), considerando el pago de impuestos y el financiamiento del 70 % de la inversión fija excluido impuestos. Para la determinación del VAN se utilizó una tasa de descuento del 12%.

Cuadro 7.12: Rentabilidad a nivel empresa

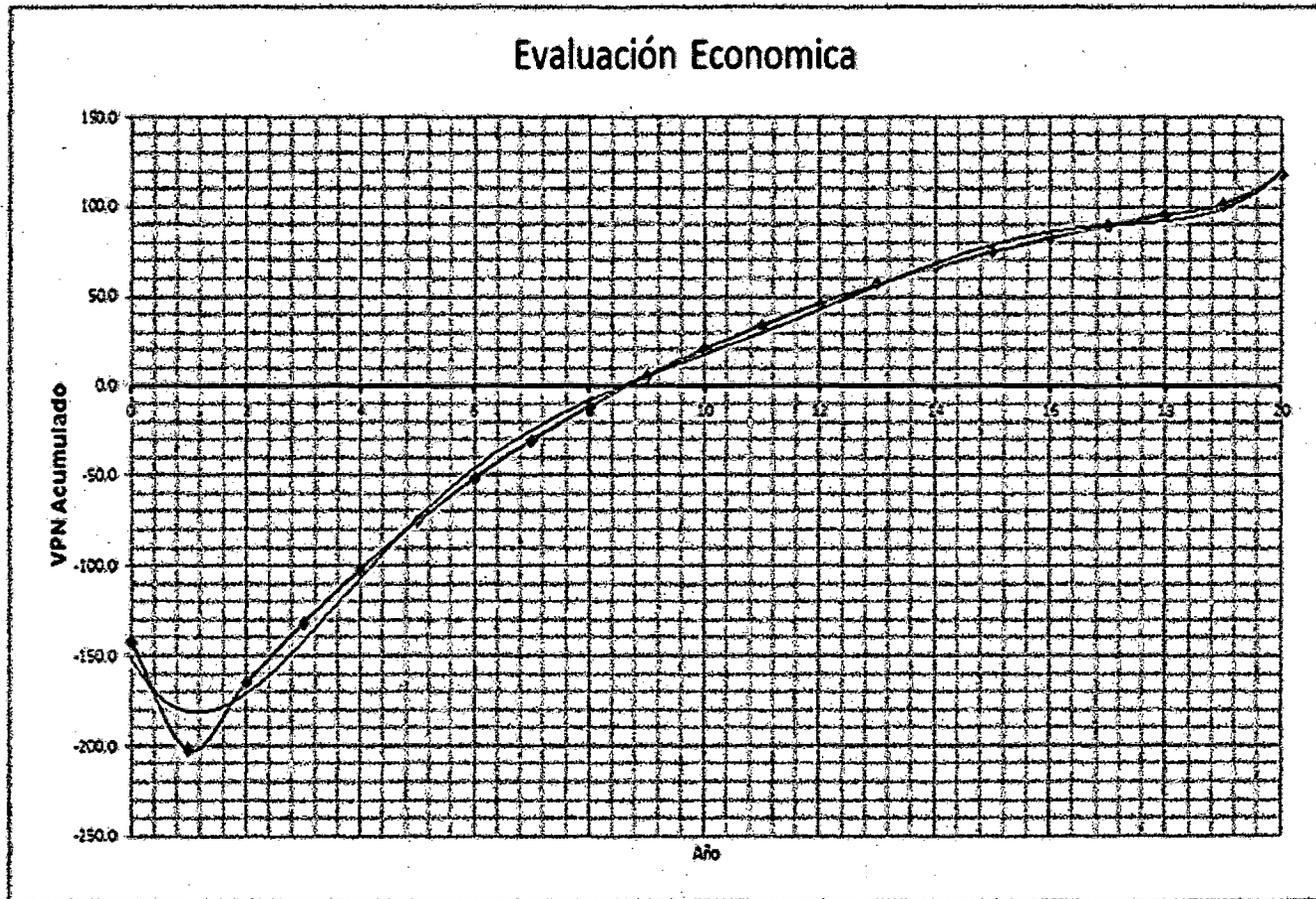
Descripción	VPNA: MMUS\$ del 2013	TIR %	Pay Out	Relacion B/C
Unidad HDS de diesel	154.6	28.01%	5.70	1.01

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

El VAN y TIR permiten apreciar que la unidad HDS de diésel es económicamente viable a nivel empresa, porque se recupera la inversión en 5.70 años con una tasa interna de retorno de 28.01 % y un Valor Actual Neto Acumulado de 154.6 MMUS\$.

Cuadro 7.13: VPNA de la Evaluación Económica para la Instalación de la unidad HDS de diesel

