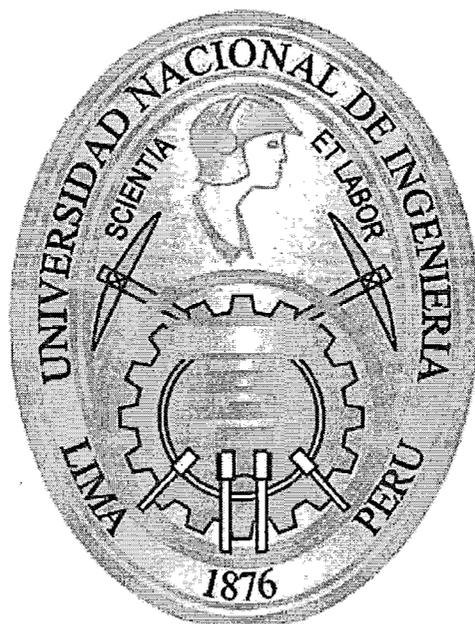


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL



**“ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN
DE NUEVAS UNIDADES DE PROCESO EN REFINERÍA IQUITOS
PARA CUBRIR LA DEMANDA DE NAFTA DE ALTO
OCTANAJE EN LA REGIÓN SELVA”**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTADO POR:

KATHLEEN ALICIA ROLDÁN ÑAÑEZ

LIMA – PERÚ

Digitalizado por:

2013

Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse

RESUMEN

Considerando la perspectiva de crecimiento económico de nuestro país que se refleja en el mayor consumo de combustibles, la presente tesis propone como una alternativa de negocio, invertir en la instalación de nuevas unidades de proceso como es el caso de Refinería Iquitos, la cual no cuenta con facilidades de destilación al vacío, craqueo y reformación catalítica, procesos típicamente esenciales para maximizar la producción de combustibles con mayor valor agregado, que permitan cumplir con la demanda de naftas de alto octanaje en la Región Selva.

La presente tesis se inicia con la introducción a la investigación, describiendo el problema a resolver, los objetivos, su importancia, el alcance y las limitaciones del estudio definidas durante la realización del presente trabajo. El siguiente capítulo contiene el marco teórico (Capítulo 3), que incluye tanto los conceptos en procesos y esquemas de refinación que se utilizaron para el proceso de identificación y determinación de las propuestas para el criterio y selección de la tecnología del esquema más conveniente a instalarse en la Refinería Iquitos de Petroperú. Asimismo, se ha analizado el consumo histórico de combustibles para el área de influencia de Operaciones Selva (Capítulo 4), así como su proyección para los siguientes diez años (Capítulo 6). Esto con la finalidad de poder determinar el esquema de refinación que pueda satisfacer los productos con mayor demanda.

Los esquemas propuestos en la presente tesis son: caso 1: Instalación de UDV y RCC; caso 2: Instalación de UDV y UCC; caso 3: Instalación de UDV, UCC y Visbreacking; caso 4: Instalación de Unidad de Delayed Coking; caso 5: Instalación de Unidad de Flexicoking y el caso 6: Instalación de Unidad de Hydrocracking.

La evaluación económica de cada esquema de refinación esta presentado en el Capítulo 06, en el que se consideran dos años de inversión (2013 - 2014) y el inicio de la operación de la planta en el año 2015.

Todos los componentes de evaluación (inversión, ventas y costos) estarán expresados en moneda constante del año 2014. Los resultados de la evaluación económica con una tasa de descuento de 12% son:

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
VAN (MUS\$)	86 251,6	180 367,1	323 396,2	106 084,6	51 870,4	541 256,7
TIR	20,2%	26,5%	35,0%	18,7%	14,8%	42,2%
PAYOUT (años)	6,3	4,6	3,2	6,8	8,8	2,5

De acuerdo a la evaluación económica, el tipo de esquema seleccionado sería el de la instalación de una Unidad de Hidrocracking (Caso 6), y como segunda opción el de la instalación de una Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado – FCC (Caso 3). Sin embargo, la producción de residuales es alta (para el Caso 6) y con ello no se soluciona el problema de rendimiento de los productos de fondo. Se concluye entonces que la tecnología mejor evaluada en comparación a todas las unidades mencionadas es el Caso 3, la cual resulta ser la más rentable, toda vez que resuelve el problema de déficit de gasolinas de alto octanaje y destilados medios. Una vez seleccionado el esquema de refinación más conveniente a instalarse en Refinería Iquitos (Caso 3), se realiza la evaluación económica para un caso real en donde se trabaja con la capacidad máxima instalada de la UDP de la refinería (12 000 BDC), y como materia prima el petróleo crudo del Lote 8 situada en la selva norte del Perú (operada por la empresa Pluspetrol Norte S.A.) denominado “Crudo Mayna”, resultando un VAN: 138 704,9 MUS\$, TIR: 24,6 % y Pay-Out: 4,7 años.

Dentro de las principales conclusiones y recomendaciones extraídas de la evaluación técnica-económica tenemos:

- De acuerdo a los resultados obtenidos en la evaluación técnico-económica, es factible instalar unidades de proceso en la Refinería Iquitos.
- La inversión generará puestos de trabajo, autosuficiencia energética para la región Selva y de disponer de combustibles excedentes para el mercado de exportación.
- Se recomienda continuar con el estudio de pre-factibilidad y/o factibilidad, profundizando el estudio de la presente tesis.

ABSTRACT

Considering the prospect of our country's economic growth is reflected in higher fuel consumption, this thesis proposes as an alternative business, invest in the installation of new process units such as Iquitos Refinery, which hasn't facilities in vacuum distillation, catalytic cracking and reforming, typically essential processes to maximize fuel production with higher added value, that would meet the demand for high-octane gasoline in the Forest Region.

This thesis begins with an introduction to research, describing the problem to solve, objectives, importance, scope and limitations of the study defined during the conduct of this study. The following chapter provides the theoretical framework (Chapter 3), which includes both the concepts in refining processes and schemes that were used for the process of identification and determination of proposals for selecting of the most convenient technology scheme to settle in Iquitos Petroperú Refinery. Furthermore, we have analyzed the historical consumption of fuels for the catchment area of Forest Operations (Chapter 4), and the projection for the next ten years (Chapter 6). This in order to determine the refining scheme that can satisfy the most demanded products.

The schemes proposed in this thesis are: case 1: Installation of UDV and RCC; case 2: Installation of UDV and UCC; case 3: Installation of UDV, UCC and Visbreaking; case 4: Delayed installation Coking Unit; case 5: Unit installation and Flexicoking case 6: Hydrocracking Unit installation.

Economic evaluation of each refining scheme is presented in Chapter 06, are considered investment of two years (2013-2014) and the beginning of the operation of the plant in 2015. All assessment components are expressed in constant currency of 2014. The results of the economic evaluation with a discount rate of 12% are:

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6
NPV (MUS\$)	86 251,6	180 367,1	323 396,2	106 084,6	51 870,4	541 256,7
IRR	20,2%	26,5%	35,0%	18,7%	14,8%	42,2%
PAYOUT (years)	6,3	4,6	3,2	6,8	8,8	2,5

According to the economic evaluation, the most suitable type of scheme is the installation of the Hydrocracking Unit (Case 6), followed by the Fluidized Catalytic Cracking Unit - FCC (Case 3), but because the production of waste is high (for Case 6) and thus does not solve the problem of product performance background, the best technology evaluated in comparison to all the units mentioned is Case 3, which happens to be the most profitable, since which solves the problem of shortage of high octane gasoline and middle distillates. After selecting the most suitable refining scheme to settle in Iquitos Refinery (Case 3), the economic evaluation is performed for a real case where it works with the installed capacity of the refinery UDP (12000 BDC), and feedstock crude oil from Block 8 located in the northern jungle of Peru (operated by Pluspetrol Norte SA) called "crude Mayna", resulting in a NPV: 138 704,9 MUS\$, IRR: 24,6 % and Pay-Out: 4,7 years.

Among the main conclusions and recommendations from the technical-economic evaluation are:

- According to the results of the technical and economic assessment is feasible to install units in the refinery process Iquitos.
- The investment will create jobs, energy independence for the Peruvian jungle region and fuels have surplus for export market.
- To continue with the study of pre-feasibility and/or feasibility, deepening the study of this thesis.

INDICE

Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Problema a Investigar	2
1.2 Objetivos de la Investigación	2
1.3 Preguntas de Investigación	3
1.4 Importancia de la Investigación	4
Capítulo 2 Alcance y Limitaciones	5
Capítulo 3 Procesos de Refinación	7
3.1 La Refinación del Petróleo en el Perú	7
3.1.1 Refinería La Pampilla	7
3.1.2 Refinería Talara	9
3.1.3 Refinería Conchán	10
3.1.4 Refinería Iquitos	11
3.1.5 Refinería El Milagro	13
3.2 Productos de Refinación	14
3.3 Procesos y Esquemas de Refino	15
3.3.1 Servicios Auxiliares	19
3.3.2 Destilación Atmosférica o de Topping	22
3.3.3 Hydroskimming	24
3.3.3.1 Reformado Catalítico	24
3.3.3.2 Endulzamiento	25
3.3.3.3 Desulfuración	26
3.3.3.4 Tratamiento con aminas	28
3.3.3.5 Recuperación de azufre	28
3.3.4 Conversión	29
3.3.4.1 Destilación al vacío	29
3.3.4.2 Cracking Catalítico Fluido (FCC)	31
3.3.5 Conversión Profunda	39

3.3.5.1	Coquización	39
3.3.6	Otros procesos y esquemas	40
3.3.6.1	Visbreaking	40
3.3.6.2	Hydrocracking	42
Capítulo 4	Estudio de Mercado Nacional de Combustibles	44
4.1	Crecimiento Económico del Perú	44
4.2	Consumo Histórico de los Combustibles	49
4.3	Demanda Actual de Combustibles	53
4.4	Proyecciones de los Precios Internacionales de Combustibles	54
4.4.1	Crudos Marcadores	54
4.4.2	Precio del WTI en los últimos años	55
4.4.3	Pronostico de Precios de los Combustibles	63
Capítulo 5	Caso de la Instalación de Nuevas Unidades para la Refinería Iquitos	65
5.1	Localización de las nuevas Unidades de Proceso	65
5.2	Situación actual de la Refinería Iquitos	69
5.2.1	Operaciones Selva	69
5.2.2	Refinería Iquitos	73
5.2.2.1	Proceso de Refinación	73
5.2.2.2	Diagnóstico de la Situación Actual	77
5.2.2.3	Limitaciones de la Refinería	80
5.3	Justificación del Proyecto	83
5.3.1	Infraestructura	83
5.3.2	Demanda Histórica de Productos en Operaciones Selva	83
5.3.3	Análisis de la Demanda	85
5.3.4	Demanda de Nafta Craqueada	90
5.3.5	Oferta de Crudos en la Selva Norte	91
5.3.6	Oferta de Crudos y Productos Internacionales	93
Capítulo 6	Estudio Técnico	94
6.1	Criterios y Selección de Tecnología	94

6.1.1 Tipos de Esquemas	94
6.1.2 Escenarios de Evaluación	96
6.1.3 Evaluación Económica para cada Tipo de Esquema	98
6.1.4 Criterios para la Selección del Esquema más Conveniente	127
6.1.5 Resultados	135
Capítulo 7 Análisis Económico	136
7.1 Introducción	136
7.2 Bases para la Evaluación Económica del Caso Seleccionado	136
7.3 Evaluación Económica	143
Capítulo 8 Conclusiones	146
Capítulo 9 Recomendaciones	148
Capítulo 10 Anexos	149
10.1 Calidad de los Crudos Pesados en Refinería Iquitos	149
10.2 Esquemas de Refinación y sus Rendimientos	158
10.3 Evaluación Económica de los Casos Seleccionados	164
10.4 Proyecto Perenco	182
10.4.1 Introducción y Ubicación Geográfica del Lote 67	182
10.4.2 Caracterización del Crudo del Lote 67	184
10.4.3 Descripción e Inversiones en el Proyecto PERENCO	185
10.4.4 Requerimiento de Nafta Craqueada como Diluyente	189
Capítulo 11 Glosario	193
Capítulo 12 Bibliografía	198

1. INTRODUCCIÓN

La capacidad limitada de las refinerías locales en satisfacer la demanda nacional obliga a las empresas a importar un gran volumen de productos derivados de petróleo a precios internacionales. Del mismo modo, debido a que las refinerías nacionales no cuentan con la tecnología para procesar los crudos nacionales, ligeramente más pesados que los petróleos internacionales, el Perú exporta crudo nacional e importa crudo extranjero para obtener productos derivados de petróleo.

La actual política energética define al Perú como un país con alta dependencia del petróleo extranjero. Una importante parte de la producción de crudo nacional no se puede refinar localmente por las características técnicas propias del petróleo extraído en el Perú y, por tanto, se exporta crudo nacional.

Las empresas en este negocio como PETROPERÚ y REPSOL, importan petróleo crudo y otros componentes para asegurar la producción y la demanda de los combustibles que el país requiere. REPSOL, aun cuando es un actor importante en el negocio de comercialización de combustibles, como empresa privada no tiene el rol social de atender la demanda en todo el país.

Considerando una perspectiva de crecimiento de nuestro país que se refleja en el mayor consumo de combustibles, la presente tesis propone como una alternativa de negocio, invertir en la instalación de nuevas unidades de proceso como es el caso de Refinería Iquitos, que permitan cumplir con la demanda de naftas de alto octanaje en la Región Selva.

La implementación de estas unidades, permitirá a Refinería Iquitos enfrentar el incremento de la demanda de combustibles que aumenta con el crecimiento del país; de otra parte, las grandes reservas de petróleos pesados en la Selva requerirá de productos para diluirlas (como la Nafta Craqueada), lo cual permitirá su transporte a la Costa para su comercialización.

1.1 Problema a investigar

Tanto PETROPERÚ como REPSOL son empresas que se dedican a la refinación y comercialización de hidrocarburos a nivel nacional. La infraestructura con la que cuenta PETROPERÚ consta de cuatro refinerías ubicadas en las tres regiones del país, el Oleoducto Nor Peruano que transporta el petróleo crudo producido en los campos de la selva, terminales y plantas de ventas en todo el territorio nacional y una red de distribución de combustibles para llegar hasta el usuario final.

REPSOL cuenta con la refinería más grande del país, ubicada en la región de mayor consumo focalizado de combustibles y estaciones de servicios para la venta final de combustibles al cliente. Considerando que PETROPERÚ es la empresa de mayor participación en el mercado y que a diferencia de REPSOL, es la empresa que tiene que asegurar la cobertura de la demanda de combustibles en todo el país, pero tiene el problema de la falta de naftas de alto octanaje en la región selva para formular gasolinas comerciales de 84 y 90 octanos.

En Refinería Iquitos, sólo se cuenta con una unidad de Destilación Primaria y se requiere de nuevas tecnologías toda vez que no se han realizado inversiones en infraestructura e implementación de nuevas unidades de proceso en la Refinería Iquitos que permitirían la producción de combustibles de mayor valor agregado para cubrir la creciente demanda interna y del creciente mercado de combustibles a nivel nacional y en la región selva, en adición a la necesidad de contar con diluyentes para la producción de crudos de los lotes 67.

1.2 Objetivos de la investigación

Realizar el estudio económico y la factibilidad económica que se tendría por la instalación de una Unidad de Vacío y de Craqueo Catalítico y ver la posibilidad de negocio que se tendría al abastecer de Naftas de Alto Octanaje en la Región Selva.

1.2.1 Objetivos generales

- Determinar las restricciones operativas que limitan a la Refinería Iquitos en la producción de productos con mayor valor agregado.
- Identificar y describir las posibilidades de negocio que tendría la refinería al instalarse las nuevas unidades y de este modo poder incrementar la competitividad de la empresa de manera sostenible.
- Identificar estrategias de mejora de infraestructura en la refinería de acuerdo a la proyección de crecimiento del negocio.

1.2.2 Objetivos específicos

- Mostrar que al instalar nuevas unidades de conversión se logra minimizar el rendimiento de residuales y utilizar como materia prima un producto de bajo valor comercial como es el Residual, de la actual Unidad de Destilación Primaria de Refinería Iquitos, mejorando así el esquema de procesamiento y orientándola a la producción de combustibles de mayor valor agregado.
- Probar que se lograría suministrar en el mercado gasolinas de alto octanaje e incrementar la producción de destilados medios como el Diesel B5 y Turbo A-1 para cubrir con los déficits actuales. Así como también la producción suficiente de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Asfalto para el abastecimiento de la región.

1.3 Preguntas de investigación

La presente investigación permite responder las siguientes preguntas, (a) ¿Se cubre la demanda actual de combustibles en la Región Selva?; (b) ¿Es justificable invertir en nuevas unidades de proceso en Refinería Iquitos?;(c) ¿Cuáles son las restricciones existentes para la ejecución del proyecto?; (d) ¿Cuáles son las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas que presenta la implementación de las nuevas unidades y cómo impacta económicamente en el negocio?

1.4 Importancia de la investigación

El presente estudio plantea la posibilidad de implementar nuevas unidades de proceso en la Refinería Iquitos con la finalidad de poder cubrir con la demanda de productos terminados en la Región Selva. Así mismo existen proyectos de gran envergadura en la región, lo cual justificaría que es más conveniente invertir en infraestructura nacional antes que importar productos terminados para cubrir con la demanda de combustibles.

El presente estudio técnico-económico determinará, que es más conveniente invertir en infraestructura nacional antes que la prestación de servicios en descarga, almacenamiento y embarque de productos importados para el consumo a nivel regional.

2. ALCANCES Y LIMITACIONES

Alcances:

La presente tesis tiene como objetivo ver la factibilidad técnica-económica que se tendría por la instalación de nuevas unidades de proceso en la Refinería Iquitos con la finalidad de permitir la autosuficiencia de componentes de alto octanaje; en este caso de Nafta Craqueada para formular gasolinas que se comercializan en la Región Selva.

Para poder hacer la selección del esquema de refinación que sea más conveniente, se tomará como data el Know-How alcanzado por la empresa Petroperú. Para fines académicos y porque se dispone de esta información, el presente estudio involucra la propuesta de la implementación de nuevas unidades de procesos en la Refinería Iquitos a un nivel conceptual, de los cuales se obtendrá la capacidad de producción de dicha nueva planta, el rendimiento de obtención de los productos, el costo estimado de inversión fija y tiempo de recuperación de inversión del proyecto.

La selección del proceso se hará según las propiedades de la alimentación y características de los productos que se desea obtener. Se hará uso de los avances tecnológicos existentes en el proceso de Craqueo Catalítico, tales como: los avances tecnológicos en catalizadores que orientan la producción a productos valiosos; en este caso, la Nafta Craqueada y el uso de inhibidores de oxidación para que el Aceite Cíclico Ligero, cuyas siglas en inglés son LCO (Light Cycle Oil), permita su inclusión en el Diesel.

El trabajo además comprenderá el estudio de mercado y evaluación económica. El estudio de mercado se hará en base a los valores de oferta y demanda de las naftas de alto octanaje de los últimos años y a los precios en que se encuentra dicho producto actualmente. Para la evaluación económica haremos uso del precio internacional del crudo WTI y de los precios internacionales de los productos refinados.

Proyectos de modernización en el Perú, tales como el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, muestran que el presente trabajo sea un proyecto de actualidad y oportuno.

Limitaciones:

Como principal limitación que encontramos para el desarrollo de la presente tesis, encontramos la disponibilidad de Residual Primaria para la carga en las nuevas unidades de proceso, que permita cubrir con la demanda de productos de mayor requerimiento en la Región Selva tales como las Naftas de Alto Octanaje.

Otra importante limitación que encontramos, es la ubicación en donde se encuentra la refinería. Es una zona de difícil acceso en donde no hay medios de transporte y no existen refinerías cercanas, es por ello que la selección de los materiales a utilizar sea de alta metalurgia y de muy buena calidad para los nuevos equipos a instalar en la refinería Iquitos. Esto aseguraría realizar el mantenimiento de los equipos por cada cierto periodo de tiempo.

Los recursos económicos a utilizarse forman parte también de las limitaciones que se presentan para el desarrollo de este importante avance. Esta inversión depende de la evaluación de recursos de Petroperú.

3. PROCESOS DE REFINACIÓN

3.1 La Refinación del Petróleo en el Perú

PETROPERÚ cuenta con refinerías, terminales de abastecimiento, plantas de ventas y una red de distribución de combustibles hasta el cliente final. Hasta la década de los noventa estaba totalmente integrada con negocios en exploración y producción (upstream) y refinación, transporte y comercialización (downstream). A partir del año 1994, PETROPERÚ entró en un proceso de privatización, donde parte de su infraestructura pasó a manos del sector privado.

Dentro de los negocios principales de PETROPERÚ que pasaron al sector privado se encuentran los lotes de producción de la costa norte y la selva (upstream), conformada básicamente por los campos de producción de petróleo crudo y gas. De manera similar pasaron al sector privado, y en calidad de concesión, los terminales de abastecimiento a lo largo del litoral peruano, las estaciones del servicio y, finalmente, la flota del transporte marítimo.

Bajo la administración de PETROPERÚ han quedado las refinerías de Talara, Conchán, Iquitos y El Milagro; la cadena de suministro de Plantas de Venta de Combustibles en todo el país y el Oleoducto Nor-Peruano para el transporte de petróleo crudo desde la Selva hasta el Terminal de Bayóvar.

3.1.1 Refinería La Pampilla

Ubicada en el distrito de Ventanilla, provincia del Callao, Refinería La Pampilla, inició sus operaciones el 17 de diciembre de 1967. En 1971, se amplió la capacidad de la refinería La Pampilla en un 50%, de 20 mil a 30 mil barriles diarios tratados. En 1977, se concluyó con la ampliación de la Refinería La Pampilla cuya capacidad de procesamiento aumentó a los 100 mil barriles diarios.

Debido al proceso de privatización impulsado por el estado peruano, en 1996 la refinería pasó a formar parte del grupo REPSOL YPF Perú.

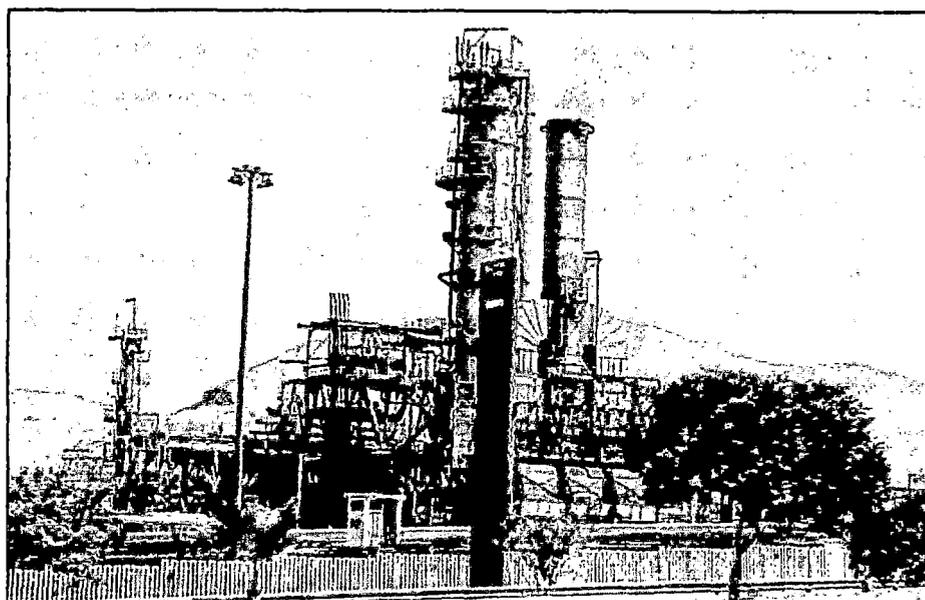


Figura 3.1 Refinería La Pampilla

Actualmente, Refinería La Pampilla tiene una capacidad de refinación de 102 000 barriles por día, lo que significa más de la mitad del volumen total de refino del país. Las ventas de Refinería La Pampilla representan el 50% de participación en el mercado nacional.

Refinería La Pampilla S.A.	
Propietario:	Consorcio donde REPSOL es socio mayoritario (Pertenece a PETROPERÚ hasta Agosto de 1996).
Inicio de Operaciones:	17 de Diciembre de 1967
Ubicación:	Carretera a Ventanilla km 25, Distrito de Ventanilla, Provincia de Callao, Departamento de Lima.
Capacidad Instalada	
Capacidad de procesamiento:	
Unidad de Destilación Primaria I	37 000 BPD
Unidad de Destilación Primaria II	65 000 BPD
Unidad de Destilación al Vacío	18 000 BPD
Unidad de Craqueo Catalítico FCC	8 500 BPD
Unidad de Reformación Catalítica	1 700 BPD
Unidad de Desulfurización (Unifining)	2 700 BPD

Capacidad de Almacenamiento:	
Crudo	2 248 000 BLS
Productos	2 621 000 BLS
Unidades de Generación Eléctrica:	
Tres generadores de emergencia de 800 kW, 104 kW y 100 kW de Potencia Nominal.	

Tabla 3.1 Refinería La Pampilla (Fuente: Ministerio de Energía y Minas)

3.1.2 Refinería Talara

La refinería Talara se localiza en la ciudad del mismo nombre, en Piura, a 1 185 Km al norte de Lima, capital del Perú.

En Bahía Talara funciona el Muelle de Carga Líquida, donde se carga y descarga multiproductos, desde GLP hasta petróleos industriales. Con una capacidad de procesamiento de 65 000 barriles por día, Refinería Talara es la segunda de mayor producción del país.

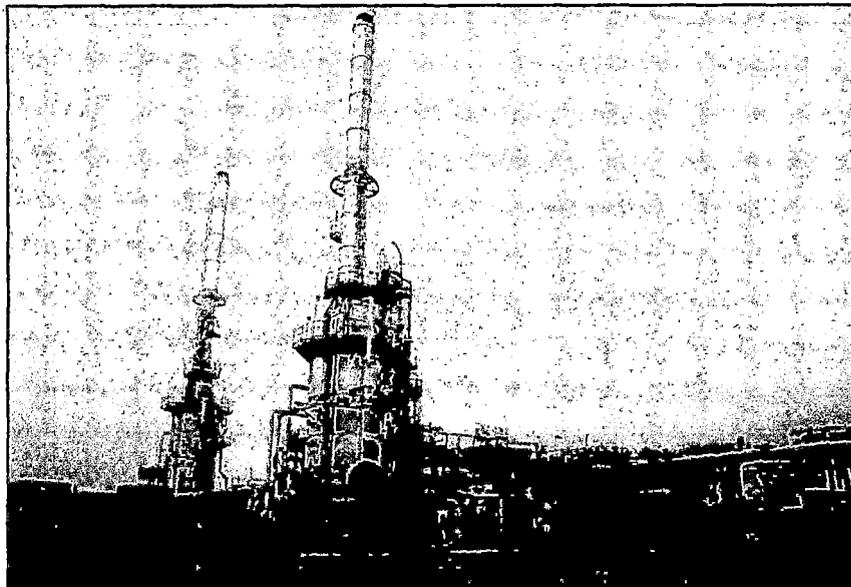


Figura 3.2 Refinería Talara

La refinería cuenta con las siguientes instalaciones:

- Unidad de Destilación Primaria.
- Unidad de Destilación al Vacío I y II.

- Complejo de Craqueo Catalítico.
- Terminal Multiproductos y Amarradero.
- Otras plantas y sistemas.

Refinería Talara	
Propietario:	Petróleos del Perú S.A. (PETROPERÚ)
Inicio de Operaciones:	1917
Ubicación:	Distrito de Paríñas, provincia de Talara, Departamento de Piura.
Capacidad Instalada	
Capacidad de procesamiento:	
Unidad de Destilación Primaria	62 000 BPD
Unidad de Destilación al Vacío	24 000 BPD
Unidad de Mérox	10 000 BPD
Planta de Bases Lubricantes	1 200 BPD
Capacidad de Almacenamiento:	
Crudo	992 000 BLS
Productos	2 560 000 BLS

Tabla 3.2 Refinería Talara (Fuente: Ministerio de Energía y Minas)

3.1.3 Refinería Conchán

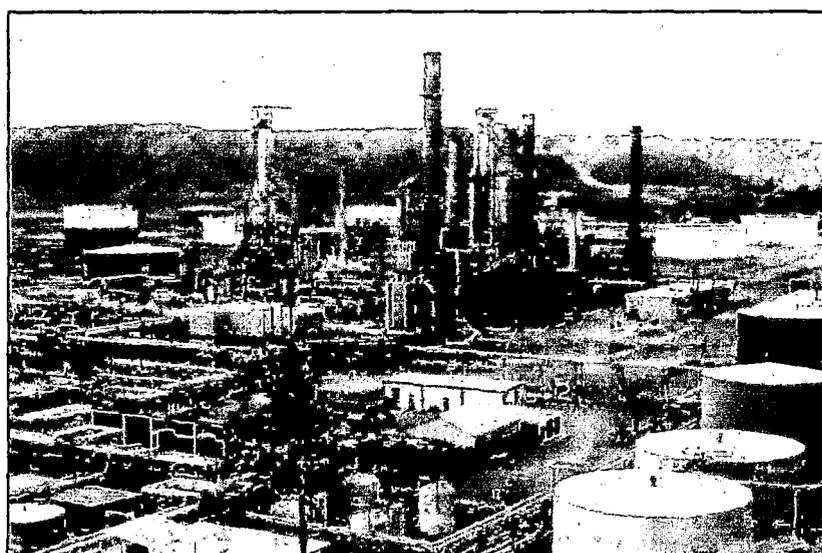


Figura 3.3 Refinería Conchán

La refinería Conchán está construida sobre un terreno de 50 hectáreas, a orillas del mar, en el kilómetro 26,5 de la carretera Panamericana Sur, en el distrito de Lurín, departamento de Lima.

La refinería fue diseñada por la compañía Flúor Corporation de Canadá e inaugurada por Conchán Chevron de California en 1961. En 1973, Petroperú asumió la administración.

La refinería Conchán es conocida por la fabricación de asfaltos, y ofrece una diversidad de productos de alta calidad.

Refinería Conchán	
Propietario:	Petróleos del Perú S.A. (PETROPERÚ)
Inicio de Operaciones:	1954 (Cese temporal de Operaciones desde 1977 hasta 1980).
Ubicación:	km. 26.5 de la Carretera Panamericana Sur, Distrito de Lurín, Provincia de Lima, Departamento de Lima.
Capacidad Instalada	
Capacidad de procesamiento:	
Unidad de Destilación Primaria	15 500 BPD
Unidad de Destilación al Vacío	10 000 BPD
Capacidad de Almacenamiento:	
Crudo	260 000 BLS
Productos	417 000 BLS
Unidades de Generación Eléctrica:	
350 kW Potencia Nominal	

Tabla 3.3 Refinería Conchán (Fuente: Ministerio de Energía y Minas)

3.1.4 Refinería Iquitos

La refinería Iquitos se localiza en la margen izquierda del río Amazonas, a 14 kilómetros de la ciudad de Iquitos, capital de la provincia de Maynas, departamento de Loreto.

El 27 de octubre de 1955, inició sus operaciones la Refinería Luis F. Díaz, en la provincia de Maynas, departamento de Loreto.

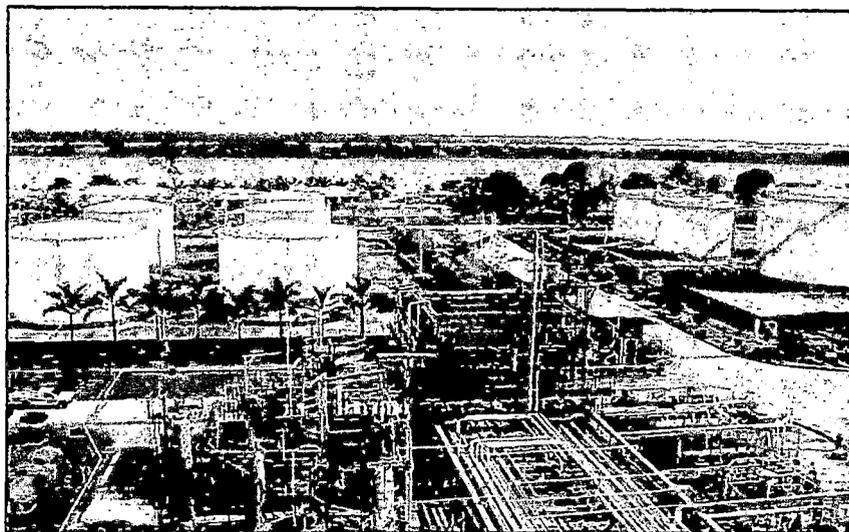


Figura 3.4 Refinería Iquitos

El mercado del oriente peruano creció a tal magnitud que, en 1982, debió ser inaugurada la nueva Refinería Iquitos, capaz de procesar diez veces más crudo que el antiguo complejo.

La refinería Iquitos produce combustibles que abastecen lugares de difícil acceso de la selva peruana.

Refinería Iquitos	
Propietario:	Petróleos del Perú S.A. (PETROPERÚ)
Inicio de Operaciones:	15 de Octubre de 1982
Ubicación:	Margen Izquierda del Río Amazonas, a 14 Km de la ciudad de Iquitos Provincia de Maynas, Dpto. de Loreto
Capacidad Instalada	
Capacidad de procesamiento:	
Unidad de Destilación Primaria	10 500 BPD
Capacidad de Almacenamiento:	
Crudo	217 000 BLS
Productos	252 000 BLS
Unidades de Generación Eléctrica:	
2 550 kW de Potencia Nominal	

Tabla 3.4 Refinería Iquitos (Fuente: Ministerio de Energía y Minas).

Además comercializa los productos en las plantas de venta de Iquitos, Yurimaguas y Tarapoto, así como en los aeropuertos de Iquitos, Tarapoto y Pucallpa.

3.1.5 Refinería El Milagro.

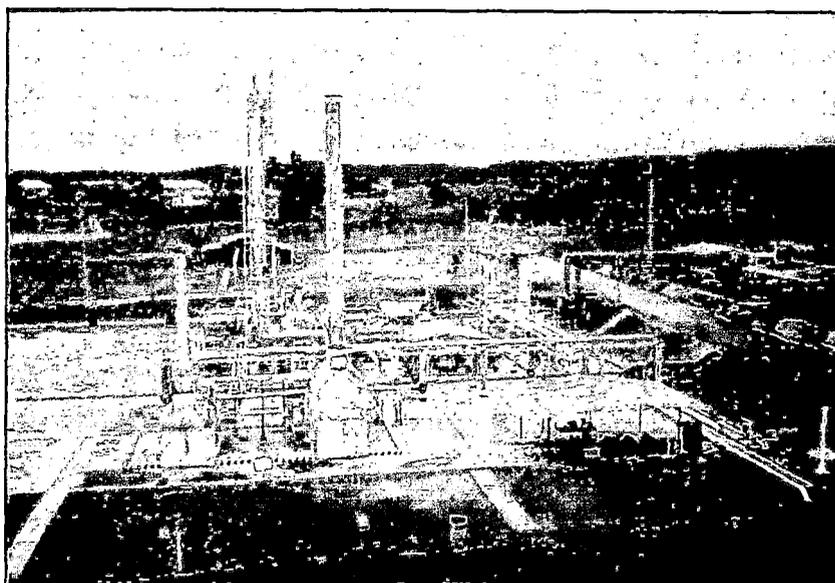


Figura 3.5 Refinería El Milagro.

Esta refinería fue instalada en 1996 en El Milagro, provincia de Utcubamba, departamento de Amazonas.

Sus instalaciones de almacenamiento y distribución incluyen 13 tanques con capacidad para 67 500 barriles de crudo, productos terminados y aditivos.

Los dos tanques para petróleo industrial 6 (PI-6) de 10 000 barriles cada uno representan la mayor capacidad de la planta. El Diesel 2 cuenta con tanques de 2 000 y 5 000 barriles. La Capacidad de Procesamiento es de 2 000 barriles por día de petróleo crudo.

Refinería El Milagro	
Propietario:	Petróleos del Perú S.A. (PETROPERÚ)
Inicio de Operaciones:	Se trasladó desde la ciudad de Marsella hasta la actual ubicación en 1996
Ubicación:	El Milagro, Provincia de Urubamba, Dpto. de Amazonas.

Capacidad Instalada	
Capacidad de procesamiento:	
Unidad de Destilación Primaria	1 700 BPD
Capacidad de Almacenamiento:	
Crudo	5 000 BLS
Productos	42 500 BLS
Unidades de Generación Eléctrica:	
330 kW de Potencia Nominal	

Tabla 3.5 Refinería El Milagro (Fuente: Ministerio de Energía y Minas)

3.2 Productos de Refinación

El crudo de petróleo no tiene aplicaciones económicamente viables así tal cual se obtiene de sus yacimientos, sin embargo al ser sometido a operaciones básicas de la industria del refino da lugar a productos de uso energético, como materia prima en la industria de la síntesis orgánica y en la petroquímica.

Los productos obtenidos por refinación son:

- Gas Licuado de Petróleo (GLP): propano y butano.
- Gasolinas para automoción y aviación.
- Combustibles o kerosenos de aviación.
- Gasóleos de automoción.
- Gasóleos para otros motores Diesel (tractores, locomotoras, buques tanque, etc).
- Gasóleos de calefacción o heating oil.
- Fueloil bunker para buques o fueloil marino.
- Fuelóleos para hornos, calderas industriales y calefacción.
- Fuelóleos para centrales térmicas.
- Disolventes.
- Aceites Lubricantes.
- Betunes para la fabricación de asfaltos.
- Coque combustible y para la fabricación de electrodos.

- Productos derivados y especialidades (azufre, extractos aromáticos, parafinas, etc).

3.3 Procesos y Esquemas de Refino

Una refinería es un enorme complejo químico donde se realizan diferentes procesos y operaciones de refinación (figura 3.6). Cada proceso está diseñado para obtener materias primas más puras y concretas, dándole así un mayor valor agregado.

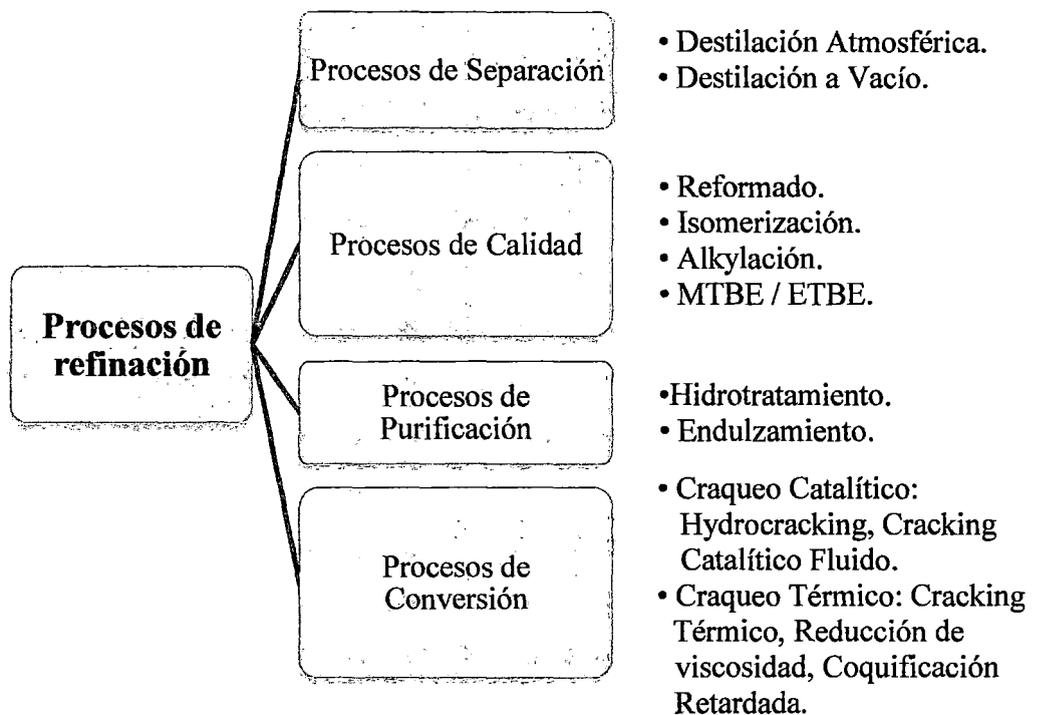


Figura 3.6 Esquema de los procesos de Refinación

El petróleo que se recibe en las refinerías, contiene impurezas que son perjudiciales para los equipos y procesos.

Las impurezas que trae consigo el petróleo crudo son:

- Sales, fundamentalmente cloruros de sodio, calcio y magnesio, presente en el agua de formación del crudo.
- Óxidos de hierro, productos de la corrosión de los equipos y medios de transporte.

- Arcilla, arena, sólidos en general, provenientes de la formación productora.
- Compuestos órgano metálicos, que afectan los catalizadores de unidades de conversión, desactivándolos.
- Cristales de sal u óxidos en suspensión.

El crudo antes de ser fraccionado, debe ser acondicionado y preparado debidamente para lograr una operación eficiente. Para evitar o minimizar los efectos perniciosos de las impurezas presentes en el petróleo crudo, se realizan fundamentalmente tres tratamientos:

a. Decantación en Tanques:

En esta etapa, la temperatura del tanque es muy importante, ya que la viscosidad es la propiedad física que gobierna el proceso de decantación. A mayor temperatura menor viscosidad, y por lo tanto se mejora la velocidad de migración o decantación del agua, pero se debe tener mucha precaución de no superar aquella temperatura que provoque corrientes convectivas, que perjudiquen directamente la decantación.

El crudo "decantado" en tanques es enviado a la unidad de Topping, donde se le precalienta con corrientes de mayor temperatura, productos terminados y reflujos circulantes, permitiendo recuperar energía calórica, en el circuito de intercambio. El circuito de intercambio tiene como función la recuperación de energía, generándose un gradiente térmico a lo largo del circuito, que permite minimizar el consumo de combustible en los hornos de calentamiento.

b. Desalado:

El propósito de este proceso, es eliminar las sales e impurezas que contienen los petróleos crudos, que son carga a las unidades de Topping. Los sólidos en suspensión y las sales disueltas en muy pequeñas gotas de agua dispersas en el seno del petróleo, son extraídos en los desaladores ya que es impráctico y antieconómico decantarlas y eliminarlas por gravedad en los tanques de almacenamiento.

Básicamente el proceso de desalación consiste en precalentar el crudo para disminuir la viscosidad, inyectar agua de lavado (exenta de sales), producir una mezcla íntima entre ambos, contactarla con el agua residual del crudo y posteriormente separar el agua conteniendo la mayor proporción de impurezas. Se logra disolución de las sales presentes en el crudo, generándose pequeños electrolitos (gotas), sensibles a las variaciones de un campo eléctrico. Para lograr la mezcla se usan válvulas emulsificadoras o mezcladores estáticos.

Posteriormente se le envía a un acumulador (figura 3.7) donde se hace fluir la corriente uniformemente a través de un campo eléctrico de alto voltaje (20000 V), generado por pares de electrodos.

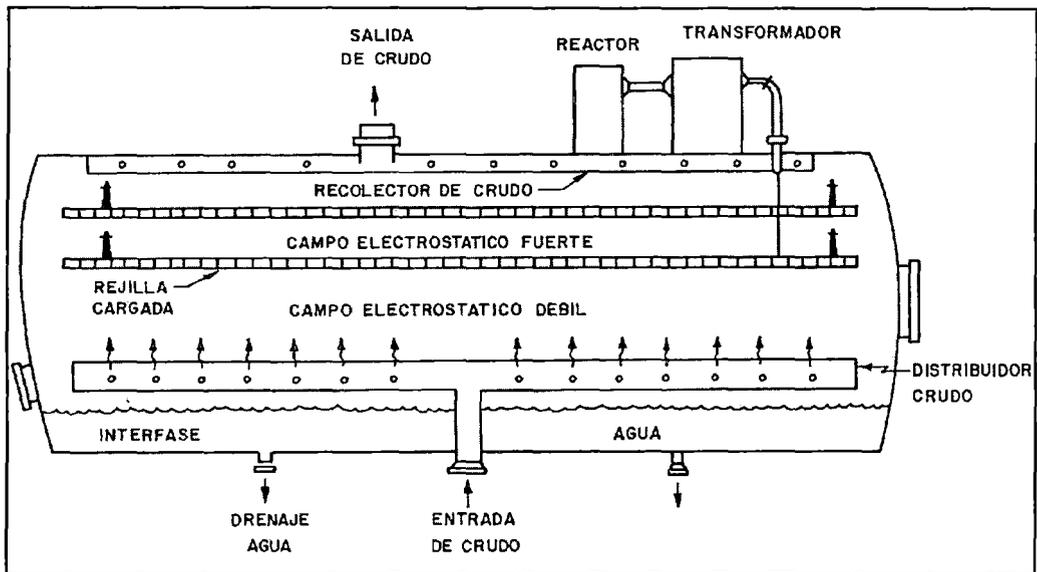


Figura 3.7 Desalador Electrostático

Las fuerzas eléctricas dentro del campo provocan que las pequeñas gotitas de agua coalezcan, formando gotas más grandes que pueden decantar en el equipo. El crudo libre de sales (crudo desalado) sale por la parte superior del equipo.

La coalescencia de las gotas en el desalador es provocada por fuerzas eléctricas generadas entre las gotas de agua. El campo eléctrico induce a que las pequeñas gotas se conviertan en dipolos eléctricos, que interactúan entre sí generándose atracciones entre las gotitas agrupándose en gotas mayores, que

pueden decantar por gravedad (figura 3.8). El efecto del campo alternativo hace que las gotas se muevan (vibrando) en fase con el campo, lo que favorece la coalescencia de las gotas.

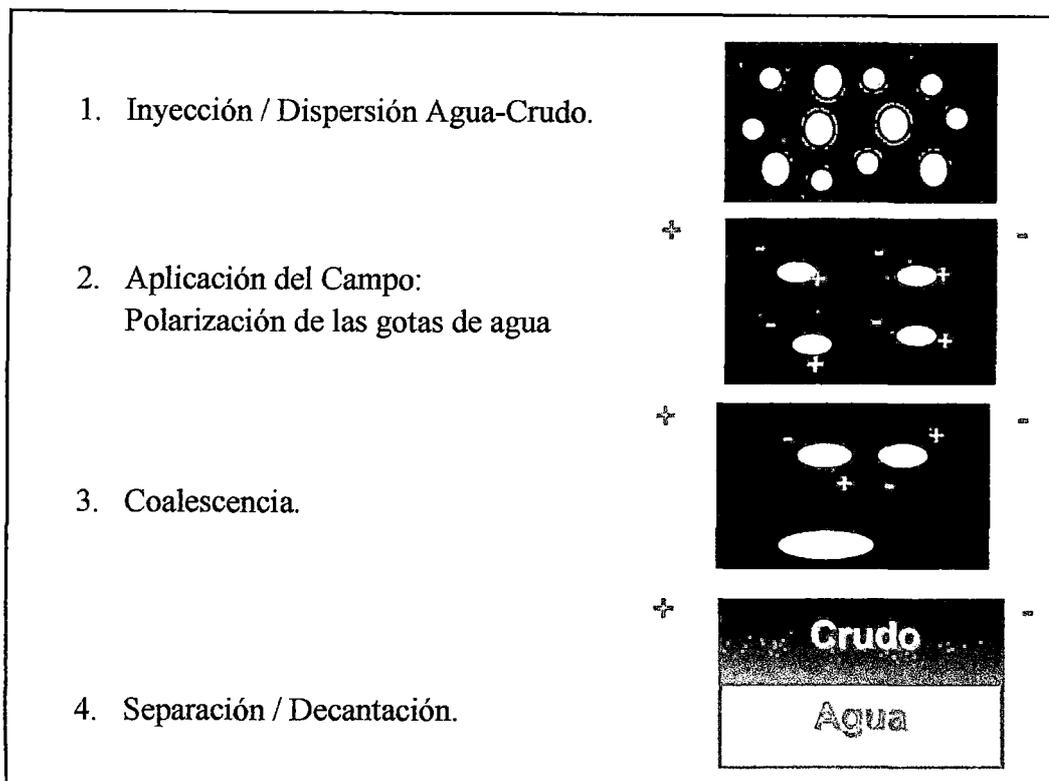


Figura 3.8 Desalado del Crudo

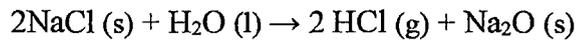
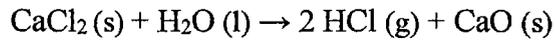
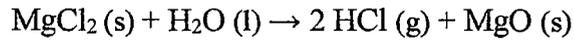
c. Inyección de Hidróxido de Sodio.