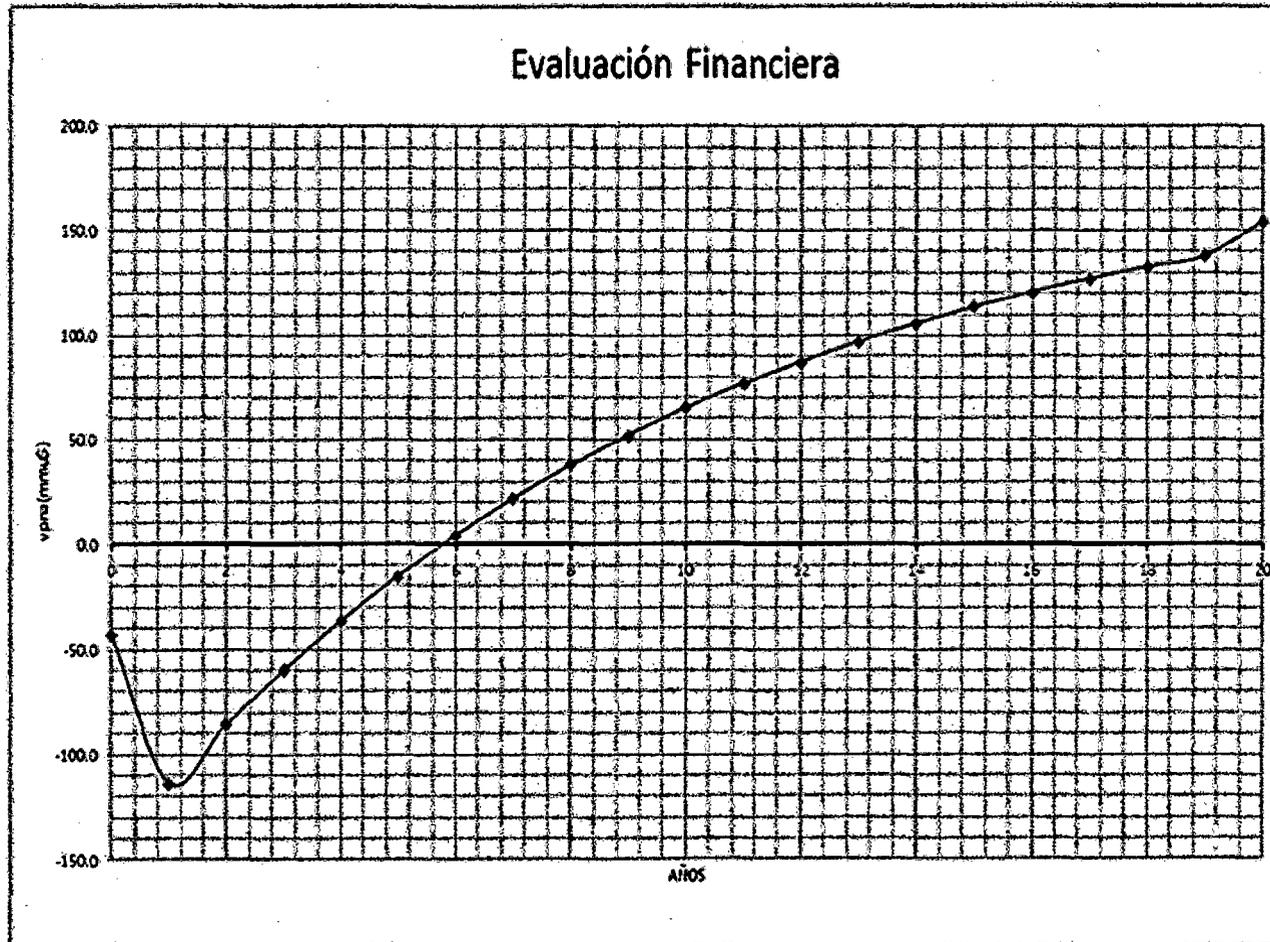
AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
VPN ACUMULADO	-142.0	-202.3	-164.9	-131.5	-101.7	-75.2	-51.4	-30.2	-11.3	5.6	20.7	34.2	46.2	57.0	66.6	75.1	82.8	89.6	95.7	101.1	117.8
TIR	19.41																				



Fuente: Curso de Economía de los Procesos - Emilio Porrás. Elaboración Propia.

Cuadro 7.14: VPNA de la Evaluación Financiera para la Instalación de la unidad HDS de diesel

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
VPN ACUMULADO	-42.6	-113.7	-85.5	-59.7	-36.3	-15.0	4.4	22.0	37.9	52.3	65.3	77.1	87.8	97.4	106.0	113.9	120.9	127.3	133.0	138.1	154.6



Fuente: Curso de Economía de los Procesos - Emilio Porras. Elaboración Propia.

Cuadro 7.15: Relación Beneficio Costo (B/C) para la implementación de la unidad HDS de diésel

EVALUACION ECONOMICA																					
MUUS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
FIJ	-142.0	-67.5	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	46.9	161.2
INGRESOS		2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3
EGRESOS	142.0	2375.8	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2261.4	2147.0
INGRESO(I+TD) ¹ (ECONOMICA)		2061.0	1840.1	1643.0	1467.0	1309.8	1169.4	1044.1	932.3	832.4	743.2	663.6	592.5	529.0	472.3	421.7	376.5	336.2	300.2	268.0	239.3
EGRESO(I+TD) ¹ (ECONOMICA)		2121.2	1802.8	1609.6	1437.2	1283.2	1145.7	1022.9	913.3	815.5	728.1	650.1	580.4	518.3	462.7	413.2	368.9	329.4	294.1	262.6	222.6
VPS	17241.6																				
VPC	16981.7																				
RELACION (B/C)	1.02																				
EVALUACION FINANCIERA																					
MUUS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
FIJ	-426	-79.7	35.5	36.2	36.9	37.6	38.2	38.8	39.4	40.0	40.5	41.0	41.5	42.0	42.4	42.8	43.2	43.6	44.0	44.3	159.0
INGRESOS	0	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3	2308.3
EGRESOS	426	2368.0	2272.8	2272.1	2271.4	2270.7	2270.1	2269.5	2268.9	2268.3	2267.8	2267.3	2266.8	2266.3	2265.9	2265.5	2265.1	2264.7	2264.3	2264.0	2149.3
INGRESO(I+TD) ¹ (FINANCIERA)		2061.0	1840.1	1643.0	1467.0	1309.8	1169.4	1044.1	932.3	832.4	743.2	663.6	592.5	529.0	472.3	421.7	376.5	336.2	300.2	268.0	239.3
EGRESO(I+TD) ¹ (FINANCIERA)		2132.1	1811.9	1617.2	1443.5	1288.5	1150.1	1026.6	916.4	818.0	733.2	651.8	581.8	519.4	463.6	413.9	369.5	329.8	294.5	262.9	222.8
VPS	17241.6																				
VPC	17044.4																				
RELACION (B/C)	1.01																				

Fuente: Curso de Economía de los Procesos - Emilio Porras. Elaboración Propia.

7.7. Análisis de Riesgo y Sensibilidad

Los criterios de evaluación mencionados hasta ahora para calcular la rentabilidad del proyecto no son exactos ya que solamente están indicando uno de los posibles escenarios del proyecto.