Esta operación a diferencia de las dos anteriores no elimina los contaminantes, sino que se minimiza el efecto por transformación a sales menos perniciosas.

El cloruro de sodio tiene una constante de hidrólisis menor que las otras sales, por lo cual se minimiza la generación de cloruro de hidrógeno y por ende el ataque corrosivo a la unidad.

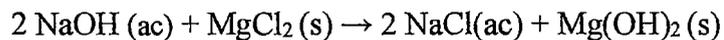
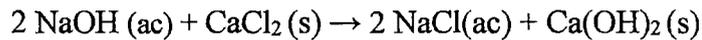
El gas cloruro de hidrogeno condensa en las zonas frías (parte superior) de la torre y en contacto con agua se forma ácido clorhídrico, el cual es altamente corrosivo, por tal motivo es fundamental que se minimice la presencia o efectos del mismo.

El agregado de cáustico sustituye los cationes magnesio y calcio por sodio, convirtiendo la mayoría de los cloruros en cloruros de sodio, minimizándose la formación del ácido.



Por cada molécula de sal de calcio o magnesio, se genera el doble de ácido que en caso del cloruro de sodio, por otra parte este último comienza la hidrólisis en el umbral de los 300 °C, mientras que a estas temperaturas las otras dos han hidrolizado el 10% y 90 % respectivamente.

La sustitución se lleva a cabo según las siguientes reacciones.



Una vez eliminadas las impurezas del crudo, se continúa precalentado y se le envía a la torre pre-flash, donde las condiciones termodinámicas son tales que el crudo vaporiza parcialmente.

3.3.1 Servicios auxiliares

Para que una unidad de procesos funcione, es necesario consumir energía y productos auxiliares tales como:

- Combustible líquido o gas.
- Electricidad.
- Agua (procesos, calderas, refrigeración, servicios).
- Vapor.
- Aire.
- Nitrógeno.
- Productos químicos.

Combustible líquido o gas

Se utiliza Fueloil producido en la propia refinería y como combustible gas el Fuel Gas producido durante el propio proceso de refino.

Ya que el poder calorífico de ambos combustibles es diferente, se utiliza el concepto de Fueloil Equivalente (FOE) para designar el fuel combustible

Para un poder calorífico de 40.1 MJ/kg: 1.00 tonelada de fueloil líquido equivale a 1 tonelada de FOE y a 0.82 toneladas de fuel gas de 49.0 MJ/kg de poder calorífico.

Electricidad

En una refinería el suministro de la electricidad tiene dos orígenes: compras del exterior o producción propia de la vía central térmica o cogeneración

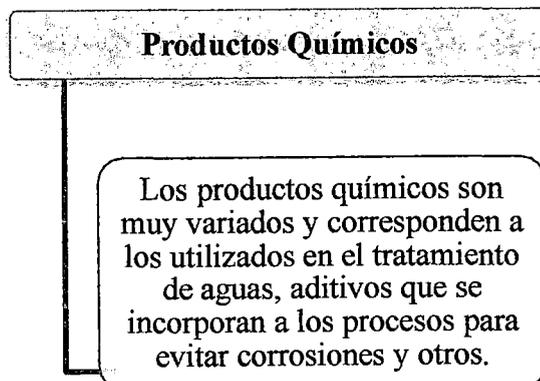
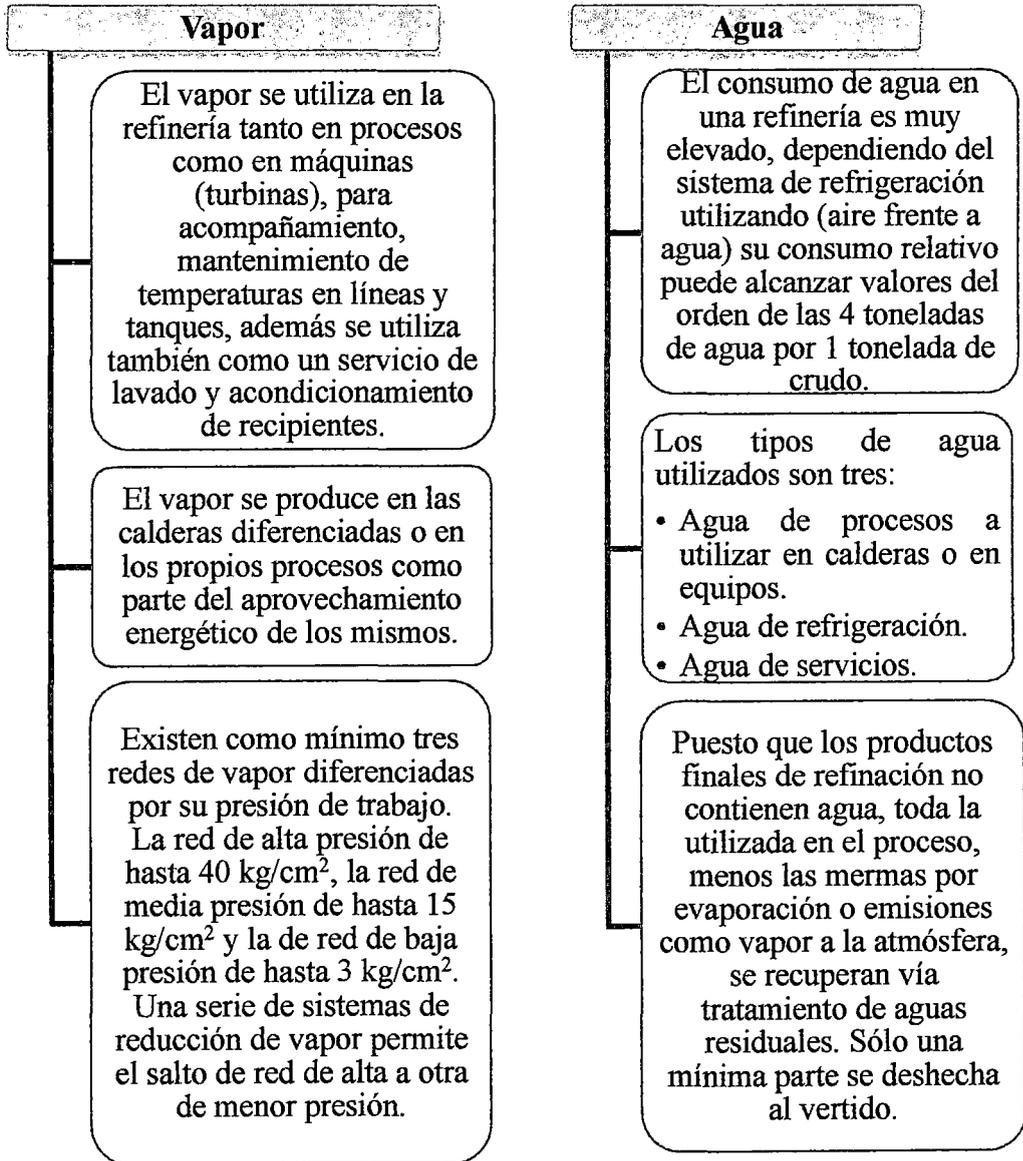
En las cogeneraciones puede utilizarse combustible propio de la refinería o bien gas natural del exterior.

Aire

El aire se utiliza en procesos e instrumentos. El aire, del cual hay que eliminar la humedad, una vez comprimido y enfriado se utiliza en procesos tales como, el sistema MEROX, como comburente en decoquizaciones de hornos y regeneración de catalizadores, en instrumentos (principalmente como actuadores en válvulas).

Nitrógeno

El nitrógeno se utiliza como un elemento inertizador en recipientes que hayan contenido atmósfera de hidrocarburos, como gas de blanketing, en los procesos de secado de catalizadores, para inertizar tanques y evitar de esta forma el contacto del producto contenido con la atmósfera, etc. Normalmente no se produce en refinería y se adquiere del exterior por línea de gas o en recipientes a presión..



3.3.2 Destilación Atmosférica o de Topping.

Constituye la primera etapa del refinado de un crudo. La destilación permite la separación de los componentes de una mezcla de hidrocarburos, como lo es el petróleo, en función de sus temperaturas de ebullición, aprovechando las diferencias de volatilidad de los mismos. Se realiza en una columna de destilación o de fraccionamiento (figura 3.9), en cuyo interior están dispuestos de manera ordenada una serie de platos en los que se recogen los líquidos condensados.

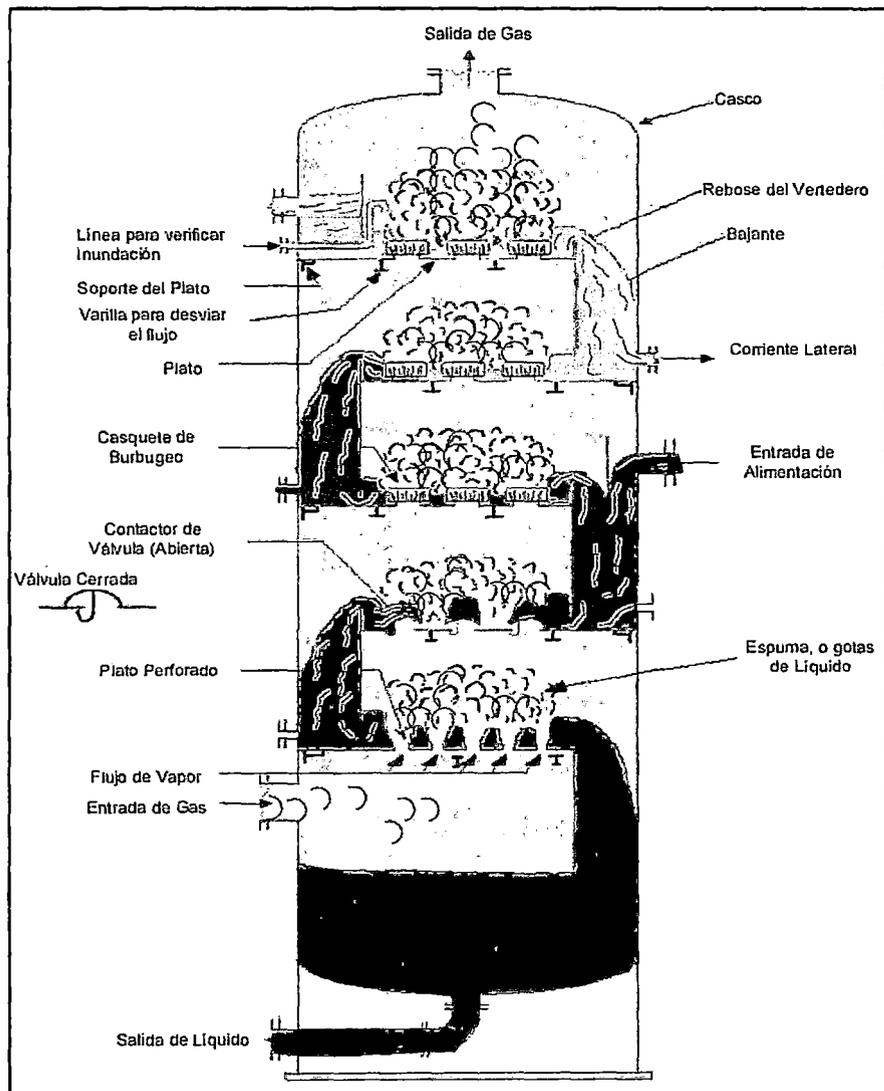


Figura 3.9 Torre de Destilación Atmosférica

La temperatura de la columna es alta en el fondo y más fría en la cabeza, de forma dada que cada plato tiene una temperatura inferior a la situada inmediatamente abajo.

El calor necesario para la destilación lo proporciona un horno al que entra el crudo precalentado después de circular por una serie de intercambiadores de calor con productos más calientes obtenidos en la propia torre de destilación, de forma que se consiga la máxima eficiencia energética (figura 3.10).

Los productos obtenidos por la parte superior o cabeza son gases y nafta. El gas es comprimido y enviado a unidades de concentración de gases. La Nafta es fraccionada nuevamente para obtener dos cortes. La nafta liviana que se envía a isomerización o a tanque como carga petroquímica y nafta pesada que es enviada a las unidades de Hidrotratamiento donde se eliminan los contaminantes, venenos, de los catalizadores de Reforming.

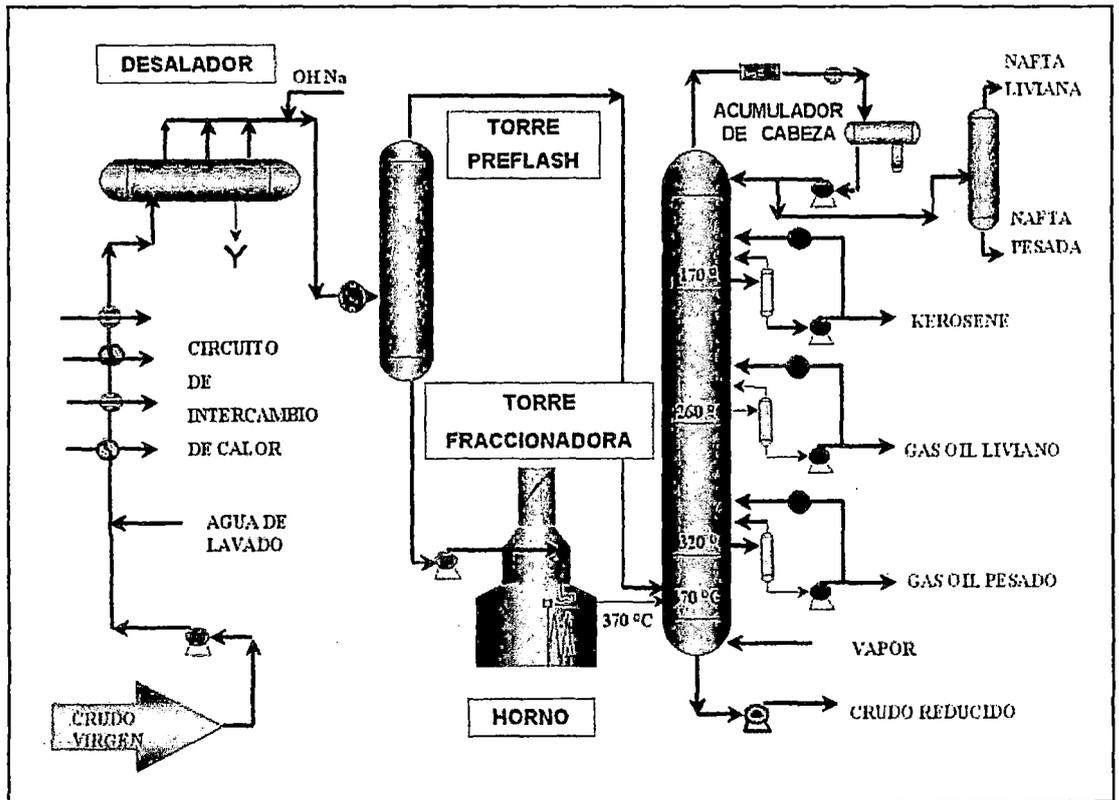


Figura 3.10 Unidad de Destilación Atmosférica o de Topping

El producto de fondo es el residuo que no se vaporizó en el horno, ya que sería necesario elevar la temperatura por sobre el umbral de craqueo o descomposición térmica de los hidrocarburos de alto peso molecular. Por tal motivo esta corriente es enviada a la unidad de vacío.

Dadas las propiedades de las fracciones de destilación directa, para la mayor parte de los crudos existentes en el mercado, es imposible formular productos comerciales a partir de un topping, ya que no cumplirían las especificaciones de calidad exigidas.

3.3.3 Hydroskimming.

El Sistema a Hydroskimming es el conjunto formado por la destilación atmosférica, la unidad de reformado y los hidrotratamientos; a estas dos unidades principales hay que añadir, en la parte de destilación atmosférica, la estabilizadora; en la parte del reformado, la concentradora de gases y el fraccionamiento de GLP; la hidrodeshulfuración de naftas anterior, la de fraccionamiento de nafta reformada y la unidad de hidrogenación de reformado ligero para la eliminación del benceno y también unidades de endulzamiento o MEROX de GLP y naftas. Por último se debe incluir también la unidad de aminas para el endulzamiento del fuel gas y la unidad de recuperación de azufre.

3.3.3.1 Reformado Catalítico.

Con la nafta pesada de la destilación atmosférica no es posible la fabricación de gasolinas dado su bajo número de octano. El proceso capaz de incrementar este valor es el reformado catalítico de naftas. La alimentación debe estar constituida por nafta pesada o mezcla con otras naftas de Hydrocracking, Coquización, Visbreaking o FCC de intervalo de destilación similar. Previo al proceso de reformado es necesario procesarla en una hidrodeshulfuradora para eliminar azufre y nitrógeno e hidrogenar las olefinas que pudieran estar presentes. Las condiciones de reacción son muy suaves y sobre catalizadores están los típicos de HDS, normalmente de cobalto-molibdeno o níquel-molibdeno soportados en alúmina.

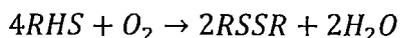
La nafta desulfurada, con un contenido en azufre del orden de las 0,2 ppm se alimenta a la unidad propiamente dicha de reformado. Opcionalmente puede existir guarda de óxido de zinc para eliminar las trazas de azufre, con lo que se consigue incrementar sustancialmente los ciclos de vida del catalizador de platino.

La sección de reacción de un reformado convencional consiste en tres-cuatro reactores en serie con hornos intermedios para mantenimiento de la temperatura de reacción. Cada reactor suele contener el mismo tipo de catalizador, aunque también pueden tener un sistema catalítico diferente, en ambos casos se busca la optimización del proceso maximizando la producción de nafta reformada e hidrógeno minimizando el cracking. El efluente del último reactor se enfría para separar una parte gaseosa: C₁ a C₄ con un 60-90% molar de hidrógeno. Parte del gas se recicla en la zona de reacción y el resto se recupera como gas hidrogeno para su alimentación a la unidad de hidrodesulfuración de naftas. En esta última unidad el hidrogeno excedentario se envía a la red. El líquido alimenta a la estabilizadora que elimina el gas: metano y etano con algo de hidrogeno no separado y los hidrocarburos C₃ y C₄ que se integran posteriormente al sistema de GLP, el producto estabilizado constituye la nafta reformada que se envía a la fabricación de gasolinas. Se recupera el calor del producto mediante la producción de vapor.

3.3.3.2 Endulzamiento.

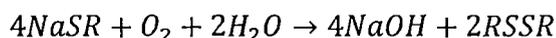
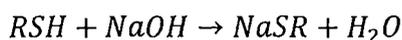
Tanto el GLP como la nafta ligera y el corte de keroseno de destilación directa contienen mercaptanos y SH₂ disuelto, ambos corrosivos y se deben eliminar. El proceso utilizado para su eliminación se denomina endulzamiento y se realiza mediante la transformación de los mercaptanos en disulfuros, existiendo dos opciones: en la primera de ella los disulfuros no corrosivos se mantienen en el producto de partida con lo que el contenido total de azufre del producto no varía, en la segunda opción, una vez formados los disulfuros se extraen del producto de partida disminuyendo el contenido total de azufre.

Desde el punto de vista químico, la reacción global es la siguiente:



La reacción debe conducirse en un medio básico y es catalizada por un compuesto organometálico a temperatura y presión cercanas a la ambiental para favorecer a la disolución del oxígeno.

Los mercaptanos más ligeros, de hasta seis átomos de carbono, son altamente solubles en la sosa del medio cáustico y en esta fase acuosa se oxidan a sulfuros. Posteriormente los sulfuros se oxidan a disulfuros insolubles en fase acuosa, la sosa se regenera separándose por decantación de disulfuros, esta última oxidación necesita ser catalizada para obtener unas velocidades de reacción aceptables.



Con los mercaptanos ligeros, los que están presentes en el GLP y naftas ligeras (puntos finales de ebullición inferiores a 120 °C) se produce este tipo de reacción y por lo tanto el tratamiento de endulzamiento no es extractivo.

En el caso de la nafta pesada o el keroseno, los mercaptanos no son solubles en la fase acuosa y la reacción de oxidación se realiza en la interfase agua/hidrocarburo, la reacción se produce en un lecho catalítico en presencia de oxidación y en un entorno básico. No se produce la extracción de los disulfuros, permaneciendo estos en el producto inicial.

3.3.3.3 Desulfuración.

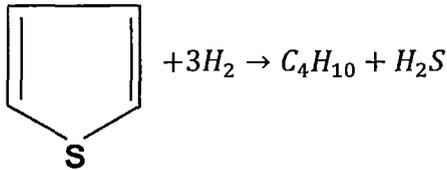
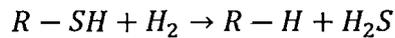
El sistema al disponer de hidrógeno procedente del proceso de reformado catalítico, o también en otros esquemas de refino puede proceder de las plantas específicas de producción de hidrógeno, va a ser capaz de hidrotratar las corrientes de destilación del crudo y también las de las unidades de conversión.

En el proceso de hidrodeshulfuración se trata de reducir el azufre de las diferentes alimentaciones para poner en especificación a los combustibles, kerosenos y gasóleos o bien para pre-tratarlas para posteriores procesos.

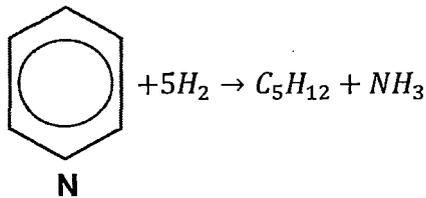
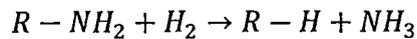
La eliminación de azufre se realiza mediante la reacción con hidrógeno para dar lugar a sulfhídrico en unas condiciones de operación que dependen del nivel de azufre en la alimentación y del deseado en el productos final.

Las reacciones de hidrotratamiento son:

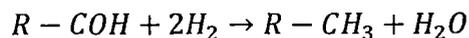
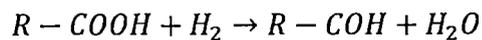
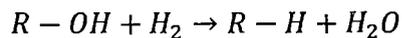
- Hidrogenación de Compuestos de Azufre:



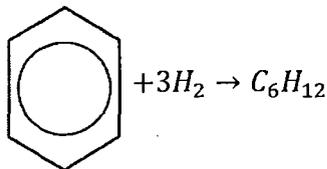
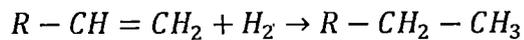
- Hidrogenación de Compuestos de Nitrógeno:



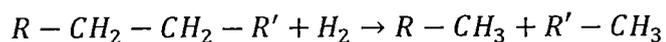
- Hidrogenación de Compuestos de Oxigenados:

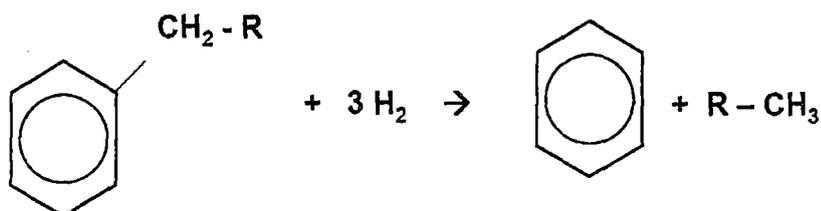


- Hidrogenación de Compuestos Olefínicos y Aromáticos:



- Hidrocraqueo:





En un sistema de Hydroskimming se utiliza únicamente el proceso de hidrodesulfuración aplicado a la nafta pesada y a las extracciones laterales de la columna de destilación atmosférica.

3.3.3.4 Tratamiento con aminas.

La eliminación del disulfuro de hidrógeno (SH_2) se realiza mediante el uso de un disolvente adecuado y además fácilmente regenerable. Puesto que la corriente de sulfuro de hidrógeno obtenida después del endulzamiento se envía a una planta de recuperación de azufre, interesa que este gas esté lo más concentrado posible y con un mínimo contenido de CO_2 e hidrocarburos, razón por la cual los disolventes empleados deben ser muy específicos.

Las aminas, en sus diversos tipos, son los disolventes más empleados en refino. Destacan las soluciones de mono-etanol-amina (MEA), di-etanol-amina (DEA), di-isopropil-amina (DIPA) y metil-di-etanol (MDEA).

Amina	Riqueza en SH_2 % peso
Mono etanol amina (MEA)	15-20
Di etanol amina (DEA)	25-30
Di isopropil amina (DIPA)	27-54
Metil di etanol (MDEA)	24-50

Tabla 3.6 Tipos de aminas a utilizar en refino según su composición de fuel gas

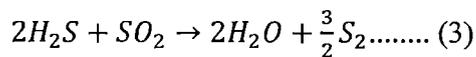
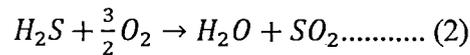
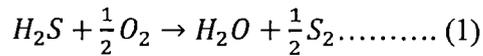
Generalmente, de las distintas aminas se utilizan las que presentan una mayor selectividad hacia la absorción de SH_2 en presencia de CO_2 . La amina va disuelta en agua y su selección depende de la composición del fuel gas y condiciones de operación.

3.3.3.5 Recuperación de azufre.

El gas rico en sulfuro de hidrógeno obtenido en la planta de aminas, no se puede quemar en la antorcha ya que produciría ácido sulfúrico, emitiéndose a

la atmósfera. La eliminación de la misma se realiza mediante el proceso de recuperación de azufre o proceso Claus.

Las reacciones básicas son:



Las ecuaciones 1 y 2 son de carácter térmico, por la combustión del SH₂, mientras que la tercera se produce en presencia de un catalizador.

El proceso consta de una primera etapa térmica, en la que debido a las altas temperaturas y a la presencia de CO₂ e hidrocarburos ligeros en el gas ácido, se dan reacciones de formación de sulfuro de carbonilo (SCO) y disulfuro de carbono (S₂C).

Estos compuestos son sumamente estables y pueden pasar a través de los reactores catalíticos sin sufrir transformación.

3.3.4 Conversión.

3.3.4.1 Destilación al Vacío.

A partir del residuo obtenido en la destilación atmosférica pueden recuperarse destilados pesados adicionales mediante su destilación a presión reducida. Las unidades de Vacío, están diseñadas para operar en condiciones termodinámicas adecuadas para destilar las fracciones pesadas del crudo, sin que se produzca la descomposición térmica de los mismos. El objetivo principal de las columnas de destilación a vacío, es de maximizar la recuperación de destilados minimizando consumos energéticos.

Para lograr destilar las fracciones pesadas del crudo, se baja la presión de trabajo hasta alcanzar presiones absolutas de 20 mmHg en la zona de carga de la columna de destilación. El vacío de la torre es obtenido y se mantiene con eyectores de vapor.

En esta unidad, la energía necesaria para vaporizar el crudo reducido es suministrada totalmente en hornos, diseñados para minimizar la pérdida de carga (perdidas de presión) de modo de operar con la menor presión posible en los puntos donde se inicia la vaporización.

La carga parcialmente vaporizada es enviada a la zona flash de la columna de destilación, donde se produce una corriente ascendente de vapores y otra descendente de líquidos. En estas columnas el principio de operación es la condensación de los vapores.

La torre tiene características particulares, que la diferencian de las fraccionadoras atmosféricas. Los dispositivos o elementos mecánicos para producir el contacto líquido vapor, son rellenos especiales (flexirings, ubicados en lechos ordenados) que permiten incrementar la superficie de interfase, favoreciendo la transferencia de masa. El diámetro de la columna es diferente en las diferentes zonas.

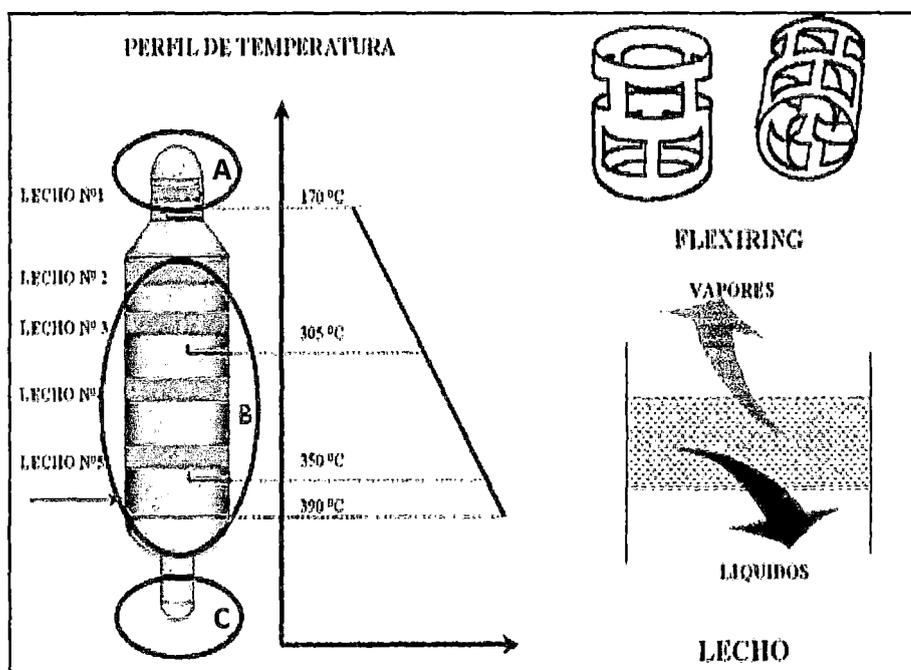


Figura 3.11 Perfil de Temperatura en una Torre de Vacío.

Zona de cabeza (A): Es de diámetro menor ya que el caudal de vapores en esta zona es muy bajo debido a que los productos solo son obtenidos

lateralmente y no por cabeza. El menor diámetro es para reducir el costo de construcción.

Zona de condensación o fraccionamiento (B): Tiene el mayor diámetro ya que las pérdidas de carga deben ser despreciables para mantener el Vacío homogéneo en la totalidad de la torre.

Zona de los fondos (C): Tiene el menor diámetro para minimizar el tiempo de residencia del asfalto y evitar la descomposición térmica y formación de carbón.

Cortes laterales

- Gas Oil Liviano de Vacío.
- Gas Oil Pesado de Vacío.

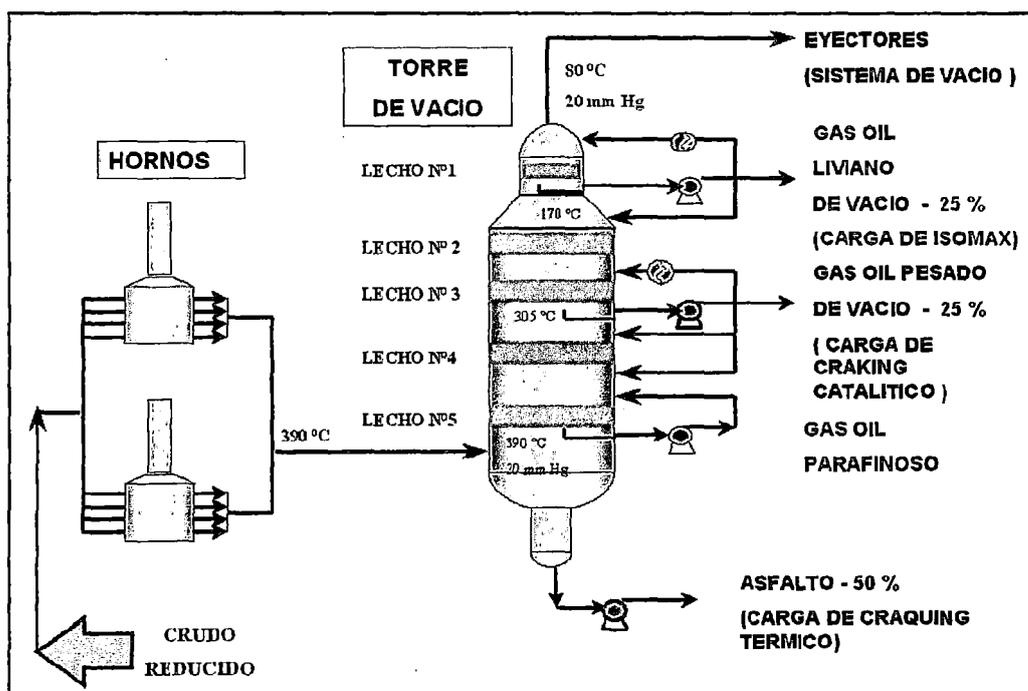


Figura 3.12 Unidad de Destilación al Vacío

3.3.4.2 Cracking Catalítico Fluido

Para la conversión del gasoil de vacío en destilados ligeros se utiliza el proceso denominado cracking catalítico en lecho fluido (Fluid Catalytic Cracking) o FCC.

El proceso de craqueo catalítico fluido se basa en la ruptura de cadenas de hidrocarburos del orden de los 45 átomos de carbono, mediante la acción de un catalizador que favorece que las reacciones se produzcan a una temperatura mas baja que la necesaria para el craqueo térmico de la misma carga.

Las reacciones producidas son mucho más rápidas y selectivas que las de craqueo térmico, el cual mediante la acción combinada de alta temperatura y tiempo de residencia logra la ruptura (cracking) de cadenas de hidrocarburos de alto peso molecular.

Estas reacciones generan una cantidad de carbón que se deposita sobre la superficie del catalizador.

Los procesos se desarrollan en forma continua, mediante una circulación de catalizador que se contacta íntimamente con la carga. Posteriormente el catalizador se regenera por medio de la combustión del carbón producido, lo que produce la energía que requiere el sistema para funcionar.

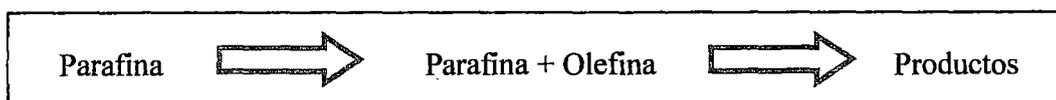
Economía del proceso

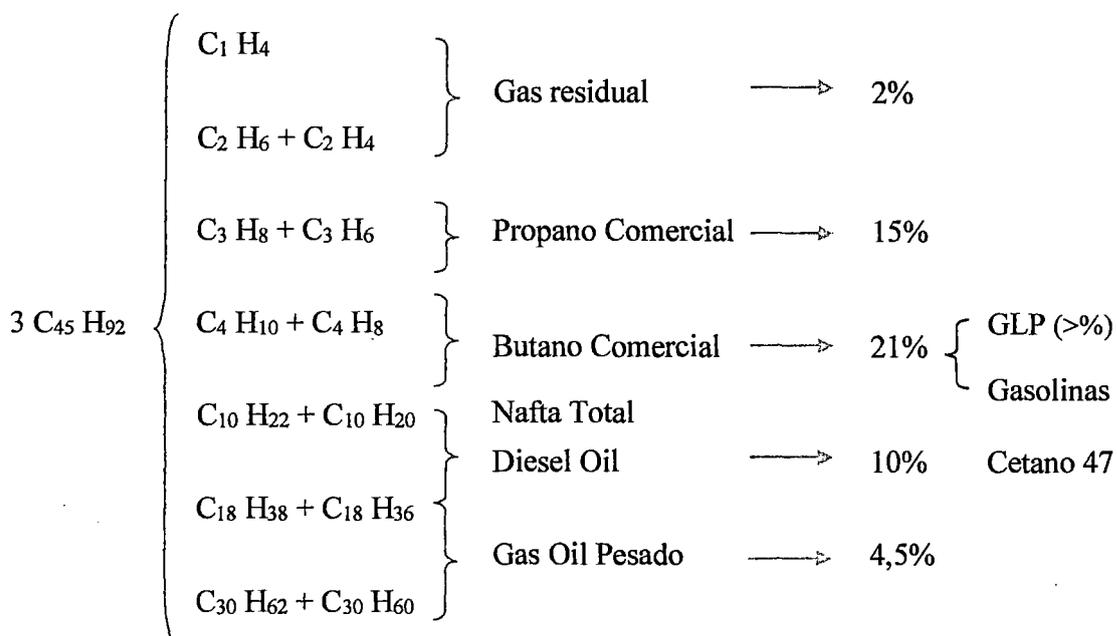
La carga de la unidad es un producto intermedio de bajo valor. Puede ser comercializado como Fuel Oil o carga de FCC.

Mediante este proceso se obtiene:

- Mayor expansión volumétrica (110 m³ de productos/ 100 m³ de carga).
- Mayor nivel de conversión a productos de alta demanda y valor comercial.
- La nafta producida aporta el mayor volumen de octanos del pool de naftas.
- Es el proceso de mayor producción de GLP.
- Butano, buteno y propano como materia prima para la producción de GLP.

Principales Reacciones del Cracking Catalítico Fluido





Cargas y producciones

La carga de la unidad de FCC esta fundamentalmente compuesta por:

- Gas Oil Pesado de Vacío.
- Gas Oil Pesado de Coque.
- Gas Oil Pesado de Topping.

Tipos y calidades

Los aspectos más importantes de calidad de la carga son los siguientes:

- Contenido de Carbón Conradson: mide el potencial de generación de carbón de la carga.
- Nivel de contaminantes: en especial níquel y vanadio que son venenos permanentes del catalizador.
- Composición química de la carga: las especies químicas predominantes definen la calidad de los productos resultantes y la cantidad de carbón producido.

Si bien las unidades de FCC son muy flexibles y pueden procesar cargas muy diversas, es importante conocer sus características para adecuar la operación.

Producciones:

Producto	Característica	Porcentaje	Destino
Gas Residual	Metano - Etano - Etileno	2%	Combustible y Petroquímica
Propano	Propano - Propileno	15%	Despacho
Butano	Butano - Buteno	21%	15% GLP - 6% Gasolina(NFCC)
Diesel Oil	RON 90 a 94	41%	Pool de Naftas
Nafta	Cetano 47	10%	LCO - Diesel 2
Gas Oil Pesado	Insaturado	5%	Se procesa en FCC
Coque	Insaturado	6%	Se quema en la Unidad

Tabla 3.7 Características y rendimientos de los productos de FCC.**Ventajas:**

- Son las productoras de naftas por excelencia, en calidad y cantidad.
- Producen menor cantidad de gas residual que el Cracking Térmico.
- Producen alta calidad de propano y propileno, butilenos, isobutanos y butanos.
- Es el proceso de mayor producción de GLP.

Sección de Reacción:

Los equipos de reacción de las unidades de cracking tienen tres partes fundamentales: reactor, regenerador y stripper.

Reactor

- Es el lugar donde se producen las reacciones de craqueo.
- Existen distintos tipos de tecnologías.
- Actualmente operan con tiempo de contacto (carga: catalizador) muy bajo donde la parte principal del reactor es el Riser. Este es el lugar físico donde se producen las reacciones, en tanto que el resto del equipo es para separar catalizador de los productos.
- Las unidades de tecnologías anteriores operan en lecho fluido con tiempos de contacto mayores y menores rendimientos en GLP y Naftas.
- La temperatura de operación es de 500 °C - 540 °C.

- En el Reactor existen ciclones que permiten separar catalizador arrastrado de los productos de la reacción.
- Están revestidos con material refractario que impiden la erosión y las altas temperaturas sobre las paredes metálicas.

Regenerador

- Es la parte de la unidad donde se quema el carbón depositado sobre el catalizador.
- Posee unos sistemas de distribución del aire necesario para la combustión provisto por un compresor de aire. Dicho compresor es la máquina más importante de la unidad ya que si no hay aire para regeneración debe detenerse la unidad.
- Posee ciclones que separan los gases de la combustión del catalizador arrastrado.
- Están revestidos por material refractario que impiden la erosión y protege a las paredes metálicas de la alta temperatura.
- La temperatura de operación de 705 °C - 740 °C.
- Estas unidades operan a combustión total (formación de CO₂), para lo cual se adiciona un promotor de combustión.

Stripper

- En esta parte del equipo se inyecta vapor para despojar de hidrocarburos del catalizador agotado. La inyección se realiza a través de un distribuidor.
- La función más importante es reducir el contenido de hidrocarburos depositados sobre el catalizador, disminuyendo la demanda de aire en el regenerador, aumentando el rendimiento en productos líquidos.
- El equipo cuenta con baffles que mejoran el contacto vapor - catalizador.

Catalizador

La circulación del catalizador es un factor preponderante en el funcionamiento de la unidad. El pasaje de catalizador del regenerador al reactor

se consigue manteniendo un diferencial de presión positivo en el regenerador de 200 gr/cm^2 controlado automáticamente.

La circulación del Reactor al Regenerador se establece por el peso de columna de catalizador más la presión propia del Reactor.

La circulación incide sobre las siguientes variables:

- Relación catalizador / carga.
- Tiempo de residencia del catalizador en el Regenerador.
- Velocidad espacial.
- Selectividad de las reacciones.

Descripción del funcionamiento

El catalizador que circula por el Riser se contacta con la carga que es inyectada. Parcialmente vaporizada por picos de alta eficiencia, en ese instante se inician las reacciones de craqueo.

El catalizador con los productos de la reacción continúan por el Riser y descargan en el recinto del Reactor, donde caen las partículas de catalizador por pérdida de velocidad y diferencia de densidad.

Los gases ingresan a los ciclones, que retienen las partículas de catalizador arrastradas y luego son devueltas al lecho del Reactor. Los gases ingresan en la zona flash de la fraccionadora.

El catalizador desciende por el Stripper y recibe una inyección de vapor que ingresa por la parte inferior para despojar los hidrocarburos absorbidos sobre la gran superficie específica del catalizador. A la salida del Stripper hay una válvula que regula la transferencia de catalizador al Regenerador.

VARIABLES DEL PROCESO

El proceso de craqueo catalítico es un sistema de equilibrios. Para que la unidad pueda ser operada en forma continua, deben mantenerse tres balances:

- Balance de carbón.
- Balance de calor.
- Balance de presión.

La gran complejidad de la operación de estas unidades se debe fundamentalmente a la estrecha interdependencia que poseen las variables del proceso, esta interdependencia hace casi imposible en términos prácticos modificar una variable sin tener una inmediata respuesta en el resto del sistema, estos efectos deben ser manejados en forma continua.

- Variables operativas independientes: Temperatura del reactor, temperatura de precalentamiento de carga, relación de reciclo, actividad de catalizador, modo de combustión, calidad de la carga, velocidad espacial.
- Variables operativas dependientes: Temperatura del regenerador, velocidad de circulación, conversión, requerimiento de aire, C/O.

Las modificaciones de variables deben realizarse teniendo en cuenta que se mantengan en equilibrio los tres balances.

Descripción de los balances:

Balance de calor

El balance de calor liga las variables independientes con las dependientes. El balance de carbón está íntimamente vinculado con el de calor ya que es el que aporta el combustible que mantiene el balance de calor. La única fuente de calor de la unidad es la combustión del coque absorbido sobre el catalizador agotado.

Conceptualmente el calor generado por el quemado de coque deberá proveer el calor necesario para los siguientes requerimientos:

- Elevar la temperatura de la carga y productos hasta la temperatura del Reactor.
- Satisfacer la endotermicidad de las reacciones de craqueo.
- Compensar las pérdidas del convertidor.
- Elevar la temperatura del aire de combustión y transporte hasta la temperatura de los efluentes del Regenerador.
- Producir la desorción de coque del catalizador agotado.
- El calor perdido por radiación de las paredes del equipo.

Balance de carbón

El balance de carbón relaciona todas las fuentes de generación de carbón de la unidad y está íntimamente vinculado con el balance de calor.

El carbón formado en el proceso responde a la siguiente ecuación:

$$C_t = C_{cat} + C_{carga} + C_{circulación} + C_{contaminante}$$

C_t : Coque total formado.

C_{cat} : Coque producido por las reacciones de cracking.

C_{carga} : Coque residual debido a la naturaleza de la carga.

$C_{circulación}$: Coque de circulación función del régimen de circulación

$C_{contaminante}$: Coque producido por la presencia de contaminantes en la carga.

Balance de presión

El balance de presiones gobierna la circulación del catalizador, y permite la operación de la unidad. Además se debe controlar estrictamente por la seguridad de la operación, ya que si se produce una inversión de flujo el equipo puede explotar por ingreso de aire y catalizador calientes al Reactor.

El equilibrio significa mantener un diferencial de presión positivo en el Regenerador que permita transportar el catalizador hasta el Reactor, venciendo la presión de Reactor.

- La presión en el regenerador generada por la descarga de los gases producidos en la combustión, se controla a través de un controlador diferencial de presión.
- La presión en el Reactor se controla en el acumulador de cabeza de la torre fraccionadora.

Catalizadores

Los catalizadores utilizados son productos sintéticos cristalinos, llamados zeolitas o tamices moleculares, fabricados a base de alúmina y sílice.

La actividad catalítica se produce porque los centros activos de las zeolitas son promotores de iones carbonios, responsables del inicio de las reacciones de craqueo.

Las características más importantes del catalizador son:

- Actividad.
- Composición química.
- Tamaño de las celdas de las zeolitas.
- Área superficial de zeolitas y matriz.
- Propiedades texturales: como volumen poral, densidad, etc.
- Granulometría.

Aditivos

- Se utilizan algunos tipos de catalizadores con características especiales, que favorecen determinadas reacciones, lo que preferencia características determinadas en la producción.
- Los de mayor uso son los promotores de olefinas (comercialmente ZM5), que producen mayor cantidad de olefinas en el Gas Licuado de Petróleo.
- Otros aditivos son los promotores de combustión que permiten obtener una combustión completa en el regenerador.

3.3.5 Conversión Profunda

3.3.5.1 Coquización

La coquización es un proceso de cracking térmico controlado del residuo de vacío u otras alimentaciones pesadas, y que junto con una elevada cantidad de coque (carbón) produce destilados medios, ligeros y una pequeña proporción de GLP olefínico.

Las reacciones químicas producidas en el proceso de coquización son reacciones de cracking, de alquilación y deshidrogenación. Debido a la inestabilidad de las olefinas formadas en estas reacciones, se producen también otras secundarias de polimerización y ciclación de olefinas, deshidrogenación de naftenos a aromáticos y condensación molecular para dar lugar a coque.

Descripción del proceso:

Existen tres tipos comerciales.

- Delayed Coking.
- Fluid Coking.
- Flexicoking.

El proceso de coque retardado (Delayed Coking) inicia la coquización en un horno, con un corto periodo de tiempo de residencia y lo continúa de forma retardada en una cámara adecuada. Una vez que la cámara está completamente coquizada se procede a la extracción mecánica del coque. El proceso fluido (Fluid Coking), y el proceso Flexicoking se basan en un reactor de lecho fluido en el que sobre una mezcla de coque y los hidrocarburos vaporizados del proceso de coquización se inyecta de forma atomizada la alimentación. En ambos casos se destruye el coque formado en el proceso.

En la siguiente tabla se indica las condiciones generales de operación para los tres procesos.

Variable	Delayed Coker	Fluid Coking	Flexicoker
Presión (bar)	1-7	0,5-5,0	0,5-4,0
Temperatura (°C)	475-510	475-560	475-550
Reciclo (%)	0-50		
Duración ciclo (horas.)	10-40		
Temperatura quemado del carbón (°C)		595-675	
Temperatura gasificación del carbón (°C)			900-1000

Tabla 3.8 Condiciones de operación para el Delayed Coker, Fluid Coking y Flexicoker

3.3.6 Otros procesos y esquemas

3.3.6.1 Visbreaking

La función de una unidad de Visbreaking es reducir la viscosidad de los residuos pesados de destilación, atmosférico y de vacío. Simultáneamente se producen compuestos más ligeros como: gas, nafta y destilados medios. El proceso de Viscorreducción consiste en la rotura de las moléculas del Residuo

de Vacío o Atmosférico mediante altas temperaturas, es un proceso de craqueo térmico ligero.

La conversión de los residuos puede lograrse mediante calentamiento a alta temperatura durante ciertos períodos de tiempo o calentamiento a temperatura inferior durante períodos de tiempo más prolongados. Estas alternativas dan lugar a los dos procesos comercializados:

a. "All-Coil"

Temperaturas del orden de 480°C y tiempos de 30 a 50 segundos. Todo el proceso se desarrolla en el horno que se divide en tres zonas:

- Calentamiento: Se alcanza la temperatura de inicio de reacción.
- Reacción: Tiene lugar la mayor parte de la conversión.
- Acabado: Se completa la conversión con poco aporte externo de calor.

b. "Soaker"

- Temperaturas del orden de 460°C.
- Tiempos de residencia entre 1 y 2 minutos.
- El proceso desarrolla alguna conversión en el horno y la mayor parte se produce en un recipiente externo ("soaker").

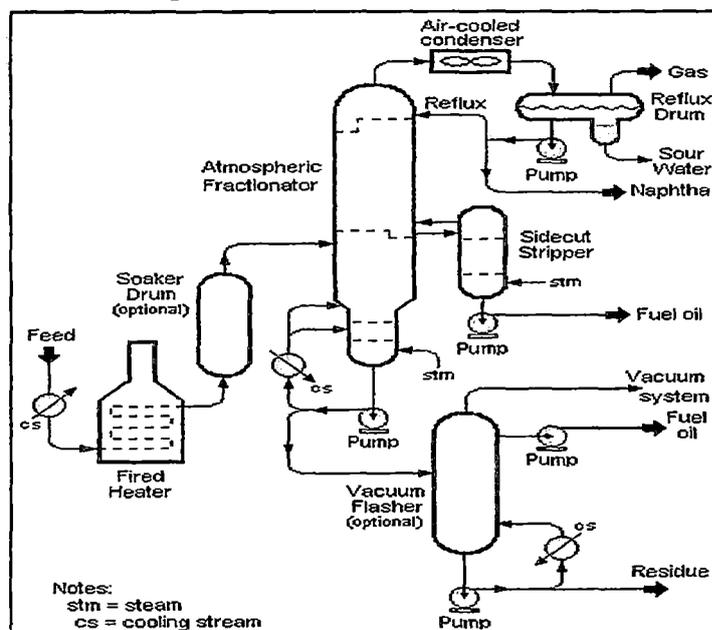


Figura 3.13 Diagrama esquemático del proceso de Visbreaking.

En los dos procesos se produce un enfriamiento súbito a la salida del horno o soaker ("quenching") para cortar la reacción y evitar la producción de coque.

La planta comprende las siguientes secciones:

- Pre calentamiento de la carga.
- Reacción y "quenching".
- Fraccionamiento.
- Lavado de gases.
- Estabilización y fraccionamiento de la nafta.
- Ajuste de la viscosidad del residuo.

Esta última operación es necesaria, para asegurar la "bombeabilidad" del residuo, debido a su alta viscosidad. Puede emplearse el gasóleo producido u otras corrientes de refinería (keroseno, gasóleo de FCC o Coquer, etc.).

3.3.6.2 Hydrocracking

La unidad de Hydrocracking procesa gas oil liviano de vacío y gas oil pesado de topping produciendo gas residual, propano comercial, butano comercial, nafta, aerocombustible JP1 y gas oil comercial.

Isomax es un proceso fundamental en la Refinería dado que la altacalidad del gas oil que produce, mejora sustancialmente el pool de productos. La carga es calentada y pasa al sistema de reacción que consta de dos reactores en paralelo. En ellos la carga se pone en contacto junto con el hidrogeno con un catalizador específico.

En los reactores se obtiene una completa remoción de compuestos de azufre, nitrógeno, oxigenados, olefinas y aromáticos policíclicos, a la vez se produce la ruptura de cadenas de alto peso molecular a hidrocarburos de bajo rango de destilación (naftas, jet fuel y gas oil). El producto obtenido es enviado a un separador gas-liquido donde se libera el hidrógeno que no reaccionó. Los productos de reacción son enviados a una torre fraccionadora donde son separados.

Tipo de reacciones en la Unidad de Hydrocracking

Las reacciones en la Unidad de Hydrocracking tienen por objeto:

- Hidrodesulfuración.
- Hidrodenitrificación.
- Remoción de oxígeno.
- Remoción de metales.
- Remoción de haluros.
- Hidrocracking.
- Saturación de Aromáticos

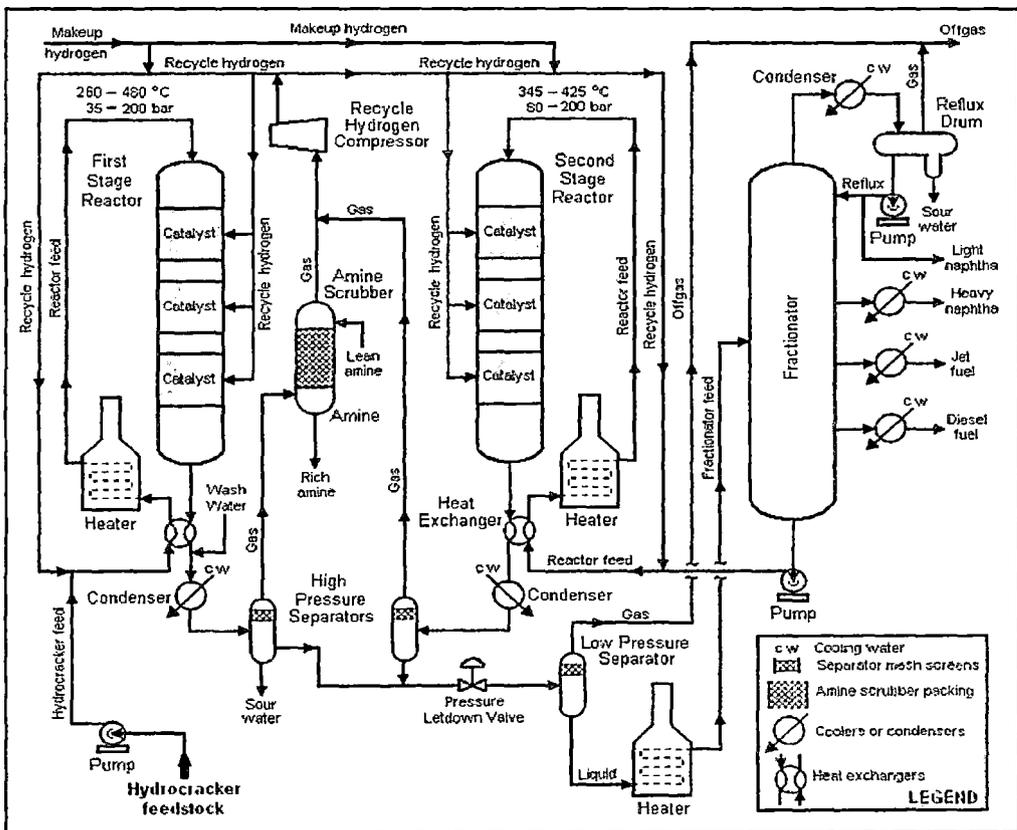


Figura 3.14 Diagrama de flujo típico de un Hidrocracker de dos etapas.

4. ESTUDIO DE MERCADO NACIONAL DE COMBUSTIBLES.

En este capítulo, se analiza la evolución del consumo de combustibles en los diez últimos años en el país. De otra parte, se puede apreciar el ingreso de nuevos combustibles ligados a la política de protección al medio ambiente.

En la actualidad, el consumo de combustibles derivados del petróleo es una fuente indispensable para el funcionamiento operativo de toda economía. Su importancia se ha ido acentuando gradualmente frente al crecimiento de la demanda por fuentes de energía a causa del desarrollo económico del crecimiento de la población y de la relativa escases de las nuevas fuentes petrolíferas a nivel mundial.

4.1 Crecimiento Económico en el Perú

Económicamente, el crecimiento del Perú será uno de los más fuertes en la región en el mediano plazo ya que la economía se diversifica a partir de los minerales (solidez en la cartera de proyectos), en el desarrollo de la infraestructura y las exportaciones de materias primas, con una tendencia en el consumo privado cada vez más en crecimiento.

Veamos el análisis FODA presentado por Business Monitor International (BMI):

Análisis FODA (Perspectiva Económica)

Fortalezas:

- El fuerte crecimiento del PBI real y la introducción de reformas fiscales han fortalecido las cuentas públicas, se espera que proporcione un apoyo fundamental para la economía en el largo plazo.
- El grado de inversión de Perú debe mantener los flujos de inversión extranjera anclados en el largo plazo.

Oportunidades:

- Los programas de privatización de varias empresas estatales en los distintos sectores deben contribuir a profundizar los mercados financieros y facilitar el sesgo de la minería del mercado de valores del país.

Debilidades:

- La fuerte dependencia del Perú en las exportaciones de materias primas (tales como los metales), continuarán influyendo en la balanza comercial del país.
- La infraestructura subdesarrollada, las limitaciones de capacidad y el malestar social podría socavar los niveles de producción en el mediano plazo.
- La división social dentro del Perú amenaza a la economía en una variedad de maneras. La intensificación de la huelga podría afectar el crecimiento aumentando la inquietud y un Congreso dominado por la oposición podría presionar a la administración en un mayor gasto.

Amenazas:

- El fin del auge de las exportaciones en el Perú a la luz de la debilitada demanda global amenaza con exponer los desequilibrios estructurales del país y restringir los flujos de inversión en la infraestructura vital.

Sin embargo, aunque Perú tenga buenas puntuaciones en la calificación del riesgo económico, a corto plazo en 77,9 sobre 100 (tal como lo muestra la tabla 4.2), el aumento de la inflación relacionada con altas tasas de crecimiento y los elevados precios de las materias primas representa un riesgo para esta estabilidad, al igual que la dependencia continua de las exportaciones de metales. En nuestro país, uno de los factores por el cual la demanda de combustibles ha estado incrementándose, es debido a la existencia de importantes proyectos de inversión.

En el rubro de la minería, existen muchas empresas transnacionales importantes, las cuales están incluidas dentro de una cartera que abarca un total de 51 proyectos mineros en diversas fases de desarrollo. De todos ellos, 44 proyectos han confirmado sus inversiones por US\$ 48 226 millones y existen otros 7 proyectos que están por definir sus capitales.

Country	L-T Economy	Rank	Trend
Brazil	75,0	1	-
Chile	73,1	2	+
Peru	72,2	3	=
Uruguay	70,8	4	=
Mexico	67,6	5	=
Colombia	66,8	6	=
Argentina	66,8	7	-
Panama	66,1	8	=
Costa Rica	61,2	9	=
Bolivia	60,0	10	=
Ecuador	54,5	11	=
Guatemala	54,4	12	=
Paraguay	50,8	13	-
El Salvador	47,5	14	=
Venezuela	47,0	15	=
Honduras	41,3	16	=
Nicaragua	38,5	17	=

Tabla 4.1 Clasificaciones de riesgo económico a largo plazo. Fuente: BMI.

Country	S-T Economy	Rank	Trend
Chile	81,2	1	+
Peru	77,9	2	=
Mexico	75,8	3	+
Uruguay	73,5	4	=
Brazil	68,5	5	-
Colombia	63,3	6	=
Panama	62,9	7	=
Bolivia	61,7	8	-
Ecuador	57,9	9	=
Guatemala	54,8	10	=
Paraguay	54,2	11	=
Costa Rica	53,8	12	=
Honduras	50,8	13	+
El Salvador	49,6	14	=
Argentina	48,1	15	-
Venezuela	41,5	16	-
Nicaragua	40,6	17	=

Tabla 4.2 Clasificaciones de riesgo económico a corto plazo. Fuente: BMI.

La nueva Cartera de Inversiones en Proyectos Míneros, entre los años 2012 y 2018, asciende a 48 226 millones de dólares confirmados a Julio del 2012 por el Ministerio de Energía y Minas.

Los proyectos con mayor inversión son:

- Proyecto Conga: US\$ 4.800 millones (Cajamarca),
- Proyecto Las Bambas (Apurímac), US\$ 4,200 millones,
- Ampliación de Cerro Verde: US\$ 4.000 millones (Arequipa),
- Proyecto Quellaveco: US\$ 3.300 millones (Moquegua),
- Proyecto Pampa del Pongo: US\$ 3.280 millones (Arequipa),
- Proyecto Hierro Apurímac, US\$ 2.300 millones (Apurímac),
- Proyecto Galeno, US\$ 2.500 millones (Cajamarca)

Por país de origen, las inversiones provienen de Canadá: 12 proyectos, Perú 10, China, 7 proyectos, México 6, Australia 5, Brasil 3, Estados Unidos 3, Japón 3, Reino Unido, 2, Suiza 2 y Sudáfrica 1 proyecto.

PROYECTOS DE INVERSIÓN MINERA EN EL PERÚ

Algunos de los proyectos mencionados no han definido sus fechas de inicio de operación ni de construcción, debido que aún se encuentran en la etapa de estudios y permisos. Estos proyectos existentes en el país, harán que la demanda de combustibles a nivel nacional sea sostenida.

La demanda de combustibles principalmente en los países en vías de desarrollo, también están sujetas a diversas circunstancias provocadas por las variaciones del precio internacional del petróleo como efecto de los cambios en su oferta en el mercado mundial. Con ello, el abastecimiento del petróleo en países importadores netos está condicionado a constantes shocks externos de la oferta.

A continuación, se muestra el mapa con la ubicación de los principales proyectos mineros en el Perú.

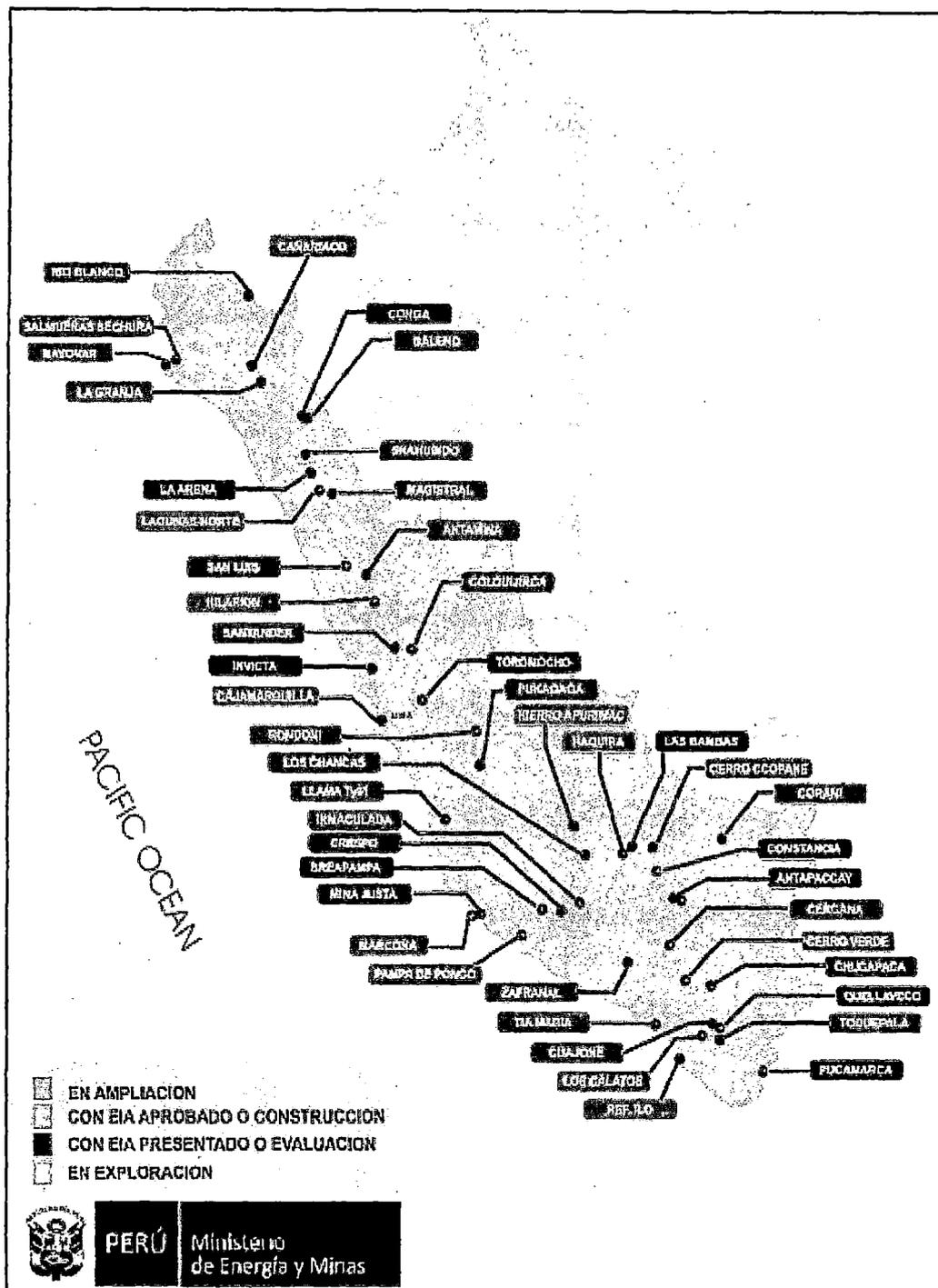


Figura 4.1 Ubicación de los Principales Proyectos de Inversión Minera del Perú.
Fuente MINEM.

4.2 Consumo Histórico de los Combustibles

En los últimos diez años en el mercado nacional, la demanda real de los derivados de hidrocarburos ha ido cambiando acorde a las nuevas necesidades, competencias en el mercado de combustibles y exigencias que exige el consumidor.

En la siguiente tabla, se muestra las ventas de los derivados del petróleo y LNG en el mercado interno en el periodo 2002-2011.

Producto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	5 860,3	6 404,3	6 691,3	7 810,3	8 614,5	9 653,0	11 107,1	11 924,5	13 258,3	14 790,0
Gasolina Motor 84 Octanos	4 378,3	4 024,8	4 014,3	3 939,1	4 019,2	4 300,3	4 470,6	4 909,8	4 077,0	2 993,7
Gasolina Motor 90 Octanos	2 841,2	2 852,1	2 922,9	2 560,4	2 496,5	2 534,4	2 574,6	3 464,5	3 438,5	2 675,6
Gasolina Motor 95 Octanos	540,1	473,9	432,4	387,0	386,7	444,8	504,2	610,1	708,3	472,9
Gasolina Motor 97 Octanos	689,9	611,0	590,6	395,6	355,5	206,8	187,7	249,7	263,9	254,9
Gasolina Motor 98/98 BA	-	-	-	-	34,1	193,3	194,8	233,4	244,9	133,3
Gasohol 84	-	-	-	-	-	-	-	-	1 016,2	1 839,2
Gasohol 90	-	-	-	-	-	-	-	-	619,4	2 427,1
Gasohol 95	-	-	-	-	-	-	-	-	51,7	461,7
Gasohol 97	-	-	-	-	-	-	-	-	4,8	218,4
Gasohol 98	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4	114,4
Turbo A-1 / JP-5	1 565,8	1 085,1	1 073	720,9	1 652,9	1 311,4	1 351,4	4 412,4	4 909,7	5 348,1
Gasolina de Aviación	14,5	10,5	9,7	10,4	11,2	12,6	13,0	13,3	13,8	12,4
Kerosene	6 430,6	4 316,1	2 538,8	1 652,5	654,3	447,0	334,1	270,1	115,1	-0,1
Diesel N°2	1 7974,9	19 799,6	23 329,7	21 398,2	21 769,9	23 690,1	26 683,8	31,8	6,5	0,6
Diesel B-2	-	-	-	-	-	-	-	28 192,8	24 381,6	-0,5
Diesel B-2 S-50	-	-	-	-	-	-	-	-	6 068,6	1,1
Diesel B-5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26 408,0
Diesel B-5 S-50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7 955,8
Petróleo Residual N°5	22,7	23,2	22,9	43,3	23,9	11,6	3,6	-	20,4	-
Petróleo Residual N°6	3 865,0	3 541,2	4 081,4	2 963,6	2 361,9	2 175,5	2 210,3	1 560,4	1 418,5	1 229,5
Petróleo Residual 500	4 919,6	4 545,9	5 801,9	5 649,9	4 952,4	4 101,7	4 709,2	3 733,1	2 889,8	3 038,1
Bunkers / I.F.O. / M.G.O.	47,1	24,0	23,4	38,7	42,0	66,5	123,8	108,8	161,9	1 011,5
Asfalto Líquido	306,7	202,2	182,8	169,1	207,7	204,9	245,5	297,0	370,5	252,9
Asfalto Sólido	402,6	287,6	707,5	425,4	520,9	632,3	729,8	1 197,8	1 394,4	1 161,4
Hexano y Solventes	535,6	703,5	506,3	541,3	506,7	560,9	278,0	320,3	297,0	246,5
Ácido Nafténico	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Petróleo Crudo Reducido	628,2	268,4	-	-	-	-	-	-	-	
Otros Productos	150,5	139,2	262,9	276,7	327,6	268,5	584,5	576,2	439,5	219,5
Total	51 173,9	49 312,7	53 192,1	48 982,8	48 938,2	50 815,8	56 306,1	62 106,2	66 171,8	73 266,2

Tabla 4.3 Consumo Histórico de los Derivados del Petróleo y LNG en el Mercado Interno en el periodo 2002-2011. Fuente: MINEM

VENTAS AL MERCADO INTERNO POR PRODUCTO Y REGIÓN (MBDC)							
Promedio 2005 - 2005							
PRODUCTO	Región Norte	Lima Metropolitana	Región Centro	Región Sur	Región Oriente	TOTAL VENTAS	
	Prom. 2005	Prom. 2005	Prom. 2005	Prom. 2005	Prom. 2005	Prom. 2005	%
GLP	1,4	3,71	0	0	0	5,11	6,71%
GASOLINA	2,5	5,9	0,96	1,47	1,17	12	15,75%
KEROSENE	0,3	1,88	0,16	0,38	0,1	2,82	3,70%
DIESEL 2	9,4	11,86	4,31	6,87	2,1	34,54	45,33%
RESIDUAL	3	3,6	2,74	5,6	1,28	16,22	21,29%
BUNKER	0,1	1,2	0,01	0	0	1,31	1,72%
TURBO(*)	0,2	1,32	0,04	0,39	0,44	2,39	3,14%
TOTAL COMBUSTIBLES	16,9	29,47	8,22	14,71	5,09	74,39	97,64%
ASFALTO	0,33	0,9	0	0,14	0	1,37	1,80%
PRODUCTO QUIMICO	0	0,43	0	0	0	0,43	0,56%
TOTAL PRODUCTOS	17,23	30,8	8,22	14,85	5,09	76,19	100,00%

(*) Incluye Gasolina de Aviación.

Tabla 4.4 Ventas al Mercado Interno por Producto y Región (MBDC) al 2005. Fuente: Gerencia de Marketing – UAM / Petróleos Del Perú-PETROPERÚ

VENTAS AL MERCADO INTERNO POR PRODUCTO Y REGIÓN (MBDC)							
Promedio 2006 - 2006							
PRODUCTO	Región Norte	Lima Metropolitana	Región Centro	Región Sur	Región Oriente	TOTAL VENTAS	
	Prom. 2006	Prom. 2006	Prom. 2006	Prom. 2006	Prom. 2006	Prom. 2006	%
GLP	1,22	3,46	0,00	0,00	0,00	4,68	6,54%
GASOLINA	2,56	5,32	0,97	1,52	1,38	11,75	16,43%
KEROSENE	0,14	0,57	0,09	0,21	0,07	1,09	1,52%
DIESEL 2	9,62	10,56	4,33	7,48	2,34	34,33	47,98%
RESIDUAL	3,08	3,16	2,35	4,42	1,40	14,41	20,14%
BUNKER	0,04	0,49	0,01	0,00	0,00	0,53	0,74%
TURBO(*)	0,48	1,55	0,05	0,42	0,42	2,92	4,08%
TOTAL COMBUSTIBLES	17,14	25,10	7,80	14,06	5,60	69,70	97,42%
ASFALTO	0,37	0,89	0,00	0,23	0,00	1,48	2,07%
PRODUCTO QUIMICO	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00	0,36	0,50%
TOTAL PRODUCTOS	17,51	26,34	7,80	14,29	5,60	71,55	100,00%

(*) Incluye Gasolina de Aviación.

Tabla 4.5 Ventas al Mercado Interno por Producto y Región (MBDC) al 2006. Fuente: Gerencia de Marketing – UAM / Petróleos Del Perú-PETROPERÚ

VENTAS AL MERCADO INTERNO POR PRODUCTO Y REGION (MBDC)							
Promedio 2007 - 2007							
PRODUCTO	Región Norte	Lima Metropolitana	Región Centro	Región Sur	Región Oriente	TOTAL VENTAS	
	Prom. 2007	Prom. 2007	Prom. 2007	Prom. 2007	Prom. 2007	Prom. 2007	%
GLP	1,40	3,58	0,00	0,00	0,00	4,97	10,25%
GASOLINA	1,12	1,92	0,52	1,10	1,65	6,31	13,01%
KEROSENE	0,05	0,09	0,04	0,12	0,06	0,37	0,77%
DIESEL 2	3,61	4,20	1,50	4,15	2,63	16,09	33,17%
RESIDUAL	11,29	0,87	1,80	0,48	1,28	15,71	32,38%
BUNKER	0,17	0,16	0,00	0,01	0,00	0,33	0,68%
TURBO(*)	0,17	1,59	0,04	0,36	0,42	2,57	5,30%
TOTAL COMBUSTIBLES	17,81	12,39	3,90	6,22	6,03	46,36	95,56%
ASFALTO	0,30	1,17	0,00	0,22	0,00	1,68	3,47%
PRODUCTO QUIMICO	0,04	0,43	0,00	0,00	0,00	0,47	0,97%
TOTAL PRODUCTOS	18,14	13,99	3,90	6,44	6,03	48,51	100,00%

(*) Incluye Gasolina de Aviación.

Tabla 4.6 Ventas al Mercado Interno por Producto y Región (MBDC) al 2007.

Fuente: Gerencia de Marketing – UAM / Petróleos Del Perú-PETROPERÚ

VENTAS AL MERCADO INTERNO POR PRODUCTO Y REGION (MBDC)							
Promedio 2008 - 2008							
PRODUCTO	Región Norte	Lima Metropolitana	Región Centro	Región Sur	Región Oriente	TOTAL VENTAS	
	Prom. 2008	Prom. 2008	Prom. 2008	Prom. 2008	Prom. 2008	Prom. 2008	%
GLP	1,69	3,38	0,00	0,00	0,00	5,07	9,77%
GASOLINA	1,26	1,88	0,53	1,32	1,97	6,96	13,41%
KEROSENE	0,05	0,08	0,03	0,08	0,05	0,29	0,55%
DIESEL 2	4,78	4,76	1,73	5,14	2,78	19,18	36,96%
RESIDUAL	8,68	0,66	2,76	0,87	1,46	14,43	27,80%
BUNKER	0,20	0,73	0,00	0,00	0,00	0,93	1,78%
TURBO(*)	0,60	1,35	0,03	0,29	0,49	2,76	5,32%
TOTAL COMBUSTIBLES	17,26	12,84	5,08	7,70	6,74	49,62	95,60%
ASFALTO	0,38	1,17	0,00	0,25	0,00	1,80	3,46%
PRODUCTO QUIMICO	0,04	0,45	0,00	0,00	0,00	0,49	0,94%
TOTAL PRODUCTOS	17,68	14,46	5,08	7,95	6,74	51,91	100,00%

(*) Incluye Gasolina de Aviación

Tabla 4.7 Ventas al Mercado Interno por Producto y Región (MBDC) al 2008.

Fuente: Gerencia de Marketing – UAM / Petróleos Del Perú-PETROPERÚ

VENTAS AL MERCADO INTERNO POR PRODUCTO Y REGION (MBDC)							
Promedio 2009 - 2009							
PRODUCTO	Región Norte	Lima Metropolitana	Región Centro	Región Sur	Región Oriente	TOTAL VENTAS	
	Prom. 2009	Prom. 2009	Prom. 2009	Prom. 2009	Prom. 2009	Prom. 2009	%
GLP	2,16	3,08	0,00	0,00	0,00	5,24	6,50%
GASOLINA	3,86	5,86	1,26	2,97	2,34	16,30	20,22%
KEROSENE	0,07	0,17	0,04	0,11	0,04	0,44	0,54%
DIESEL 2	11,60	12,70	4,64	10,98	2,79	42,70	52,99%
RESIDUAL	2,51	1,89	2,29	0,91	1,22	8,82	10,94%
BUNKER	0,18	0,97	0,00	0,00	0,00	1,15	1,42%
TURBO(*)	0,15	1,92	0,07	0,30	0,43	2,86	3,55%

TOTAL							
COMBUSTIBLES	20,52	26,59	8,31	15,27	6,82	77,51	96,17%
ASFALTO	0,70	1,76	0,00	0,25	0,00	2,71	3,36%
PRODUCTO QUIMICO	0,00	0,38	0,00	0,00	0,00	0,38	0,47%
TOTAL PRODUCTOS	21,22	28,73	8,31	15,52	6,82	80,59	100,00%

(*) Incluye Gasolina de Aviación

Tabla 4.8 Ventas al Mercado Interno por Producto y Región (MBDC) al 2009.
Fuente: Gerencia de Marketing – UAM / Petróleos Del Perú-PETROPERÚ.

VENTAS AL MERCADO INTERNO POR PRODUCTO Y REGION (MBDC)							
Promedio 2010 - 2010							
PRODUCTO	Región Norte	Lima Metropolitana	Región Centro	Región Sur	Región Oriente	TOTAL VENTAS	
	Prom. 2010	Prom. 2010	Prom. 2010	Prom. 2010	Prom. 2010	Prom. 2010	%
GLP	3,26	3,26	0,00	0,00	0,00	6,52	7,34%
GASOLINA	4,16	6,46	1,34	3,29	2,72	17,99	20,23%
KEROSENE	0,03	0,06	0,01	0,05	0,02	0,18	0,20%
DIESEL 2	12,73	13,96	4,45	12,20	3,06	46,42	52,20%
RESIDUAL	2,22	0,94	1,42	0,99	1,30	6,87	7,73%
BUNKER	0,22	2,30	0,00	0,00	0,00	2,53	2,84%
TURBO(*)	0,13	3,60	0,05	0,40	0,47	4,65	5,23%
TOTAL COMBUSTIBLES	22,77	30,59	7,28	16,94	7,58	85,15	95,77%
ASFALTO	0,44	2,51	0,00	0,36	0,00	3,31	3,73%
PRODUCTO QUIMICO	0,00	0,45	0,00	0,00	0,00	0,45	0,51%
TOTAL PRODUCTOS	23,21	33,55	7,28	17,30	7,58	88,92	100,00%

(*) Incluye Gasolina de Aviación.

Tabla 4.9 Ventas al Mercado Interno por Producto y Región (MBDC) al 2010.
Fuente: Gerencia de Marketing – UAM / Petróleos Del Perú-PETROPERÚ.

VENTAS AL MERCADO INTERNO POR PRODUCTO Y REGION (MBDC)							
Promedio 2011 - 2011							
PRODUCTO	Región Norte	Lima Metropolitana	Región Centro	Región Sur	Región Oriente	TOTAL VENTAS	
	Prom. 2011	Prom. 2011	Prom. 2011	Prom. 2011	Prom. 2011	Prom. 2011	%
GLP	3,90	3,00	0,00	0,00	0,00	6,90	7,43%
GASOLINA	4,46	6,33	1,46	3,58	3,10	18,93	20,38%
KEROSENE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
DIESEL 2	15,03	13,11	5,03	13,92	3,03	50,12	53,95%
RESIDUAL	2,05	1,02	1,44	0,92	0,95	6,38	6,87%
BUNKER	0,18	3,38	0,00	0,00	0,01	3,57	3,85%
TURBO(*)	0,16	2,71	0,08	0,38	0,52	3,85	4,14%
TOTAL COMBUSTIBLES	25,78	29,55	8,01	18,81	7,61	89,76	96,61%
ASFALTO	0,37	2,20	0,00	0,16	0,00	2,73	2,94%
PRODUCTO QUIMICO	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,41	0,45%
TOTAL PRODUCTOS	26,15	32,17	8,01	18,97	7,61	92,90	100,00%

(*) Incluye Gasolina de Aviación.

Tabla 4.10 Ventas al Mercado Interno por Producto y Región (MBDC) al 2011.
Fuente: Gerencia de Marketing – UAM / Petróleos Del Perú-PETROPERÚ.

4.3 Demanda Actual de Combustibles

La creciente demanda de combustibles derivados del petróleo y la escasez de fuentes de energía alternativas en los países en vías de desarrollo han influido en la recaudación de impuestos bastante marcados y aplicados a estos productos, como consecuencia de ello, han provocado fuertes distorsiones en los precios relativos de los mercados en los combustibles, afectando desfavorablemente a los consumidores.

En el Perú, la industria de hidrocarburos juega un rol importante en el aparato productivo nacional, dado que genera cerca del 50% del consolidado total de la energía que se demanda en el país.

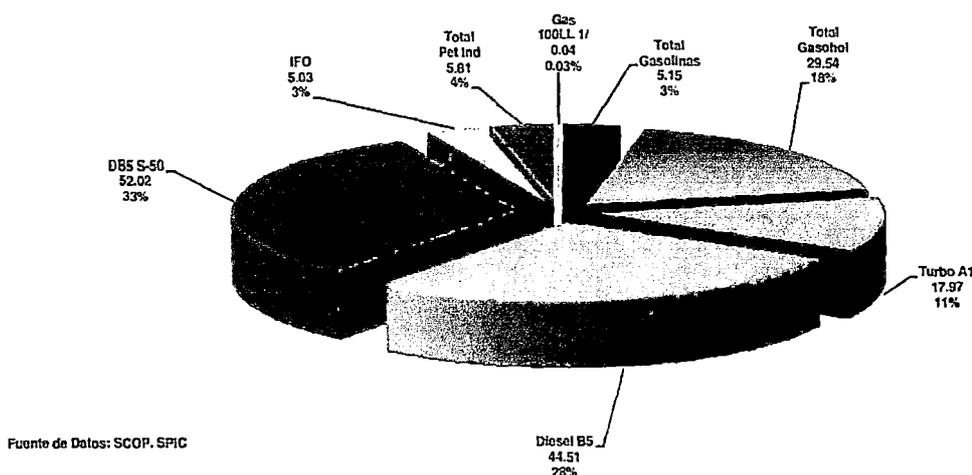


Figura 4.2 Demanda de Combustibles Líquidos (MBPD) Total País-Enero 2013
Fuente Osinerming

La demanda de combustibles en el Perú es uno de los componentes más relevantes dentro del mercado de hidrocarburos derivados. Su evolución está marcada por las desviaciones del precio del petróleo en el mercado mundial (WTI).

Dentro de los aspectos más importantes que caracterizan al mercado de combustibles en el Perú son:

- La dependencia de los Precios Internacionales.

- La concentración de la industria de la refinación (esencialmente una estatal y dos privadas).
- La presencia de una fuerte carga tributaria que afecta a todos los combustibles dados la necesidad del Estado a recaudar fondos fiscales para solventar el déficit público.
- La informalidad en la comercialización de combustibles en segmentos de relevancia en la industria.

Los resultados de las estimaciones de la demanda de combustibles son necesarios para la práctica regulatoria por las siguientes razones:

- Permiten identificar de manera adecuada la demanda de los principales tipos de combustibles que se utilizan en el Perú a través de parámetros de precio e ingreso.
- Constituyen una base para la realización de otros estudios como por ejemplo, el de las distorsiones que genera la estructura tributaria que se aplica a los combustibles líquidos.
- Hace posible la realización de predicciones a corto plazo respecto a la evolución de la demanda de combustibles.

4.4 Proyecciones de los Precios Internacionales de Combustibles.

4.4.1 Crudos Marcadores.

Son un conjunto de crudos cuyas cotizaciones se utilizan, en la gran mayoría de casos, como referencia para fijar el precio de los demás. La aplicación de uno u otro es relación directa de la zona en que se producen y comercializan los crudos. Los más empleados son:

Crudo Brent:

- Conjunto de crudos conocidos en el mercado como Brent, Forties y Oseberg (actualmente conocido como Brent / Forties / Oseberg o BFO).
- Representan mezclas de crudos ligeros y de bajo azufre producidos en varios campos del Mar del Norte, tanto británico como noruego.
- Se utiliza como crudo marcador en los mercados europeo y africano.

Crudo WTI:

- Conocido también como West Texas Intermediate.
- Es un petróleo que contiene el promedio de características del petróleo extraído en campos occidentales de Texas (USA).
- El WTI es un crudo de calidad un poco mejor que el Brent, esencialmente por un menor contenido de azufre (más dulce).
- Se utiliza como crudo marcador en el mercado americano.

Crudo Dubai:

- Crudo producido en el emirato del mismo nombre en el Golfo Pérsico.
- El Dubai es un crudo más ligero pero con mayor contenido de azufre (más agrio) que el WTI y el Brent.
- Se utiliza como crudo marcador en todo el mercado asiático (Golfo Pérsico y Lejano Oriente).

4.4.2 WTI en los últimos años:

El promedio de los precios del marcador internacional WTI de los últimos cuatro años (2009-2012), se muestran en el siguiente cuadro:

WTI (US\$/B)				
AÑO	2009	2010	2011	2012
Enero	41,75	78,31	89,38	100,36
Febrero	39,16	76,45	89,57	102,29
Marzo	48,00	81,25	102,99	106,31
Abril	49,82	84,36	109,89	103,35
Mayo	59,12	73,62	101,22	94,63
Junio	69,68	75,29	96,21	82,33
Julio	64,10	76,32	97,26	87,81
Agosto	71,05	76,62	86,26	94,08
Septiembre	69,41	75,17	85,55	94,45
Octubre	75,73	81,89	86,45	89,62
Noviembre	78,05	84,20	97,17	86,57
Diciembre	74,41	89,08	98,58	88,23

Tabla 4.11 Promedio de Precios del Marcador Internacional WTI 2012. Fuente: PETROPERÚ

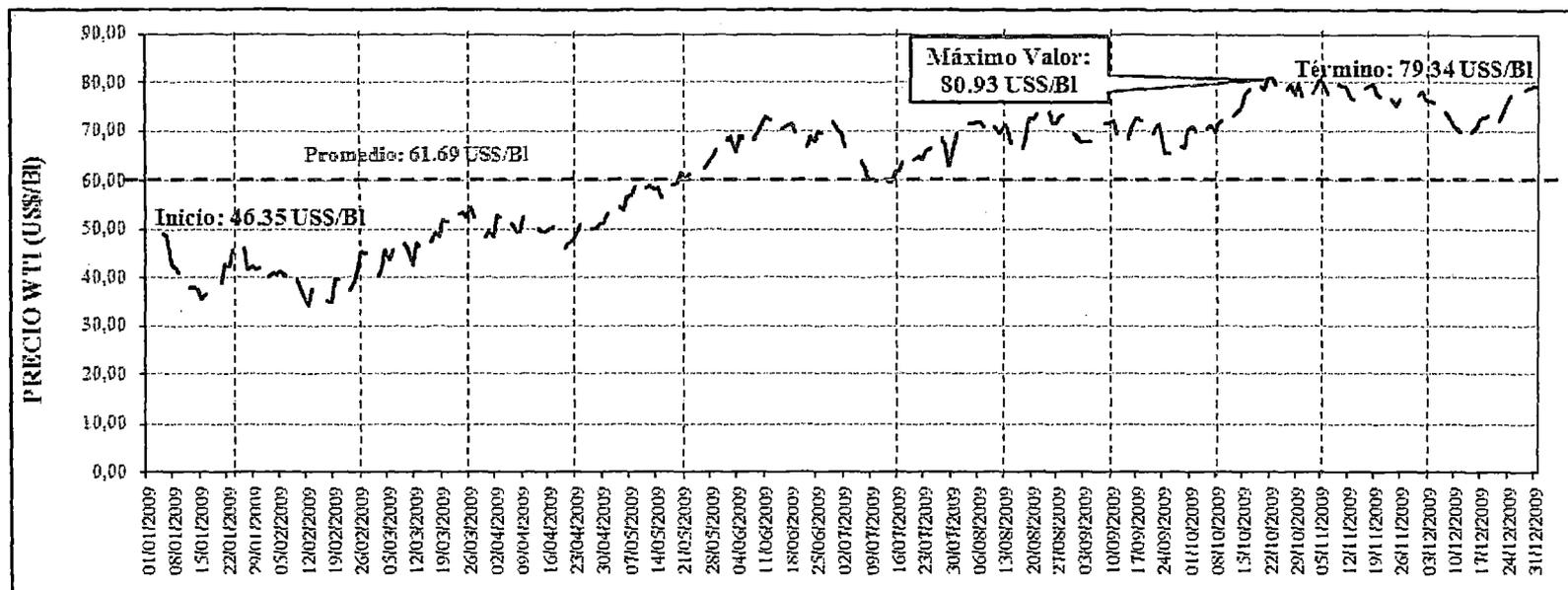


Figura 4.3 Gráfica de Evolución del Marcador WTI – Año 2009

-US\$/BBL	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio 2009
Precio	41,75	39,16	48,00	49,82	59,12	69,68	64,10	71,05	69,41	75,73	78,05	74,41	61,69
Variación		-2,59	8,84	1,83	9,29	10,57	-5,58	6,95	-1,64	6,32	2,33	-3,65	2,97

Tabla 4.12 Variación Mensual del Marcador WTI – Año 2009

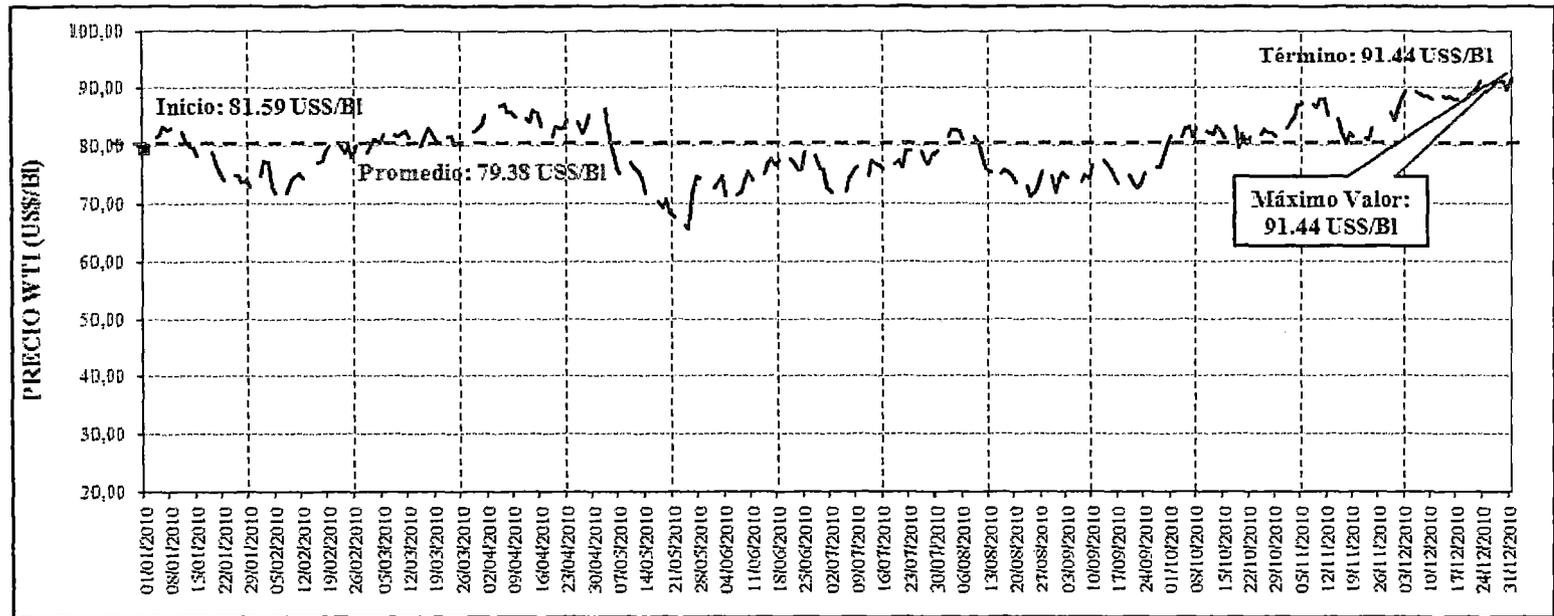


Figura 4.4 Gráfica de Evolución del Marcador WTI – Año 2010

US\$/BI	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio 2010
Precio	78,31	76,45	81,25	84,36	73,62	75,29	76,32	76,62	75,17	81,89	84,20	89,08	79,38
Variación		-1,86	4,80	3,10	-10,73	1,67	1,03	0,29	-1,44	6,72	2,31	4,87	0,98

Tabla 4.13 Variación Mensual del Marcador WTI – Año 2010

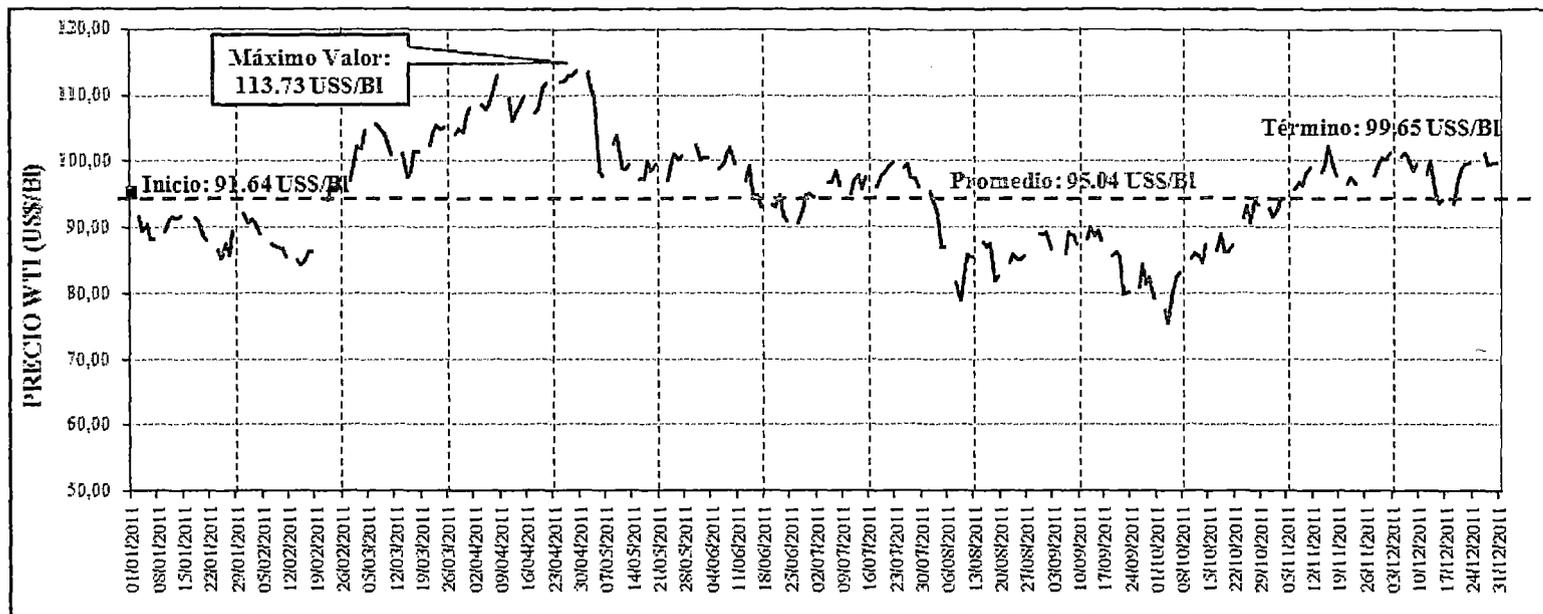


Figura 4.5 Gráfica de Evolución del Marcador WTI – Año 2011

US\$/BÍ	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio 2011
Precio	89,38	89,57	102,99	109,89	101,22	96,21	97,26	86,26	85,55	86,45	97,17	98,58	95,04
Variación		0,19	13,42	6,91	-8,68	-5,00	1,05	-11,01	-0,70	0,90	10,72	1,42	0,84