Hay que tener en cuenta que los cambios del entorno y de las variables estimadas son imposibles de predecir con exactitud. Por lo tanto, la decisión de invertir o no en este proyecto no debería basarse solamente en el cálculo del VAN realizado previamente, sino en la comprensión del origen de la rentabilidad del proyecto y del posible cambio en las variables estimadas.

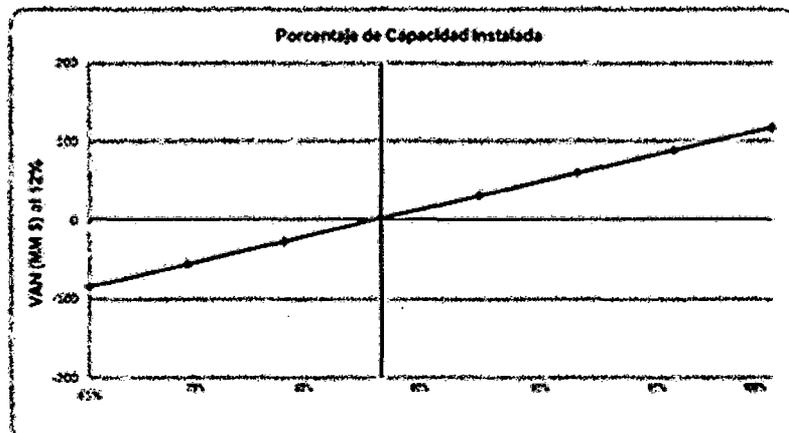
La finalidad del análisis de sensibilidad consiste en mejorar la calidad de la información para que el inversor tenga una herramienta adicional para decidir si invierte o no en el proyecto.

7.7.1. Sensibilidad a la Capacidad de Producción

La rentabilidad de la unidad HDS disminuye a medida que disminuye la capacidad de producción observando que la planta puede ir perdiendo rentabilidad al disminuir la capacidad de producción

Cuadro 7.16: Sensibilidad a la Capacidad de Producción

Variación	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%	100%
Producción USD (br)	29120.00	31920.00	33700.00	35840.00	39080.00	43320.00	47560.00	44800.00
VAN (M\$US\$) al 12%	-85.00	-58.00	-27.00	1.00	30.90	59.90	88.90	117.80
TIR	5.47%	7.87%	10.07%	12.13%	14.08%	15.93%	17.71%	19.41%
PAY - OUT (años)	No recupera	No recupera	No recupera	20.00	15.20	12.00	10.00	8.50



Fuente: Curso de Economía de los Procesos - Emilio Porras. Elaboración Propia.

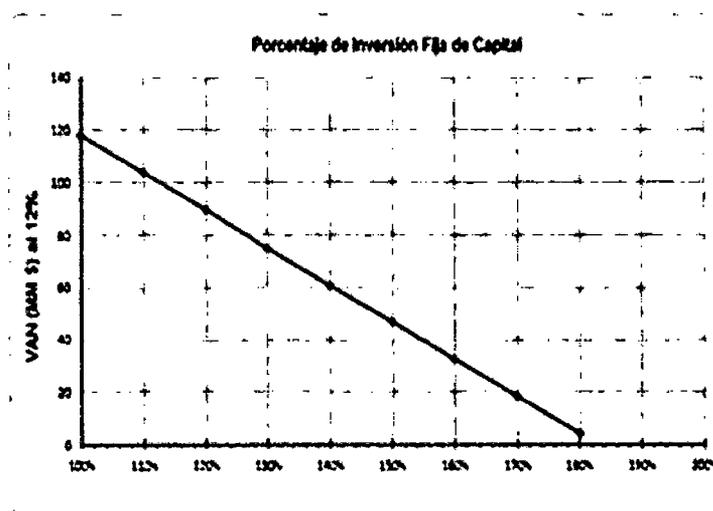
De los resultados obtenidos podemos concluir que si la capacidad de producción disminuye al 80% sigue siendo rentable.

7.7.2. Sensibilidad al Total de Inversión Fija

La inversión considerada en la Unidad HDS se incrementó un 10%, 20%, 30%, 40% hasta 80% obteniéndose los siguientes resultados:

Cuadro 7.17: Sensibilidad al Total de Inversión Fija

Variación	100%	110%	120%	130%	140%	150%	160%	170%	180%
Total de Inversión Fija (MILU\$S)	142 00	156 20	170 40	184 00	196 80	213 00	227 20	241 4	255 6
VAN (MILU\$S) al 12% :	117 80	103 00	89 40	75 20	61 00	46 80	32 60	18 40	4 20
TIR :	19 41%	18 16%	17 04%	16 04%	15 13%	14 30%	13 54%	12 83%	12 18%
PAY - OUT (años):	8 50	9 00	10 00	11 70	13 00	14 00	16 40	18 70	19 80



Fuente: Curso de Economía de los Procesos - Emilio Porras. Elaboración Propia.

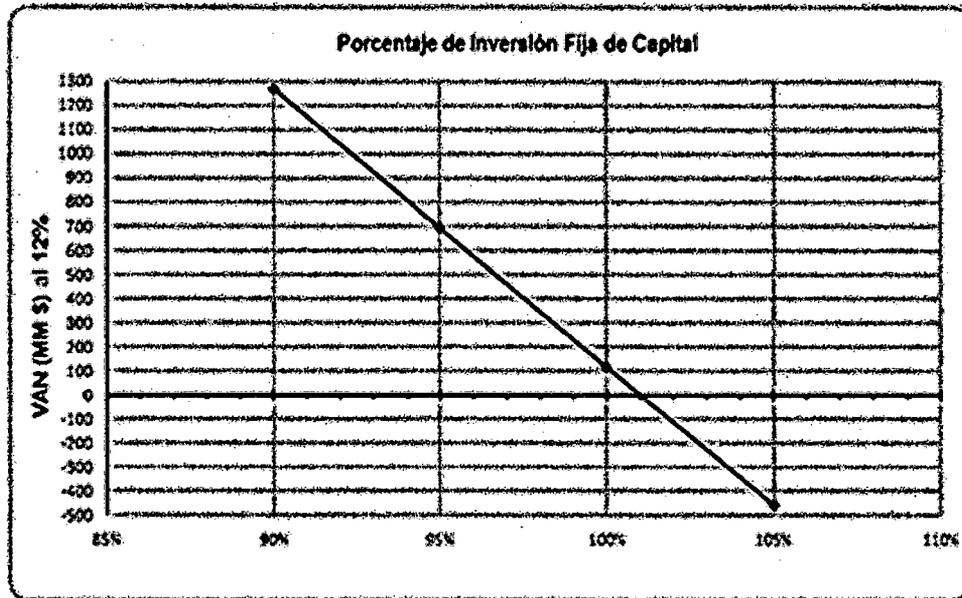
De los resultados obtenidos podemos concluir que sigue siendo atractiva la Unidad HDS, ya que en el caso de un incremento del 30% sobre la inversión fija, la rentabilidad continua siendo aceptable con un Pay-Out de 11.70 años. Lo recomendable es que el Pay-Out no sea mayor a los 12 años.