Tabla 4.14 Variación Mensual del Marcador WTI – Año 2011

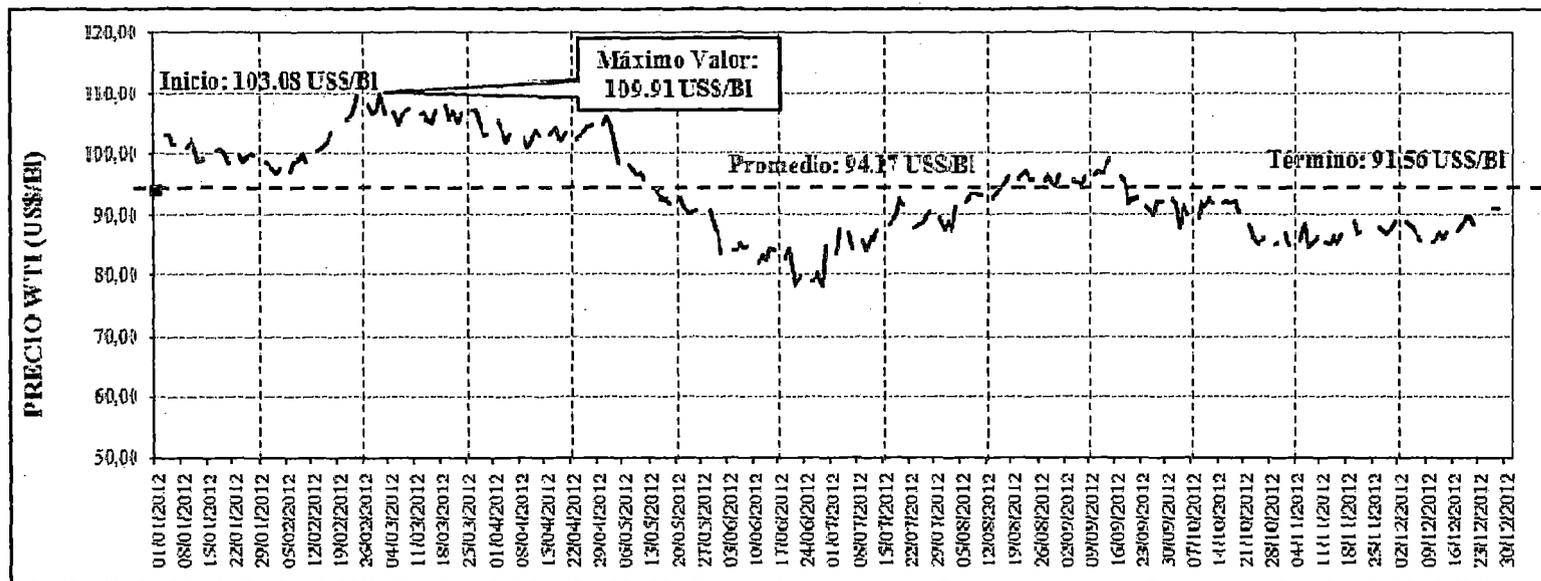


Figura 4.6 Gráfica de Evolución del Marcador WTI – Año 2012

US\$/BBL	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio 2012
Precio	100,36	102,29	106,31	103,35	94,63	82,33	87,81	94,08	94,45	89,62	86,57	88,23	94,17
Variación		1,93	4,02	-2,96	-8,73	-12,29	5,47	6,27	0,37	-4,83	-3,05	1,66	-1,10

Tabla 4.15 Variación Mensual del Marcador WTI – Año 2012

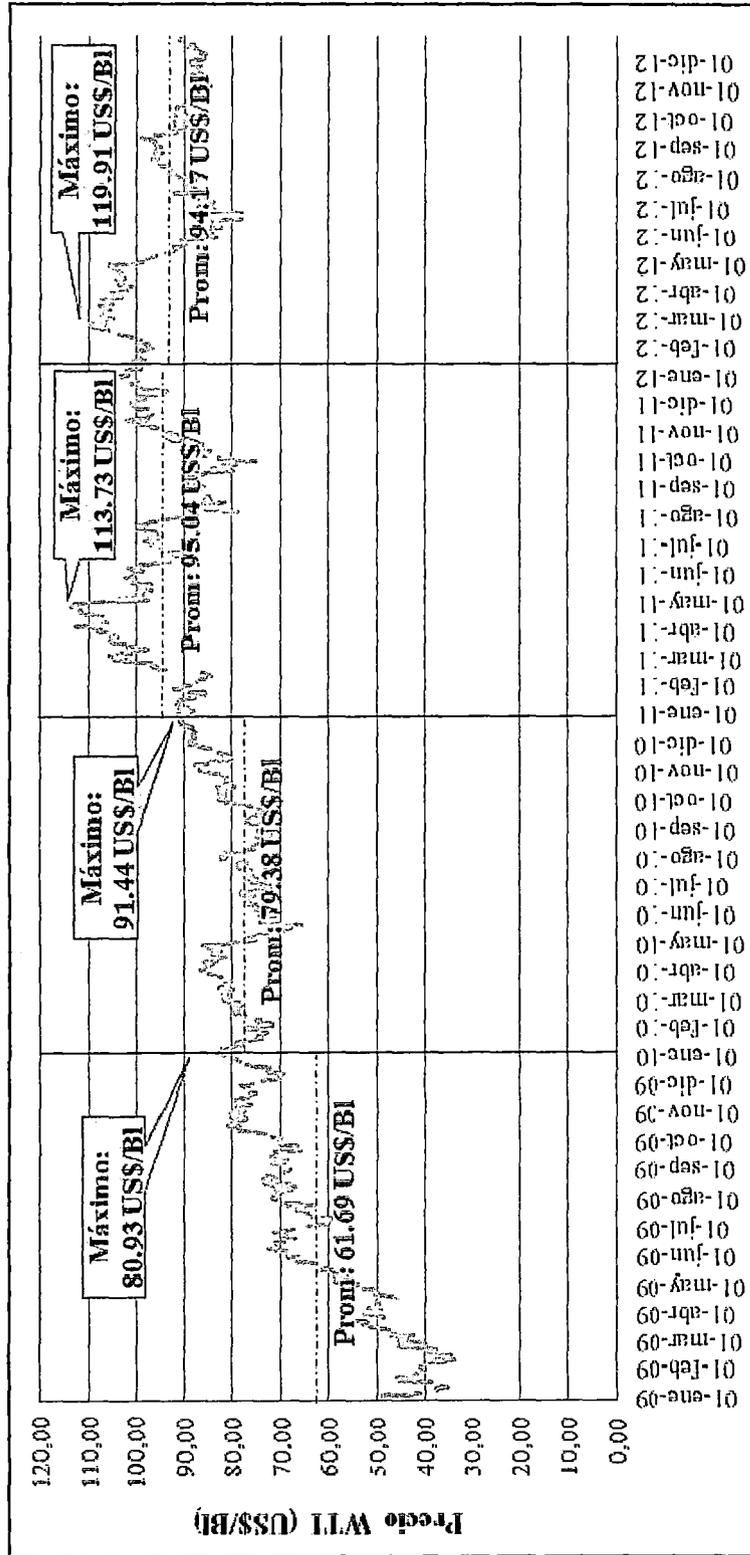


Figura 4.7 Gráfica de la Evolución de Precio Internacional del Crudo Marcador West Texas Intermediate (WTI)

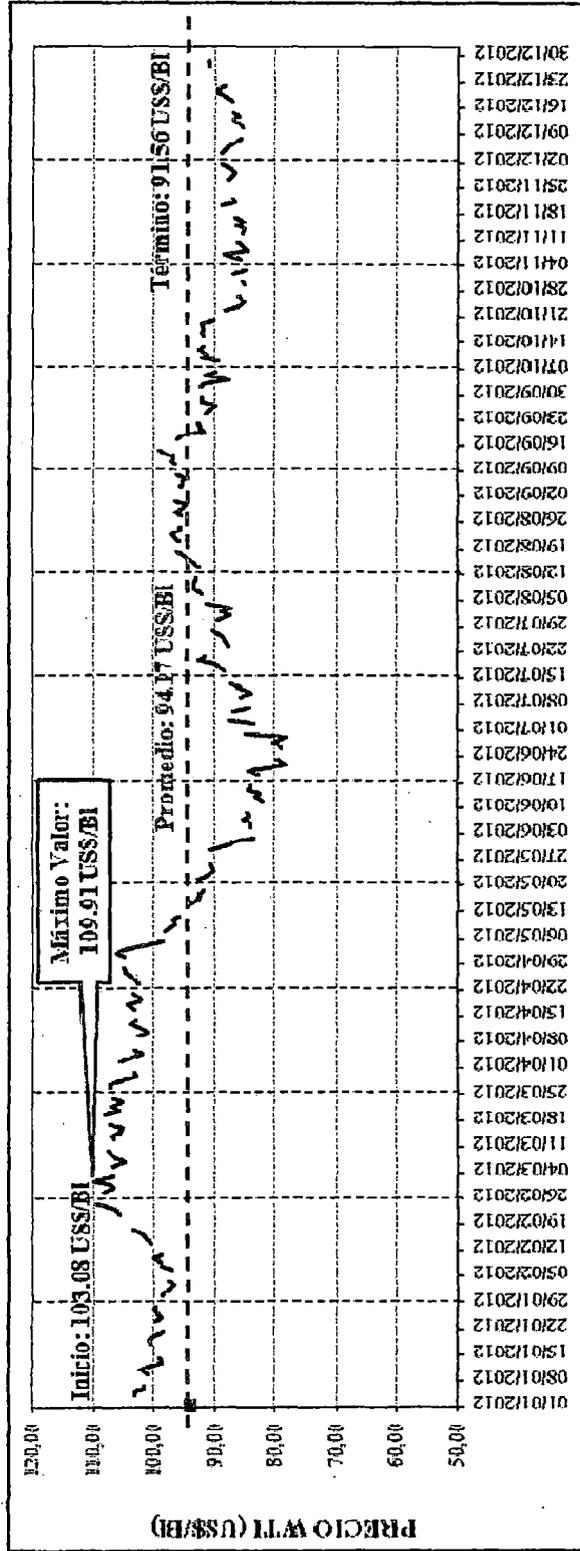


Figura 4.6 Gráfica de Evolución del Marcador WTI – Año 2012

US\$/B	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio 2012
Precio	100,36	102,29	106,31	103,35	94,63	82,33	87,81	94,08	94,45	89,62	86,57	88,23	94,17
Variación		1,93	4,02	-2,96	-8,73	-12,29	5,47	6,27	0,37	-4,83	-3,05	1,66	-1,10

Tabla 4.15 Variación Mensual del Marcador WTI – Año 2012

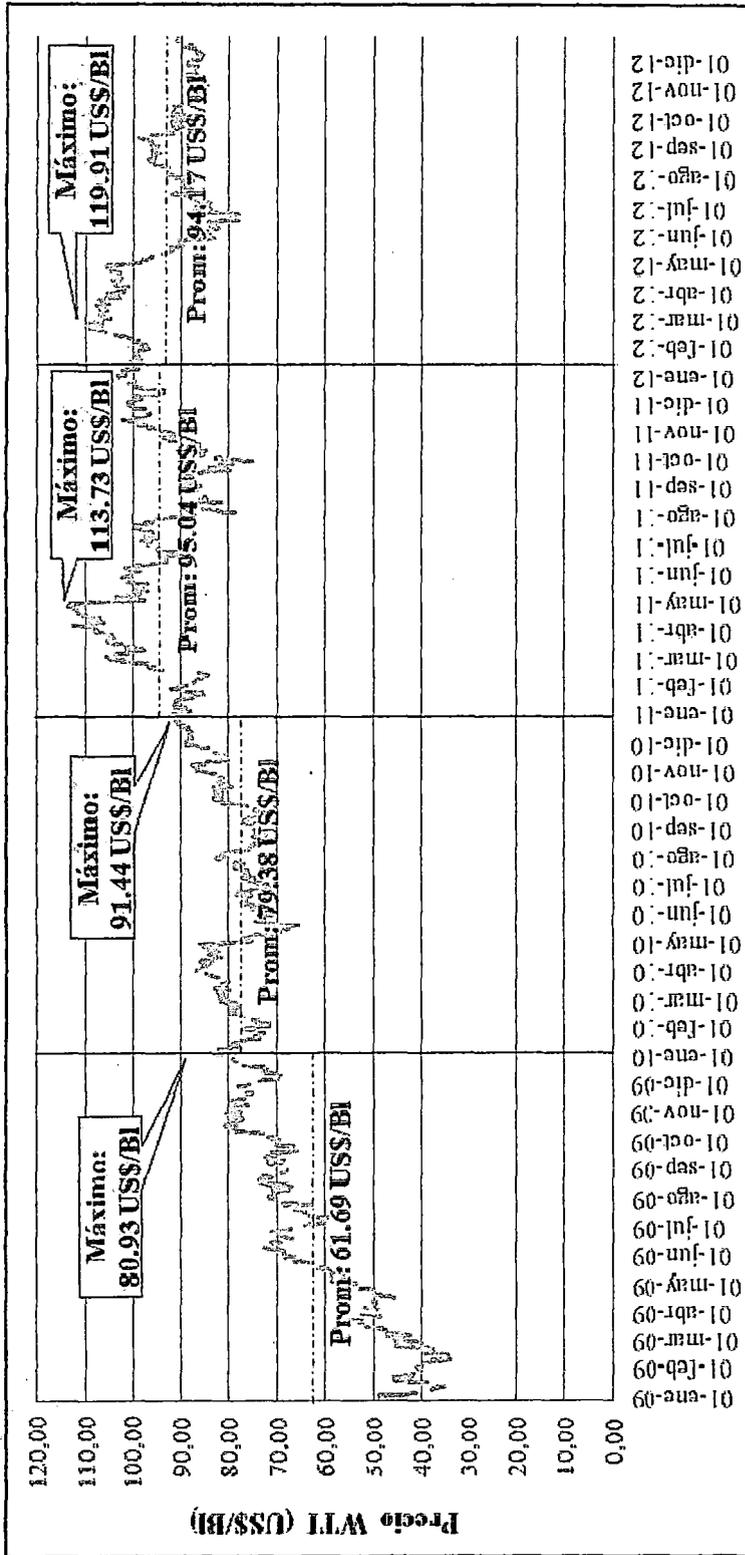


Figura 4.7 Gráfica de la Evolución de Precio Internacional del Crudo Marcador West Texas Intermediate (WTI)

4.4.3 Pronóstico de Precios de los Combustibles

El crecimiento económico mundial se ha convertido en la variable más importante para predecir el comportamiento de los precios del petróleo en el corto plazo, lo cual ha traído estabilidad y confiabilidad, de la mano de la recuperación y las perspectivas de crecimiento. De acuerdo al Energy Information Administration (EIA) los precios del crudo son una fuente considerable de incertidumbre en las proyecciones.

Realizar una proyección de precios es bastante arriesgada, ya que uno no sabe qué sucederá con el precio del petróleo al día de mañana. Es por ello, que si se quisiera realizar una evaluación de económica con respecto a los precios de los productos, es mejor tomar como data los diferenciales respecto al WTI. Las utilidades sólo dependen de la desviación del Precio Internacional respecto al WTI y de los rendimientos de cada producto multiplicado por el volumen total producido. Entonces se recomienda utilizar como referencia el promedio de las desviaciones de los productos frente al valor del precio del crudo al realizar una proyección de precios de combustibles.

En la siguiente figura se presentan las perspectivas futuras del crudo de acuerdo a las proyecciones del EIA.

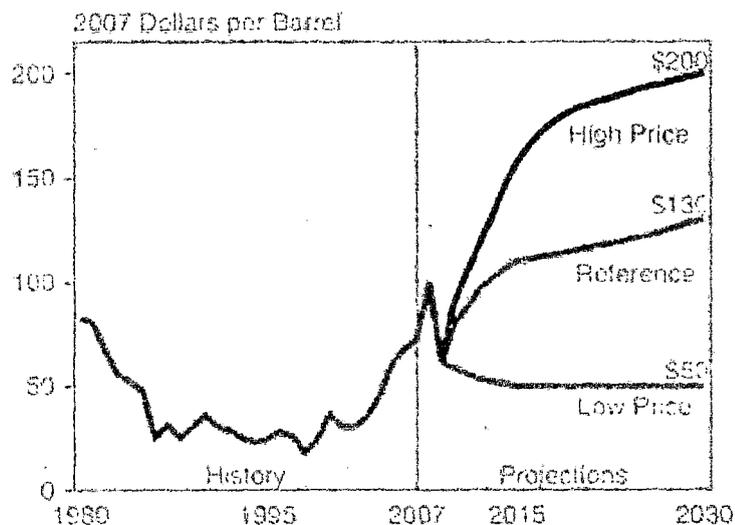


Figura 4.8 Precio Internacional del Crudo. Fuente: Energy Information Administration (EIA)

Cada uno de los tres casos es un panorama distinto que resumen las perspectivas del EIA. Según la EIA, el Caso de Referencia refleja una presunta decisión por los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para mantener la producción agregada de la organización en aproximadamente el 40% de la oferta mundial. Seguidamente, el 60% del aumento proyectado en el consumo de los combustibles líquidos en el caso de la referencia viene de la producción no perteneciente a la OPEP, incluyendo proyectos de costo elevado y proyectos en países con regímenes fiscales o políticos poco atractivos para las compañías. El Caso Alto de Precio del petróleo asume que varios países no pertenecientes a la OPEP y nuevos productores restringen el acceso a o aumentan impuestos sobre la producción de áreas con potencial prospectivo, y que los países miembros de la OPEP reducen su producción substancialmente debajo de niveles actuales. Los precios del petróleo se incrementan sobre los niveles del caso de la referencia, atenuando la demanda para los combustibles líquidos y permitiendo la producción creciente de esos recursos convencionales no pertenecientes a la OPEP y poco convencionales de coste elevado que sigan siendo accesibles y atractivos para la exploración y el desarrollo. El caso Bajo del Precio del petróleo asume el mayor acceso, y regímenes fiscales más atractivos en varias áreas prospectivas no pertenecientes a la OPEP, incluyendo Rusia y la región del Mar Caspio, así como el incremento en la producción de países miembros de la OPEP. Entonces, los precios del petróleo bajan a los niveles del caso de la referencia, dando por resultado una mayor demanda mundial para los combustibles líquidos y la producción disminuida de recursos convencionales y poco convencionales en los países no pertenecientes a la OPEP que tienen actualmente regímenes fiscales atractivos.

La concepción de referencia de la proyección de precios de EIA se basa en que se anticipan a incrementos significativos en la producción convencional de crudo por parte de varios países de la OPEP y no OPEP.

5. CASO DE LA INSTALACIÓN DE NUEVAS UNIDADES PARA LA REFINERÍA IQUITOS

5.1 Localización Nuevas Unidades de Proceso:

Debido a que la Refinería Iquitos cuenta con la unidad de destilación primaria, la cual será la base para el desarrollo de las demás unidades, las nuevas unidades de proceso estarán ubicadas en la misma refinería.

Ubicación: Refinería Iquitos, está ubicada en la margen izquierda del río Amazonas a 14,5 km de la ciudad Iquitos, distrito de Punchana, Provincia de Maynas, Departamento de Loreto.

El terreno donde ubicarían las nuevas unidades de proceso, sería exactamente en la zona anexa al área de procesos actual. Se conoce como el área del HELIPUERTO y está en plano donde se tiene el Punto de Referencia Geodésico: BM1, tal como se muestra en la figura 5.1

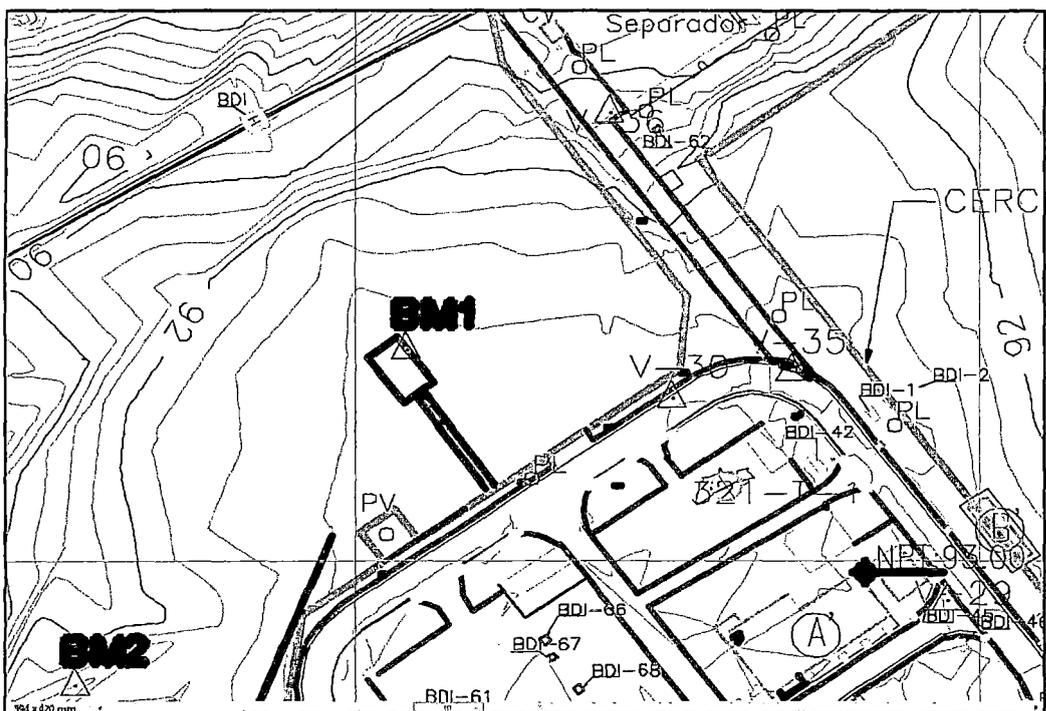


Figura 5.1 Ubicación nuevas Unidades de Proceso Refinería Iquitos. Fuente: Petroperú S.A.

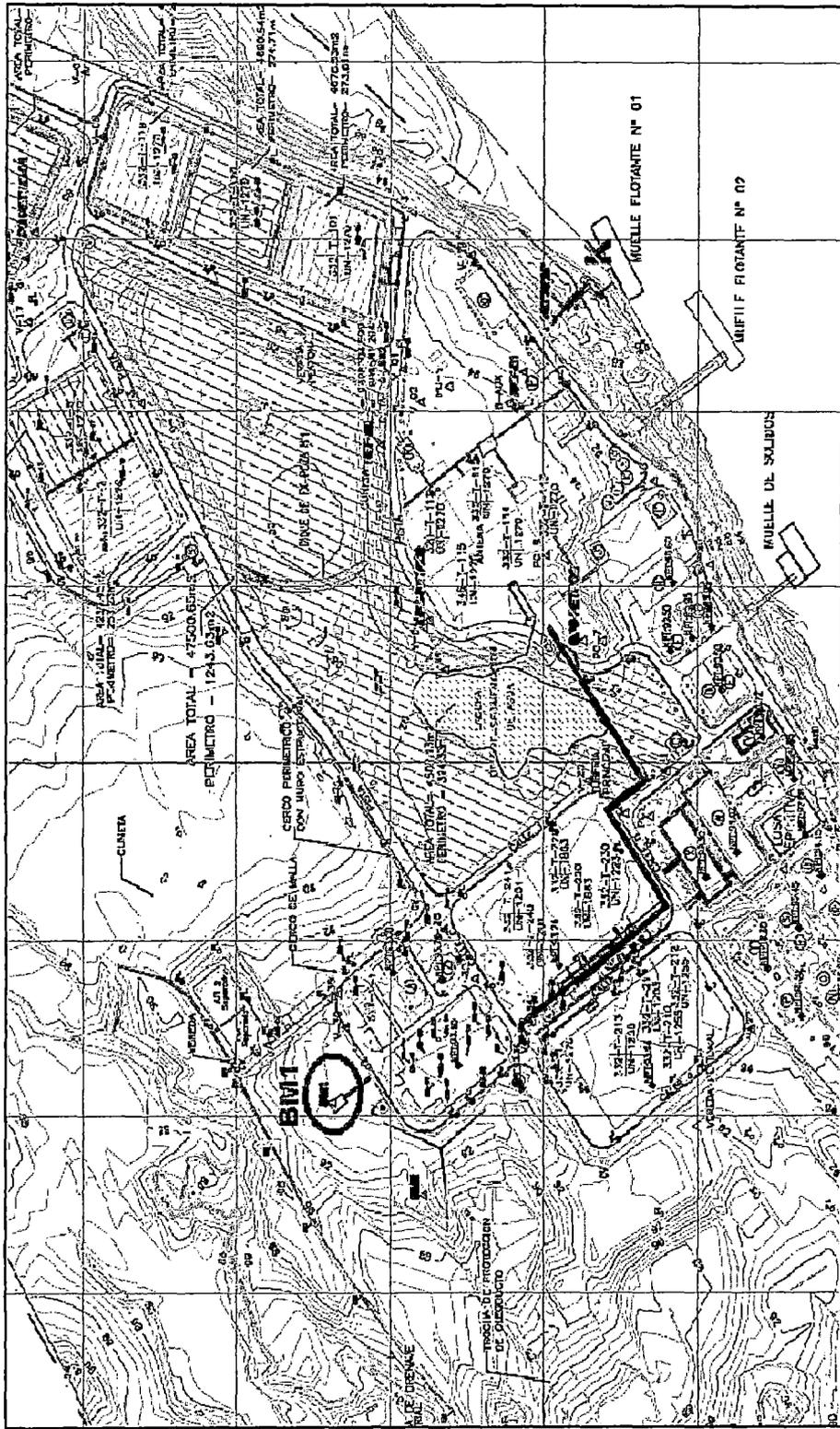


Figura 5.2 Plano Topográfico de la Ubicación de las Nuevas Unidades de Proceso en Refinería Iquitos. Fuente: Petroperú S.A.

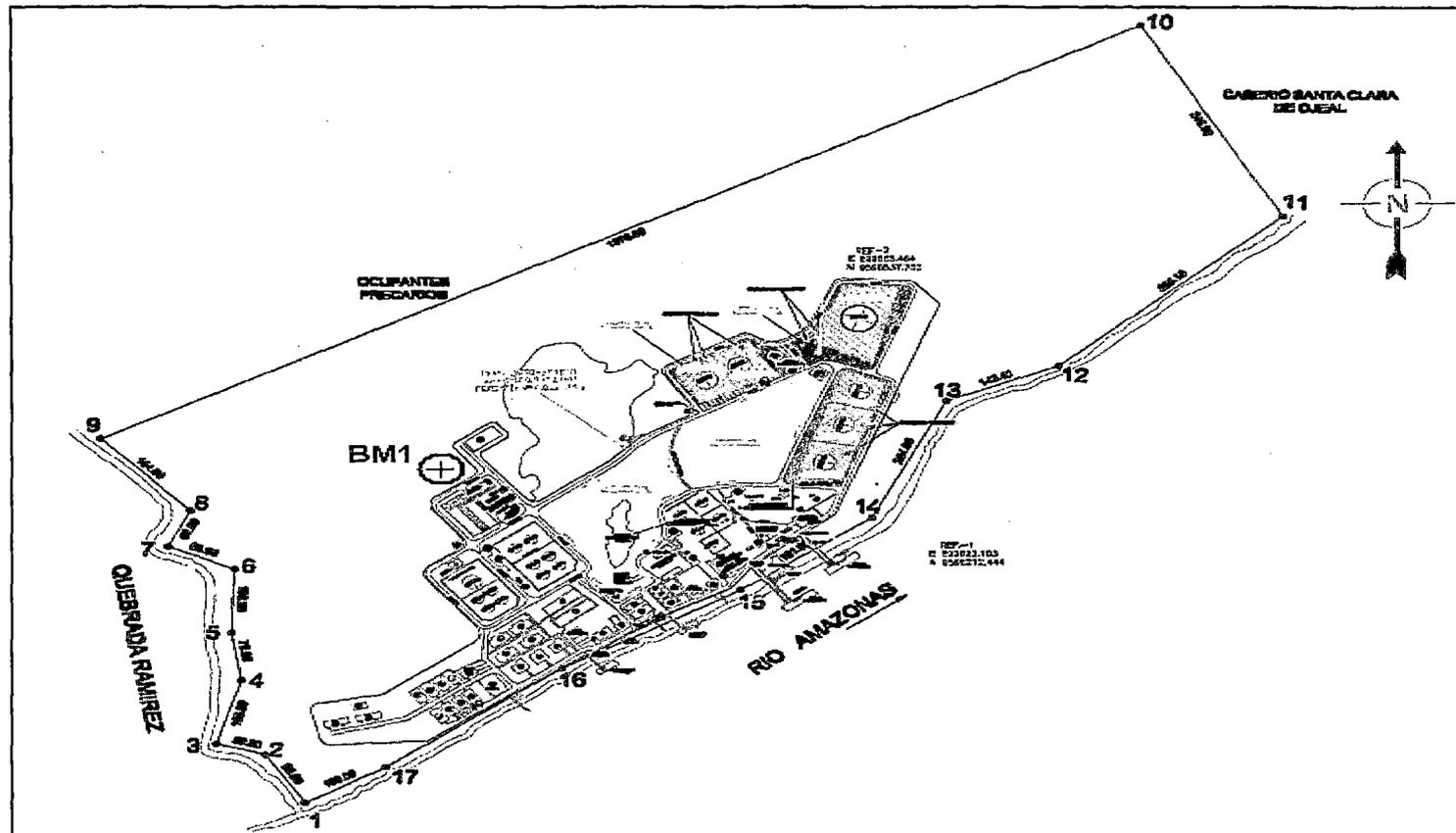


Figura 5.3 Plano de Áreas y Linderos de la Refinería Iquitos. Fuente: Petroperú S.A.



Figura 5.4 Ubicación de la Refinería Iquitos Petroperú S.A. Fuente: Google Maps.

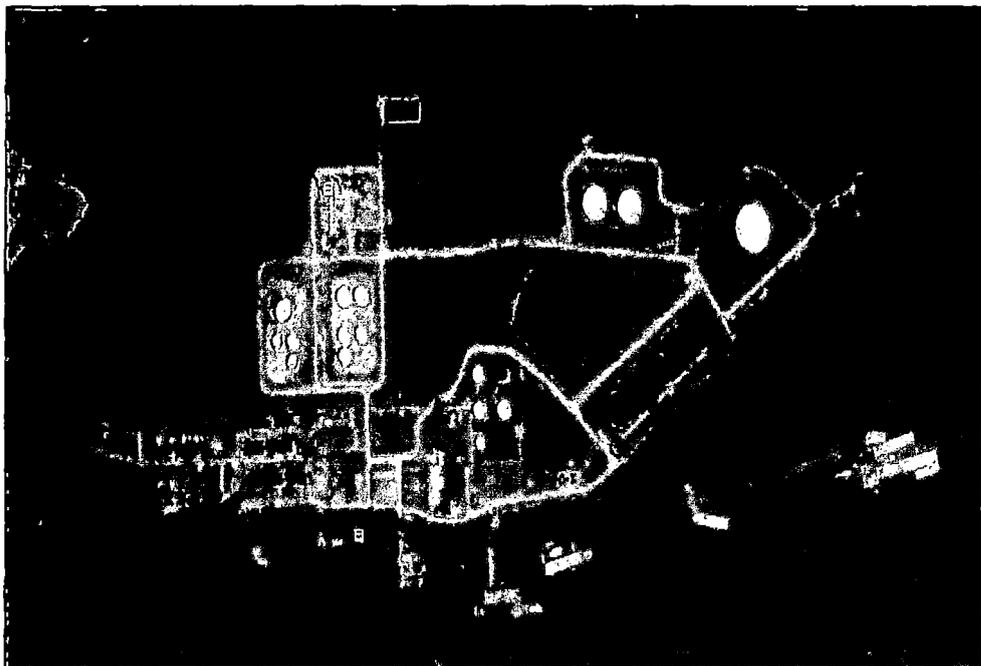


Figura 5.5 Ubicación de la Refinería Iquitos Petroperú S.A. Fuente: Google Maps.

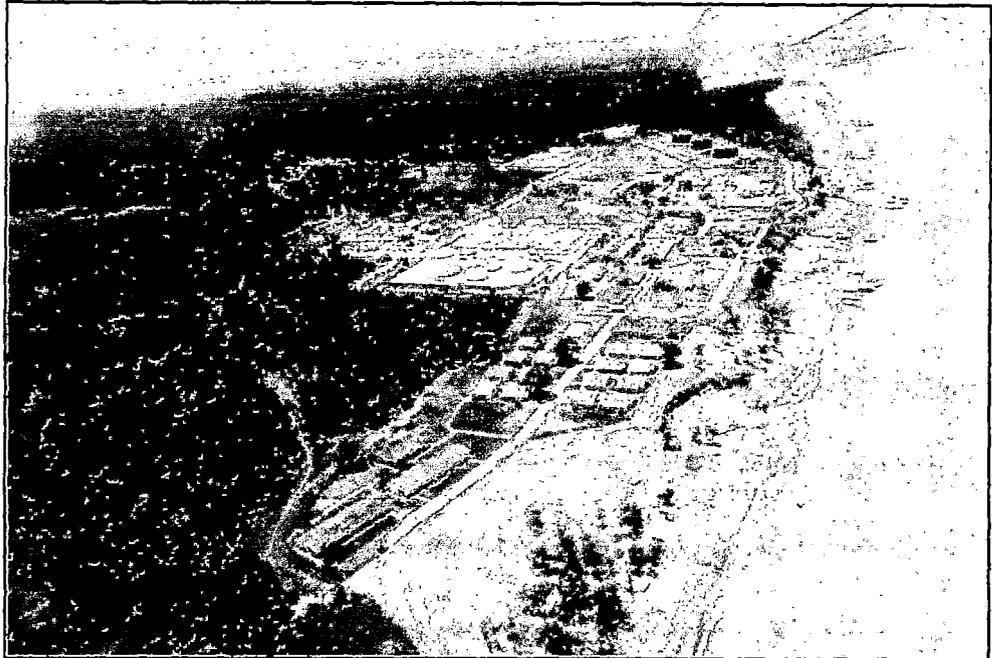


Figura 5.6 Vista Panorámica de la Refinería Iquitos. Fuente: Petroperú S.A.

5.2 Situación actual de la Refinería Iquitos:

5.2.1 Operaciones Selva:

Operaciones Selva, realiza las actividades de refinación, distribución, comercialización y transporte de crudo y productos. Su función principal es abastecer la demanda de combustibles en la Selva Norte y Central del Perú. Asimismo, suministra combustible a las estaciones de bombeo del Oleoducto Nor Peruano y compañías petroleras de la zona.

El área de influencia está comprendida por las siguientes instalaciones:

Instalación	Región
Refinería Iquitos	Loreto
Planta de Venta Iquitos	Loreto
Planta Aeropuerto Iquitos	Loreto
Planta de Venta Yurimaguas	Loreto
Planta de Venta Tarapoto	San Martín
Planta de Venta Pucallpa	Ucayali

Tabla 5.1 Instalaciones en el Área de Influencia de Operaciones Selva

Planta de Ventas Iquitos

Se ubica en la Región Loreto, en el distrito de Punchana, provincia de Maynas en la Ciudad de Iquitos.

Cuenta con dos tuberías de 14 km de longitud que vienen desde Refinería Iquitos y por donde se receptiona el combustible.

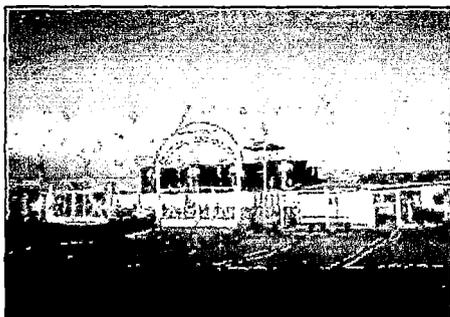


Planta de Ventas Yurimaguas

Se ubica en la Región Loreto, en la ciudad de Yurimaguas.

Cuenta con un muelle para cargar/descargar combustibles, en el río

Huallaga.



Planta de Ventas Tarapoto

Se ubica la Región San Martín, en la ciudad de Tarapoto.

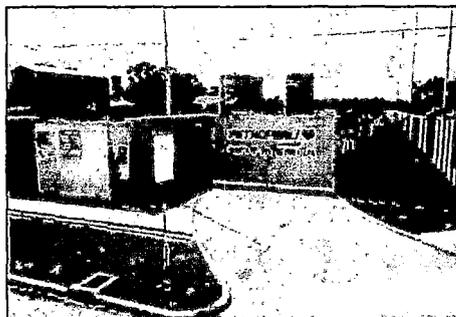
Se ubica al interior del Aeropuerto de Tarapoto.



Planta de Ventas Pucallpa

Se ubica la Región Ucayali, en la ciudad de Pucallpa.

Cuenta con un muelle móvil, en el río Ucayali, el cual permite la recepción de combustibles desde Refinería Iquitos.



Funciones principales de Operaciones Selva:

1. Operar eficientemente la Refinería Iquitos, Planta de Venta Iquitos, Planta de Venta Pucallpa, Planta de Venta Yurimaguas, Planta de Venta Tarapoto, Planta Aeropuerto Iquitos y el Petrocentro "Río Amazonas".
2. Cubrir la demanda de combustibles en la zona de influencia de la Selva Norte y Central, incluyendo la frontera de Colombia; asimismo, el suministro de combustibles a las estaciones del Oleoducto Nor Peruano y compañías petroleras de la zona.
3. Transportar la materia prima a Refinería Iquitos; así como los combustibles a las Plantas de Venta y estaciones del Oleoducto Nor Peruano.

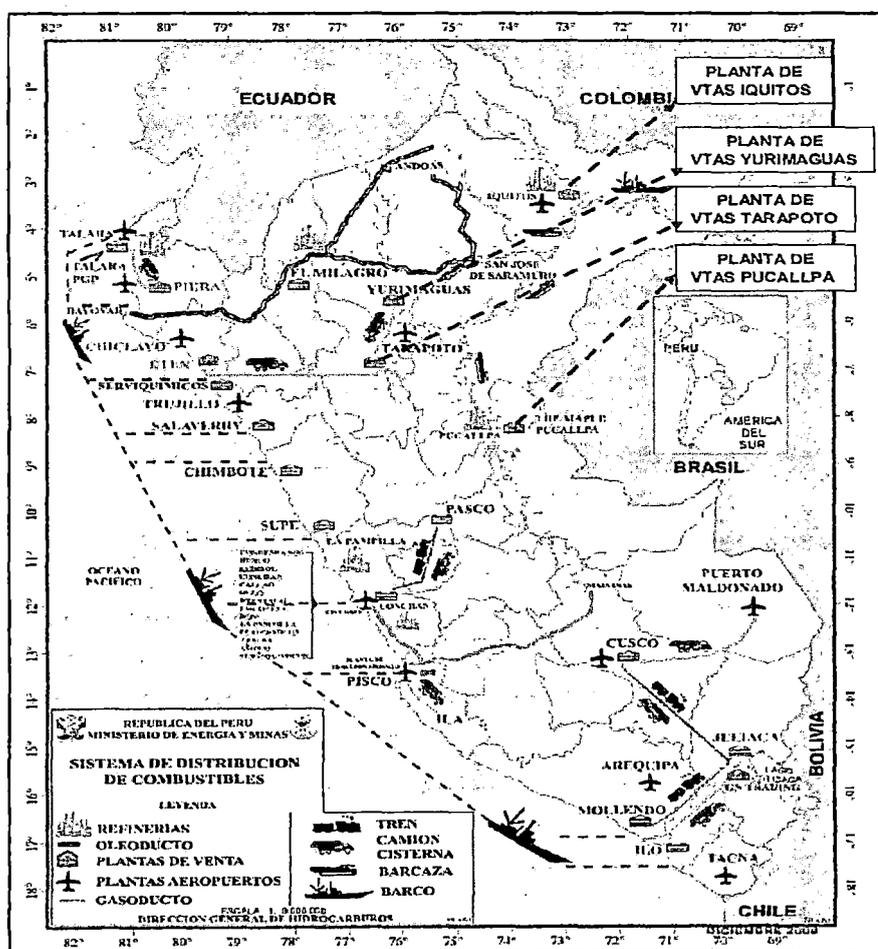


Figura 5.7 Sistema de Distribución de Combustibles en el Perú. Fuente: MINEM.

La ubicación y el sistema de distribución de combustibles entre las Plantas de Ventas, se aprecian en la siguiente figura:

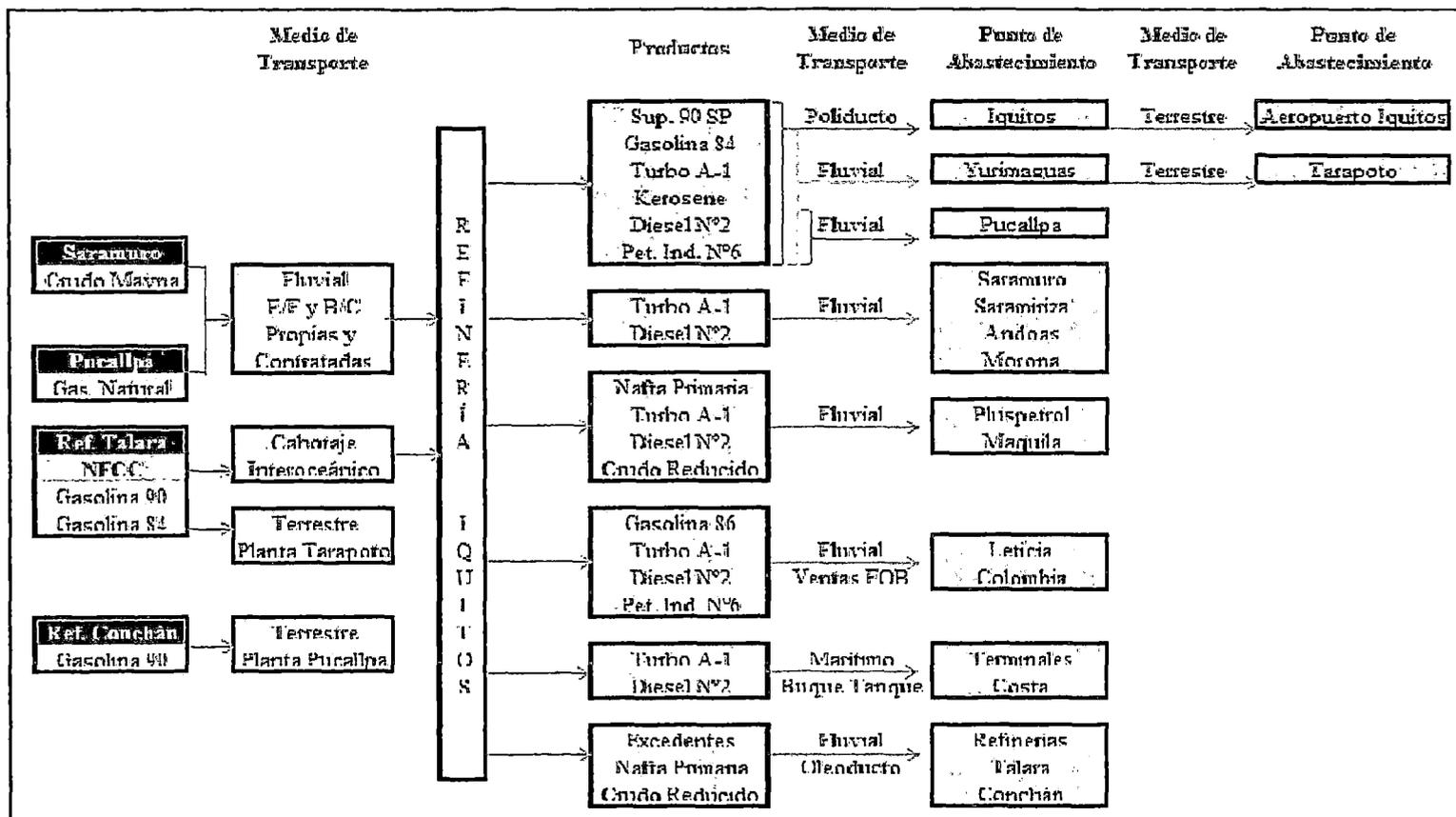


Figura 5.8 Sistema de Distribución de Combustibles entre las Plantas de Ventas a cargo de Petroperú S.A.

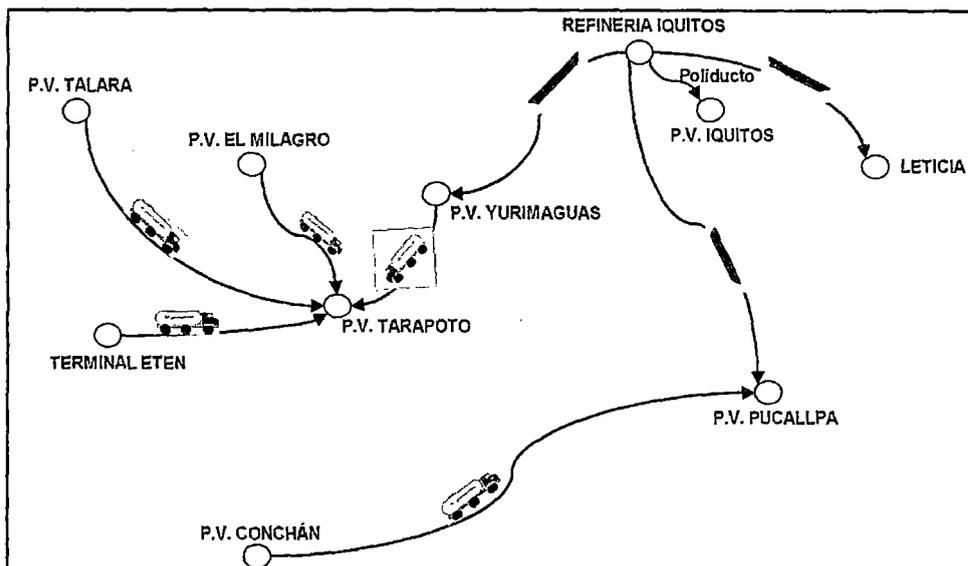


Figura 5.9 Distribución Actual de Combustibles.

5.2.2 Refinería Iquitos.

5.2.2.1 Proceso de Refinación:

Refinería Iquitos, cuenta con una Unidad de Destilación Primaria (UDP) de 10,5 MBD de capacidad normal, que fue instalada por la Cía. Española Tecplant Ingest en el año 1982, su diseño permite el procesamiento de petróleos crudos entre 24,0 y 37 °API.

Además cuenta con:

- Unidad de tratamiento de Gasolina (capacidad: 3,0 MBDC).
- Unidad de Merox para el tratamiento de Turbo A-1 (Capacidad: 1,0 MBDC).
- Unidad de Servicios Industriales (Vapor, Fuel Oil, Aire de Instrumentación, etc).
- Tanques de almacenamiento de petróleo crudo (222,2 MB).
- Tanques de almacenamiento de residual atmosférico (137,7 MB).
- Tanques de almacenamiento de productos blancos (145,4 MB).
- Muelles N° 1 y 2 para descarga de hidrocarburos líquidos.
- Un muelle de descarga de materiales y equipos (150 Ton).

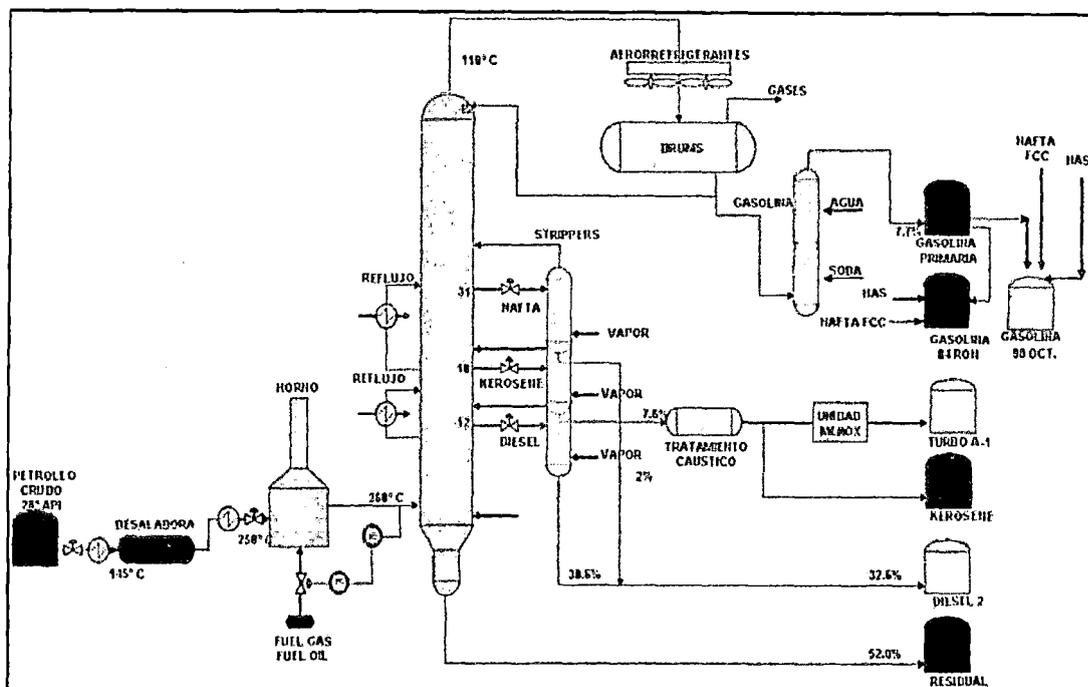


Figura 5.10 Configuración Actual de Refinería Iquitos

Descripción de las unidades de proceso:

Unidad de Destilación Primaria

La Unidad de Destilación Primaria está diseñada para procesar 10 500 barriles por día de crudo para un rango de gravedad API de 25 a 36.

El petróleo crudo que procesa la Refinería Iquitos es abastecido desde San José de Saramuro en barcazas de 10 000 y 25 000 barriles de capacidad, los que son transportados por empujadores fluviales a través del Río Amazonas.

El petróleo crudo luego es descargado a los tanques de almacenamiento, en los cuales se deja reposar durante 72 horas para eliminar el agua libre, disminuir el contenido de BSW y sales (PTB).

El petróleo crudo es almacenado en tanques con un contenido máximo de 0,1%v. de BSW y 8,0 PTB y es enviado a la Unidad de Destilación Primaria mediante las bombas de carga. Luego pasa por un primer tren de precalentamiento que consta de tres intercambiadores de calor donde el crudo se precalienta desde temperatura ambiente hasta 145 °C mediante las corrientes

de Crudo Reducido, reflujo re-circulante de Nafta y corte de Diesel respectivamente.

A la salida del primer tren de precalentamiento, el crudo con una temperatura de 145 °C ingresa a una desaladora para bajar el contenido de sales inorgánicas a valores de 3-4 PTB, posteriormente es enviado a un segundo tren de intercambiadores mediante una bomba, donde incrementa su temperatura hasta 250 °C aprovechando el calor del reflujo de DPM y la producción de Residual-6.

El petróleo crudo con una temperatura de 250°C ingresa luego al horno donde se quema fuel oil y gas de proceso, logrando calentar al crudo hasta 350-360°C, posteriormente ingresa a la columna de fraccionamiento. Los componentes ligeros del crudo que entra en la zona de vaporización de la columna, se elevan en contra-corriente con el reflujo, mientras los componentes pesados caen en contacto con el vapor que se inyecta al fondo de la torre.

La fraccionadora tiene 45 platos tipo Flexitray, de ella se extraen los vapores de cabeza por la parte superior y crudo reducido por el fondo. Los cortes obtenidos en la torre atmosférica: Gas/Gasolina, Nafta, Kerosene/Turbo, Diesel y Residuo.

La gasolina que sale por el tope de la columna es enfriada mediante aerorefrigerantes logrando condensar los hidrocarburos más pesados en un drum, de este drum una parte del condensado retorna a la torre como reflujo externo mediante una bomba y la otra parte es enviado a la unidad de tratamiento de gasolina para disminuir su efecto corrosivo mediante lavado cáustico, posteriormente la gasolina es enviado a tanque de almacenamiento.

El corte de Nafta pesado sale del plato 31 de la columna de fraccionamiento, fluye bajo una válvula control de nivel hacia el stripper donde los componentes ligeros del corte son vaporizados con vapor de agua. Estos componentes ligeros junto con el vapor de agua retornan hacia la columna de fraccionamiento.

La nafta se extrae del fondo del stripper mediante bombas, se enfría en el aerorefrigerante, se elimina el agua en el filtro de sal y finalmente se mezcla con la producción de Diesel. El control de caudal de esta corriente se realiza mediante un lazo de control.

La extracción de DPM se hace del plato 18 y fluye bajo un control de nivel hacia el stripper en donde, al igual que en el caso de la Nafta los componentes ligeros del corte son re-vaporizados con vapor agua. Los vapores de cabeza del stripper (vapor de agua hidrocarburos) se envían nuevamente a la torre atmosférica. El DPM se extrae del fondo del stripper mediante bombas y luego es enfriado por el aerorefrigerante. Es aquí donde el DPM puede enviarse a almacenamiento, previo retiro del agua en filtro de sal o a la Unidad Merox para ser tratado y enviado a almacenamiento de Turbo combustible. El reflujo re-circulante del DPM se extrae del plato 18 de la columna, se bombea, intercambia calor con el crudo en el intercambiador y se retorna al plato 21 de la columna fraccionadora. La temperatura de retorno del reflujo a la columna se controla mediante un controlador que actúa simultáneamente sobre las válvulas de by-pass y de entrada al intercambiador.

La extracción de Diesel se efectúa del plato 12 de la columna fraccionadora y fluye bajo un control de nivel, hacia el stripper, en donde, al igual que en el caso de la Nafta y el DPM, los componentes ligeros del corte son re-vaporizados con vapor de agua. Los vapores de cabeza (vapor de agua e hidrocarburos) se envían nuevamente a la columna de destilación. El Diesel se extrae del fondo del stripper mediante bombas, se enfría en el intercambiador de calor, aprovechando su aporte energético para el precalentamiento del crudo, y finalmente en el aerorefrigerante.

Después de eliminar el agua en el filtro de sal, el Diesel se lleva a almacenamiento controlando su caudal.

La planta dispone de una conexión al circuito de residual para efectuar mezcla en línea y poder ajustar ocasionalmente la calidad del fuel oil.

La extracción del crudo reducido se efectúa del fondo de la columna de destilación en la cual se inyecta vapor de agua para re-vaporizar los componentes ligeros del corte. El residuo se enfría mediante intercambio de calor con el crudo en los intercambiadores de calor mediante un circuito cerrado de agua atemperada. Por el circuito de agua atemperada circula agua tratada (agua de calderas). La circulación en dicho circuito se mantiene mediante las bombas y el agua se enfría con el aerorefrigerante. El crudo reducido una vez enfriado (80-90°C) se envía a almacenamiento de residual.

5.2.2.2 Diagnóstico de la situación actual.

Refinería Iquitos, procesa petróleo crudo del Lote 8 situada en la selva norte del Perú (operada por la empresa Pluspetrol Norte S.A.), denominado “Crudo Mayna” (ver figura 5.12). La producción total y calidad de este crudo ha declinado de 25,5 MBDC de 28.0°API en el año 2000 a 15,5 MBDC de 24,0°API en el año 2008 (Fuente: Ministerio de Energía y Minas / PERUPETRO S.A.). Se estima que para el año 2015 se producirá 9,8 MBDC y para el 2022 2,9 MBDC. Además, esto ha originado un incremento del rendimiento de residuales y disminución del rendimiento de gasolina y destilados medios.

En el año 2009, la empresa Pluspetrol puso en operación una nueva refinería de 5,2 MBDC de capacidad y viene procesando su propio crudo del Lote 8. Esto produjo una disminución del régimen de ventas de petróleo crudo a Refinería Iquitos.

Refinería Iquitos, produce aproximadamente 6,3 MBDC de residual atmosférico, de los cuales 1,3 MBDC son vendidos a las empresas generadoras eléctricas de la zona como Petróleo Industrial N° 6. Los restantes 5,0 MBDC se diluyen con gasolina primaria hasta obtener una viscosidad de 150 cSt a 50°C para ser transferidos por el Oleoducto Nor Peruano hacia la costa.

La producción de gasolina primaria a partir del petróleo crudo no satisface los requerimientos de: preparación de Gasolina 84, Gasolina 90 y reductor de

viscosidad del residual atmosférico, adquiriéndose gasolina natural a la empresa Maple Gas Corporation del Perú para cubrir el déficit.

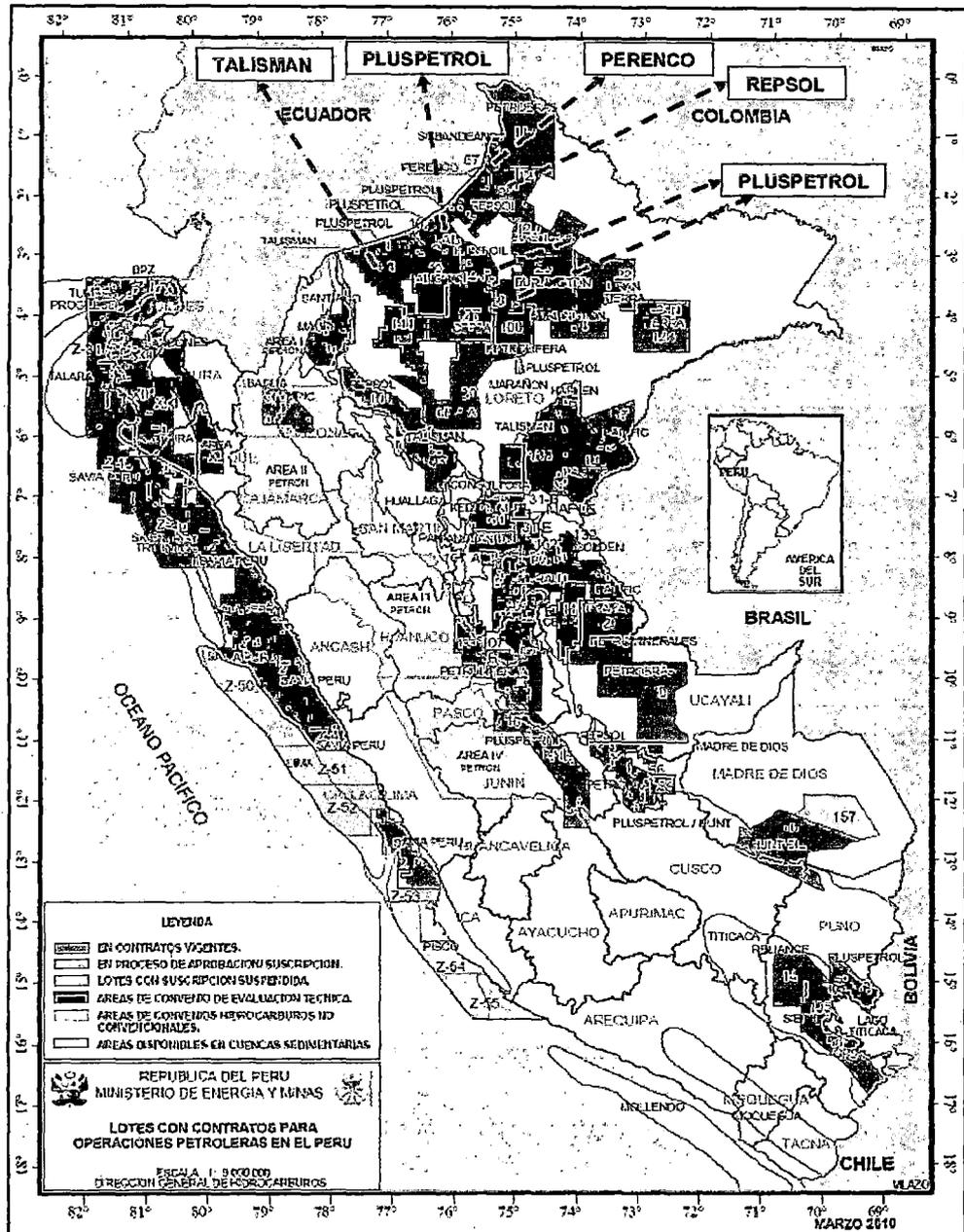


Figura 5.11 Lotes con Contratos para Operaciones Petroleras en el Perú. Fuente: MINEM.

Actualmente con el incremento de la demanda de destilados medios en el país y en la zona de influencia de OPS, se maximiza la extracción de Diesel 2

en columna, por lo cual la viscosidad del crudo reducido se encuentra entre 500-600 cSt @ 50 °C; en estas condiciones se requiere cantidades apreciables de gasolina primaria para reducir la viscosidad del crudo reducido, lo cual nuevamente redundando en la insuficiencia de volúmenes de este producto.

Para la formulación de gasolinas se emplea Nafta Craqueada (NFCC), transferida desde Refinería Talara o importada desde Refinería Manaos (Brasil), debido a que Refinería Iquitos no cuenta con una unidad de proceso para mejorar el octanaje de la gasolina primaria.

De acuerdo a los Planes de Refinación elaborados por la empresa Petroperú con el modelo matemático Refining and Petrochemical Modeling System (RPMS) se muestra a continuación el porcentaje en mezcla que se utiliza para la formulación de Gasolinas en Refinería Iquitos, así como también sus calidades y especificaciones.

Mezclas (en porcentaje %)	Gasolina 90	Gasolina 84
Has maple		23,8%
Gasolina liviana	14,2%	15,8%
NFCC media severidad 960 °F		15,1%
Nafta Craqueada Importada Selva	85,8%	45,3%
TOTAL	100,0%	100,0%

Tabla 5.2 Porcentaje en Mezcla para la Formulación de las Gasolinas 90 y 84 en Refinería Iquitos. Fuente: Petroperú

CALIDADES	Gasolina 90	Gasolina 84
MMT, mg Mn/L	18,00	36,00
Porcentaje de aromáticos	24,21	17,12
Porcentaje de olefinas	24,02	16,90
Porcentaje en peso de azufre	0,07	0,04
Presión de Vapor Reid (índice)	12,53	13,00
Gravedad API	58,80	62,82
Presión de Vapor Reid	7,56	7,78
RON - MMT	90,20	84,20

Tabla 5.3 Calidades de las Gasolinas 90 y 84 en Refinería Iquitos. Fuente: Petroperú

ESPECIFICACIONES		Gasolina 90	Gasolina 84
RON	Mín.	90	84
Presión de vapor (PSIG)	Máx.	10	10
Recuperado a 158 °F	Mín.	10	10
Recuperado a 170 °F	Máx.	50	50
Recuperado a 250 °F	Mín.	50	50
Recuperado a 374 °F	Mín.	90	90
Azufre, % peso	Máx.	0,10	0,10
Aromáticos, % Vol	Máx.	100,00	100,00
Olefinas, % Vol	Máx.	100,00	100,00
Benceno, % Vol	Máx.	100,00	100,00
Oxigenados, % Vol	Máx.	2,70	2,70
MMT, MGr. Mn/LT.	Máx.	18,00	36,00

Tabla 5.4 Especificaciones de las Gasolinas 90 y 84 en Refinería Iquitos. Fuente: Petroperú

5.2.2.3 Limitaciones en la Refinería Iquitos.

a. Capacidad de procesamiento

La refinería Iquitos no cuenta con facilidades de destilación al vacío, craqueo y reformación catalítica, procesos típicamente esenciales para maximizar la producción de combustibles con mayor valor agregado, elevando así el rendimiento de destilados medios y gasolinas de alto octanaje.

El tamaño de la capacidad de proceso también es un tema de interés. Actualmente, el crecimiento de la demanda en las plantas de ventas ha excedido la capacidad de la refinería, asimismo se requiere de combustibles acordes con la normatividad, de no cumplirse, se incrementaría la importación de productos terminados a un mayor costo.

En razón a ello, la empresa del estado PETROPERÚ S.A. tiene la necesidad de mejorar su participación en el mercado interno de combustibles y exportar productos de mayor valor agregado, para ello debe incrementar sus volúmenes de producción, siendo así necesario que la Refinería Iquitos logre incrementar su capacidad actual de procesamiento de petróleo crudo, conjuntamente con la modernización de sus instalaciones.

b. Requerimiento de Petróleo Crudo

La declinación de la producción de petróleo crudo del Lote 8 (Crudo Mayna) de 24 °API, exige la necesidad de que se evalúe nuevas fuentes de abastecimiento de petróleo para Refinería Iquitos, empleando mezclas de diferentes lotes, como:

- Lote 1A/B (Crudo Loreto) que tiene una calidad de 17.9 – 18.0 °API operada por la Empresa Pluspetrol.
- Lote 67 (Crudo Perenco) que tiene una calidad de 12.0 – 14.6 °API operada por la Empresa Perenco.
- Lote 39 (Crudo Repsol) que tiene una calidad de 12.0 – 14.6 °API operada por la Empresa Repsol.
- Lote 64 (Crudo Talisman) que tiene una calidad mayor a 30.0 °API operada por la Empresa Talisman.

Así mismo, cabe la necesidad de que se evalúe la adquisición y procesamiento de petróleos crudos importados.

c. Rendimiento de Productos en Refinería Iquitos

La limitada configuración de Refinería Iquitos no le permite maximizar el rendimiento de producción de combustibles livianos (gasolinas) e intermedios (Turbo A-1 y Diesel 2) que le permita cubrir o autoabastecer la demanda de su zona de influencia. El procesamiento actual de crudo Mayna, genera nafta primaria de bajo octano y elevados volúmenes excedentes de residual de primaria, ambos de bajo valor económico.

La limitada capacidad y configuración actual de Refinería Iquitos no permite que pueda incrementar sus exportaciones de Turbo A-1, Diesel y Petróleo Industrial N°6 a países amazónicos como Colombia, Brasil o Bolivia, efectuando por el contrario mayores importaciones de productos de alto valor (Nafta Craqueada), resultando así un intercambio comercial desfavorable para esta empresa. Por lo mencionado, a Refinería Iquitos no le será posible producir combustibles con las nuevas especificaciones de calidad, por lo que se

prevé un creciente desbalance comercial, que tendrá como consecuencia resultados económicos desfavorables.

d. Residual Atmosférico

La calidad del petróleo crudo disponible en la selva ha declinado en promedio a 24 °API, originándose un incremento del rendimiento de residual atmosférico y disminución del rendimiento de gasolina y destilados medios.

La refinería Iquitos, produce aproximadamente 6,3 MBDC de residual atmosférico, de los cuales 1,3 MBDC son vendidos a las empresas generadoras eléctricas de la zona como Petróleo Industrial N° 6. Los restantes 5,0 MBDC se diluyen con gasolina primaria hasta obtener una viscosidad de 150 cSt a 50°C para ser transferidos por el Oleoducto Nor Peruano hacia la Costa.

Asimismo, la refinería Iquitos requiere el desarrollo de proyectos que contemplen la instalación de unidades de conversión mayor, procesando el excedente de residual y obtener productos de mayor valor agregado.

e. Gasolinas

Mediante D.S. N° 019-98-MTC, se dispuso la eliminación total del Plomo Tetraetílico (TEL) a partir del 1° de enero del 2005. Su eliminación forzó a las refinerías del país a reemplazar el octanaje perdido, teniéndose como alternativas:

- La compra de otros mejoradores de octanaje como el MTBE (Metil Terbutil Éter).
- Modificación de sus actuales procesos de refinación para crear más componentes mezcla de alto octanaje.
- Mejoramiento de las unidades de proceso de las refinerías.

Esta situación originó que la refinería adquiriera Nafta Craqueada (NFCC), a través de Transferencias desde Refinería Talara o importaciones desde Refinería Manaus (Brasil) para la formulación de gasolinas. Toda vez, que Refinería Iquitos no cuenta con unidades de proceso para mejorar el octanaje de las gasolinas.

Además, Refinería Iquitos adquiere Hidrocarburo Acíclico Saturado (HAS) y Gasolina Natural, provenientes de la empresa Maple Gas Corporation del Perú - Sucursal Peruana, que tienen mayor RON que su gasolina primaria.

f. Diesel

A partir del 1° de enero del 2010 se prohibió la comercialización de Diesel B2 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en las provincias de Lima y Callao.

La limitada configuración actual de Refinería Iquitos, no le permite maximizar el rendimiento de producción de Diesel 2 desde columna, extrayéndose a tanque un Diesel fuera de especificación, que luego es certificado mediante Blending con DPM. Además el Diesel 2 extraído de la columna, presenta alta concentración de azufre, requiriéndose de unidades de Hidrotratamiento para disminuir la presencia de contaminantes y cumplir con la normatividad relacionada.

5.3 Justificación del Proyecto

5.3.1 Infraestructura

Desde el punto de vista de la infraestructura, la ubicación de Refinería Iquitos no presenta dificultades para el suministro de materia prima por vía fluvial, ni a terminales del litoral que distribuyan su producción a buena parte de los consumidores finales. Aún cuando la capacidad de la refinería (10,5 MBD) es relativamente pequeña a escala nacional, cuenta a su favor con una gran ventaja para la distribución y comercialización de combustibles en la Selva Norte del Perú, con referencia al bajo coste por transporte fluvial.

5.3.2 Demanda Histórica de Productos en Operaciones Selva

Acorde a la información mostrada en la tabla 5.5, se evidencia un crecimiento sostenido de la demanda de Gasolina 84 y 90 de 12% y 39% anual respectivamente, y del Diesel en un orden del 6% anual, con una tendencia a un mayor incremento en los próximos años.

En menor proporción ha crecido la demanda de Residual de Primaria. En el caso del Turbo se ha mantenido y la demanda de Kerosene disminuyó

significativamente hasta desaparecer del mercado al haber sido reemplazado por el Gas Licuado de petróleo (GLP) y por las exigencias estipuladas en la normatividad vigente.

Las transferencias de estos productos se han ido incrementando por el hecho de que la Refinería Iquitos está procesando un menor volumen de petróleo crudo a consecuencia de la declinación de la calidad y de la cantidad de la producción del Lote 8.

En la tabla 5.5, no se refleja la demanda de la Nafta Craqueada (NFCC) porque hasta el momento sólo se representa el insumo para la formulación de Gasolina 84 y de 90 octanos, la cual es atendida a través de las transferencias desde Refinería Talara.

PRODUCTO	PLANTA	BDC Promedio por Año							
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
G-84	Iquitos	625	716	835	994	1069	1228	1265	1223
	Yurimaguas	156	153	172	187	178	239	275	261
	Tarapoto	272	326	371	391	422	433	474	466
	Pucallpa	-	-	-	28	-	142	118	112
Total G-84		1052	1195	1378	1600	1670	2042	2133	2062
G-90	Iquitos	56	62	67	80	119	109	118	127
	Yurimaguas	-	-	-	-	-	-	-	-
	Tarapoto	11	22	45	62	87	106	140	134
	Pucallpa	187	237	304	379	95	636	884	868
Total G-90		254	321	416	521	301	850	1143	1129
Turbo A1	Iquitos	283	298	308	382	217	435	434	458
	Yurimaguas	-	-	-	-	-	-	-	-
	Tarapoto	52	34	33	41	32	50	60	61
	Pucallpa	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Turbo A1		335	333	341	423	248	485	493	519
DPM	Iquitos	73	55	41	31	29	17	-	-
	Yurimaguas	11	10	8	6	5	3	-	-
	Tarapoto	20	15	14	14	12	3	-	-
	Pucallpa	-	-	-	-	-	-	-	-
Total DPM		104	80	63	51	46	24	-	-
Diesel 2	Iquitos	728	883	1055	1118	934	952	1116	1171
	Yurimaguas	220	206	232	245	218	296	273	295
	Tarapoto	435	497	631	735	828	907	686	710
	Pucallpa	856	869	776	788	905	1043	1087	1120
Total Diesel 2		2239	2455	2694	2886	2885	3199	3162	3296
PI-6	Iquitos	881	1062	841	1041	903	984	924	952
	Yurimaguas	0	153	333	339	319	345	19	20
	Tarapoto	306	176	-	-	-	-	-	-
	Pucallpa	47	-	-	-	-	-	-	-
Total PI-6		1235	1392	1174	1380	1222	1329	944	972
Total OPS		5219	5776	6065	6860	6372	7930	7875	7978

Tabla 5.5 Histórico de Ventas de Combustibles en Operaciones Selva. Fuente: Petroperú.

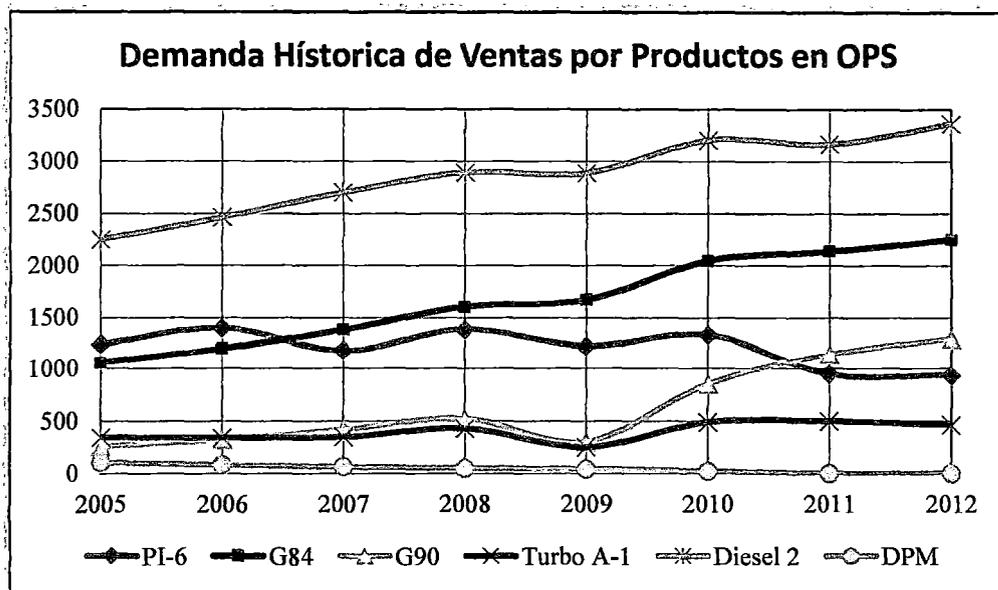


Figura 5.12 Demanda Histórica de Ventas por Productos en Operaciones Selva.

Hasta el año 2004 toda la demanda de estos productos fue cubierta íntegramente por la Refinería Iquitos. Los posteriores incrementos vienen siendo cubiertos con transferencia de productos de las refinerías de Talara y de Conchán.

5.3.3 Análisis de la Demanda

Pronóstico de la Demanda de Combustibles en Operaciones Selva:

Para el pronóstico de la demanda, se toma en cuenta los siguientes criterios:

- Promedio anual del crecimiento histórico.
- Información recopilada de los actuales y futuros clientes; tales como, Cías. Petroleras y del Sector Industrial.
- Pronósticos de consumo propio de Refinería Iquitos y Operaciones Oleoducto.

Según la información adjunta en las siguientes tablas, se hace evidente un crecimiento elevado de la demanda de Gasolina 90 en un orden del 7% anual. Asimismo el Diesel 2 y el Residual de Primaria crecen en un orden de 6% cada uno. La Gasolina 84 y el Turbo crecen en un régimen anual del 4% cada uno.

PLANTAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
IQUITOS																		
GASOLINA 90	98	108	108	108	118	127	137	147	157	186	186	225	245	274	304	323	343	343
GASOLINA 84	1381	1449	1522	1582	1645	1711	1779	1850	1905	1962	2021	2081	2143	2208	2274	2342	2412	2484
TURBO A1	729	749	768	944	1073	1096	1104	1124	1118	1097	1091	1085	1073	1039	1019	1006	1094	1152
DIESEL 2	1369	1877	2254	3262	4540	5096	5273	5764	5647	5327	5297	5190	5040	4462	4073	3921	3820	3781
RESIDUAL 6	1637	1739	1848	1963	2086	2216	2354	2501	2658	2824	3000	3188	3390	3604	3832	4075	4333	4607
TOTAL IQUITOS	5214	5922	6500	7859	9462	10246	10647	11386	11485	11396	11595	11769	11891	11587	11502	11667	12002	12367

Tabla 5.6 Pronóstico de la Demanda en Planta de Venta Iquitos 2013 – 2030 en Barriles. Fuente: Petroperú.

PLANTAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
YURIMAGUAS																		
GASOLINA 84	286	301	316	328	341	355	369	384	396	407	420	432	445	459	472	486	501	516
DIESEL 2	383	383	383	383	383	383	383	383	510	510	510	510	510	510	638	638	638	638
RESIDUAL 6	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
TOTAL YURIMAGUAS	699	713	728	741	754	768	782	797	936	948	960	973	986	999	1140	1155	1169	1184

Tabla 5.7 Pronóstico de la Demanda en Planta de Venta Yurimaguas 2013 – 2030 en Barriles. Fuente: Petroperú

PLANTAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TARAPOTO																		
GASOLINA 90	115	115	124	124	134	143	153	172	181	210	210	248	277	305	344	363	382	382
GASOLINA 84	362	380	399	415	432	449	467	486	500	515	531	547	563	580	597	615	634	653
TURBO A1	74	74	74	87	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	104	111
DIESEL 2	912	912	912	1013	1013	1013	1115	1115	1216	1216	1317	1317	1419	1419	1520	1520	1622	1723
TOTAL TARAPOTO	1463	1481	1510	1640	1673	1700	1829	1867	1992	2036	2153	2207	2353	2399	2556	2593	2741	2869

Tabla 5.8 Pronóstico de la Demanda en Planta de Venta Tarapoto 2013 – 2030 en Barriles. Fuente: Petroperú

PLANTAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PUCALLPA																		
GASOLINA 90	680	710	760	760	790	850	920	1010	1099	1239	1289	1519	1649	1859	2089	2219	2299	2299
GASOLINA 84	165	173	182	189	197	204	213	221	228	235	242	249	256	264	272	280	289	297
DIESEL 2	1201	1201	1311	1311	1420	1420	1529	1529	1638	1638	1747	1857	1857	1966	2075	2075	2184	2293
TOTAL PUCALLPA	2046	2084	2252	2259	2406	2474	2661	2760	2965	3112	3278	3625	3762	4089	4436	4574	4772	4889

Tabla 5.9 Pronóstico de la Demanda en Planta de Venta Pucallpa 2013 – 2030 en Barriles. Fuente: Petroperú.

PRODUCTOS	DEMANDA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
GASOLINA 84	Iquitos	1381	1449	1522	1582	1645	1711	1779	1850	1905	1962	2021	2081	2143	2208	2274	2342	2412	2484
	Yurimaguas	286	301	316	328	341	355	369	384	396	407	420	432	445	459	472	486	501	516
	Tarapoto	362	380	399	415	432	449	467	486	500	515	531	547	563	580	597	615	634	653
	Pucallpa	165	173	182	189	197	204	213	221	228	235	242	249	256	264	272	280	289	297
	Total G-84	2194	2303	2419	2514	2615	2720	2828	2941	3029	3119	3213	3309	3408	3510	3616	3724	3835	3950
GASOLINA 90	Iquitos	98	108	108	108	118	127	137	147	157	186	186	225	245	274	304	323	343	343
	Tarapoto	115	115	124	124	134	143	153	172	181	210	210	248	277	305	344	363	382	382
	Pucallpa	680	710	760	760	790	850	920	1010	1099	1239	1289	1519	1649	1859	2089	2219	2299	2299
	Total G-90	892	932	992	992	1041	1120	1209	1328	1438	1635	1685	1992	2171	2439	2737	2905	3024	3024
DIESEL 2	Iquitos	1369	1877	2254	3262	4540	5096	5273	5764	5647	5327	5297	5190	5040	4462	4073	3921	3820	3781
	Yurimaguas	383	383	383	383	383	383	383	383	510	510	510	510	510	510	638	638	638	638
	Tarapoto	912	912	912	1013	1013	1013	1115	1115	1216	1216	1317	1317	1419	1419	1520	1520	1622	1723
	Pucallpa	1201	1201	1311	1311	1420	1420	1529	1529	1638	1638	1747	1857	1857	1966	2075	2075	2184	2293
	Total D-2	3865	4373	4859	5969	7356	7912	8300	8791	9012	8692	8872	8875	8826	8357	8306	8154	8264	8435
TURBO A1	Iquitos	729	749	768	944	1073	1096	1104	1124	1118	1097	1091	1085	1073	1039	1019	1006	1094	1152
	Tarapoto	74	74	74	87	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	104	111
	Total T-A1	803	823	842	1031	1168	1191	1199	1219	1213	1192	1186	1180	1168	1134	1114	1101	1198	1263
RESIDUAL 6	Iquitos	2549	2651	2760	2976	3099	3229	3469	3616	3874	4040	4317	4505	4809	5023	5352	5595	5955	6330
	Yurimaguas	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	Total RES. 6	2579	2681	2790	3006	3129	3259	3499	3646	3904	4070	4347	4535	4839	5053	5382	5625	5985	6360

Tabla 5.10 Pronóstico de la Demanda por Producto de cada Planta de Ventas 2013 – 2030 en Barriles. Fuente: Petroperú

PLANTAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Iquitos	6126	6834	7412	8872	10475	11259	11762	12501	12701	12612	12912	13086	13310	13006	13022	13187	13624	14090
Yurimaguas	699	713	728	741	754	768	782	797	936	948	960	973	986	999	1140	1155	1169	1184
Tarapoto	1463	1481	1510	1640	1673	1700	1829	1867	1992	2036	2153	2207	2353	2399	2556	2593	2741	2869
Pucallpa	2046	2084	2252	2259	2406	2474	2661	2760	2965	3112	3278	3625	3762	4089	4436	4574	4772	4889
Total OPS	10334	11113	11902	13513	15309	16201	17034	17924	18595	18708	19304	19891	20411	20493	21154	21508	22305	23032

Tabla 5.11 Pronóstico de la Demanda por Planta de Ventas de Operaciones Selva (OPS) 2013 – 2030 en Barriles. Fuente: Petroperú

	Productos	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
OPS	Gasolina 84	2194	2303	2419	2514	2615	2720	2828	2941	3029	3119	3213	3309	3408	3510	3616	3724	3835	3950
	Gasolina 90	892	932	992	992	1041	1120	1209	1328	1438	1635	1685	1992	2171	2439	2737	2905	3024	3024
	Diesel 2	3865	4373	4859	5969	7356	7912	8300	8791	9012	8692	8872	8875	8826	8357	8306	8154	8264	8435
	Turbo A1	803	823	842	1031	1168	1191	1199	1219	1213	1192	1186	1180	1168	1134	1114	1101	1198	1263
	Residual 6	2579	2681	2790	3006	3129	3259	3499	3646	3904	4070	4347	4535	4839	5053	5382	5625	5985	6360
	Total	10334	11113	11902	13513	15309	16201	17034	17924	18595	18708	19304	19891	20411	20493	21154	21508	22305	23032

Tabla 5.12 Pronóstico de la Demanda por Producto de Operaciones Selva (OPS) 2013 – 2030 en Barriles. Fuente: Petroperú

A partir del año 2014 la demanda de Diesel se incrementa considerablemente debido a que las compañías petroleras que actualmente están en fase de exploración, estiman iniciar en ese año sus operaciones de producción de crudo en sus respectivos Lotes, lo cual les demanda un mayor consumo de este producto.

5.3.4 Demanda de la Nafta Craqueada

Teniendo en cuenta el incremento en la demanda de gasolinas y la futura necesidad de este producto como diluyente del crudo pesado a producirse en los Lotes 67, 39, 1AB y otros; es necesario el análisis del comportamiento de la demanda de este producto para establecer nuevas oportunidades de negocio para Petroperú. La demanda proyectada se aprecia en el siguiente cuadro:

	2014	2016	2018	2020	2022	2024	2026	2028	2030
Demanda Clas. Petroleras	1537	6336	14893	19975	18829	18833	13806	10150	8282
Demanda OPS	610	720	740	820	910	1010	1120	1280	1470
Total	2147	7056	15633	20795	19739	19843	14926	11430	9752

Tabla 5.13 Demanda Proyectada de la Nafta Craqueada en la Región Selva del Perú.

Fuente: Petroperú

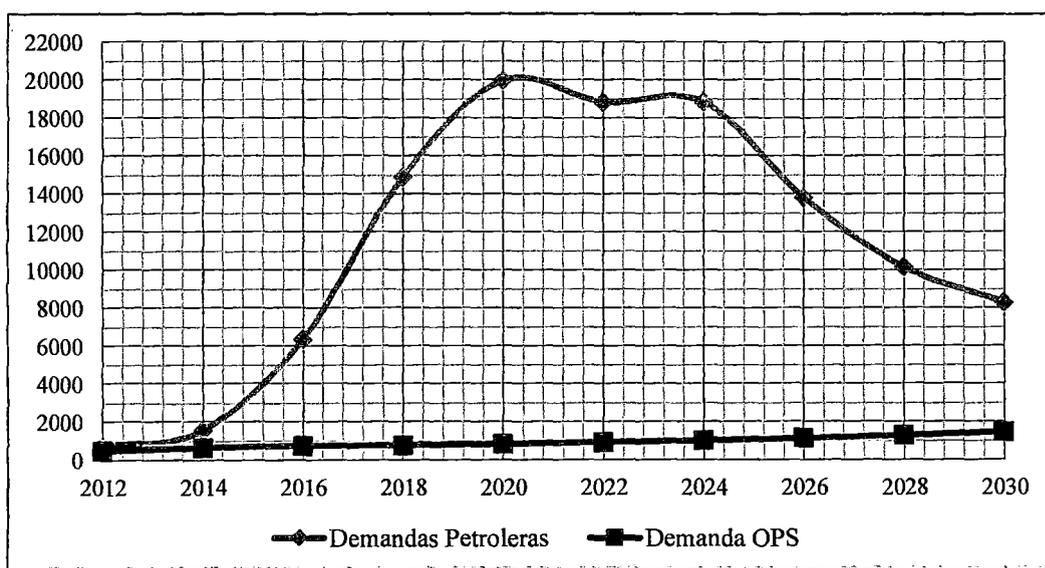


Figura 5.13 Gráfica Comparativa de la Demanda Proyectada de Nafta Craqueada.

Fuente: Petroperú

Teniendo en cuenta que la Refinería Talara no estaría en capacidad de suministrar estos nuevos volúmenes de demanda en la zona de influencia de la Refinería Iquitos; se hace necesario importar este producto o invertir en la Refinería Iquitos para que pueda producir esta demanda o parte de ella.

5.3.5 Oferta de Crudos en la Selva Norte

Actualmente Refinería Iquitos recibe crudo de petróleo del Lote 8, el cual se viene siendo utilizado desde los inicios en dicha refinería.

De acuerdo a la indagación realizada por las diferentes compañías exploradoras y productoras de Petróleo Crudo en la Selva Norte del Perú se establecieron los estimados de producción hasta el año 2030 (Fuente Petroperú), mostrado en la tabla 5.14

Según la tabla 5.14, otra alternativa de oferta de crudo a corto plazo es el Crudo Loreto del Lote 1AB; para lo cual se debe realizar su evaluación previa mediante una corrida de prueba en Refinería Iquitos, considerando que se trata de un crudo de diferentes características que el del Lote 8, entre ellas mayor densidad, mayor viscosidad, mayor presencia de metales y azufre.

Una alternativa a mediano plazo, a partir del año 2014, es el Crudo Talisman del Lote 64; el cual según reportes preliminares es de calidad 37° API, calidad que no amerita mayor evaluación. El año 2014 es la fecha estimada para el inicio de su producción, con un estimado de 10 000 BPD; a ser entregados en la Estación Morona del ONP.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Pluspetrol (Lote 1AB)	11657	9515,3	7373,4	5231,6	3089,8	947,93			
Pluspetrol con Diluy. (Lote 1AB)				2500	5833,3	11458	11042	8541,7	7500
Pluspetrol (Lote 8)	8064,9	6848,9	5632,9	4417	3201	1985			
Perenco (Lote 67)	6000	7000	8000	9000	10000	10000	12000	15000	15000
Talisman (Lote 64)		8200	15700	19700	26900	28400	24900	21800	17700
Repsol (Lote 39)				15465	36065	44834	50323	59219	60687
Total (MBDC)	25,722	31,564	36,706	56,314	85,089	97,625	98,265	104,56	100,89

Tabla 5.14 Pronóstico de Producción de Petróleo 2013- 2021 en Zona Selva del Perú (BDC). Fuente: Petroperú.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Pluspetrol (Lote 1AB)									
Pluspetrol con Diluy. (Lote 1AB)	6666,7	6250	5625	5208,3	4791,7	4583,3	4375	3958,3	4375
Pluspetrol (Lote 8)									
Perenco (Lote 67)	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000	15000
Talisman (Lote 64)	13700	10500	8300	6500	5300	4500	3900	3400	2900
Repsol (Lote 39)	55216	55493	55282	51428	37348	29388	24298	20266	17620
Total (MBDC)	90,583	87,243	84,207	78,136	62,44	53,471	47,573	42,624	39,895

Tabla 5.15 Pronóstico de Producción de Petróleo 2022- 2030 en Zona Selva del Perú (BDC). Fuente: Petroperú.

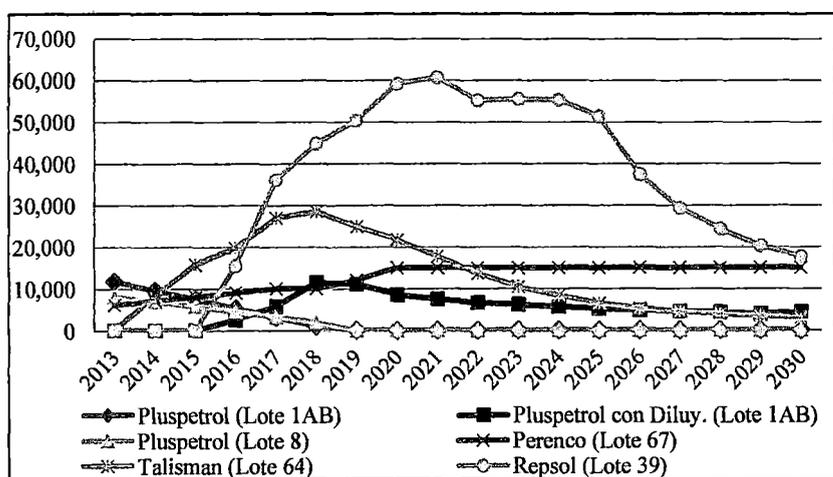


Figura 5.14 Pronóstico de Producción de Crudos 2013-2030 (Gráfica en Líneas).

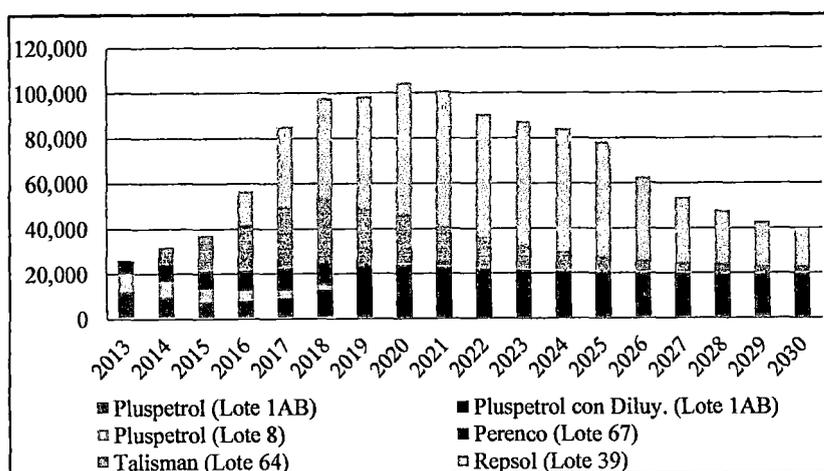


Figura 5.15 Pronóstico de Producción de Crudos (Gráfica en Barras).

Considerando el actual diseño de la Refinería Iquitos, que corresponde a una unidad de destilación primaria se concluye que no sería factible el procesamiento de crudos pesados diluidos, como el del Lote 67 de Perenco, Lote 39 de Repsol; los cuales sí podrían ser procesados en refinerías que cuenten con unidades de conversión profunda.

Se debe resaltar que en la actualidad existen 19 contratos de exploración-explotación en fase de exploración en zonas aledañas y dentro de la Región Loreto que permiten estimar que a futuro la Refinería Iquitos podría contar con otras alternativas de suministro de crudo.

5.3.6 Oferta de Crudos y Productos Internacionales

De acuerdo a la indagación realizada por el Departamento Mercado Externo – Gerencia Operaciones Comerciales (PETROPERU) sobre alternativas de aprovisionamiento de crudos y productos internacionales, quedó confirmada la posibilidad de que accedan a compañías productoras de petróleo crudo y productos derivados, en ámbitos de la zona del Caribe, Brasil, Colombia y Venezuela, sin embargo, será necesario que efectúen una buena evaluación de los tipos de crudos que sean adecuados para una Unidad de Destilación Primaria y de los fletes, esto con la finalidad de poder definir si es o no una buena alternativa por costo beneficio.

6. ESTUDIO TECNICO

6.1 Criterios de selección de tecnología:

6.1.1 Tipos de Esquemas.

Para la transformación del crudo del petróleo en sus derivados, es necesaria la aplicación de una serie de procesos físicos y químicos, esto con la finalidad de obtener el mayor valor agregado al producto refinado al coste mínimo posible.

De la refinación del crudo se obtiene un gran número de productos intermedios o finales, en la siguiente tabla se muestran algunos de ellos y sus características respectivas:

Productos	Rango de Destilación (°C)	Peso Molecular Medio	Número Átomos de Carbono
GLP	-39 - 0	44 - 58	3 - 4
Gasolinas	0 - 210	100 - 110	4 - 11
Keroseno aviación	190 - 270	160 - 190	10 - 15
Gasóleo automoción	190 - 345	245	15 - 20
Residuo atmosférico	345+	-	25+
Gasoil ligero de vacío	345 - 425	320	20 - 25
Gasoil pesado de vacío	425 - 560	430	25 - 50
Residuo de vacío	560+	800+	50+

Tabla 6.1 Características de los Productos de Refinación.

El interés principal de los procesos de refino, será de convertir los productos de mayor peso molecular en otros de menor peso y de mayor valor económico.

Existen dos formas para disminuir el peso molecular medio y bajar al mismo tiempo su relación Carbono – Hidrógeno (C/H):

1. Eliminando el carbono formando coque (alto peso molecular, alta relación C/H).
2. Adición de Hidrógeno (bajo peso molecular, cero en la relación C/H).

La primera forma es menos costosa que la segunda debido a que el hidrógeno es un componente caro de producir.

En general los procesos que intervienen en el refino se basan en las siguientes transformaciones:

Físicas

Separación:

- * Destilación o fraccionamiento.
- * Absorción.
- * Adsorción.
- * Extracción.

Mezcla (Blending)

Químicas

Reducción del peso molecular medio:

- * Visbreaking.
- * Coquización.
- * FCC (Fluid catalytic cracking o Cracking catalítico).
- * Hydrocracking.

Cambio estructura molecular:

- * Hidrotratamientos.
- * Reformado catalítico.
- * Isomerización.

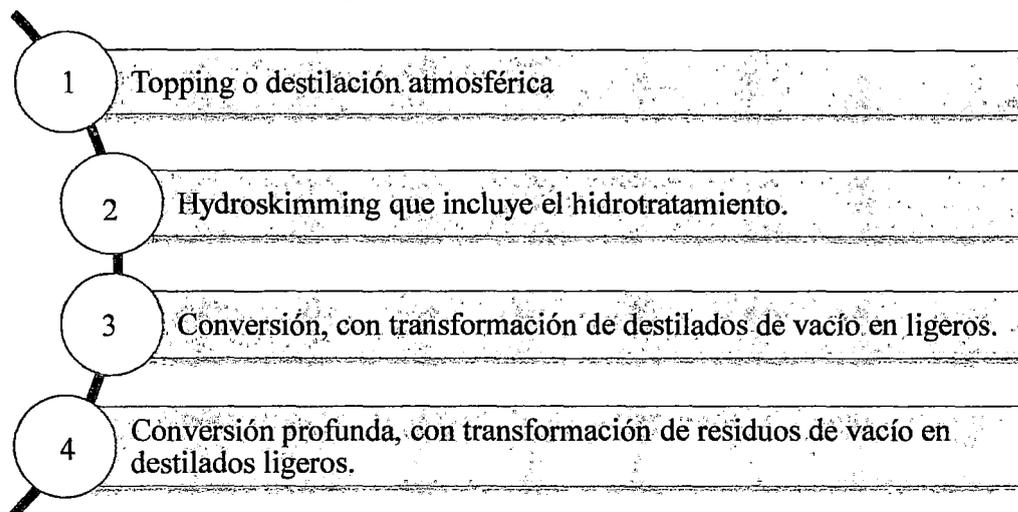
Incremento del peso molecular medio:

- * Alquilación.
- * MTBE / ETBE.
- * TAME.
- * Polimerización.