7.7.3. Sensibilidad a los Precios de la Materia Prima

Los costos de materia prima se consideraron para los casos de 90%, 95% y 105%.

Cuadro 7.18: Sensibilidad a los Precios de Materia Prima

Variación	90%	95%	100%	105%
Materia Prima (MMUS/AÑO)	1,610	1,700	1,789	1,878
VAN (MMUSS) al 12% :	1266.80	692.30	117.80	-456.70
TIR :	103.47%	58.46%	19.41%	No recupera
PAY - OUT (años) :	1.40	2.40	8.50	No recupera



Fuente: Curso de Economía de los Procesos - Emilio Porras. Elaboración Propia.

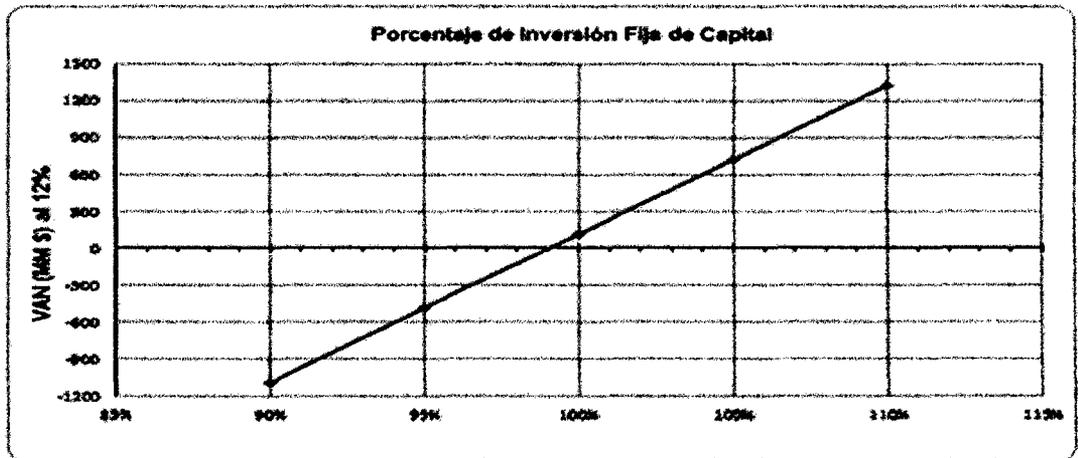
De los resultados obtenidos podemos concluir que al incrementar el costo de la materia prima en un 5%, el proyecto ya no sería rentable.

7.7.4. Sensibilidad a los Precios de los Productos

Los costos de los productos se consideraron para los casos de 90%, 95%, 105% y 110%.

Cuadro 7.19: Sensibilidad a los Precios de los Productos

Variación	90%	95%	100%	105%	110%
Materia Prima (MMUS/AÑO)	2,077	2,193	2,308	2,424	2,666
VAN (MMUSS) al 12% :	-1089.10	-485.60	117.80	721.30	1324.70
TIR :	-	-	19.41%	59.77%	105.45%
PAY - OUT (años) :	No recupera	No recupera	8.50	2.40	1.40



Fuente: Curso de Economía de los Procesos - Emilio Porras. Elaboración Propia.

CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Conclusiones

- La demanda de diésel en el mercado peruano presenta una proyección de crecimiento del 4.5% anual. La proyección de la demanda para el 2020 se estima en 142.83 MBPD, y el Perú por ser un país deficitario de diésel, en lugar de importar ULSD resultaría más rentable la implementación de unidad de HDS de diésel al reducir los costos de transporte.
- Así mismo, la cada vez menor disponibilidad de crudos livianos permite optar por el procesamiento de crudos pesados y extrapesados los cuales presentan mayor contenido de azufre. De esta manera, se requiere la implementación de una unidad de HDS en Refinería Talara para producir diésel S-50 para cumplir la especificación nacional en temas ambientales.
- La tecnología HALDOR TOPSOE HDS/HDA seleccionada para nuestro proyecto presenta menores condiciones de presión y temperatura propiciando un significativo ahorro energético y a su vez, evita la formación de reacciones indeseables de hidrocraqueo y formación de coque. Cabe mencionar que el hidrocraqueo aumentaría el consumo de hidrógeno, y afectaría el rendimiento del producto y el coque generado propiciaría la desactivación del catalizador.
- La tecnología HALDOR TOPSOE HDS/HDA presenta un reactor HDA que favorece las reacciones de hidrodesaromatización necesarias para aumentar el índice de cetano.
- El catalizador NiMo con base en alúmina el cual presenta una muy alta actividad con poco desgaste es ideal para optimizar el rendimiento de nuestro producto. El NiMo favorece íntegramente las reacciones de hidrodensnitrógeno disminuyendo la desactivación del catalizador y así favoreciendo las reacciones de HDS.

- En la evaluación económica se determinó lo siguiente:

Cuadro 8.1: Rentabilidad a nivel país

Descripción	VPNA: MMUS\$ del 2013	TIR %	Pay Out	Relacion B/C
Unidad HDS de diesel	117.8	19.41%	8.5	1.02

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

La implementación de una unidad HDS de diésel presenta rentabilidad a nivel país con un Valor Actual Neto Acumulado de 117.8 MMUS\$, una Tasa Interna de Retorno de 19.41% y con una recuperación de la inversión en 8.50 años.

Cuadro 8.2: Rentabilidad a nivel empresa

Descripción	VPNA: MMUS\$ del 2013	TIR %	Pay Out	Relacion B/C
Unidad HDS de diesel	154.6	28.01%	5.70	1.01

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

La implementación de una unidad HDS de diésel también presenta rentabilidad a nivel empresa con un Valor Actual Neto Acumulado de 154.6 MMUS\$, una Tasa Interna de Retorno de 28.01% y con una recuperación de la inversión en 5.70 años.

8.2. Recomendaciones

- Se recomienda implementar al más breve plazo posible un nuevo esquema de producción de diésel de bajo azufre, el cual debe contar planta de hidrógeno y una unidad de HDS de gasolinas para cumplir con las especificaciones ambientales de 50 ppm, así como una unidad de recuperación y producción de azufre o ácido sulfúrico identificando terrenos nuevos y adyacentes a las unidades de procesamiento a fin de poder contar con unidades de servicios industriales y auxiliares propios.

- La unidad HDS de diésel deberá localizarse en la Refinería Talara, la cual es la segunda refinería con mayor capacidad de procesamiento en el país y actualmente no cuenta con ninguna tecnología licenciada para la HDS de diésel, debido a su ubicación proporcionará una mayor flexibilidad para el procesamiento de crudo pesados procedentes del mercado ecuatoriano, la capacidad de la unidad HDS de diésel se determinó:

Cuadro 8.3: Capacidad Nominal de la Unidad HDS de diésel, MBPD

Unidades	Tamaño Inferior	Tamaño Medio	Tamaño Superior
Destilación Primaria	62.00	95.00	120.00
Destilación al Vacío	36.60	56.00	70.80
Hidrodesulfurización de Diesel	29.30	44.80	56.60
Cracking Catalítico	22.90	34.60	44.30

Fuente: Propia. Elaboración Propia.

Se deberá seleccionar el tamaño medio, debido a que la capacidad de la UDP no podrá ser mayor a 95.00 MBPD.

- El sulfuro de hidrógeno generado en la HDS de diésel y gasolinas se envía a una unidad de recuperación y producción de azufre o ácido sulfúrico, de este modo se otorga un valor agregado a este sub-producto.
- Invitar a empresas licenciadoras de tecnologías para procesos de HDS de diésel para elaborar estudios más detallados y complejos de procesamiento, adecuados a la realidad nacional de nuestras refinerías, así como para incentivar la cultura de cambio y mejora en el personal a la par del comportamiento histórico y la proyección futura en los esquemas de refinación.
- Promover el desarrollo del proyecto, mediante la participación del capital privado o en asociación con compañías internacionales de gran capacidad de recursos económicos y tecnológicos, que permitan el financiamiento y su inmediata implementación, lo cual es factible debido a la rentabilidad del proyecto.

CAPÍTULO 9

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ALFARO MEDINA, Arturo. LOMBARDI VALLE, Gina. Azufre en los combustibles en el Perú. Programa Regional Aire Limpio. Gama Gráfica S.R.L. Junio, 2007.
- [2] Hernández Rojas, Suarez Toriello, Santana Ángel. Análisis de opciones para la reducción de azufre proveniente del crudo maya: Desulfuración Oxidativa. Ingeniería Química, Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa. México.
- [3] Introducción a la Refinación del Petróleo y producción de gasolina y diésel con bajo contenido de azufre. The International Concilon Clean Transportation. 2011.
- [4] WUITHIER, Pierre. El Petróleo: Refinación y Tratamiento Químico, Editorial: Reverte.
- [5] MEYERS, Robert A. *Handbook of Petroleum Refining Processes Third Edition*, USA: McGraw Hill.
- [6] Aviles Cabrera, Cabello Robles, Vargas Rodríguez. Hidrodesulfurización profunda de diésel. 2003.
- [7] Ceballo C., Dávila V, Digarte S., Gutierrez Mileidys, Muñoz Cintia P. Planta de Hidrodesulfurización para reducir la cantidad de compuestos azufrados presente en crudo pesado. Facultad de Ingeniería, Universidad de Los Andes. 2012.
- [8] Alvarez Murillo, Chavez Esquivel, Garcia Pinacho. Diseño de una planta para hidrotratamiento de cargas pesadas de diésel. Universidad Autónoma Metropolitana. México, 2009.
- [9] Hernandez Vergara, Nieto Perez, Olayo Valles. Elaboración de unidades de hidrotratamiento para el diésel. Universidad Autonoma Metropolitana Iztapalapa. Mexico, 1997.
- [10] Ovando Gonzales, Vara Anibarro. Obtención de gas de síntesis y petróleo sintético por el método Fischer-Tropsch a escala convencional. Universidad

Mayor Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chiquisaca. Bolivia, 2004.

- [11] Proyectos de Hidrodesulfurización Ingeniería Química. Diciembre 2004
- [12] De Benitos F. Albertos. Procesos de Hidrotratamiento para Producir Diésel de Bajo Azufre. Ingeniería Química. Marzo 2002. 87-92
- [13] Rodriguez Gonzales, Valverde Herrera. Diseño de una unidad de hidrodesulfuración profunda de diésel: Evaluación de catalizadores con base en alúmina sintetizada por métodos alternativos. Universidad Autónoma Metropolitana. Mexico, 2008.
- [14] Mecola Guadamos Nilton A. Instalación de una Unidad de Tratamiento Químico para el LCO de la Refinería Talara – Petroperu S.A. empleando Tecnología de Hidrodesulfurización. Tesis Universidad Nacional de Trujillo. Talara 2002.
- [15] Terrones Huanca. Integración de la producción de hidrógeno a partir del gas natural a la matriz energética nacional. Tesis. Universidad Nacional de Ingeniería, 2003.
- [16] JOSE LLUCH URPI, Tecnología y Margen de Refino en el Petróleo, 2008
- [17] PETROPERU, Bases del Proceso por Competencia Internacional para la Elaboración de Tecnologías y Contratación de Licenciamiento y Diseño Básico de Procesos del Proyecto de Modernización de Refinería Talara.
- [18] PETROPERU, Folleto Informativo - 2008 Proyecto de Modernización de Refinería Talara.
- [19] PETROPERU, Términos de Referencia para Elaboración de Propuesta Técnico – Económica de Licenciamiento y Diseño Básico del Proceso de Hidrodesulfurización de diésel del Proyecto de Modernización Refinería Talara.
- [20] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2007.
- [21] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, Balance Nacional de Energía 2011.
- [22] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016.