Procesos auxiliares:

- * Steam Reforming.
 - * Endulzamiento.
 - * Tratamiento de gases.
 - * Recuperación de azufre.
-

El conjunto de procesos que constituyen un determinado tipo de refinería es conocido como esquema de refino y básicamente se consideran cuatro tipos:



La disposición de uno u otro esquema de refino dependen del entorno económico de la refinería, su coste de inversión será mayor, así como también los costes de operación. Como contraparte, se tiene que el valor de los productos es mayor.

Debido a que ya se cuenta con la unidad de destilación primaria en la Refinería Iquitos, que es donde se quiere implementar las nuevas unidades para obtener productos de mayor valor agregado, mencionaremos a continuación las ventajas y desventajas que encontramos en la implementación de cada esquema de refino y de otros sistemas adicionales para mejorar el pool de productos.

6.1.2 Escenarios de Evaluación

A continuación, se muestran los escenarios de evaluación que permiten evaluar cual sería el esquema de refino con menor costo y que podría generar las rentabilidades apropiadas.

Dentro de cada escenario se evalúa diversas alternativas de inversión (casos) orientadas al cumplimiento de las nuevas especificaciones de Gasolinas y Diesel.

a. Escenario 1: Procesamiento de Crudo Mayna o Talismán (Lote 8 o Lote 64).

a.1. Caso Base: Sin Inversión.

- a.2. Caso 1: Instalación de UDV y RCC.
- a.3. Caso 2: Instalación de UDV y UCC.
- b. Escenario 2: Procesamiento de Crudos Mezclas (Lote 8, 1A/B, y Lote 67 ó 39).
 - b.1. Caso 3: Instalación de UDV, UCC y Visbreaking.
- c. Escenario 3: Procesamiento de Crudos Pesados (Lote 67 y 39).
 - c.1. Caso 4: Instalación de Unidad de Delayed Coking.
 - c.2. Caso 5: Instalación de Unidad de Flexicoking.
 - c.3. Caso 6: Instalación de Unidad de Hydrocracking.

Con los nuevos esquemas de refinación planteados se busca:

- ✓ Instalar nuevas unidades de conversión en refinería Iquitos, para minimizar el rendimiento de residuales y producir combustibles de mayor valor agregado.
 - ✓ Cubrir con la demanda de combustibles de la zona de influencia de Operaciones Selva.
 - ✓ Incrementar la producción de destilados medios para cubrir los déficits actuales.
 - ✓ Producir naftas de alto octanaje, evitando el régimen de transferencias e importaciones.
 - ✓ Cubrir la demanda emergente de nuevos combustibles como el GLP.
 - ✓ Modificación en la carga de crudos, utilizando los crudos encontrados en la selva norte del Perú.
 - ✓ Concertar las especificaciones de los combustibles con los países de Latino América, de acuerdo a las sugerencias del Banco Mundial.
- a. Escenario 1: Procesamiento de Crudo Mayna o Talismán (Lote 8 o Lote 64)**

Es un escenario optimista, donde se estima que el Crudo Mayna (Lote 8), continúe su producción por 10 años y en ese periodo de tiempo, se descubra más petróleo de calidad liviana o intermedia.

Asimismo, la empresa Talismán operadora del Lote 64, hizo mención del hallazgo de petróleo crudo con 30 °API. Esto asegura la dieta de petróleo crudo de mayor calidad a Refinería Iquitos.

b. Escenario 2: Procesamiento de Crudos Mezclas (Lote 8, 1A/B, y Lote 67 ó 39)

Es un escenario conservador, donde se proyecta que el Crudo Mayna disminuya su producción, debiendo procesarse crudos mezclas de los Lotes 8, 1 A/B y 67 ó 39.

El rendimiento del Crudo Loreto (Lote 1A/B) elevará la producción de Gasolinas disminuyendo el rendimiento de destilados medios, especialmente del Diesel-2. De igual manera el diluyente del crudo pesado de Perenco/Repsol proporcionará altos rendimientos de productos de cabeza en la columna atmosférica.

c. Escenario 3: Procesamiento de Crudos Pesados (Lote 67 y 39)

Es un escenario pesimista, donde se proyecta que el Crudo Mayna desaparezca, no se encuentre producción de petróleo de calidad liviana o intermedia y se deba procesar crudos de calidad pesada de los lotes 67 y 39 (Perenco y Repsol).

Se estima que el diluyente del crudo pesado de Perenco/Repsol proporcionará altos rendimientos de productos de cabeza en la columna atmosférica.

6.1.3 Evaluación Económica para cada Tipo de Esquema

Evaluación Económica

Consideraciones:

- Para realizar la evaluación económica y determinar el esquema de refinación más conveniente, se tomó como data la información de ventas históricas de Operaciones Selva, así como la estimación de precios del WTI brindada por la empresa Petroperú.

- En cuanto a la moneda de evaluación, todos los componentes para la misma (inversión, ventas y costos) estarán expresados en una moneda de un mismo año, en este caso en moneda constante base 2014
- En la tabla 6.2 se muestra la tasa de inflación anual para los años 2007-2014, considerada para la conversión a moneda constante del año 2014

Año	Π
2007	4,1%
2008	0,1%
2009	2,7%
2010	1,5%
2011	3,0%
2012	1,7%
2013	2,0%
2014	2,0%

Tabla 6.2 Tasa de inflación anual. Fuente: Data proporcionada por el Ing. Emilio Porras Sosa (REPSOL).

- En base a la proyección del Producto Bruto Interno (Figura 6.2), se considera como proyección de la demanda el 6% del crecimiento anual, suponiendo un promedio entre el caso más optimista (7%) y el más pesimista (5%).

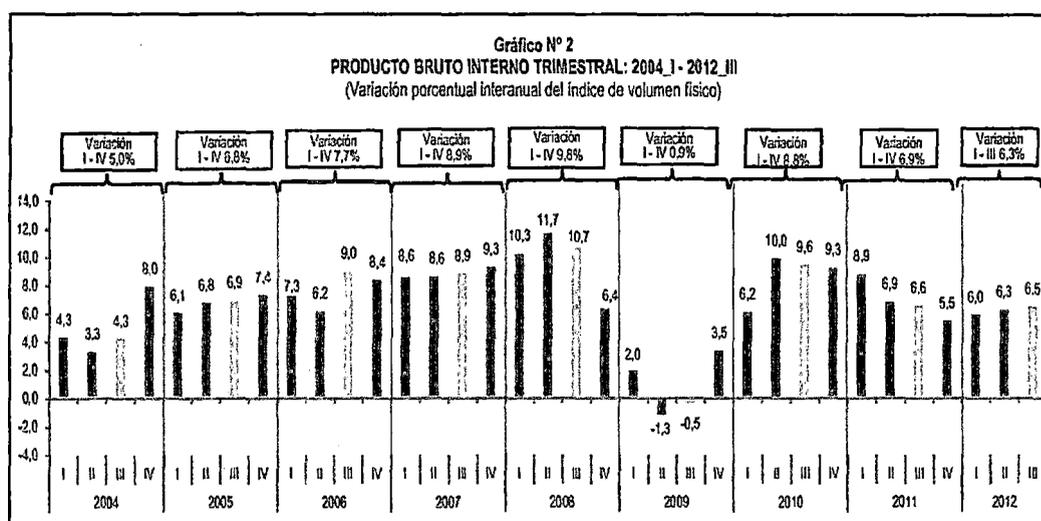


Figura 6.1 Producto Bruto Interno (PBI) Trimestral. Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

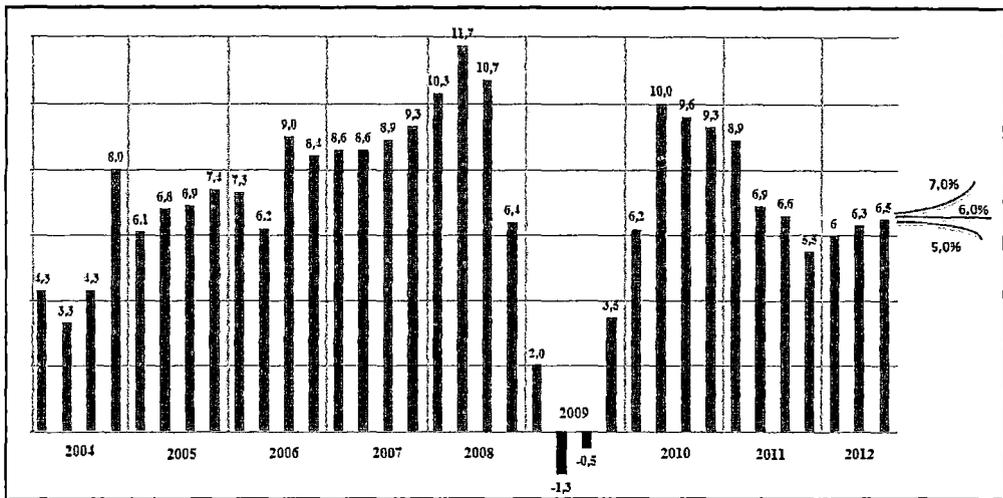


Figura 6.2 Estimación de la Proyección del Producto Bruto Interno (PBI).

- Se consideró dos años de inversión y como primer año de inversión el 2013
- Los costos de operación y mantenimiento se consideran al 3% de la Inversión.
- La utilidad al personal al 10% de la Utilidad Bruta.
- El valor de rescate se considera al 20% de la Inversión.
- Los beneficios propuestos y plasmados por la empresa Petroperú y mostrados en la evaluación económica son:

Ingreso 01: Utilidad por ventas de productos.

Ingreso 02: Por evitar costo de flete fluvial y terrestre por transportar Nafta Craqueada desde Refinería Talara (RFTL) y Refinería Manaos.

Ingreso 03: Por evitar costo flete fluvial por transportar Diesel USL.

La exigente reglamentación ambiental vigente, exige la comercialización de Diesel USL (bajo azufre).

Ingreso 04: Por cubrir la demanda no atendida de Gasolina 86 para exportación.

Ingreso 05: Por cubrir la demanda no atendida de Gasolina 84 en Planta de Ventas Iquitos.

Ingreso 06: Por cubrir la demanda no atendida de Diesel 2 By-Pass.

Ingreso 07: Por utilidad de ventas de Diesel 2 en el mercado exterior.

a. Costos de Inversión:

Tomando como referencia el cálculo de los costos valorizados en el 2006 y el Estudio de Factibilidad para la Refinería Talara, en el siguiente cuadro se tienen las capacidades y los costos de las unidades requeridas para cada uno de los casos mencionados anteriormente en miles de dólares.

	Capacidad (MBPD)	Costo (MMUSS)
Ampliación de Unidades Actuales		
Unidad de Destilación Primaria	94,7	24,8
Unidad de Destilación Vacío I	21,1	12,4
Unidad de Craqueo Catalítico Fluido	24,2	25,0
Total		62,2
Unidad de Vacío III	30,0	28,0
Unidad de Coquificación	22,6	249,4
Unidad de Hidrotratamiento de Nafta	12,6	23,3
Reformación Catalítica de Nafta	12,6	48,9
Unidad de Hidrotratamiento de Diesel	41,1	78,5
Unidad de Hidrotratamiento de Nafta Craqueada	9,0	29,6
Planta de Hidrógeno (MMPCD)	19,4	71,6
Planta de Ácido Sulfúrico (MTMD)	0,3	48,0
Planta de Gas Insaturado		12,0
Planta de Tratamiento Cáustico		9,6
Planta de Aminas		4,8
Total		603,7
Dentro del Límite de la Batería		665,9
Generación Eléctrica (MW)	35,0	59,4
Costos fuera del límite de la Batería		261,9
Contingencia		118,5
Costos del Propietario		20,0
Costo Total		1125,7

Tabla 6.3 Costo de las Unidades de Procesamiento en Refinería Talara. Fuente: Petroperú.

Capacidades en MBD	Actual	Proyecto
Unidad de Destilación Primaria	62,0	95,0
Unidad de Destilación al Vacío	28,0	56,0
Unidad de Craqueo Catalítico FCC	19,0	25,0

Tabla 6.4 Capacidad de Procesamiento Actual y con el Proyecto de Modernización en Refinería Talara (PMRT).

	MMUS\$/MBI (*)	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4		CASO 5		CASO 6	
		Capac. (MB)	Costo (MMUS\$)										
Ampliación de UDP	0,7584	8,5	6,4	9,5	7,2	9,5	7,2	9,5	7,2	7,5	5,7	9,5	7,2
UDV	0,9333	8,0	7,5	10,5	9,8	12,0	11,2					13,6	12,7
FCC	4,8077			8,0	38,5	7,5	36,1						
RCC		6,0	34,6										
Delayed Cocking								12,5	124,1				
Flexicocking	11,0354									11,0	121,4		
Hidrocracking												7,0	115,9
Visbreacking						5,5	12,0						
Hidrotratamiento Diesel	1,9100	6,5	12,4	6,5	12,4	4,5	8,6	6,5	12,4	7,0	13,4	3,5	6,7
Hidrotratamiento Nafta Craqueada	3,2889	3,5	11,5	5,0	16,4	6,0	19,7	7,0	23,0	5,0	16,4	5,0	16,4
OTROS													
Planta de Hidrógeno (MMPCD)	3,6907	5,0	18,5	5,0	18,5	5,0	18,5	5,0	18,5	5,0	18,5	5,0	18,5
Planta de Ácido Sulfúrico (MTMD)	160	0,05	8,0	0,05	8,0	0,05	8,0	0,05	8,0	0,05	8,0	0,05	8,0
Planta de Gas Insaturado (0.30% Costo RFTL)	3,6		3,6		3,6		3,6		3,6		3,6		3,6
Planta Tratamiento Cáustico (0.30% Costo RFTL)	2,9		2,9		2,9		2,9		2,9		2,9		2,9
Planta de Aminas (0.30% Costo RFTL)	1,4		1,4		1,4		1,4		1,4		1,4		1,4
Cogeneración Eléctrica (MW)	1,7	15,0	25,5	15,0	25,5	15,0	25,5			30,0	50,9		
COSTOS DIRECTOS (C.D.)			132,3		144,2		154,6		201,2		242,2		193,3
COSTOS INDIRECTOS (30% C.D.)			39,7		43,2		46,4		60,3		72,7		58,0
COSTO TOTAL			172,0		187,4		201,0		261,5		314,8		251,3

Tabla 6.5 Capacidad y Costos Estimados de las Unidades Requeridas para los Casos Seleccionados en MMUS\$ Dólares Constantes del 2006.
Fuente: Petroperú.

Para la evaluación económica convertimos los costos de las unidades a moneda constante del año 2014, el cual es nuestro año base para la evaluación.

(MMUS\$)	i%	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Moneda del año 2006	-	172,0	187,4	201,0	261,5	314,8	251,3
Moneda del año 2007	4,1%	179,0	195,1	209,2	272,2	327,7	261,6
Moneda del año 2008	0,1%	179,2	195,3	209,5	272,5	328,1	261,8
Moneda del año 2009	2,7%	184,0	200,6	215,1	279,9	336,9	268,9
Moneda del año 2010	1,5%	186,8	203,6	218,3	284,1	342,0	272,9
Moneda del año 2011	3,0%	192,4	209,7	224,9	292,6	352,2	281,1
Moneda del año 2012	1,7%	195,7	213,2	228,7	297,6	358,2	285,9
Moneda del año 2013	2,0%	199,6	217,5	233,3	303,5	365,4	291,6
Moneda del año 2014	2,0%	203,6	221,8	238,0	309,6	372,7	297,4

Tabla 6.6 Costos Estimados de las Unidades Requeridas para los Casos Seleccionados en MMUS\$ Dólares Constantes del 2014.

b. Precios

Para el cálculo de precios de los crudos propuestos para la evaluación de casos de configuración (Talara, Loreto, Mayna, Oriente, Napo, Barret, etc), se tomó como referencia la información publicada por la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), proponiendo un escenario de precios referenciales del West Texas Intermediate (WTI).

US\$/Bl	2015	2020	2025	2030
WTI	108,2	105,0	121,9	141,8

Tabla 6.7 Proyección de precios WTI en moneda corriente. Fuente: EIA.

Considerando una tasa de inflación para el WTI del 2%, calculamos su precio a moneda constante del año 2014 (año base para la evaluación).

US\$/Bl	2015	2020	2025	2030
WTI	106,1	93,2	98,0	103,3

Tabla 6.8 Proyección de precios WTI en moneda constante del año 2014 (US\$ de 2014/Bl).

Con los diferenciales presentados en las tablas 6.9 y 6.10, calculamos los precios de los crudos y los productos utilizados en nuestra evaluación económica.

Diferencial respecto al WTI	US\$/Bl
Talara	-3,2
Loreto	-11,9
Barret	-21,0
Oriente	-11,3
Napo	-16,6
Cusiana	2,2
Mesa 30	-5,3

Tabla 6.9 Diferencial de Precios de los Crudos respecto al Crudo Marcador WTI en US\$/Bl. Fuente: Petroperú.

Diferencial respecto al WTI	US\$/Bl
GLP	-4,0
Gasolina 90	9,8
DPM -Turbo A1	10,2
Diesel 2	17,2
Petróleo Industrial 6	-8,1

Tabla 6.10 Diferencial de Precios de los Productos respecto al Crudo Marcador WTI en US\$/Bl. Fuente: Petroperú.

US\$/Bl	2015	2020	2025	2030
WTI	106,1	93,2	98,0	103,3
Talara	102,9	90,0	94,8	100,1
Loreto	94,2	81,3	86,1	91,4
Barret	85,1	72,2	77,0	82,3
Oriente	94,8	81,9	86,7	92,0
Napo	89,5	76,6	81,4	86,7
Cusiana	108,3	95,4	100,2	105,5
Mesa 30	100,9	88,0	92,7	98,0

Tabla 6.11 Estimado de Precios de los Crudos en US\$ del año 2014

Tomando como referencia el precio del Crudo Loreto, calculamos los precios para el Crudo Maynas (104% Precio de Crudo Loreto) y para el Crudo Perenco (77% Precio de Crudo Loreto). Fuente: Petroperú.

US\$/BI	2015	2020	2025	2030
Loreto	94,2	81,3	86,1	91,4
Mayna	98,0	84,6	89,5	95,0
Perenco	72,2	62,3	66,0	70,0

Tabla 6.12 Estimado de Precios de los Crudos Mayna y Loreto en US\$ del año 2014

US\$/BI	2015	2020
WTI	106,1	93,2
GLP	102,2	89,3
Gasolina	115,9	103,0
DPM - Turbo A1	116,3	103,4
Diesel 2	123,3	110,4
Petróleo Industrial 6	98,1	85,2

Tabla 6.13 Estimado de Precios de los Productos en US\$ del año 2014

c. Rendimientos:

De acuerdo a la bibliografía utilizada para cada tipo de esquema, a continuación se presenta los rendimientos asumidos para la evaluación económica de cada caso:

Caso 01: Instalación de UDV y RCC, para el Procesamiento de Crudo Mayna ó Talisman.

1. UDP: Considerando que la carga a la UDP tiene °API=24

Productos	Rendimientos
Gas	0,3%
Nafta Primaria	2,7%
Turbo A-1 / DPM	7,5%
Diesel 2	27,5%
Crudo Reducido	62,0%

2. UDV: Considerando que la carga a la UDV consta del 64,3% del Crudo Reducido de la UDP.

Productos	Rendimientos
Gas	0,2%
GOL	8,0%
GOP	54,5%
Fondos	37,3%

3. RCC: Considerando que la carga a la RCC está conformada por el 35,7% del Crudo Reducido de la UDP y del 34% del GOP de la UDV.

Productos	Rendimientos
Gas	1,0%
GLP	2,5%
NFCC	58,0%
LCO	29,9%
HCO	8,7%
COKE	4,5%

Caso 02: Instalación de UDV y FCC, para el Procesamiento de Crudo Mayna ó Talisman.

1. UDP: Considerando que la carga a la UDP tiene °API=24

Productos	Rendimientos
Gas	0,3%
Nafta Primaria	2,7%
Turbo A-1 / DPM	7,5%
Diesel 2	27,5%
Crudo Reducido	62,0%

2. UDV: Considerando que la carga a la UDV consta del 84,6% del Crudo Reducido de la UDP.

Productos	Rendimientos
Gas	0,2%
GOL	8,0%
GOP	54,5%
Fondos	37,3%

3. FCC: Considerando que la carga a la FCC está conformada por el 15,4% del Crudo Reducido de la UDP y del 100% del GOP de la UDV.

Productos	Rendimientos
Gas	1,0%
GLP	31,0%
NFCC	56,4%
LCO	10,3%
HCO	5,3%
Aceite Clarificado	9,9%

Caso 03: Instalación de UDV, FCC y Visbreaking, para el Procesamiento de Crudos Mezclas (Lote 8, 1A/B, y Lote 67 ó 39).

1. UDP: Considerando que la carga a la UDP tiene °API=18,5

Productos	Rendimientos
Gas	0,1%
Nafta Primaria	9,7%
Turbo A-1 / DPM	9,1%
Diesel 2	13,5%
Crudo Reducido	67,4%

2. UDV: Considerando que la carga a la UDV consta del 86,9% del Crudo Reducido de la UDP.

Productos	Rendimientos
Gas	0,1%
GOL	7,3%
GOP	45,4%
Fondos	47,1%

3. Visbreaking: Considerando que la carga a Visbreaking consta del 100% de los Fondos de Vacío de la UDV.

Productos	Rendimientos
Gas	0,7%
Nafta	4,4%
LGO	12,8%
Fondos	82,1%

4. FCC: Considerando que la carga a la FCC está conformada por el 13,2% del Crudo Reducido de la UDP y del 100% del GOP de la UDV.

Productos	Rendimientos
Gas	1,0%
GLP	31,0%
NFCC	55,8%
LCO	10,9%
HCO	5,3%
Aceite Clarificado	9,9%

Caso 04: Instalación de Unidad de Delayed Cocking, para el Procesamiento de Crudos Pesados (Lote 67 y 39).

1. UDP: Considerando que la carga a la UDP tiene °API=19,5

Productos	Rendimientos
Gas	0,1%
Nafta Primaria	1,0%
Turbo A-1 / DPM	5,0%
Diesel 2	8,9%
Crudo Reducido	85,0%

2. Delayed Cocking: Considerando que la carga a la Unidad de Delayed Cocking consta del 90,1% del Crudo Reducido de la UDP.

Productos	Rendimientos
Gas	4,6%
Nafta Primaria	22,3%
LCGO	33,0%
HCGO	9,1%
COKE	31,0%

Caso 05: Instalación de Unidad de Flexicocking, para el Procesamiento de Crudos Pesados (Lote 67 y 39).

1. UDP: Considerando que la carga a la UDP tiene °API=19,5

Productos	Rendimientos
Gas	0,1%
Nafta Primaria	1,0%
Turbo A-1 / DPM	5,0%
Diesel 2	8,9%
Crudo Reducido	85,0%

2. Flexicocking: Considerando que la carga a la Unidad de Flexicocking consta del 88,8% del Crudo Reducido de la UDP.

Productos	Rendimientos
Gas	11,7%
Nafta Primaria	11,2%
Gas Oil	53,7%
COKE	23,4%

Caso 06: Instalación de Unidad de Hydrocracking, para el Procesamiento de Crudos Pesados (Lote 67 y 39).

1. UDP: Considerando que la carga a la UDP tiene °API=20,0

Productos	Rendimientos
Gas	0,1%
Nafta Primaria	1,0%
Turbo A-1 / DPM	5,0%
Diesel 2	8,9%
Crudo Reducido	85,0%

2. UDV: Considerando que la carga a la UDV consta del 100% del Crudo Reducido de la UDP.

Productos	Rendimientos
Gas	0,2%
GOL	4,8%
GOP	49,0%
Fondos	46,0%

3. Hydrocracking: Considerando que la carga a la Unidad de Hydrocracking consta del 100% del GOP de la UDV.

Productos	Rendimientos
Gas	1,0%
NFCC	13,5%
Turbo A-1 / DPM	22,4%
LCOC	18,1%
HCOC	16,0%
Fondos	29,0%

d. Proyección en Ventas:

DPM	Yurimaguas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Tarapoto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pucallpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total DPM			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Residual 6	Iquitos	3,0%	980,6	1010,0	1040,3	1071,6	1103,7	1136,8	1170,9	1206,0	1242,2	1279,5	1317,9	1357,4
	Yurimaguas	4,0%	21,0	21,8	22,7	23,6	24,6	25,6	26,6	27,6	28,7	29,9	31,1	32,3
	Tarapoto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pucallpa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Residual 6		7,0%	1001,6	1031,9	1063,1	1095,2	1128,3	1162,4	1197,5	1233,7	1271,0	1309,4	1349,0	1389,7
Total OPS		-	8342,1	8725,7	9130,2	9556,8	10007,2	10483,0	10986,1	11518,5	12082,3	12680,1	13314,4	13988,2
Crecimiento Anual		-	(*)	4,6%	4,6%	4,7%	4,7%	4,8%	4,8%	4,8%	4,9%	4,9%	5,0%	5,1%

(*) No se considera por ser año base para estimación de la proyección.

Tabla 6.14 Proyección en Ventas 2013-2024. Fuente: Estadística de Ventas de Combustibles de Unidad Comercial - Gerencia Operaciones Selva - PETROPERU S.A.

PRODUCTO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
G-84	2153,8	2250,5	2351,8	2457,9	2569,1	2685,7	2807,8	2935,8	3070,0	3210,6	3358,1	3512,7
G-90	1204,2	1285,4	1373,4	1468,8	1572,4	1685,1	1807,9	1941,8	2088,2	2248,4	2424,2	2617,2
DIESEL	3437,0	3584,3	3738,7	3900,5	4070,2	4248,1	4434,7	4630,5	4836,0	5051,8	5278,4	5516,4
TURBO A-1	545,4	573,6	603,2	634,4	667,2	701,9	738,3	776,8	817,2	859,9	904,8	952,2
RESIDUAL 6	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0

Tabla 6.15 Proyección de la Demanda por Productos 2013-2024

e. Pronóstico de Producción:

Caso 1: Instalación de UDV y RCC, para el Procesamiento de Crudo Mayna ó Talisman.

RCC	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	Carga			12700	13000	13250	13500	13700	13970	14200	14450	14750	15050

Tabla 6.16 Promedio de Carga Proyectada en la RCC para el periodo 2013-2024.
Fuente: Petroperú.

Producto	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
GLP	Demanda												
	Producción			94	97	100	100	103	104	106	107	110	111
	Exceso/Déficit			94	97	100	100	103	104	106	107	110	111
TOTAL GASOLINAS	Demanda	3358	3536	3725	3927	4142	4371	4616	4878	5158	5459	5782	6130
	Producción			2520	2596	2666	2690	2756	2782	2850	2874	2950	2978
	Exceso/Déficit			-1205	-1331	-1476	-1681	-1860	-2096	-2308	-2585	-2832	-3152
DIESEL	Demanda	3437	3584	3739	3901	4070	4248	4435	4630	4836	5052	5278	5516
	Producción			4352	4455	4542	4626	4696	4787	4867	4952	5055	5157
	Exceso/Déficit			613	554	472	378	261	157	31	-100	-223	-359
TURBO A-1	Demanda	545	574	603	634	667	702	738	777	817	860	905	952
	Producción			953	975	994	1013	1028	1048	1065	1084	1106	1129
	Exceso/Déficit			350	341	327	311	290	271	248	224	201	177
RESIDUAL 6	Demanda	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
	Producción			4700	4793	4863	4983	5029	5159	5219	5340	5433	5578
	Exceso/Déficit			3200	3293	3363	3483	3529	3659	3719	3840	3933	4078
COKE	Demanda												
	Producción			169	174	179	180	185	187	191	193	198	200
	Exceso/Déficit			169	174	179	180	185	187	191	193	198	200

Tabla 6.17 Pronóstico de Producción para el Caso-1 en el periodo 2013-2024.

Caso 2: Instalación de UDV y FCC, para el Procesamiento de Crudo Mayna ó Talisman.

FCC	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	Carga			12800	13300	13800	14300	14800	15300	15273	16200	16700	17250

Tabla 6.18 Promedio de Carga Proyectada en la FCC para el periodo 2013-2024.
Fuente: Petroperú.

Producto	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
GLP	Demanda												
	Producción			1510	1569	1629	1688	1748	1807	1859	1916	1975	2040
	Exceso/Déficit			1510	1569	1629	1688	1748	1807	1859	1916	1975	2040
TOTAL GASOLINAS	Demanda	3358	3536	3725	3927	4142	4371	4616	4878	5158	5459	5782	6130
	Producción			3093	3215	3336	3458	3579	3701	3807	3922	4044	4177
	Exceso/Déficit			-632	-712	-806	-913	-1037	-1177	-1351	-1537	-1738	-1953
DIESEL	Demanda	3437	3584	3739	3901	4070	4248	4435	4630	4836	5052	5278	5516
	Producción			4059	4217	4375	4534	4692	4850	4986	5135	5293	5467
	Exceso/Déficit			320	316	305	286	257	220	150	83	15	-49
TURBO A-1	Demanda	545	574	603	634	667	702	738	777	817	860	905	952
	Producción			960	998	1035	1073	1110	1148	1180	1215	1253	1294
	Exceso/Déficit			357	364	368	371	372	371	363	355	348	342
RESIDUAL 6	Demanda	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
	Producción			3755	3901	4046	4192	4338	4484	4608	4744	4890	5052
	Exceso/Déficit			2255	2401	2546	2692	2838	2984	3108	3244	3390	3552

Tabla 6.19 Pronóstico de Producción para el Caso-2 en el periodo 2013-2024.

Caso 3: Instalación de UDV, FCC y Visbreaking, para el Procesamiento de Crudos Mezclas (Lote 8, 1A/B, y Lote 67 ó 39).

FCC	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Crudo Mezcla	Carga			14950	15650	16050	16450	17160	17550	18600	19000	20000	20000

Tabla 6.20 Promedio de Carga Proyectada en la FCC para el periodo 2013-2024.
Fuente: Petroperú.

Producto	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
GLP	Demanda												
	Producción			1643	1720	1764	1808	1886	1928	2044	2088	2198	2198
	Exceso/Déficit			1643	1720	1764	1808	1886	1928	2044	2088	2198	2198
TOTAL GASOLINAS	Demanda	3358	3536	3725	3927	4142	4371	4616	4878	5158	5459	5782	6130
	Nafta Primaria			1639	1716	1760	1803	1881	1924	2039	2083	2193	2193
	NFCC			2958	3096	3175	3255	3395	3472	3680	3759	3957	3957
	Exceso/Déficit			872	885	793	687	660	518	561	383	368	20
DIESEL	Demanda	3437	3584	3739	3901	4070	4248	4435	4630	4836	5052	5278	5516
	Producción			3194	3343	3429	3514	3666	3749	3973	4059	4273	4273
	Exceso/Déficit			-545	-558	-641	-734	-769	-881	-863	-993	-1005	-1243

TURBO A-1	Demanda	545	574	603	634	667	702	738	777	817	860	905	952
	Producción			1360	1424	1461	1497	1562	1597	1693	1729	1820	1820
	Exceso/Déficit			757	790	794	795	824	820	876	869	915	868
DESTILADOS MEDIOS	Demanda	3982	4158	4342	4535	4737	4950	5173	5407	5653	5912	6183	6469
	Producción			4554	4767	4889	5011	5227	5346	5666	5788	6093	6093
	Exceso/Déficit			212	232	152	61	54	-61	13	-124	-90	-376
RESIDUAL 6	Demanda	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
	Producción			4765	4988	5116	5243	5469	5594	5928	6056	6374	6374
	Exceso/Déficit			3265	3488	3616	3743	3969	4094	4428	4556	4874	4874

Tabla 6.21 Pronóstico de Producción para el Caso-3 en el periodo 2013-2024.

Caso 4: Instalación de Unidad de Delayed Cocking, para el Procesamiento de Crudos Pesados (Lote 67 y 39).

DELAYED COCKING	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	Carga			12100	12650	12930	13200	13770	14050	14880	15180	16000	16300

Tabla 6.22 Promedio de Carga Proyectada en la Unidad de Delayed Cocking para el periodo 2013-2024. Fuente: Petroperú.

Producto	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TOTAL GASOLINAS	Demanda	3358	3536	3725	3927	4142	4371	4616	4878	5158	5459	5782	6130
	Producción			4051	4248	4349	4446	4651	4752	5050	5158	5453	5561
	Exceso/Déficit			326	321	207	75	35	-126	-108	-301	-329	-569
DIESEL	Demanda	3437	3584	3739	3901	4070	4248	4435	4630	4836	5052	5278	5516
	Producción			3607	3804	3904	4000	4204	4304	4601	4708	5001	5109
	Exceso/Déficit			-132	-97	-166	-248	-231	-326	-235	-344	-277	-407
TURBO A-1	Demanda	545	574	603	634	667	702	738	777	817	860	905	952
	Producción			484	506	517	528	551	562	595	607	640	652
	Exceso/Déficit			-119	-128	-150	-174	-187	-215	-222	-253	-265	-300
RESIDUAL 6	Demanda	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
	Producción			1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
	Exceso/Déficit			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COKE	Demanda												
	Producción			2132	2248	2307	2364	2484	2543	2718	2781	2954	3018
	Exceso/Déficit			2132	2248	2307	2364	2484	2543	2718	2781	2954	3018

Tabla 6.23 Pronóstico de Producción para el Caso-4 en el periodo 2013-2024.

Caso 5: Instalación de Unidad de Flexicocking, para el Procesamiento de Crudos Pesados (Lote 67 y 39).

FLEXICOCKING	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	Carga				11410	11833	12255	12680	13100	13560	13910	14330	14755

Tabla 6.24 Promedio de Carga Proyectada en la Unidad de Flexicocking para el periodo 2013-2024. Fuente: Petroperú.

Producto	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TOTAL	Demanda	3358	3536	3725	3927	4142	4371	4616	4878	5158	5459	5782	6130
	Producción			3091	3211	3331	3452	3571	3702	3801	3921	4042	4171
	Exceso/Déficit			-634	-716	-811	-919	-1045	-1176	-1357	-1538	-1740	-1959
GASOLINAS	Demanda	3437	3584	3739	3901	4070	4248	4435	4630	4836	5052	5278	5516
	Producción			4104	4288	4473	4658	4841	5042	5195	5378	5564	5762
	Exceso/Déficit			365	387	403	410	406	412	359	326	286	246
DIESEL	Demanda	545	574	603	634	667	702	738	777	817	860	905	952
	Producción			456	473	490	507	524	542	556	573	590	608
	Exceso/Déficit			-147	-161	-177	-195	-214	-235	-261	-287	-315	-344
TURBO A-1	Demanda	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
	Producción			1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
	Exceso/Déficit			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESIDUAL 6	Demanda												
	Producción			1500	1567	1634	1702	1769	1842	1897	1964	2032	2104
	Exceso/Déficit			1500	1567	1634	1702	1769	1842	1897	1964	2032	2104
COKE	Demanda												
	Producción			1500	1567	1634	1702	1769	1842	1897	1964	2032	2104
	Exceso/Déficit			1500	1567	1634	1702	1769	1842	1897	1964	2032	2104

Tabla 6.25 Pronóstico de Producción para el Caso-5 en el periodo 2013-2024.

Caso 6: Instalación de Unidad de Hidrocracking, para el Procesamiento de Crudos Pesados (Lote 67 y 39).

HIDROCRACKING	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	Carga				16320	17100	17530	17960	18750	19180	20000	20000	20000

Tabla 6.26 Promedio de Carga Proyectada en la Unidad de Hidrocracking para el periodo 2013-2024. Fuente: Petroperú.

Ventas										
GLP	9588	9885	10167	10241	10508	9250	9491	9556	9815	9893
Gasolina 92	291986	300792	308903	311684	319331	286411	293412	295883	303707	306589
Diesel 2	536678	549380	560109	570467	579100	528492	537324	546708	558079	569340
Turbo A-1	110851	113410	115620	117830	119575	108365	110123	112087	114362	116740
Residual	460918	470038	476903	488671	493182	439296	444406	454709	462628	474975
Coke										
Ingresos	1410022	1443505	1471701	1498893	1521696	1371814	1394755	1418943	1448591	1477538
Petróleo Crudo										
Crudo Mayna	12700	13000	13250	13500	13700	13970	14200	14450	14750	15050
Precio Mayna	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6
Egresos	1244427	1273823	1298319	1322816	1342413	1181213	1200660	1221799	1247165	1272531
Utilidad Diaria (US\$)	165595	169683	173382	176078	179283	190601	194095	197144	201427	205008
Utilidad Anual (MUSS)	60442	61934	63285	64268	65438	69569	70845	71958	73521	74828

Tabla 6.28 Utilidad en Ventas para el Caso-1 en el periodo 2015-2024

Caso 2: Instalación de UDV y FCC, para el Procesamiento de Crudo Mayna ó Talisman.

FCC	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción										
GLP	1510	1569	1629	1688	1748	1807	1859	1916	1975	2040
Gasolinas	3093	3215	3336	3458	3579	3701	3807	3922	4044	4177
Diesel 2	4059	4217	4375	4534	4692	4850	4986	5135	5293	5467
Turbo A-1	960	998	1035	1073	1110	1148	1180	1215	1253	1294
Residual	3755	3901	4046	4192	4338	4484	4608	4744	4890	5052
Precios										
GLP	102,2	102,2	102,2	102,2	102,2	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3
Gasolinas	115,9	115,9	115,9	115,9	115,9	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
Diesel 2	123,3	123,3	123,3	123,3	123,3	110,4	110,4	110,4	110,4	110,4
Turbo A-1	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4
Residual	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2
Ventas										
GLP	154273	160301	166431	172459	178589	161277	165918	171006	176272	182073
Gasolinas	358379	372514	386534	400670	414690	381023	391936	403776	416336	430028
Diesel 2	500546	520031	539515	559122	578606	535447	550462	566912	584355	603565
Turbo A-1	111665	116085	120389	124809	129113	118705	122014	125633	129562	133802
Residual	368244	382562	396782	411100	425417	381819	392378	403959	416391	430185

Ingresos	1493107	1551493	1609651	1668160	1726416	1578272	1622708	1671284	1722915	1779653
Petróleo Crudo										
Crudo Mayna	12800	13300	13800	14300	14800	15300	15273	16200	16700	17250
Precio Mayna	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6
Egresos	1254225	1303218	1352212	1401205	1450198	1293669	1291386	1369767	1412044	1458548
Utilidad Diaria (US\$)	238882	248274	257439	266955	276218	284603	331322	301517	310871	321104
Utilidad Anual (MUSS)	87192	90620	93965	97439	100819	103880	120933	110054	113468	117203

Tabla 6.29 Utilidad en Ventas para el Caso-2 en el periodo 2015-2024

Caso 3: Instalación de UDV, FCC y Visbreacking, para el Procesamiento de Crudos Mezclas (Lote 8, 1A/B, y Lote 67 ó 39).

FCC, Crudo Mezcla	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción										
GLP	1643	1720	1764	1808	1886	1928	2044	2088	2198	2198
Gasolinas	4597	4812	4935	5058	5276	5396	5719	5842	6150	6150
Diesel 2	3194	3343	3429	3514	3666	3749	3973	4059	4273	4273
Turbo A-1	1360	1424	1461	1497	1562	1597	1693	1729	1820	1820
Residual	4765	4988	5116	5243	5469	5594	5928	6056	6374	6374
Precios										
GLP	102,2	102,2	102,2	102,2	102,2	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3
Gasolinas	115,9	115,9	115,9	115,9	115,9	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
Diesel 2	123,3	123,3	123,3	123,3	123,3	110,4	110,4	110,4	110,4	110,4
Turbo A-1	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4
Residual	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2
Ventas										
GLP	167861	175728	180224	184719	192688	172077	182430	186357	196175	196175
Gasolinas	532644	557555	571807	586059	611318	555526	588779	601443	633152	633152
Diesel 2	393877	412251	422856	433338	452082	413895	438625	448120	471746	471746
Turbo A-1	158192	165636	169940	174128	181688	165132	175059	178781	188191	188191
Residual	467292	489161	501714	514169	536332	476337	504778	515677	542756	542756
Ingresos	1719866	1800332	1846541	1892412	1974109	1782968	1889671	1930378	2032018	2032018
Petróleo Crudo										
Carga Total	14950	15650	16050	16450	17160	17550	18600	19000	20000	20000
Crudo Mayna 20%	2990	3130	3210	3290	3432	3510	3720	3800	4000	4000
Crudo Loreto 60%	8970	9390	9630	9870	10296	10530	11160	11400	12000	12000
Crudo Perenco 20%	2990	3130	3210	3290	3432	3510	3720	3800	4000	4000

Precio Mayna	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6
Precio Loreto	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	81,3	81,3	81,3	81,3	81,3
Precio Perenco	72,2	72,2	72,2	72,2	72,2	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
Egresos	1354008	1417406	1453634	1489861	1554165	1371587	1453647	1484909	1563062	1563062
Utilidad Diaria (US\$)	365858	382926	392907	402551	419943	411381	436024	445469	468956	468956
Utilidad Anual (MUSS)	133538	139768	143411	146931	153279	150154	159149	162596	171169	171169

Tabla 6.30 Utilidad en Ventas para el Caso-3 en el periodo 2015-2024.

Caso 4: Instalación de Unidad de Delayed Coking, para el Procesamiento de Crudos Pesados (Lote 67 y 39).

DELAYED COCKING	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción										
Gasolinas	4051	4248	4349	4446	4651	4752	5050	5158	5453	5561
Diesel 2	3607	3804	3904	4000	4204	4304	4601	4708	5001	5109
Turbo A-1	484	506	517	528	551	562	595	607	640	652
Residual	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Coke	2132	2248	2307	2364	2484	2543	2718	2781	2954	3018
Precios										
Gasolinas	115,9	115,9	115,9	115,9	115,9	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
Diesel 2	123,3	123,3	123,3	123,3	123,3	110,4	110,4	110,4	110,4	110,4
Turbo A-1	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4
Residual	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2
Coke										
Ventas										
Gasolinas	469380	492206	503908	515148	538900	489225	519905	531024	561394	572513
Diesel 2	444807	469100	481432	493271	518427	475168	507957	519770	552118	564041
Turbo A-1	56298	58857	60136	61416	64091	58112	61524	62765	66177	67418
Residual	147101	147101	147101	147101	147101	127727	127727	127727	127727	127727
Coke										
Ingresos	1117586	1167264	1192578	1216935	1268520	1150232	1217113	1241286	1307416	1331699
Petróleo Crudo										
Crudo Perenco	12100	12650	12930	13200	13770	14050	14880	15180	16000	16300
Precio Perenco	72,2	72,2	72,2	72,2	72,2	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
Egresos	873694	913407	933625	953121	994278	875420	927135	945827	996919	1015612
Utilidad Diaria (US\$)	243892	253857	258953	263815	274242	274812	289978	295458	310497	316088
Utilidad Anual (MUSS)	89021	92658	94518	96292	100098	100307	105842	107842	113331	115372

Tabla 6.31 Utilidad en Ventas para el Caso-4 en el periodo 2015-2024.

Caso 5: Instalación de Unidad de Flexicocking, para el Procesamiento de Crudos Pesados (Lote 67 y 39).

Flexicocking	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción										
Gasolinas	3091	3211	3331	3452	3571	3702	3801	3921	4042	4171
Diesel 2	4104	4288	4473	4658	4841	5042	5195	5378	5564	5762
Turbo A-1	456	473	490	507	524	542	556	573	590	608
Residual	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Coke	1500	1567	1634	1702	1769	1842	1897	1964	2032	2104
Precios										
Gasolinas	115,9	115,9	115,9	115,9	115,9	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
Diesel 2	123,3	123,3	123,3	123,3	123,3	110,4	110,4	110,4	110,4	110,4
Turbo A-1	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4
Residual	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2
Coke										
Ventas										
Gasolinas	358147	372051	385955	399975	413763	381126	391319	403673	416130	429411
Diesel 2	506096	528786	551600	574414	596981	556644	573536	593739	614274	636133
Turbo A-1	53041	55018	56996	58973	60950	56044	57491	59249	61028	62909
Residual	147101	147101	147101	147101	147101	127727	127727	127727	127727	127727
Coke										
Ingresos	1064385	1102957	1141652	1180463	1218796	1121541	1150073	1184388	1219158	1256181
Petróleo Crudo										
Crudo Perenco	11410	11833	12255	12680	13100	13560	13910	14330	14755	15210
Precio Perenco	72,2	72,2	72,2	72,2	72,2	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
Egresos	823872	854415	884886	915573	945900	844889	866697	892866	919347	947697
Utilidad Diaria (US\$)	240513	248542	256766	264890	272896	276652	283376	291522	299812	308484
Utilidad Anual (MUSS)	87787	90718	93720	96685	99607	100978	103432	106406	109431	112597

Tabla 6.32 Utilidad en Ventas para el Caso-5 en el periodo 2015-2024.

Caso 6: Instalación de Unidad de Hidrocracking, para el Procesamiento de Crudos Pesados (Lote 67 y 39).

Hidrocracking	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción										
Gasolinas	4129	4326	4435	4544	4743	4852	5060	5060	5060	5060
Diesel 2	2679	2807	2878	2948	3078	3148	3283	3283	3283	3283
Turbo A-1	1871	1960	2010	2059	2149	2199	2293	2293	2293	2293
Residual	7552	7913	8112	8311	8676	8875	9255	9255	9255	9255
Precios										
Gasolinas	115,9	115,9	115,9	115,9	115,9	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
Diesel 2	123,3	123,3	123,3	123,3	123,3	110,4	110,4	110,4	110,4	110,4
Turbo A-1	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4
Residual	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2
Coke										
Ventas										
Gasolina 92	478418	501243	513873	526503	549560	499521	520934	520934	520934	520934
Diesel 2	330368	346153	354908	363540	379572	347544	362448	362448	362446	362446
Turbo A-1	217630	227983	233798	239498	249967	227380	237100	237100	237072	237072
Residual	740607	776009	795525	815040	850835	755719	788077	788077	788060	788060
Ingresos	1767023	1851388	1898104	1944581	2029933	1830164	1908559	1908559	1908513	1908513
Petróleo Crudo										
Crudo Perenco	16320	17100	17530	17960	18750	19180	20000	20000	20000	20000
Precio Perenco	72,2	72,2	72,2	72,2	72,2	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
Egresos	1178404	1234724	1265773	1296822	1353864	1195057	1246149	1246149	1246149	1246149
Utilidad Diaria (ÚSS)	588619	616664	632331	647760	676069	635106	662410	662410	662364	662364
Utilidad Anual (MUSS)	214846	225082	230801	236432	246765	231814	241780	241780	241763	241763

Tabla 6.33 Utilidad en Ventas para el Caso-6 en el periodo 2015-2024.

g. Cálculo del Capital de Trabajo

AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Volumen Inmovilizado de crudo (BI)		20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Precio Internacional Crudo (US\$/BI) ¹		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Costo del Volumen NFCC (US\$/Año)		1905180	1905180	1905180	1905180	1905180	1905180	1905180	1905180	1905180	1905180
Capital de Trabajo (US\$/Año)		1905180	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905180

(1) Precio Internacional de Crudo 92 US\$/BI al cierre del 2012

Tabla 6.34 Capital de Trabajo por Inmovilización de Mayores Inventarios de Petróleo Crudo. En US\$ Dólares Constantes del 2014

h. Ahorro por Evitar Costo de Fletes por Transporte de NFCC desde RFTL y REMAN.

AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Volumen de NFCC Transportada desde RFTL a RFIQ (BI/Mes) ^[1]	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Costo de Flete Terrestre desde RFTL a RFIQ (US\$/BI) ^[3]	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
Costo de Flete Fluvial desde RFTL a RFIQ (US\$/BI) ^[3]	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Costo de Flete Total (US\$/BI)	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
Número de Viajes Anuales para Transportar NFCC	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Ingreso Anual por evitar alquilar B/C's para transporte de Combustible ^[4]	137277	137277	137277	137277	137277	137277	137277	137277	137277	137277
Total (MUSS/AÑO)	1184									
Volumen de NFCC Transportada desde REMAN A RFIQ (BI/Mes) ^[1]	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
Costo de Flete por transportar NFCC desde REMAN a RFIQ (US\$/BI) ^[2]	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Número de Viajes Anuales para Transportar NFCC	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Total (MUSS/AÑO)	3009									
NFCC Transportada desde RFTL a RFIQ ^[1]	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Evitar pérdidas por mermas de Evaporación (BPD) ^[5] (1%)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Precio de Compra de NFCC desde REMAN a RFIQ ^[6]	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Número de Viajes Anuales para Transportar NFCC	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Total (MUSS/AÑO)	60									
NFCC Transportada desde REMAN a RFIQ ^[1]	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
Evitar pérdidas por mermas de Evaporación (BPD) ^[5]	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Precio de Compra de NFCC de REMAN a RFIQ ^[6]	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Número de Viajes Anuales para Transportar NFCC	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Total (MUSS/AÑO)	320									
AHORRO TOTAL (MUSS/AÑO)	4573									

Tabla 6.35 Ahorro por Evitar Costo de Flete Fluvial y Terrestre por Transportar NFCC desde RFTL y REMAN. En MUSS Dólares Constantes del 2014

Notas:

^[1] Volumen Mensual Transportado de Nafta Craqueada (NFCC), desde Refinería Talara (RFTL) a Refinería Iquitos (RFIQ).

^[2] Costo de Flete Fluvial, desde Refinería Manaos (REMAN) a Refinería Iquitos, en moneda constante del año 2014

^[3] Costo de Flete Terrestre más Costo de Flete Fluvial, desde RFTL a RFIQ, en moneda constante del año 2014

^[4] Costo de Alquiler de Barcaza, de la Empresa Sociedad Anónima de Navegación Amazónica - SANAM; B/C's de 8 000 BIs = 340 US\$/Día (en moneda del año 2009).

^[5] El transporte de NFCC por Camión Cisterna, representa mayores perdidas por carga y descarga con respecto al transporte en Barcazas, se estima que al transportar en camión cisterna las perdidas por evaporación serán mayor en 1%

^[6] Precio de compra de NFCC sin Flete, desde Refinería Manaos a Refinería Iquitos, en moneda del año 2014

La información brindada por la empresa PETROPERÚ estaba en moneda del año 2009, usando las tasas de inflación anuales se calculó tanto el costo de fletes, el precio de compra de NFCC y el costo del alquiler de la barcaza a moneda constante del año 2014

Moneda del año	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Tasa de Inflación	-	1,5%	3,0%	1,7%	2,0%	2,0%
Flete Terrestre desde RFTL a RFIQ (US\$/Bi)	11,3	11,5	11,8	12,0	12,2	12,5
Flete Fluvial desde RFTL a RFIQ (US\$/Bi)	4,5	4,5	4,7	4,8	4,9	5,0
Flete por transportar NFCC desde REMAN a RFIQ (US\$/Bi)	8,5	8,6	8,9	9,0	9,2	9,4
Precio de Compra de NFCC de REMAN a RFIQ	90,4	91,7	94,5	96,1	98,0	100,0
Costo de Alquiler de Barcaza (US\$)	340,0	345,1	355,5	361,5	368,7	376,1

Tabla 6.36 Conversión de los Costos de Flete Fluvial y Terrestre por Transportar NFCC desde RFTL y REMAN a moneda constante del año 2014

i. Ahorro por Evitar Costo de Flete Fluvial por Transportar Diesel USL.

AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Requerimiento de Diesel 2 USL para OPS (BDC) ^[7]	1178	1237	1299	1364	1432	1503	1579	1658	1740	1827
Costo de Flete por transportar desde REMAN a RFIQ (US\$/B) ^[2]	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Número de Viajes Anuales para Transportar NFCC	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
Total (MUS\$/AÑO)	4043	4245	4457	4680	4914	5160	5418	5689	5973	6272

Tabla 6.37 Ahorro por Evitar Costo de Flete Fluvial por Transportar Diesel USL. En MUS\$ Dólares Constantes del 2014

Notas:

^[7] Requerimiento de Diesel 2 en BDC, considera la demanda de Planta de Venta Iquitos y Planta de Venta Yurimaguas.

j. Ganancia por Cubrir la Demanda no Atendida de Gasolina 86 para Exportación.

AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Demanda de Gasolina 86 de Leticia (BPD) ^[8] y ^[9]	150	158	165	174	182	191	201	211	222	233
Cobertura de la demanda de Gasolina 86 (BPD) ^[10]	75	79	83	87	91	96	101	106	111	116
Diferencial fijo (PLUS) ^[11]	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Ingreso mensual por venta G-86 (MUS\$/Mes)	45	48	50	52	55	58	61	64	67	70
Ingreso anual por venta G-86 (MUS\$/Año)	551	578	607	638	670	703	738	775	814	855

Tabla 6.38 Ganancia por Cubrir la Demanda no Atendida de Gasolina 86 para Exportación. En MUS\$ Dólares Constantes del 2014

Notas:

^[8] Las ventas de Gasolina 86 para exportación en el año 2002 fue de 115 BPD. Asimismo, para el año 2015 se estima una demanda de 150 BPD.

^[9] Se estima un crecimiento de la demanda de Leticia del orden de 5% anual en las ventas.

^[10] La empresa PETROPERÚ estima cubrir el 50% de la demanda de Gasolinas de Leticia.

^[11] El Diferencial se obtiene de los contratos de venta de Diesel 2 a Ecopetrol.

Moneda del año	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Tasa de Inflación	-	1,5%	3,0%	1,7%	2,0%	2,0%
Diferencial fijo (PLUS)	18,2	18,5	19,0	19,3	19,7	20,1

Tabla 6.39 Conversión del diferencial que se obtiene de los contratos de venta de Diesel 2 a Ecopetrol a moneda constante del año 2014

k. Ingresos por Cubrir la Demanda no Atendida de Gasolina 84 en Planta de Ventas Iquitos.

AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Demanda no atendida de Gasolina 84 en PVI (BPD) ^{[12] y [13]}	127	133	140	147	154	162	170	179	188	197
Margen de utilidad por venta de G-84 (\$/Bl) ^[14]	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Ingreso mensual por venta G-84 (MUS\$ /mes)	63	66	70	73	77	81	85	89	93	98
Ingreso anual por venta G-84 (MUS\$ /año)	770	808	848	891	935	982	1031	1083	1137	1194

Tabla 6.40 Ingresos por Cubrir la Demanda no Atendida de Gasolina 84 en Planta de Ventas Iquitos. En MUS\$ Dólares Constantes del 2014

Notas:

[12] Se considera un 10% del total de Ventas de Gasolina 84 (BDC) en Planta de Ventas Iquitos para el 2012.

[13] Se estima un incremento de 5% anual de la demanda.

[14] Indicadores de Gestión del año 2009, margen de utilidad por ventas de Gasolina 84.

Moneda del año	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Tasa de Inflación	-	1,5%	3,0%	1,7%	2,0%	2,0%
Margen de utilidad por venta de G-84 (\$/bls)	15,0	15,2	15,7	15,9	16,3	16,6

Tabla 6.41 Conversión del margen de utilidad por ventas de Gasolina 84 a moneda constante del año 2014

l. Ingresos por Cubrir la Demanda no Atendida de Diesel 2 By-Pass.

AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Demanda atendida de ventas de Diesel 2 By-Pass (BPD)	345	362	380	399	419	440	462	485	510	535
Demanda no atendida de Diesel 2 Venta By-Pass (BPD) ^[15] y ^[16]	86	91	95	100	105	110	116	121	127	134
Margen de utilidad por venta de Diesel 2 (\$/BI) ^[17]	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Ingreso mensual por venta Diesel 2 (MUSS/Mes)	34	36	38	40	42	44	46	48	51	53
Ingreso anual por venta Diesel 2 (MUSS/Año)	418	439	461	484	508	533	560	588	617	648

Tabla 6.42 Ingresos por Cubrir la Demanda no Atendida de Diesel 2 By-Pass. En MUSS Dólares Constantes del 2014

Notas:

[15] Se considera un 25% de las Ventas By-Pass realizadas en el año 2009

[16] Se estima un incremento de 5% anual en las ventas.

[17] Indicadores de Gestión del año 2009, margen de utilidad por ventas de Diesel 2.

Moneda del año	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Tasa de Inflación	-	1,5%	3,0%	1,7%	2,0%	2,0%
Margen de utilidad por venta de Diesel 2 (\$/BI)	12,0	12,2	12,5	12,8	13,0	13,3

Tabla 6.43 Conversión del margen de utilidad por ventas de Diesel 2 a moneda constante del año 2014

m. Ganancia por Ventas de Diesel 2 en el Mercado Exterior.

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Venta mensual de Diesel 2 para exportación ^[18] y ^[19]	3619	3691	3765	3841	3917	3996	4076	4157	4240	4325
Diferencial fijo (PLUS) ^[20]	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Ingreso mensual por venta D-2 exportación (MUSS/Mes)	73	74	76	77	79	80	82	84	85	87
Ingreso anual por venta D-2 exportación (MUSS/Año)	874	891	909	927	946	965	984	1004	1024	1044

Tabla 6.44 Ganancia por Ventas de Diesel 2 en el Mercado Exterior. En MUSS Dólares Constantes del 2014

Notas:

[18] Promedio de Petrodiesel 2 Exportación a Ecopetrol del año 2009.

[19] Se estima un incremento de 2% anual en las ventas. Debido a demanda no atendida de pedidos y requerimientos.

[20] Contrato de Venta de Diesel 2 a Ecopetrol.

n. Evaluación Económica

Las tablas con las evaluaciones económicas correspondientes para cada caso planteado se encuentran en el capítulo 10 (Ítem 10.3: Evaluación económica de los casos seleccionados). En la tabla 6.45 se muestra en resumen los resultados de las evaluaciones económicas

CUADRO RESUMEN:

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6
VAN (MUSS)	86 251,6	180 367,1	323 396,2	106 084,6	51 870,4	541 256,0
TIR	20,2%	26,5%	35,0%	18,7%	14,8%	42,2%
PAYOUT (años)	6,3	4,6	3,2	6,8	8,8	2,5

Tabla 6.45 Cuadro Resumen de la Evaluación Económica para todos los Casos.

6.1.4 Criterios para la Selección del Esquema más Conveniente.

6.1.4.1 Caso Base: Sin Inversión.

- En este escenario de inversión nula, no se realizan cambios en la configuración de la Refinería Iquitos (no se amplía ni se añade ninguna unidad de proceso adicional). Constituye la base sobre la cual se evaluarán los beneficios de otras alternativas de solución al problema.

- El cumplimiento de las especificaciones de los combustibles y sus demandas se alcanzará únicamente mediante cambios en la dieta de crudos, además de continuar con la transferencia e importación de combustibles.

- Se seguirá manteniendo el transporte de grandes volúmenes de naftas de alto octanaje, vía transferencia desde Refinería Talara y de la importación desde Refinería Manaos, además que con el crecimiento de la demanda se necesitará transportar cada vez más altos volúmenes para la formulación de gasolinas, resultando un efecto neto en el aumento del costo necesario para mantenerse en el negocio de las gasolinas.

- No podrá ser autosuficiente, toda vez que continúe la dependencia de otras operaciones de Petroperú S.A. para el abastecimiento de combustibles en sus plantas de ventas, requiriendo alquilar camiones cisternas para realizar el transporte y por consecuencia pagar altos costos en fletes terrestres.
- Peligro en el transporte de combustibles vía camión cisterna, exponiéndose a volcaduras, problemas operativos, incendios, etc.
- Refinería Iquitos tiene que adquirir Diesel 2 USL (Bajo Azufre, < a 50ppm) a través de transferencias o importaciones para poder cumplir con las especificaciones de calidad de los combustibles acorde con la reglamentación ambiental vigente.
- Debido al crecimiento del PBI, parque automotor y población, la demanda de combustibles en el mercado de influencia de Operaciones Selva crecería, debiendo suministrarse combustibles en su totalidad desde otras operaciones a las plantas de ventas Tarapoto, Yurimaguas y Pucallpa, repercutiendo en altos gastos por fletes. Asimismo, Refinería Iquitos abastecerá solamente la demanda de Planta de Ventas Iquitos.
- No será posible que la refinería Iquitos pueda atender con el requerimiento de diluyente por parte de la empresa Perenco. De igual manera, podrá abastecer a la creciente demanda del mercado de exportación.

Los resultados del caso base son:

- ✓ Operaciones Selva seguirá siendo dependiente de otras operaciones para el abastecimiento de combustibles en su mercado de influencia.
- ✓ Pérdidas de dinero por altos costos en fletes de transporte.
- ✓ La refinería Iquitos continuará con la transferencia e importación de Nafta Craqueada.
- ✓ Se requerirá transportar Diesel-2 de bajo azufre para cumplir con la normatividad y reglamentación ambiental vigente.
- ✓ Los altos costos en operación, insumos y fletes producirá un descenso significativo del estado financiero de la Refinería.

- ✓ El mercado de influencia de Operaciones Selva, correrá el riesgo de limitarse a abastecer solamente la demanda de Planta de Ventas Iquitos.

6.1.4.2 Caso 1: Instalación de UDV y RCC

- La refinería Iquitos deberá seguir transportando Nafta Craqueada desde otra operación o desde importación debido a que la producción de gasolinas no satisficará el requerimiento de la demanda desde el inicio del proyecto,
- De maximizarse la producción de Gasolinas, se obtendría altos excedentes de destilados medios (Diesel + Turbo A1).
- La producción de residuales y coque representa un problema para la refinería, pues su venta en el mercado es muy difícil y poco rentable.

Los resultados de este caso son:

- ✓ La inversión es de 203,6 MMUS\$, resultando un VAN: 86 251,6 MUS\$, TIR: 20,2% y Pay-Out: 6,3 años.
- ✓ Existe déficit en la producción de Gasolinas.
- ✓ La producción de GLP es mínima, produciendo lo suficiente y necesario para satisfacer el mercado local.
- ✓ La producción de Coque es mínima, de igual manera se tendría problemas de manipulación y comercialización del material generado.

6.1.4.3 Caso 2: Instalación de UDV y UCC.

- Para este esquema se prioriza la producción de Gasolinas, presenta un excedente de Turbo A-1 y Diesel 2 que puede ser destinado al mercado de exportación.
- La Unidad de Craqueo Catalítico, proveerá de los componentes de alto octanaje, evitando el régimen de transferencias e importaciones de Nafta Craqueada.
- La producción de GLP, abrirá nuevas posibilidades para la diversificación de la matriz energética en la Selva Norte del Perú.
- Se evitará el transporte de Diesel USL (bajo azufre) conforme a lo que exige la reglamentación ambiental vigente. Las especificaciones de los productos se podrán cumplir a través de las unidades de hidrotatamiento.

- Con la instalación de la Unidad de Craqueo Catalítico, la refinería Iquitos podrá contar con cargas futuras para nuevas unidades de proceso como: Reformación Catalítica y Alquilación.

Los resultados de este caso son:

- ✓ La inversión es de 221,8 MMUS\$, resultando un VAN: 180 367,1 MUS\$, TIR: 26,5% y Pay-Out: 4,6 años.
- ✓ Operaciones Selva presentará autosuficiencia y producirá combustibles que cumplan con las especificaciones.
- ✓ El excedente de producción de destilados medios puede ser derivado al mercado de exportación.
- ✓ La producción de GLP es alta, requiriéndose la búsqueda nuevos mercados o evaluar la exportación del producto.

6.1.4.4 Caso 3: Instalación de UDV, UCC y Visbreacking.

- Se obtiene una alta producción de Gasolinas en la UDP, debido al diluyente de los crudos pesados.
- Se prioriza la producción de Diesel-2 debido al pobre rendimiento de destilados medios del Crudo Loreto y Perenco.
- Para este caso, se añade al caso anterior la instalación de una unidad de Visbreacking (Viscorreducción), que consiste en el craqueo térmico suave del residuo atmosférico o de vacío.
- La conversión está limitada por las especificaciones de estabilidad de los fueles marinos o industriales y por la formación de depósitos de coque en los equipos (horno e intercambiadores).
- Los productos de conversión de la Viscorreducción son inestables, olefínicos, con gran contenido en azufre y nitrógeno por lo que deben sufrir tratamientos de mejora antes de incorporarse a los correspondientes productos finales.

Los resultados de este caso son:

- ✓ La inversión es de 238,0 MMUS\$, resultando un VAN: 323 396,2 MUS\$, TIR: 35,0% y Pay-Out: 3,2 años.

- ✓ Operaciones Selva presentará autosuficiencia y producirá combustibles que cumplan con las especificaciones.
- ✓ El excedente de producción de las gasolinas de alto octanaje, pueden ser derivados al mercado de exportación o satisfacer el requerimiento de diluyentes de crudos pesados.
- ✓ La producción de GLP es alta, requiriéndose la búsqueda nuevos mercados o planificar la exportación del producto.
- ✓ Con la unidad de Visbreacking, se minimizará la adición de diluyentes ligeros, debido a que el proceso reduce significativamente la viscosidad del residuo.

6.1.4.5 Caso 4: Instalación de Unidad de Delayed Coking.

- El proceso de Coquificación Retardada se enfoca en la tecnología de Foster Wheeler. Esta tecnología tiene dos desventajas principales por las cuales no deben ser consideradas:
 - El capital requerido es más grande que el capital requerido para una unidad de Flexicoker. La literatura confirma que la diferencia entre los dos procesos es la enorme cantidad de coque generado por el proceso de coquificación retardada del crudo pesado procesado. Esto significa que se debe tener recipientes más grandes para el coque y contar con equipos para su manipuleo. Por lo tanto el estimado de capital será más grande.
 - La segunda desventaja es la gran cantidad de coque producido por la coquificación retardada. En la actualidad, no existe una manera razonable de disponer del coque. Actualmente el mercado de coque esta sobre abastecido, de tal forma que sería muy difícil su venta.
- La ubicación de la refinería Iquitos no le permitirá manipular grandes cantidades de coque. No cuenta con muelle o el equipo necesario disponible para manejar este material. Tampoco tienen el terreno disponible para almacenar el coque.

- Como posible alternativa está en convertir el coque en electricidad y enviarlo a la red. Los ingresos generados en este caso no producen un retorno aceptable del capital requerido.

Los resultados de este caso son:

- ✓ La inversión es de 309,6 MMUS\$, resultando un VAN: 106 084,6 MUS\$, TIR: 18,7% y Pay-Out: 6,8 años.
- ✓ El excedente de producción de gasolinas, puede ser derivado al mercado de exportación o satisfacer el requerimiento de diluyentes de crudos pesados.
- ✓ Se estima que el rendimiento de las gasolinas presentaran un RON de 83, necesitándose así de unidades mejoradoras de octanaje. Caso contrario se arriesgaría a seguir transfiriendo e importando Nafta Craqueada.
- ✓ Debido al pobre rendimiento del petróleo crudo pesado, existirá déficit de Turbo A-1. Requiriéndose así su adquisición vía transferencia desde otra operación.
- ✓ La producción de coque es alta, esto es desfavorable para refinería Iquitos, tanto técnica, operativa y económicamente.

6.1.4.6 Caso 5: Instalación de Unidad de Flexicocking

- El proceso del Flexicocking, convierte el 84-88% en peso de la carga a productos líquidos o gases. Es un proceso muy robusto en el que coquización y gasificación están integradas. En términos de operación y mano de obra es avanzado con relación a la coquización retardada.
 - Este proceso puede eliminar todo el residuo de vacío sin generar grandes cantidades de combustibles residuales y coque. Estos materiales presentan un problema para la refinería, pues su venta en el mercado es muy difícil y poco rentable.
 - El calor requerido para la destilación de los Gasóleos se originará por la quema de coque y no por el empleo de gas natural o de gas de refinería, debido a la configuración misma del Flexicoker. El Flexicoker convierte el coque producido en Flexigas, un gas con bajo BTU que puede ser usado como

combustible para la refinería, minimizando o eliminando la necesidad de comprar gas natural

- El método de “Flexicocking” patentado por ExxonMobil, es una alternativa del proceso de Cocking que no arroja residual. El coque producido del craqueo térmico se consume en una regeneradora que aprovecha del calor del reactor para generar un gas combustible de bajo BTU. Este gas sería quemado en una caldera de diseño especial para producir vapor que se utilizaría en turbinas convencionales para la generación de electricidad.

Los resultados de este caso son:

- ✓ La inversión es de 372,7 MMUS\$, resultando un VAN: 51 870,4 MUS\$, TIR: 14,8% y Pay-Out: 8,8 años.
- ✓ Dentro de las ventajas para esta operación está la relativa poca producción de coque, y la producción de gas de bajo BTU para ser quemado en hornos, caldero CO y equipos de cogeneración.
- ✓ Se estima que el rendimiento de Gasolinas presente un RON de 83, necesitándose de unidades mejoradoras de octanaje. Caso contrario, se tendrá que seguir transfiriendo e importando Nafta Craqueada.
- ✓ El excedente de producción de Diesel 2, que puede ser vendido al mercado de exportación.
- ✓ Debido al pobre rendimiento del petróleo crudo pesado, existirá un déficit de Turbo A-1. Se requerirá de la adquisición vía transferencia desde otra operación.
- ✓ La producción de coque es mínima, además es manejable aprovechando la producción de Flexigas como combustible.

6.1.4.7 Caso 6: Instalación de Unidad de Hidrocracking

- En el proceso del Hidrocracking, el residuo es puesto en contacto con el hidrógeno con la presencia de un catalizador. Este convierte los asfaltenos del residuo en productos hidrogenados que pueden ser posteriormente procesados y convertidos en productos ligeros. Este proceso necesita grandes cantidades de

hidrogeno para convertir la mayoría de los asfaltenos en productos hidrogenados.

- El consumo de catalizador es alto, debido a que los metales normalmente presentes en el crudo envenenan el catalizador que es requerido para el proceso de Hidrocraqueo.

- El hidrocraqueo de residuales no convierte la totalidad de estos, deja grandes cantidades de residuales para ser mezclados como petróleos industriales. No existe ventaja para efectuar un gasto de capital si se sigue este esquema. Las grandes cantidades de fondos son similares a las grandes cantidades de coque generado por la Coquificación Retardada.

Los resultados de este caso son:

- ✓ La inversión es de 297,4 MMUS\$, resultando un VAN: 541 256,7 MUS\$, TIR: 42,2% y Pay-Out: 2,5 años.
- ✓ Este caso no cumple con el objetivo de minimizar o eliminar la cantidad de petróleos industriales que son transferidos a otras operaciones
- ✓ El excedente de producción de gasolinas, pueden ser derivados al mercado de exportación o satisfacer el requerimiento de diluyentes de crudos pesados.
- ✓ Este caso presenta excedentes de producción de Turbo A-1 y de destilados medios, mientras que la producción de Diesel 2 presenta déficit.
- ✓ La producción de residuales es alta y no se soluciona el problema de rendimiento de productos de fondo.

6.1.5 Resultados

De acuerdo a la evaluación económica, el tipo de esquema seleccionado sería el de la instalación de una Unidad de Hidrocracking (Caso 6), y como segunda opción el de la instalación de una Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado – FCC (Caso 3). Sin embargo, la producción de residuales es alta (para el Caso 6) y con ello no se soluciona el problema de rendimiento de los productos de fondo. El hidrocraqueo, deja grandes cantidades de residuales

para ser mezclados como petróleos industriales. No existe ventaja para efectuar un gasto de capital si se sigue este esquema.

Se concluye entonces que la mejor tecnología evaluada en comparación a todas las unidades mencionadas es el Caso 3, la cual resulta ser la más rentable, toda vez que resuelve el problema de déficit de gasolinas de alto octanaje y destilados medios, brindando a Operaciones Selva autosuficiencia en el suministro de la demanda de combustibles acorde con las especificaciones.

7. ANÁLISIS ECONÓMICO

7.1 Introducción

En base al estudio técnico de los esquemas expuestos en el capítulo anterior, se hizo la elección del Caso 03: Instalación de UDV, UCC y Visbreaking, sobre la cual se realizó la evaluación económica. Ésta será sustentada a través del flujo de caja, tasa interna de retorno (TIR), valor actual neto (VAN) y el tiempo de recupero de la inversión (años).

El propósito del presente estudio radica en presentar la información más relevante, extraída a lo largo del desarrollo de la presente tesis acerca de la demanda de los productos de refinería, sus precios, la estimación de la producción de los productos y los costos de inversión en base al Know-How obtenido de la empresa Petroperú. Esto con la finalidad de analizar si la opción escogida es rentable u aplicable para cubrir los déficits de naftas de alto octanaje que demanda la región.

En adición, el análisis y enfoque realizado es principalmente una estimación económica sobre el monto de inversión que representaría la instalación de nuevas unidades de proceso que mejoren el pool de productos que produce actualmente la refinería, con ello no se pretende obtener resultados exactos y definitivos, mas bien se expone a su mejoramiento e investigación mas exhaustiva.

7.2 Bases para la Evaluación Económica del Caso Seleccionado

a. Costos de Inversión

Se toma como referencia el cálculo de los costos valorizados en el 2006 del el Estudio de Factibilidad para la Modernización de la Refinería Talara mostrados en la tabla 7.1, para luego convertir a moneda constante del año 2014 (año base), esto de manera similar al capítulo 6

Esta vez, no se considera la ampliación de la unidad principal (Unidad de de Destilación Primaria), puesto que trabajaremos con la carga máxima instalada de la unidad (12 000 BDC).

UNIDADES	MMUSS/MBI (*)	CASO 3	
		Capac. (MB)	Costo (MMUSS)
UDV	0,9333	8,0	7,5
FCC	4,8077	6,0	28,8
Visbreacking		4,0	12,0
Hidrotratamiento Diesel	1,9100	5,0	9,5
Hidrotratamiento Nafta Craqueada	3,2889	6,0	19,7
OTROS			
Planta de Hidrógeno (MMPCD)	3,6907	5,0	18,5
Planta de Ácido Sulfúrico (MTMD)	160	0,05	8,0
Planta de Gas Insaturado (0.30% Costo RFTL)	3,6		3,6
Planta Tratam. Cáustico (0.30% Costo RFTL)	2,9		2,9
Planta de Aminas (0.30% Costo RFTL)	1,4		1,4
Cogeneración Eléctrica (MW)	1,7	15,0	25,5
COSTOS DIRECTOS (C.D.)			137,4
COSTOS INDIRECTOS (30% C.D.)			41,2
COSTO TOTAL			178,7

(*) Precios US\$/BL, referencia del Estudio de Factibilidad para la Modernización de Refinería Talara.

Tabla 7.1 Costo de las Unidades de Procesamiento para el Caso 03. En costos valorizados en el año 2006

(MMUSS) Moneda del año	i%	CASO 1
2006	-	178,7
2007	4,1%	186,0
2008	0,1%	186,2
2009	2,7%	191,2
2010	1,5%	194,1
2011	3,0%	199,9
2012	1,7%	203,3
2013	2,0%	207,3
2014	2,0%	211,5

Tabla 7.2 Calculo del Costo de las Unidades de Procesamiento para el Caso 03 en MMUS\$ Dólares Constantes del 2014

b. Ventas Históricas y Proyección en Ventas:

Debido a que se está trabajando sólo con la carga máxima de la UDP (12 000 BDC), se considera el abastecimiento de las gasolinas sólo para las Plantas de Ventas de Iquitos y Yurimaguas.

Producto	BDC Promedio por Año							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
G-84(*)	780,3	869,1	1006,3	1180,9	1247,5	1467,0	1540,1	1483,8
G-90(*)	56,3	61,7	66,6	80,0	119,0	109,3	118,4	127,0
Diesel 2	2239,3	2454,8	2694,1	2885,8	2884,6	3199,2	3162,1	3296,4
Turbo A-1	335,2	332,5	340,9	423,1	248,4	485,4	493,4	518,7
DPM	103,5	80,1	63,3	50,7	46,0	23,8	0,0	0,0
Residual 6	1234,6	1391,8	1173,6	1379,6	1222,2	1329,2	943,8	972,3
Total	4749,2	5189,9	5344,7	6000,2	5767,8	6613,8	6257,8	6398,1
Crecimiento Anual	(*)	9,3%	3,0%	12,3%	-3,9%	14,7%	-5,4%	2,2%

(*)Suponiendo que sólo se abastecerá de gasolinas a las Plantas de Ventas de Iquitos y Yurimaguas.

Tabla 7.3 Ventas Históricas Promedio 2005-2012 – Operaciones Selva. Fuente: Petroperú.

Producto	Estimación al 2024	BDC Promedio por Año					
		2013	2014	2015	2016	2017	2018
G-84(*)	15,5%	1545,3	1609,5	1676,4	1746,3	1819,1	1895,0
G-90(*)	24,0%	146,0	167,9	193,1	222,0	255,4	293,7
Diesel 2	19,5%	3437,0	3584,3	3738,7	3900,5	4070,2	4248,1
Turbo A-1	8,0%	545,4	573,6	603,2	634,4	667,2	701,9
DPM	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Residual 6	7,0%	1001,6	1031,9	1063,1	1095,2	1128,3	1162,4
Total	-	6675,4	6967,2	7274,5	7598,4	7940,1	8301,0

(*)Suponiendo que sólo se abastecerá de gasolinas a las Plantas de Ventas de Iquitos y Yurimaguas.

Tabla 7.4 Proyección en Ventas 2013-2018

Producto	Estimación al 2024	BDC Promedio por Año					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
G-84(*)	15,5%	1974,3	2056,9	2143,1	2233,0	2326,8	2424,7
G-90(*)	24,0%	337,7	388,4	446,6	513,6	590,6	679,2
Diesel 2	19,5%	4434,7	4630,5	4836,0	5051,8	5278,4	5516,4
Turbo A-1	8,0%	738,3	776,8	817,2	859,9	904,8	952,2
DPM	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Residual 6	7,0%	1197,5	1233,7	1271,0	1309,4	1349,0	1389,7
Total	-	8682,5	9086,2	9513,9	9967,7	10449,6	10962,2

(*)Suponiendo que sólo se abastecerá de gasolinás a las Plantas de Ventas de Iquitos y Yurimaguas.

Tabla 7.5 Proyección en Ventas 2019-2024

c. Precios:

Se toman los referentes a las tablas 6.11, 6.12 y 6.13

d. Materia prima:

Se considera que el Crudo Mayna (Lote 8), continúe su producción por 10 años y en ese periodo de tiempo, se descubra más petróleo de calidad liviana o intermedia.

e. Balance de Masa:

Se hace referencia a los rendimientos calculados para el crudo Mayna, de acuerdo a la bibliografía utilizada para este esquema. Véase figura 7.1

Rendimientos y Producción:

1. UDP: La UDP operará a su máxima capacidad instalada (12 000 BDC).

Productos	Rendimientos	Producción
Gas	0,3%	36
Nafta Primaria	2,7%	324
Turbo A-1 / DPM	7,5%	900
Diesel 2	27,5%	3 300
Crudo Reducido	62,0%	7 440

2. UDV: Carga de 6 296,5 BDC (84,6% Crudo Reducido de la UDP).

Productos	Rendimientos	Producción
Gas	0,2%	12,6
GOL	8,0%	503,7
GOP	54,5%	3 431,6
Fondos	37,3%	2 348,6

3. VISBREAKING: Carga de 2 348,6 BDC

Productos	Rendimientos	Producción
Gas	0,7%	16,4
Nafta	4,4%	103,3
LGO	12,8%	300,6
Fondos	82,1%	1928,2

4. FCC: Carga de 4 575,1 BDC con una expansión volumétrica de 14% (25% Crudo Reducido de la UDP y 75% GOP).

Productos	Rendimientos	Producción
Gas	1,0%	45,8
GLP	31,0%	1 418,3
NFCC	56,4%	2 580,4
LCO	10,3%	471,2
HCO	5,3%	242,5
ACL	9,9%	452,9

f. Producción:

Producto	Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
GLP	Demanda												
	Producción			1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418
	Exceso/Déficit			1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418
TOTAL GASOLINAS	Demanda	1691	1777	1870	1968	2074	2189	2312	2445	2590	2747	2917	3104
	Nafta Primaria			427	427	427	427	427	427	427	427	427	427
	NFCC			2580	2580	2580	2580	2580	2580	2580	2580	2580	2580
	Exceso/Déficit			1138	1039	933	819	696	562	418	261	90	-96
DIESEL	Demanda	3437	3584	3739	3901	4070	4248	4435	4630	4836	5052	5278	5516
	Producción			4104	4104	4104	4104	4104	4104	4104	4104	4104	4104
	Exceso/Déficit			366	204	34	-144	-330	-526	-732	-947	-1174	-1412
TURBO A-1	Demanda	545	574	603	634	667	702	738	777	817	860	905	952
	Producción			900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
	Exceso/Déficit			297	266	233	198	162	123	83	40	-5	-52
DESTILADOS MEDIOS	Demanda	3982	4158	4342	4535	4737	4950	5173	5407	5653	5912	6183	6469
	Producción			5004	5004	5004	5004	5004	5004	5004	5004	5004	5004
	Exceso/Déficit			662	469	267	54	-169	-403	-649	-907	-1179	-1464
RESIDUAL 6	Demanda	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
	Producción			3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095
	Exceso/Déficit			1595	1595	1595	1595	1595	1595	1595	1595	1595	1595

Tabla 7.6 Producción Proyectada para el Caso-3 en el periodo 2013-2024

g. Utilidad en ventas:

FCC, Crudo Maynas	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
PRODUCCIÓN										
GLP	1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418	1418
Gasolinas	3008	3008	3008	3008	3008	3008	3008	3008	3008	3008
Diesel 2	4104	4104	4104	4104	4104	4104	4104	4104	4104	4104
Turbo A-1	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Residual	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095	3095
PRECIOS										
GLP	102,2	102,2	102,2	102,2	102,2	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3
Gasolinas	115,9	115,9	115,9	115,9	115,9	103,0	103,0	103,0	103,0	103,0
Diesel 2	123,3	123,3	123,3	123,3	123,3	110,4	110,4	110,4	110,4	110,4
Turbo A-1	116,3	116,3	116,3	116,3	116,3	103,4	103,4	103,4	103,4	103,4
Residual	98,1	98,1	98,1	98,1	98,1	85,2	85,2	85,2	85,2	85,2
VENTAS										
GLP	144903	144903	144903	144903	144903	126584	126584	126584	126584	126584
Gasolinas	348495	348495	348495	348495	348495	309647	309647	309647	309647	309647
Diesel 2	506137	506137	506137	506137	506137	453125	453125	453125	453125	453125
Turbo A-1	104686	104686	104686	104686	104686	93061	93061	93061	93061	93061
Residual	303504	303504	303504	303504	303504	263530	263530	263530	263530	263530
INGRESOS	1407721	1407721	1407721	1407721	1407721	1245944	1245944	1245944	1245944	1245944
PETRÓLEO CRUDO										
Carga Total	12000	12000	12000	12000	12000	12000	12000	12000	12000	12000
Precio Mayna	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6
EGRESOS	1175836	1175836	1175836	1175836	1175836	1014642	1014642	1014642	1014642	1014642
UTILIDAD DIARIA (US\$)	231884	231884	231884	231884	231884	231302	231302	231302	231302	231302
UTILIDAD ANUAL (MU\$)	84638	84638	84638	84638	84638	84425	84425	84425	84425	84425

Tabla 7.7 Utilidad en Ventas para el periodo 2015-2024

h. Ingresos:

Para el cálculo de los ingresos, se toman los referentes a las tablas 6.35, 6.36, 6.37, 6.38, 6.39, 6.40, 6.41, 6.42, 6.43 y 6.44

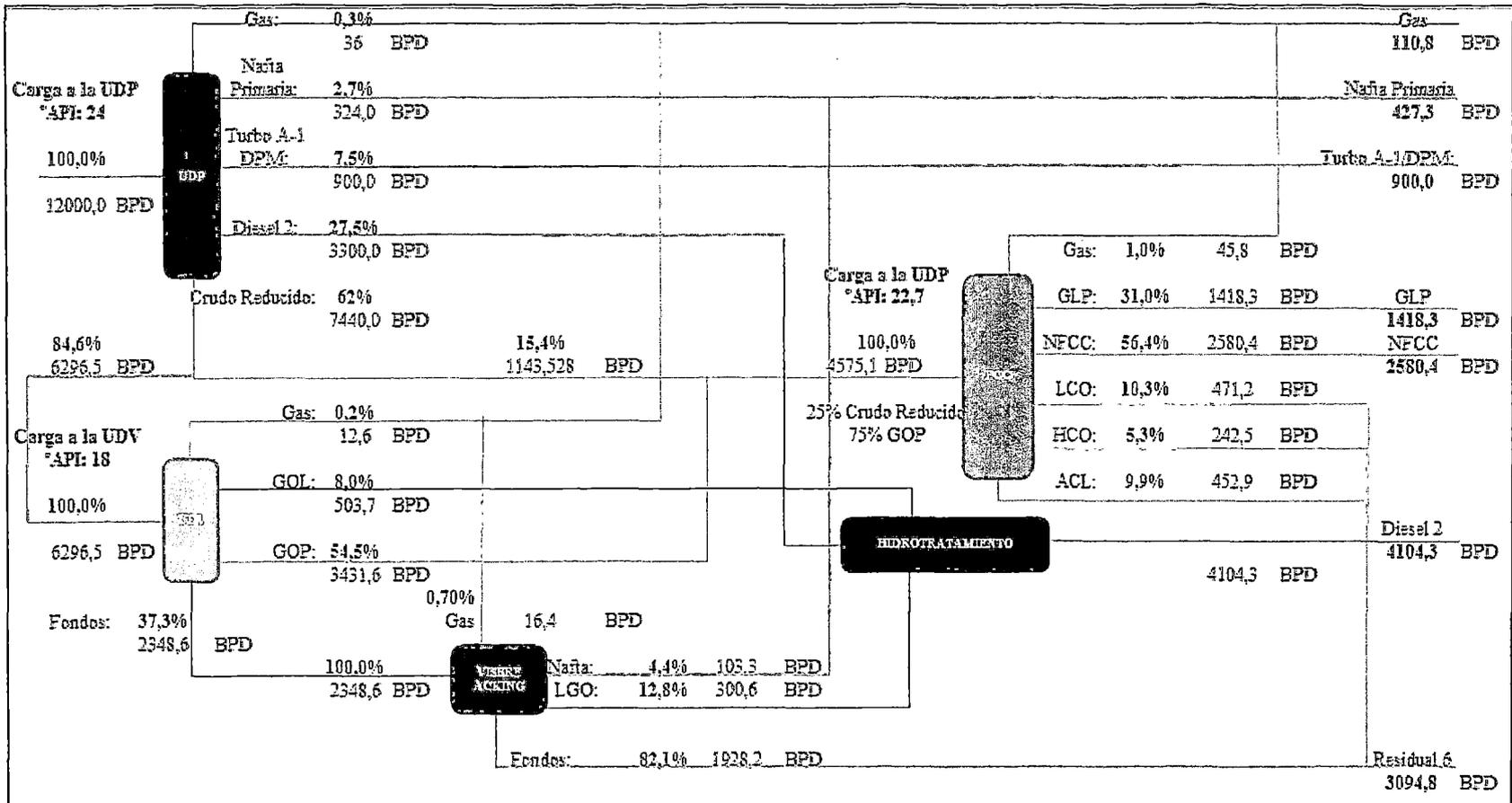


Figura 7.1 Balance de masa para el Caso 03: Instalación de UDV, FCC y Visbreaking, para el Procesamiento de Crudos Mayna.

7.3 Evaluación Económica

Caso 3: Instalación de UDV, UCC y Visbreaking.

Inversión Actualizada (MU\$S):

AÑO	2013	2014	Total
	-1	0	
Inversión dólares constantes del 2014	105 746,1	105 746,1	211 492,2

Evaluación Económica:

AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MU\$ del año 0	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN												
Recursos propios	105746	105746										
Capital de trabajo			1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
TOTAL INVERSIÓN	105746	105746	1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
INGRESOS												
Ingreso 01			84638	84638	84638	84638	84638	84425	84425	84425	84425	84425
Ingreso 02			4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573
Ingreso 03			4043	4245	4457	4680	4914	5160	5418	5689	5973	6272
Ingreso 04			551	578	607	638	670	703	738	775	814	855
Ingreso 05			770	808	848	891	935	982	1031	1083	1137	1194

Ingreso 06			418	439	461	484	508	533	560	588	617	648
Ingreso 07			874	891	909	927	946	965	984	1004	1024	1044
TOTAL INGRESOS			95865	96172	96493	96830	97183	97341	97729	98136	98563	99010
EGRESOS												
Costos de operación y mantenimiento (3%)			6345	6345	6345	6345	6345	6345	6345	6345	6345	6345
Depreciación lineal			21149	21149	21149	21149	21149	21149	21149	21149	21149	21149
TOTAL EGRESOS			27494	27494	27494	27494	27494	27494	27494	27494	27494	27494
UTILIDAD BRUTA			68371	68678	68999	69336	69689	69847	70235	70642	71069	71516
Utilidad al personal (10%)			6837	6868	6900	6934	6969	6985	7023	7064	7107	7152
UTILIDAD ANTES DE LOS IMPUESTOS			61534	61810	62099	62402	62720	62862	63211	63578	63962	64365
Impuesto a la renta (30%)			18460	18543	18630	18721	18816	18859	18963	19073	19189	19309
UTILIDAD NETA			43074	43267	43469	43682	43904	44003	44248	44504	44773	45055
Depreciación			21149	21149	21149	21149	21149	21149	21149	21149	21149	21149
Valor de rescate												42298
FLUJO NETO DE FONDOS	-105746	-105746	62318	64416	64619	64831	65053	65153	65397	65654	65923	110408
FLUJO NETO ACTUALIZADO	-105746	-94416	49680	45850	41066	36787	32958	29472	26413	23675	21225	31740
FLUJO ACTUALIZADO ACUMULADO	-105746	-200162	-150483	-104633	-63566	-26779	6179	35650	62063	85739	106964	138704

Tabla 7.8 Evaluación Económica para el Esquema Seleccionado (Caso 3).

TD	12%
VAN (año 0)	138 704,9 MUS\$
TIR	25%
PAYOUT	4,7 años

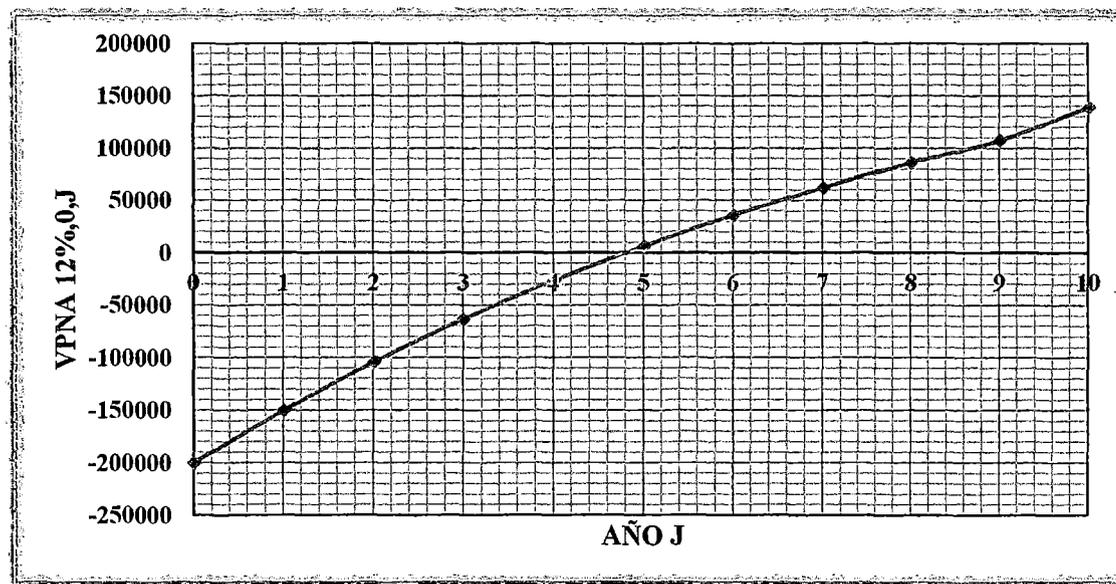


Figura 7.2 Gráfica del Valor Presente Neto Acumulado (VPNA) para el Esquema Seleccionado (Caso 3).

8. CONCLUSIONES

- De acuerdo a los resultados obtenidos en la evaluación técnico-económica, es factible instalar unidades de proceso en la Refinería Iquitos.
- Existe una demanda de componentes de alto octanaje para formular las gasolinas que se consumen en la región selva.
- El suministro de componentes de alto octanaje que se realiza desde la costa y del Golfo, generan altos costos en la formulación de las gasolinas
- Existe la tecnología disponible que permita obtener gasolinas de alto octanaje con la materia prima excedente de refinería Iquitos.
- Existen altas probabilidades de producción de petróleos en la región selva y los mejores estimados hablan de crudos pesados que requieren diluyentes para su transporte y comercial por lo que este es un factor que ayuda la ejecución de unidades de proceso.
- Refinería Iquitos es la instalación refinera de la Selva Peruana que presenta mayores ventajas para la ejecución de inversiones en el mejoramiento de su configuración y de ampliación, debido a su ubicación estratégica, cercanía a pozos de producción nacional de petróleo crudo (Lote 8, 1A/B, 67, 39 y 64), ventajas económicas del transporte fluvial frente al terrestre, amplio mercado de influencia en el ámbito nacional (Loreto, San Martín y Ucayali) e internacional (Colombia, Brasil, Ecuador y Bolivia).
- En comparación a todas las unidades estudiadas, la instalación de una unidad de conversión como la del craqueo catalítico, resulta ser la más rentable, toda vez que resuelve el problema de déficit de gasolinas de alto octanaje y destilados medios, brindando a Operaciones Selva autosuficiencia en el suministro de la demanda de combustibles acorde con las especificaciones del mercado. La unidad de craqueo catalítico,

proveerá de los componentes de alto octanaje, evitando así el régimen de transferencias e importaciones.

- Se cancelaría el pago de fletes por el transporte de gasolinas de alto octanaje, de Nafta Craqueada y de asfaltos desde la costa; tanto flete marítimo, fluvial y terrestre. Se cubriría el déficit de Pucallpa en cuanto a la gasolina de alto octanaje, transportándola desde Iquitos. Además, producirá GLP, abriendo nuevas posibilidades para la diversificación de la matriz energética en la Selva Norte del Perú. De realizarse las inversiones recomendadas, la refinería Iquitos no tendrá dificultad en afrontar la creciente demanda de combustibles y las nuevas especificaciones de combustibles acordes con la reglamentación ambiental exigente.
- La ejecución del proyecto revertirá la balanza comercial negativa de importación de gasolina de alto octanaje y permitiría la captación de mayores tributos, debido a la rentabilidad incremental de la empresa.
- Al producirse diluyentes como la Nafta Craqueada la cual sirve no sólo para la preparación de gasolinas sino también para disminuir la viscosidad del petróleo crudo pesado de la región, como es el caso del crudo Perenco, se evitaría su importación y la de los asfaltos desde Brasil o su transporte desde la costa.
- La inversión generará puestos de trabajo, autosuficiencia energética para la región selva y de disponer de combustibles excedentes para el mercado de exportación. A la vez, se fortalecerá la política descentralista del país, incentivando así el desarrollo de la Amazonía, lo cual tiene una gran importancia geopolítica debido a que los combustibles producidos en la región repercutirían favorablemente en los sectores como transporte, turismo, vivienda, comunicaciones agrícola e industrial.