- [23] PERUPETRO, Informe de Actividades Diciembre 2012.
- [24] PORRAS, Emilio. Curso sobre Economía de los Procesos.
- [25] PORRAS, Emilio. Curso sobre Procesos de Refinación de Petróleo y Gas Natural.
- [26] Análisis Situacional de la Comercialización de Combustibles Líquidos en el Perú. Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos. OSINERGMIN, 2011.
- [27] Fundamentos Económicos de determinación de precios internos de combustibles. Macroconsult, 2008.
- [28] Cronograma de reducción progresiva del contenido de azufre en el combustible Diésel N°1 y N°2. D.S. 025 – 2005 – EM. Publicado el 06/07/2005.
- [29] http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm "U.S. Energy Information Administration"
- [30] CARRO PAZ, Roberto. GONZÁLEZ GÓMEZ, Daniel. Localización de las instalaciones. Facultad de Ciencias Económicas y Sociales. Universidad Nacional de Mar de Plata.
- [31] Ley N° 28694: Ley que regula el contenido de azufre en el combustible diésel.

CONSULTAS A PAGINAS WEB

- [1] PETROLEOS DEL PERU S.A.

www.petroperu.com.pe

- [2] PERUPETRO

www.perupetro.com.pe

- [3] Ministerio de Energía y Minas

www.minem.gob.pe

- [4] OSINERGMIN

www.osinergmin.gob.pe

[5] Instituto Nacional de Estadística e Informática

www.inei.gob.pe

[6] U.S. Energy Information Administration

http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

[7] HALDOR TOPSOE

www.topsoe.com

ANEXOS

- ANEXO A : GLOSARIO
- ANEXO B : NOMENCLATURA
- ANEXO C : LISTA DE CUADROS
- ANEXO D : LISTA DE GRÁFICOS

ANEXO A

GLOSARIO

GLOSARIO

Análisis de Sensibilidad: Es un término financiero, muy utilizado en el mundo de la empresa a la hora de tomar decisiones de inversión, que consiste en calcular los nuevos flujos de caja y el VAN en un proyecto, al cambiar una variable (la inversión inicial, la duración, los ingresos, la tasa de crecimiento de los ingresos, los costes, entre otros).

Aromáticos: Hidrocarburos con una estructura de anillo, generalmente con un olor aromático distintivo y buenas propiedades solventes como el Benceno, Tolueno y Xileno (BTX).

Atomización: Pulverización de líquidos

Barril (bbl): Una medida estándar para los combustibles. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159 litros.

Biodiésel (B100): Combustible derivado de recursos renovables, puede ser obtenido a partir de aceites vegetales o grasas animales. Este combustible no contiene azufre.

Blending: Se refiere a la combinación de dos o más productos intermedios para obtener un producto final con determinadas características.

Catalizador: Es una sustancia que aumenta la velocidad de una reacción química.

Compuesto Orgánico: Es una sustancia química que contiene carbono, formando enlaces C-C y C-H. En muchos casos contienen oxígeno, nitrógeno, azufre, entre otros.

Corrosión: Se define como el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno.

Coque: Producto sólido, muy cargado de carbono, de densidad próxima a 1.2, color entre pardo oscuro y gris negro y estructura celular o granular (sirve para la fabricación de electrodos de grafito artificial, abrasivos, pigmentos, y como

combustible). Existen muchas empresas cuya materia prima es coque en piedra y el producto es coque con un diámetro de partícula muy pequeño.

Craqueo: El craqueo es un proceso químico por el cual se quiebran moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples.

Decantación: Separación de un sólido o líquido más denso de un líquido menos denso y que por lo tanto ocupa la parte superior de la mezcla.

Diésel: Combustible derivado de hidrocarburos, destilado medio, obtenido de procesos de refinación.

Estudio de mercado: Consiste en una iniciativa empresarial con el fin de hacerse una idea sobre la viabilidad comercial de una actividad económica.

Filtración: Proceso unitario de separación de sólidos en suspensión en un líquido mediante un medio poroso, que retiene los sólidos y permite el pasaje del líquido

Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles: Fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios internacionales del petróleo y sus derivados se traslade a los consumidores del mercado interno.

Gas Natural: Es una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. Consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano; también, alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas.

Gasolina: Mezcla de hidrocarburos usado como combustible en automóviles y motocicletas, etc.

Gravedad API: La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los tipos de petróleo.

Heating Oil: Hidrocarburo utilizado para calefacción

Hidrodeshulfurización: Es un proceso destinado a eliminar el azufre (impureza contaminante) que se encuentra en las fracciones del petróleo y que se instala antes de los procesos que pueden ver afectados sus catalizadores como el reformado. Este azufre se encuentra combinado formando componentes

químicos que, de ser encontrados en los combustibles en el motor en el momento de la combustión, este se corroería y al mismo tiempo, al ser expulsados los gases, contaminarían el ambiente.

Hidrómetro: Instrumento utilizado para medir la densidad de un líquido.

Impacto Ambiental: Es el efecto que produce la actividad humana sobre el medio ambiente. El concepto puede extenderse a los efectos de un fenómeno natural catastrófico.

Inhibidor: Es una sustancia que disminuye la velocidad de una reacción química.

Líquidos del Gas Natural (LGN): Aquellos hidrocarburos provenientes de formaciones productivas de gas natural que son licuados en las instalaciones de campo o en plantas de separación de gas natural. Los líquidos del gas natural incluyen al etano, propano, butano y gasolina natural.

Material particulado: Consiste en la acumulación de diminutas piezas de sólidos o de gotitas de líquidos en la atmósfera ambiental, generada a partir de alguna actividad antropogénica o natural.

Matriz Energética: Se refiere a una representación cuantitativa de toda la energía disponible, en un determinado territorio, región, país, o continente para ser utilizada en los diversos procesos productivos

Morbilidad: Se refiere a la cantidad de hospitalizaciones en una población debido a determinados eventos

Mortalidad: Se refiere a la cantidad de defunciones en una población debido a determinados eventos.

Nafta: Un rango de destilados más ligeros que el kerosene, utilizada como carga para la producción de gasolina para motores y para la industria química (p. ej. : para elaboración de etileno).

Número de Cetano: El número o índice de cetano guarda relación con el tiempo que transcurre entre la inyección del carburante y el comienzo de su combustión.

Una combustión de calidad ocurre cuando se produce una ignición rápida seguida de un quemado total y uniforme del carburante.

Octanaje: Unidad en que se expresa el poder antidetonante de una gasolina o de otros carburantes en relación con cierta mezcla de hidrocarburos que se toma como base.

Partículas Totales en Suspensión: Estas partículas consisten en acumulación de diminutas piezas de sólidos o de gotitas de líquidos en la atmósfera ambiental, generada a partir de alguna actividad causada por el hombre o natural. Los contaminantes en partículas no son idénticos física y químicamente, sino más bien están constituidos por una amplia variedad de tamaños, formas y composiciones químicas. Algunos son mucho más nocivos para la salud y la visibilidad.

Población Económicamente Activa: es la cantidad de personas que se han integrado al mercado de trabajo, es decir, que tienen un empleo o que lo buscan actualmente.

Refinación: Es el proceso de purificación de una sustancia química obtenida muchas veces a partir de un recurso natural. Por ejemplo, el petróleo arderá generalmente en su estado natural, pero no puede ser utilizado directamente en los motores de combustión, debido a la presencia de residuos y la generación de subproductos.

Refinería: Es una plataforma industrial destinada a la refinación del petróleo, por medio de la cual, mediante un proceso adecuado, se obtienen diversos combustibles fósiles capaces de ser utilizados en motores de combustión: gas oil, nafta. Además, y como parte del proceso, se obtienen diversos productos tales como aceites minerales y asfaltos.

ANEXO B

NOMENCLATURA

NOMENCLATURA

API: American Petroleum Institute

ASTM: American Society for Testing Materials

bbI: barril

BTU: British Thermal Unit

°C: grados centígrados

cSt: centistoke

DAP: Disposición a pagar

DMDS: Dimetil Disulfuro

D.S. Decreto Supremo

ECA: Estándares de Calidad Ambiental

EM: Energía y Minas

°F: grados fahrenheit

FEPC: Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles

FNF: Flujo Neto de Fondos

FOB: Free On Board

GEI: Gases del Efecto Invernadero

GN: Gas Natural

GNV: Gas Natural Vehicular

GLP: Gas Licuado de Petróleo

HDA: Hidrodesaromatización

HDN: Hidrodesnitrogenación

HDO: Hidrogenación de compuestos oxigenados

HDS: Hidrodesulfurización

ISC: Impuesto Selectivo al Consumo

LCO: Light Cycle Oil = Aceite Cíclico Ligero

LVGO: Light Vacuum Gas Oil = Gasóleo Liviano de Vacío

MBDC: Miles de barriles por día calendario

MBPD: Miles de barriles por día

MBs: Miles de Barriles

MCIA: Motor de Combustión Interna Alternativo

MEC: Motor de Encendido por compresión

MDEA: Metildietanolamina

MMSCFD: Millones de pies cúbicos estándar por día

MMUS\$: Millones de dólares americanos

Mtep: Millones de toneladas equivalentes de petróleo

MW: Megawatts

OMS: Organización Mundial de la Salud

ppm: partes por millón

PEA: Población Económicamente Activa

PI: Petróleo Industrial

PM-X: Material Particulado (X micras de diámetro)

PTS: Partículas Totales en Suspensión

TBP: True Boling Point

TD: Tasa de Descuento

TIR: Tasa Interna de Retorno

TM: Tonelada Métrica

ULSD: Ultra Light Sulfur Diesel

µm: micra

VPNA: Valor Actual Neto Acumulado

ANEXO C

LISTA DE CUADROS

LISTA DE CUADROS

Capítulo 3

Cuadro 3.1: Especificaciones del Diésel N° 1, Diésel N° 2 y Diésel N° 2 Especial

Cuadro 3.2: Crudo comparativo de azufre en el crudo procesado en el Perú – 2012.

Capítulo 4

Cuadro 4.1: Reservas probadas de petróleo al 2012, en miles de barriles.

Cuadro 4.2: Producción diaria histórica de petróleo al año 2012.

Cuadro 4.3: Producción diaria histórica de petróleo al año 2012 por zonas.

Cuadro 4.4: Producción de hidrocarburos líquidos, según empresa, 2007 – 2012

Cuadro 4.5: Importaciones de diésel 2 y diésel 2 50ppm (MBPD)

Cuadro 4.6: Producción histórica de diésel 2 en el Perú

Cuadro 4.7: Parque vehicular nacional estimado por años, según clase de vehículo, 2003 – 2012.

Cuadro 4.8: Demanda actual de Diésel B5 en el Perú – 2013 (MBPD)

Cuadro 4.9: Producción de diésel, según tipo y refinería, 2003 – 2012 (Miles de Barriles)

Cuadro 4.10: Volumen de Biodiésel B100 comercializado durante el 2012, miles de barriles.

Cuadro 4.11: Estructura de Precios de los Combustibles – 2013.

Capítulo 5

Cuadro 5.1: Factores y sub-factores a considerar para la localización de la unidad.

Cuadro 5.2: Emisiones de Gases del Efecto Invernadero. Refinería Talara.

Cuadro 5.3: Emisiones Atmosféricas de Refinería Talara

Cuadro 5.4: Tipos de Residuos. Refinería Talara

Cuadro 5.5: Emisiones de Gases del Efecto Invernadero. Refinería La Pampilla.

- Cuadro 5.6: Emisiones Atmosféricas de Refinería La Pampilla.
- Cuadro 5.7: Tipos de Residuos. Refinería La Pampilla.
- Cuadro 5.8: Consumo de Energía. Refinería Talara.
- Cuadro 5.9: Consumo de Energía. Refinería La Pampilla.
- Cuadro 5.10: Calificación de los sub-factores para la localización de la unidad HDS.
- Cuadro 5.11: Capacidad Nominal de la unidad HDS de diésel, MBPD

Capítulo 6

- Cuadro 6.1: Cuadro comparativo de tecnologías para HDS de diésel más representativas.
- Cuadro 6.2: Condiciones de operación para el proceso HALDOR TOPSOE HDS/HDA.
- Cuadro 6.3: Cargas procesadas en las refinerías – 2012 (Miles de Barriles)
- Cuadro 6.4: Cálculo °API para crudo mezcla
- Cuadro 6.5: Composición de crudo a procesar y productos intermedios resultantes
Composición del gas de reposición
- Cuadro 6.6: Propiedades de la carga para unidad HALDOR TOPSOE HDS/HDA
- Cuadro 6.7: Composición de flujo de hidrógeno
- Cuadro 6.8: Rendimiento de productos a la salida del reactor.
- Cuadro 6.9: Rendimiento de productos finales.
- Cuadro 6.10: Propiedades del producto final
- Cuadro 6.11: Propiedades de la nafta
- Cuadro 6.12: Propiedades del off-gas
- Cuadro 6.13: Propiedades de los catalizadores
- Cuadro 6.14: Requerimientos de insumos químicos para HDS de diésel
- Cuadro 6.15: Estándares Nacionales de Calidad del Aire
- Cuadro 6.16: Producción de agua ácida

Capítulo 7

- Cuadro 7.1: Estimación de la inversión para la unidad en U.S. Coast Golf.

Cuadro 7.2: Total de Inversión Fija

Cuadro 7.3: Valorización de costos de materia prima (25/03/2013)

Cuadro 7.4: Valorización de costos de los productos (25/03/2013)

Cuadro 7.5: Ajuste de precios de productos (25/03/2013)

Cuadro 7.6: Rendimientos y precios finales de los productos (25/03/2013)

Cuadro 7.7: Precios de Productos en el Mercado Nacional que intervienen en la Evaluación

Cuadro 7.8: Costo de mano de obra de operación

Cuadro 7.9: Costos Variables de Operación

Cuadro 7.10: Costo de Producción de la Unidad HDS de diésel

Cuadro 7.11: Rentabilidad a nivel país.

Cuadro 7.12: Rentabilidad a nivel empresa.

Cuadro 7.13: VPNA de la Evaluación Económica para la instalación de la unidad HDS de diésel

Cuadro 7.14: VPNA de la Evaluación Financiera para la instalación de la unidad HDS de diésel

Cuadro 7.15: Relación Beneficio Costo (B/C) para la implementación de la unidad HDS de diésel.

Cuadro 7.16: Sensibilidad a la Capacidad de Producción

Cuadro 7.17: Sensibilidad al Total de Inversión Fija

Cuadro 7.18: Sensibilidad a los Precios de Materia Prima

Cuadro 7.19: Sensibilidad a los Precios de los Productos

Capítulo 8

Cuadro 8.1: Rentabilidad a nivel país.

Cuadro 8.2: Rentabilidad a nivel empresa.

Cuadro 8.3: Capacidad Nominal de la Unidad HDS de diésel, MBPD

ANEXO D

LISTA DE GRÁFICOS

LISTA DE GRÁFICOS

Capítulo 3

Gráfico 3.1: Demanda nacional de diésel por sector económico – año 2012

Gráfico 3.2: Estándares del ensayo de corrosión a la lámina de cobre

Gráfico 3.3: Demanda nacional anual de combustibles líquidos 2008 – 2012 (MBPD)

Gráfico 3.4: Relación entre la concentración ambiental de material particulado y el incremento de la mortalidad diaria

Gráfico 3.5: Valor económico de la mortalidad por contaminación de PTS y PM10, Lima y Callao, 2005.

Gráfico 3.6: Valor económico de la morbilidad por contaminación de PTS y PM10, Lima y Callao, 2005.

Capítulo 4

Gráfico 4.1: Consumo nacional por tipo de energía primaria, Metp

Gráfico 4.2: Cadena de valor del petróleo actual

Gráfico 4.3: Producción nacional de petróleo, en MMBPD

Gráfico 4.4: Descripción de la producción anual de petróleo al año 2012.

Gráfico 4.5: Variación anual de la demanda nacional de diésel (2008 – 2012)

Gráfico 4.6: Demanda nacional de Diésel B-5 – 2013

Gráfico 4.7: Proyección de la demanda nacional de diésel al año 2020.

Gráfico 4.8: Consumo de Biodiésel B100 a nivel nacional – año 2012.

Capítulo 6

Gráfico 6.1: Diagrama de una planta de hidrodesulfurización

Gráfico 6.2: Diagrama de proceso de una unidad de hidrodesulfurización de diésel

Gráfico 6.3: Tecnología ABB LUMMUS GLOBAL

Gráfico 6.4: Tecnología Axens

Gráfico 6.5: Tecnología CB&I Howe-Baker

Gráfico 6.6: Tecnología Chevron Lummus Global LLC

Gráfico 6.7: Tecnología Exxon Research and Engineering Co.

Gráfico 6.8: Tecnología HALDOR TOPSOE A/S

Gráfico 6.9: Tecnología HALDOR TOPSOE HDS/HDA

Gráfico 6.10: Tecnología P.D. Licensing, LLC

Gráfico 6.11: Tecnología UOP, LLC.

Capítulo 7

Gráfico 7.1: Capital Total de Inversión