9. RECOMENDACIONES

- Considerar las proyecciones de producción de crudos en la región selva para las nuevas unidades de proceso, considerando que la dieta de crudos de la refinería Iquitos requiere modificarse, debido a que la producción total y calidad del crudo que procesa actualmente (Lote 8 situado en la selva norte del Perú) ha ido declinando en los últimos diez años.
- Realizar un estudio de mercado para evaluar el comportamiento de la demanda de combustibles en relación al crecimiento económico de la región, lo que permitirá generar proyectos de inversión relacionados con el almacenamiento de productos en la refinería y plantas de ventas.
- Evaluar alternativas disponibles en lo referido a los esquemas de proceso y/o estrategias de comercialización de productos, teniendo en cuenta el cambio potencial en las condiciones de mercado. El estudio de mercado, debe incluir un análisis detallado de la demanda de GLP en el mercado de influencia de Operaciones Selva.
- Contratar el estudio que permita determinar la conveniencia técnica y económica de la instalación de unidades de proceso en Refinería Iquitos para la obtención de nafta de alto octanaje dado que en todos los casos evaluados se demuestra una rentabilidad positiva. Se recomienda continuar con el estudio de pre-factibilidad y/o factibilidad, profundizando el estudio de la presente tesis.

10. APÉNDICE

10.1 Calidad de los Crudos Pesados en Refinería Iquitos

En Refinería Iquitos se procesa petróleo crudo del Lote 8 situada en la selva norte del Perú (operada por la empresa Pluspetrol Norte S.A.), denominado “Crudo Mayna”. La producción total y calidad de este crudo ha declinado de 25,5 MBDC de 28,0°API en el año 2000 a 15,5 MBDC de 24,0°API en el año 2008. Esto ha originado un incremento del rendimiento de residuales y disminución del rendimiento de gasolina y destilados medios.

Crudo procesado en Refinería Iquitos: Crudo Mayna

PROPIEDADES	METODO ASTM / OTROS	2010	2011		
			Min	Prom.	Max
FLUIDEZ					
Gravedad API 15.6 °C, API	D-287	25.3	23.0	24.9	27.0
Gravedad Especifica a 15.6/15.6 °C	D-287	0.9	0.89	0.90	0.92
Punto de escurrimiento, °C	D-97	-5	-15	-12	-6
COMPOSICION					
Vanadio, ppm	D-1548	3.8	4.1	4.6	5.6
Azufre Total, % masa	D-4294	0.500	0.354	0.392	0.430
Contenido de Sales, Lbs/MB	D-3230		2.5	4.8	9.5
CONTAMINANTES					
Agua y Sedimentos, mL/100mL	D-4007	0.4	0.05	0.12	0.20
Agua, % Vol.	D-95		0.0	0.0	0.1
Número de Neutralización, mg/KOH/g	D-3242		0.031	0.047	0.070

Tabla 10.1 Especificaciones del Crudo Maynas. Fuente: Petroperú.

TBP del Crudo Mayna

El Crudo Maynas procesado en Refinería Iquitos está compuesto en promedio por 75% de Crudo Mayna-Corrientes y 25% de Crudo Yanayacu-Residual Trompeteros.

10.1.1 Crudo Mayna Residual Trompeteros:

Curva de Destilación N°1:

IVT (°F)	FVT (°F)	% Vol.	% Vol. Acum.
82,0	300,0	4,5	4,5
300,0	410,0	3,2	7,7
410,0	464,0	2,4	10,1
464,0	500,0	2,2	12,3
500,0	554,0	4,2	16,5
554,0	649,0	10,7	27,2
649,0	750,0	5,2	32,4
750,0	849,0	16,4	48,8
849,0	932,0	11,9	60,7
932,0	1000,0	6,4	67,1
1000,0	-	31,5	98,6

Tabla 10.2 Temperaturas de Corte - Crudo Mayna Residual Trompeteros. Fuente: Petroperú.

Gráfica N°1: TBP – Mayna Residual Trompeteros.

TBP (°F)	% Vol. Acum.
82,0	0,0
300,0	4,5
410,0	7,7
464,0	10,1
500,0	12,3
554,0	16,5
649,0	27,2
750,0	32,4
849,0	48,8
932,0	60,7
1000,0	67,1
>1000,0	100,0

Tabla 10.3 Temperaturas de Corte - Crudo Mayna Residual Trompeteros.

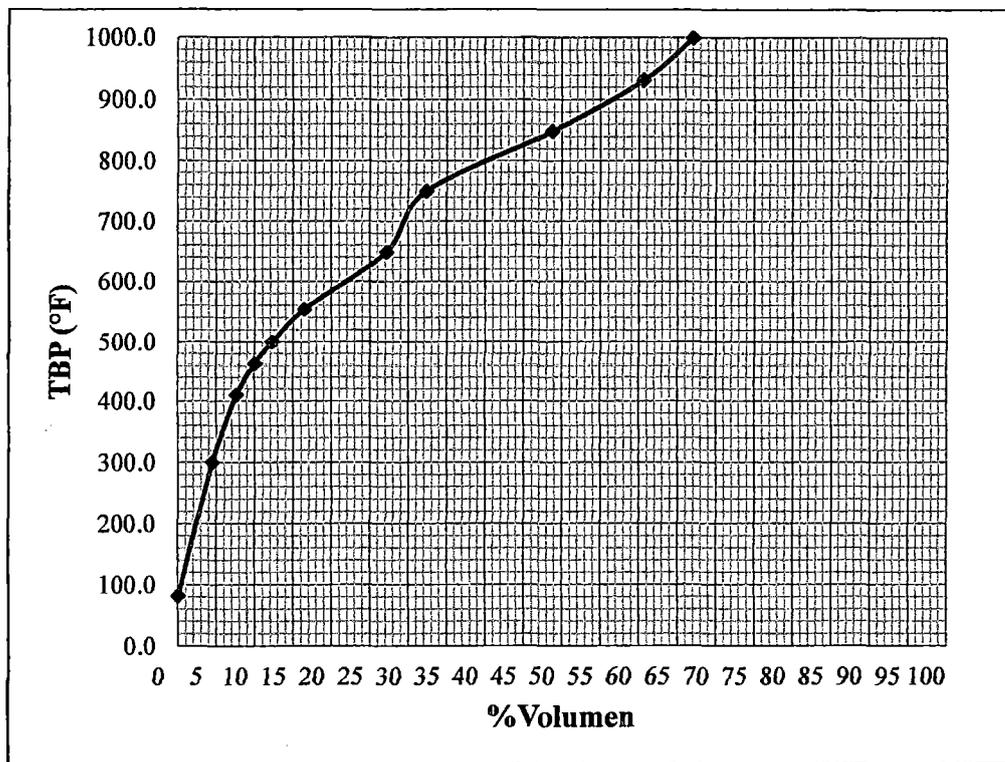


Figura 10.1 Gráfica de la TBP del Crudo Mayna Residual Trompeteros.

10.1.2 Crudo Mayna Corrientes:

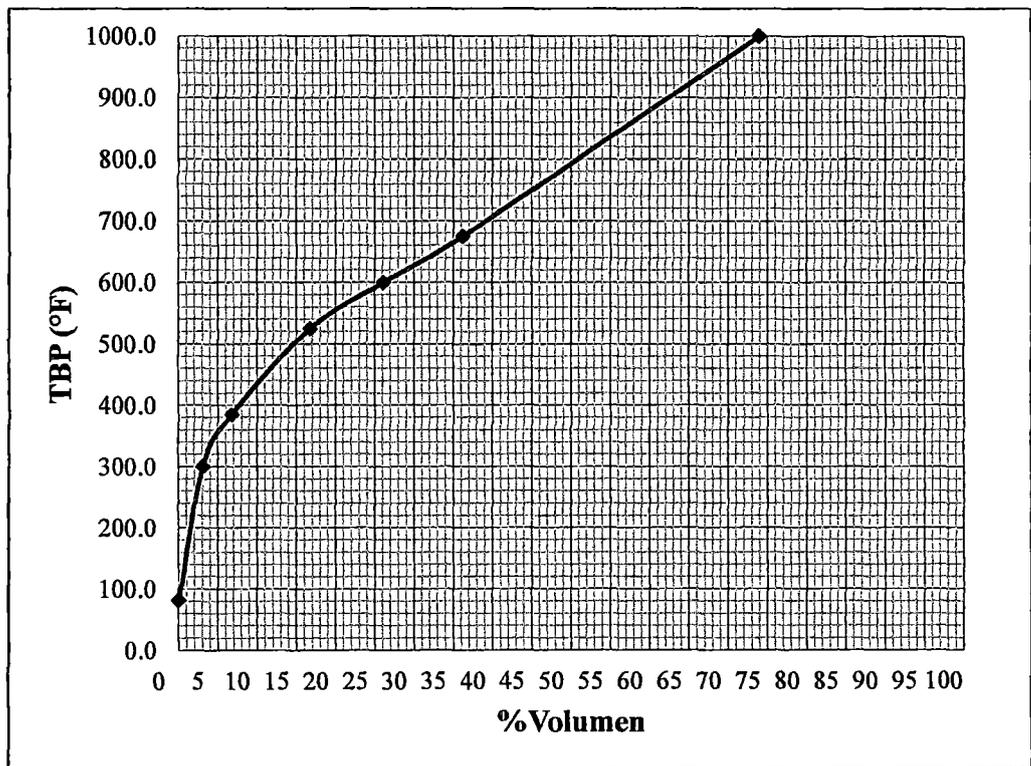
Curva de Destilación N°2:

IVT (°F)	FVT (°F)	% Vol.	% Vol. Acum.
82,0	300,0	3,1	3,1
300,0	385,0	3,7	6,7
385,0	525,0	10,0	16,7
525,0	600,0	9,4	26,1
600,0	675,0	10,1	36,2
675,0	1000,0	37,7	73,9
1000,0		25,7	99,6

Tabla 10.4 Temperaturas de Corte - Crudo Mayna Corrientes. Fuente: Petroperú.

Gráfica N°2: TBP – Mayna Corrientes

TBP (°F)	% Vol. Acum.
82,0	0,0
300,0	3,1
385,0	6,7
525,0	16,7
600,0	26,1
675,0	36,2
1000,0	73,9
>1000,0	100,0

Tabla 10.5 Temperaturas de Corte - Crudo Mayna Corrientes.**Figura 10.2** Gráfica de la TBP del Crudo Mayna Corrientes.

10.1.3 Crudo Maynas Yanayacu:

Curva de Destilación N°3:

IVT (°F)	FVT (°F)	%Vol.	% Vol. Acum.
82,0	300,0	2,1	2,1
300,0	385,0	1,4	3,5
385,0	525,0	6,3	9,8
525,0	600,0	8,5	18,3
600,0	675,0	11,1	29,4
675,0	1000,0	41,6	71,0
1000,0	-	28,7	99,7

Tabla 10.6 Temperaturas de Corte - Crudo Mayna Yanayacu. Fuente: Petroperú.

Gráfica N°3: TBP – Maynas Yanayacu:

TBP (°F)	% Vol. Acum.
82,0	0,0
300,0	2,1
385,0	3,5
525,0	9,8
600,0	18,3
675,0	29,4
1000,0	71,0
>1000,0	100,0

Tabla 10.7 Temperaturas de Corte - Crudo Mayna Yanayacu.

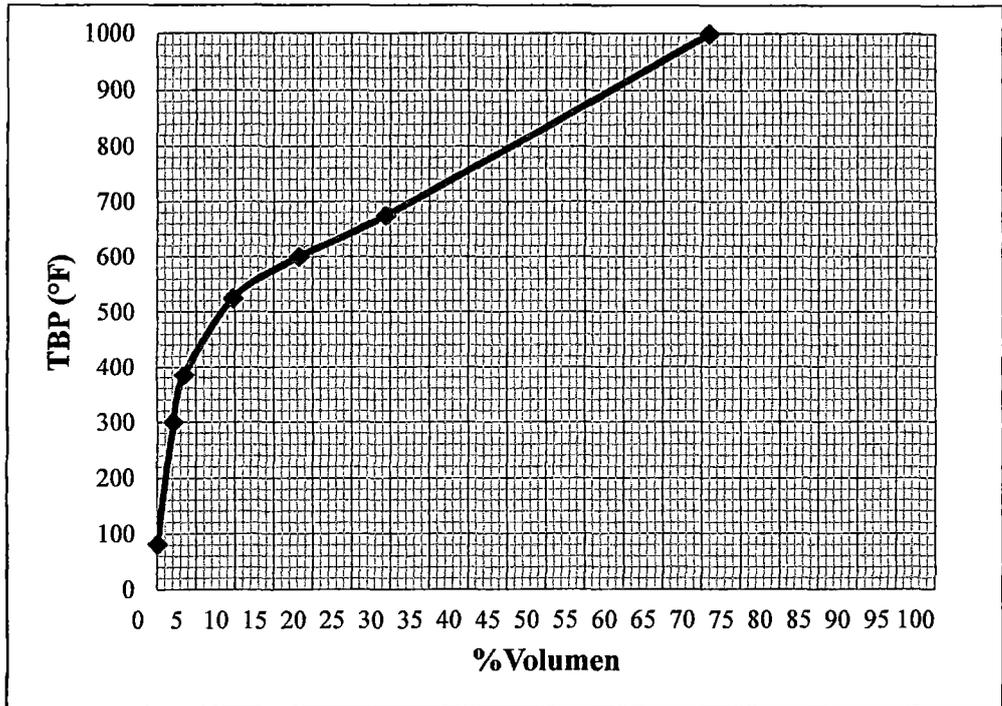


Figura 10.3 Gráfica de la TBP del Crudo Mayna Yanayacu.

10.1.4 Crudo Mayna Total:

CRUDO MAYNAS	Composición promedio (%)
Mayna Corrientes	57,6
Mayna Residual Trompeteros	33,0
Mayna Yanayacu	9,4
Total	100,0

Tabla 10.8 Composición Promedio del Crudo Mayna. Fuente: Petroperú.

Para cada temperatura fijada, tal como se muestra en la siguiente tabla, se toman los porcentajes en volumen de destilado de las gráficas de TBP para cada crudo que conforma al Crudo Mayna.

Para tener un estimado del porcentaje en volumen de destilado del Crudo Maynas, se toma un promedio ponderado con el porcentaje de volumen destilado de cada crudo y su respectiva composición promedio.

Para T= 200 °F

CRUDO MAYNAS	Destilado (% Vol.)
Mayna Corrientes	1,6
Mayna Residual Trompeteros	2,5
Mayna Yanayacu	1,0

% V_x: %Volumen de destilado para el Crudo 'X'

%C_x: %Composición promedio del Crudo 'X' en el Crudo Maynas

% V_{Maynas Total} = (% V_{Maynas Corrientes} * % C_{Maynas Corrientes} + % V_{Res. Trompeteros} * %

C_{Res. Trompeteros} + % V_{Mayna Yanayacu} * % C_{Mayna Yanayacu}) / 100

% V_{Maynas Total} = (1,6 * 57,6 + 2,5 * 33,0 + 1,0 * 9,4) / 100

% V_{Maynas Total} = 1,8

T(°F)	Mayna Corrientes	Maynas Residual Trompeteros	Maynas Yanayacu	Maynas Total
80	0,0	0,0	0,0	0,0
100	0,4	0,5	0,1	0,4
150	1,0	1,5	0,9	1,2
200	1,6	2,5	1,0	1,8
250	2,1	3,5	1,6	2,5
300	3,0	4,4	2,0	3,4
350	4,6	5,6	2,5	4,7
400	7,8	7,1	4,0	7,2
450	11,0	9,1	6,0	9,9
500	14,8	12,1	8,1	13,3
550	19,0	16,0	11,8	17,3
600	26,0	22,0	18,0	23,9
650	33,0	27,0	26,0	30,4
700	39,0	29,5	32,8	35,3
750	45,0	32,0	39,0	40,1
800	51,0	40,0	45,1	46,8
850	57,0	49,0	52,0	53,9
900	62,2	56,5	58,5	60,0
950	68,0	62,5	64,5	65,9
1000	74,0	67,0	71,0	71,4

Tabla 10.9 Temperaturas de Corte Calculadas para el Crudo Mayna.

Gráfica N°4: TBP – Mayna Total.

TBP (°F)	% Vol. Acum.
80,0	0,0
100,0	0,4
150,0	1,2
200,0	1,8
250,0	2,5
300,0	3,4
350,0	4,7
400,0	7,2
450,0	9,9
500,0	13,3
550,0	17,3
600,0	23,9
650,0	30,4
700,0	35,3
750,0	40,1
800,0	46,8
850,0	53,9
900,0	60,0
950,0	65,9
1000,0	71,4

Tabla 10.10 Temperaturas de Corte - Crudo Mayna

Tomando como referencia las temperaturas máximas de corte de la Refinería Talara (Tabla 10.11):

Productos	Rango de Temperatura	
	(°F)	
Nafta Liviana	82	286
Nafta Pesada	286	324
Kerosene	324	492
Diesel	492	677
Gasóleo Liviano	677	735
Gasóleo Pesado	735	982
SlowWax	982	991
Residuo de Vacío	991	+

Tabla 10.11 Temperaturas de Corte de Productos. Fuente: Petroperú.

Graficamos la curva TBP del Crudo Maynas (figura 10.4):

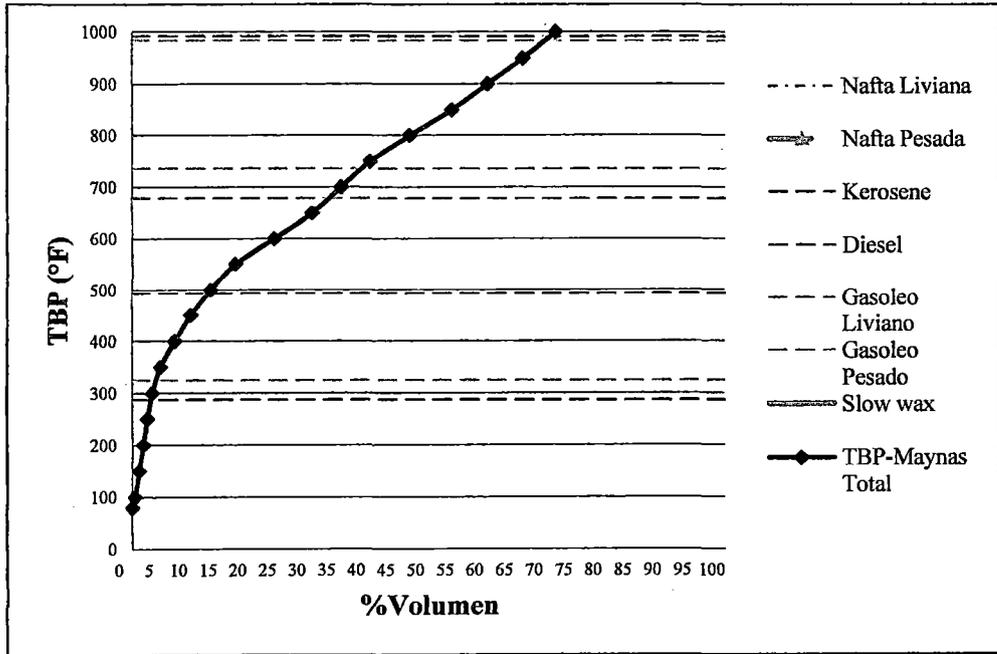


Figura 10.4 Gráfica de la TBP del Crudo Mayna.

10.1 Esquemas de Refinación y sus Rendimientos

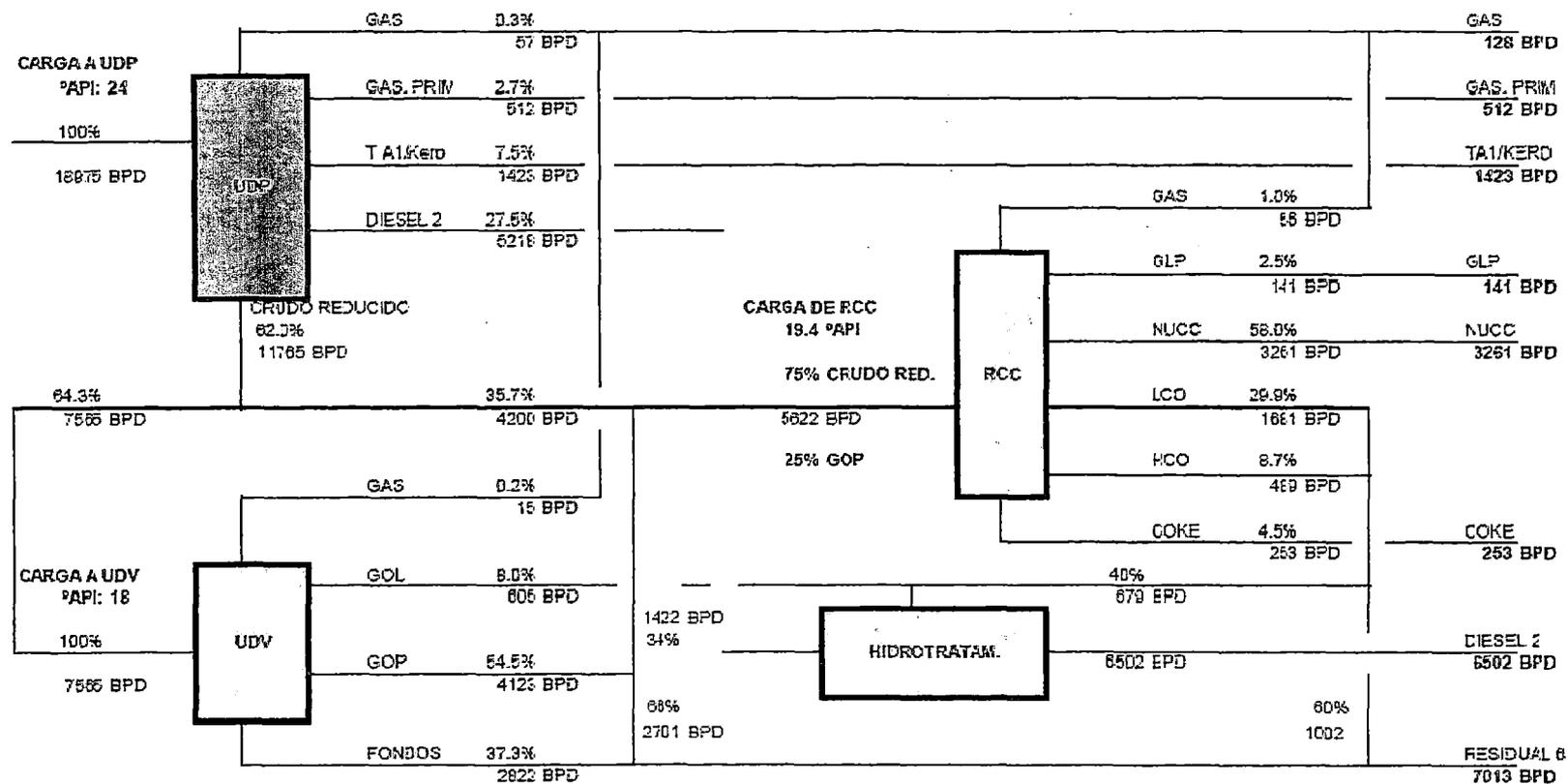


Figura 10.5 Rendimientos para el Caso N° 01. Fuente: PETROPERÚ.

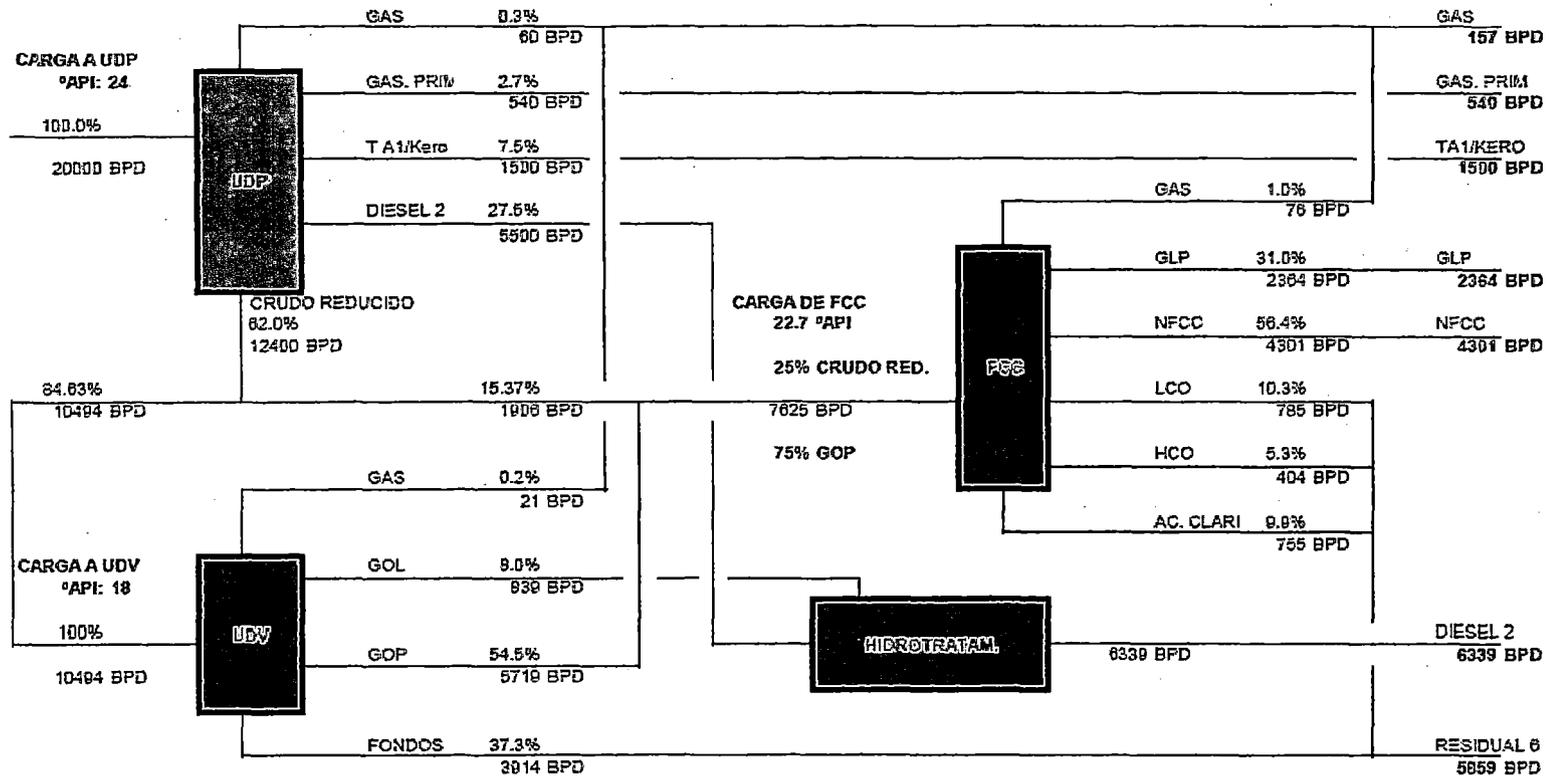


Figura 10.6 Rendimientos para el Caso N° 02. Fuente: PETROPERÚ.

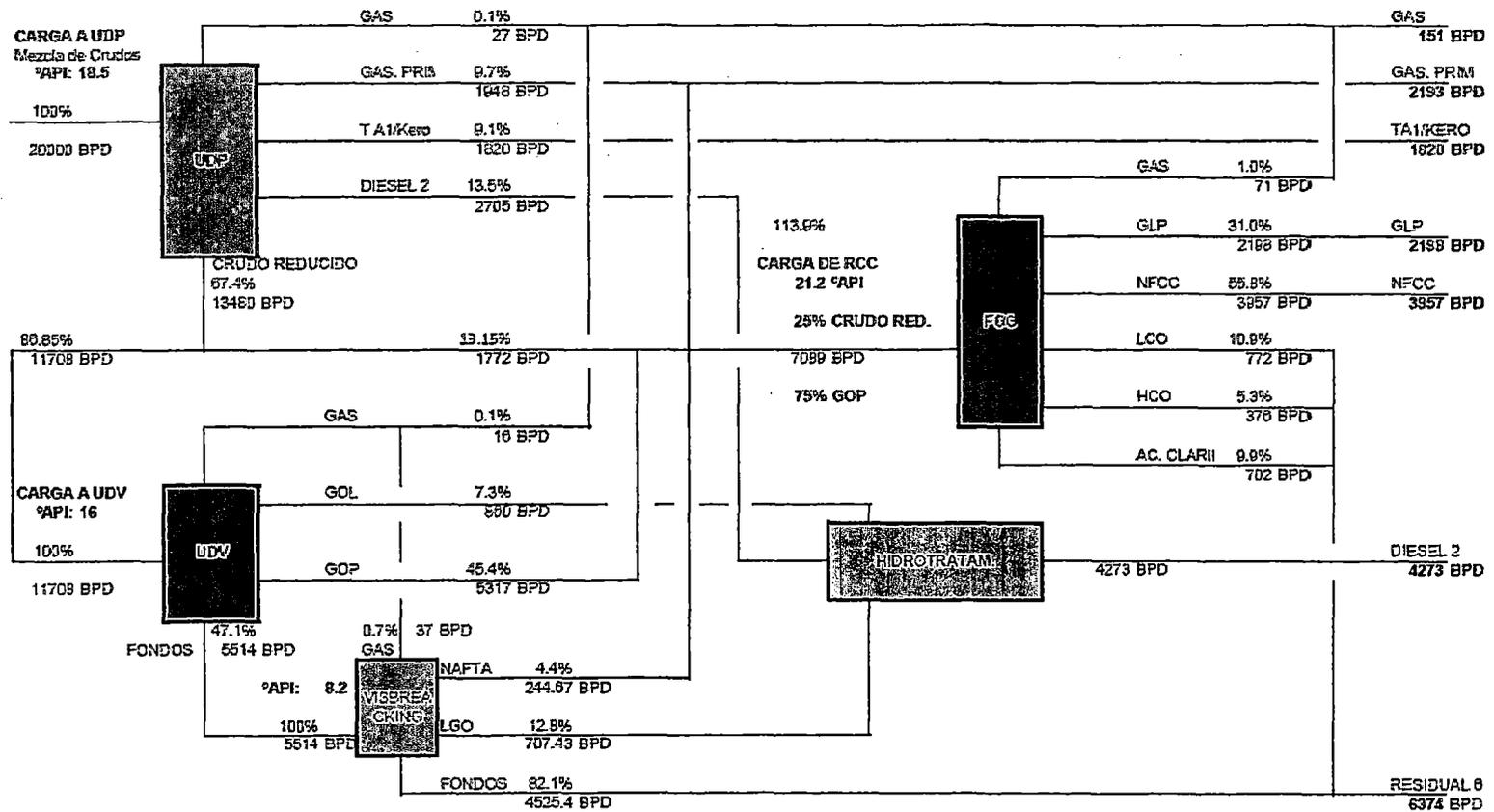


Figura 10.7 Rendimientos para el Caso N° 03. Fuente: PETROPERÚ.

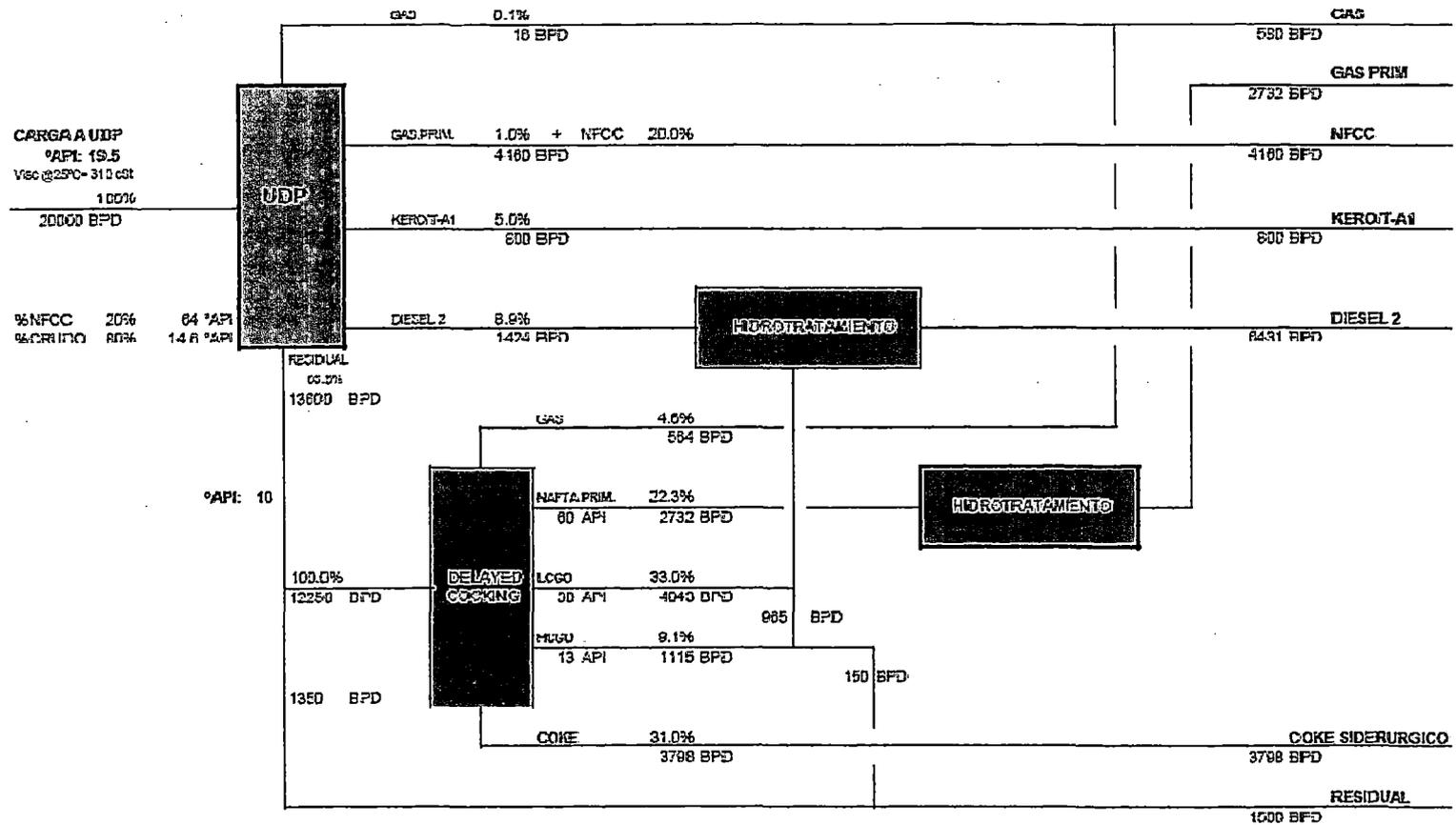


Figura 10.8 Rendimientos para el Caso N° 04. Fuente: PETROPERÚ.

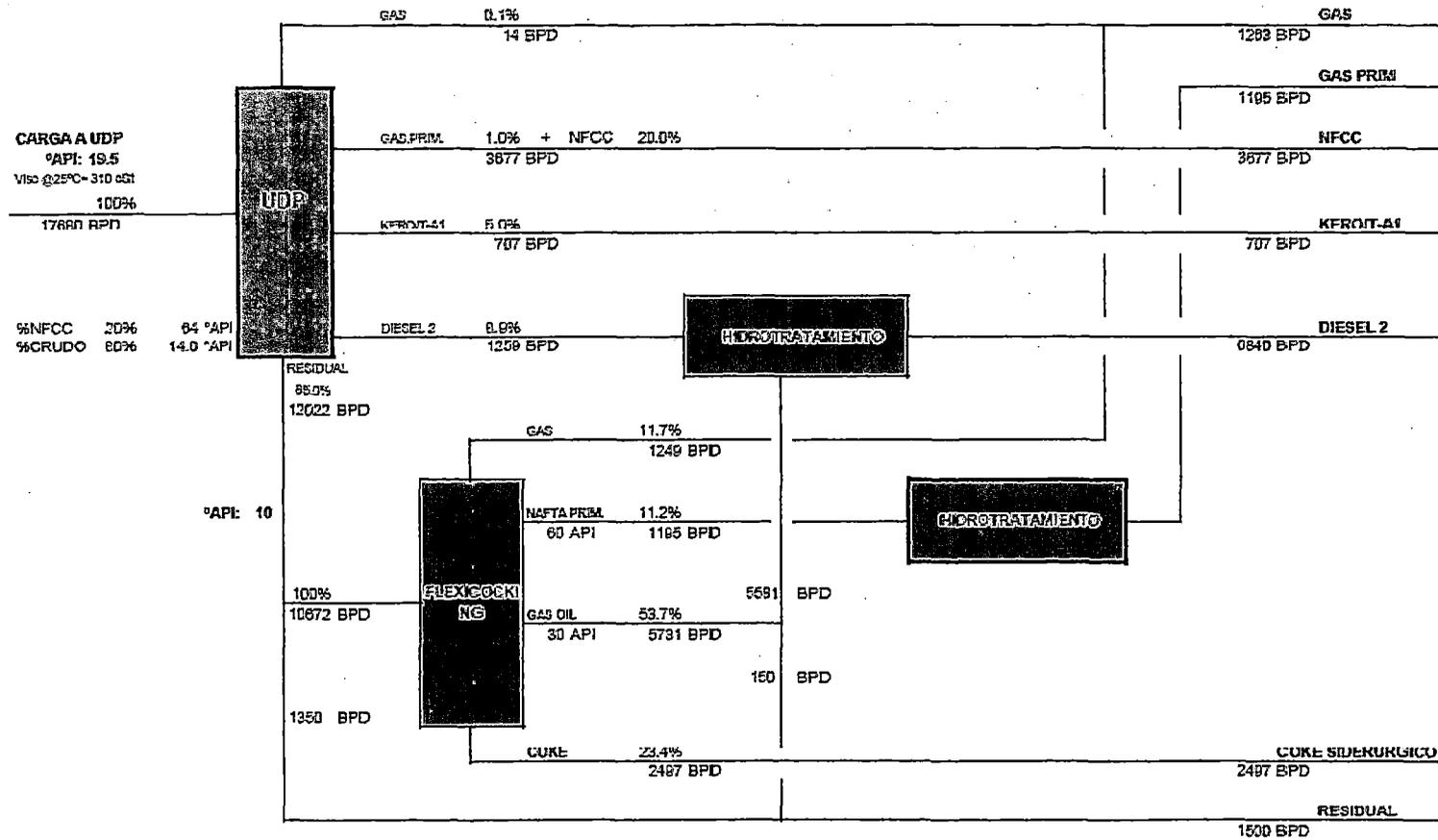


Figura 10.9 Rendimientos para el Caso N° 05. Fuente: PETROPERÚ.

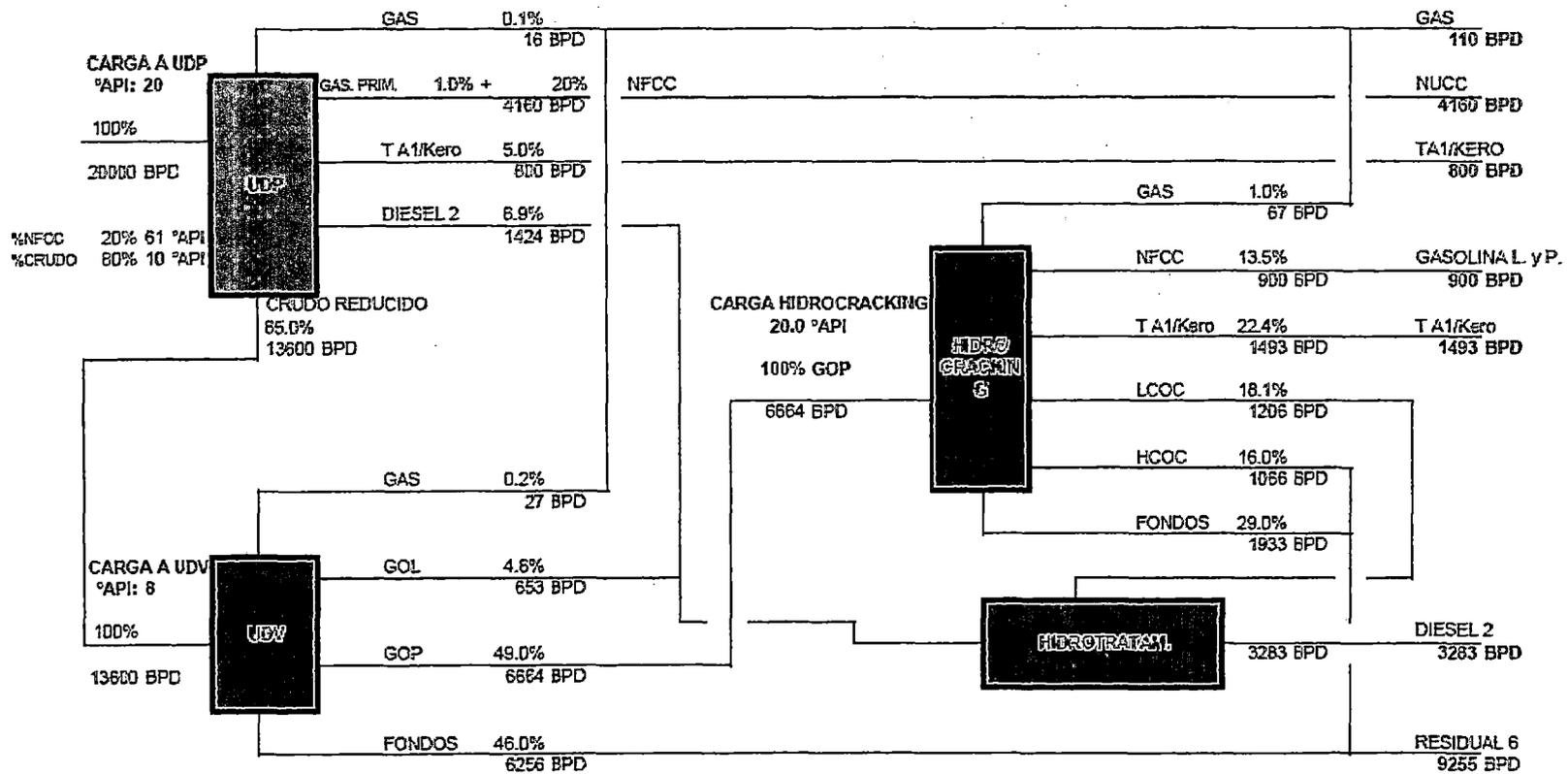


Figura 10.10 Rendimientos para el Caso N° 06. Fuente: PETROPERÚ.

10.2 Evaluación Económica de los Casos Seleccionados:

Caso 1: Instalación de UDV y RCC.

Inversión Actualizada (MU\$S):

AÑO	2013	2014	Total
	-1	0	
Inversión dólares constantes del 2014 (MU\$S)	101789,9	101789,9	203579,8

Evaluación Económica:

AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MU\$S de 0	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN												
Recursos propios	101790	101790										
Capital de trabajo			1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
TOTAL INVERSIÓN	101790	101790	1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
INGRESOS												
Ingreso 01			60442	61934	63285	64268	65438	69569	70845	71958	73521	74828
Ingreso 02			4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573
Ingreso 03			4043	4245	4457	4680	4914	5160	5418	5689	5973	6272
Ingreso 04			551	578	607	638	670	703	738	775	814	855
Ingreso 05			770	808	848	891	935	982	1031	1083	1137	1194

Ingreso 06			418	439	461	484	508	533	560	588	617	648
Ingreso 07			874	891	909	927	946	965	984	1004	1024	1044
TOTAL INGRESOS			71670	73468	75140	76461	77984	82485	84148	85668	87658	89413
EGRESOS												
Costos de operación y mantenimiento (3%)			6107	6107	6107	6107	6107	6107	6107	6107	6107	6107
Depreciación lineal			20358	20358	20358	20358	20358	20358	20358	20358	20358	20358
TOTAL EGRESOS			26465	26465	26465	26465	26465	26465	26465	26465	26465	26465
UTILIDAD BRUTA			45204	47003	48674	49995	51518	56020	57683	59203	61193	62948
Utilidad al personal (10%)			4520	4700	4867	5000	5152	5602	5768	5920	6119	6295
UTILIDAD ANTES DE LOS IMPUESTOS			40684	42303	43807	44996	46366	50418	51915	53283	55074	56653
Impuesto a la renta (30%)			12205	12691	13142	13499	13910	15125	15574	15985	16522	16996
UTILIDAD NETA			28479	29612	30665	31497	32456	35292	36340	37298	38552	39657
Depreciación			20358	20358	20358	20358	20358	20358	20358	20358	20358	20358
Valor de rescate												40716
FLUJO NETO DE FONDOS	-101790	-101790	46932	49970	51023	51855	52814	55650	56698	57656	58910	102636
FLUJO NETO ACTUALIZADO	-101790	-90884	37414	35568	32426	29424	26757	25173	22899	20791	18967	29505
FLUJO ACTUALIZADO ACUMULADO	-101790	-192674	-155260	-119693	-87267	-57843	-31085	-5912	16987	37779	56746	86252

Tabla 10.12 Evaluación Económica Caso 1

TD	12%
VAN (año 0)	86 252 MUS\$
TIR	20%
PAYOUT	6,3 años

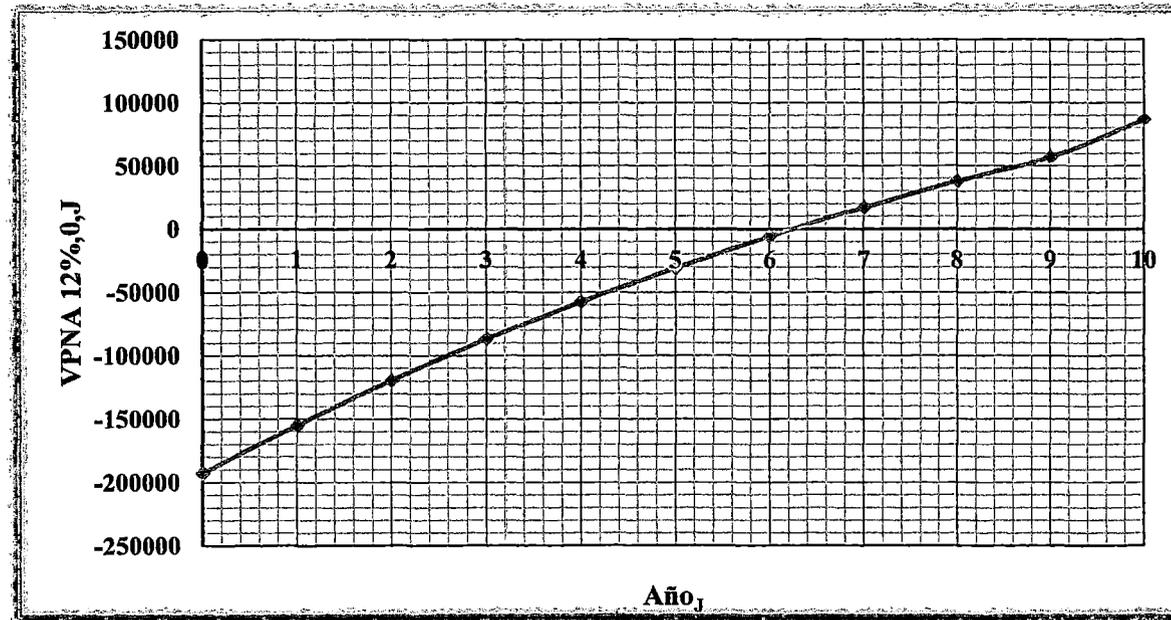


Figura 10.11 Gráfica del Valor Presente Neto Acumulado (VPNA) para el Caso 1

Caso 2: Instalación de UDV y UCC.

Inversión Actualizada (MUS\$):

AÑO	2013	2014	Total
	-1	0	
Inversión dólares constantes del 2014 (MUS\$)	110924,5	110924,5	221849,0

Evaluación Económica:

AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MUS\$ del año 0	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN												
Recursos propios	110925	110925										
Capital de trabajo			1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
TOTAL INVERSIÓN	110925	110925	1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
INGRESOS												
Ingreso 01			87192	90620	93965	97439	100819	103880	120933	110054	113468	117203
Ingreso 02			4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573
Ingreso 03			4043	4245	4457	4680	4914	5160	5418	5689	5973	6272
Ingreso 04			551	578	607	638	670	703	738	775	814	855
Ingreso 05			770	808	848	891	935	982	1031	1083	1137	1194
Ingreso 06			418	439	461	484	508	533	560	588	617	648
Ingreso 07			874	891	909	927	946	965	984	1004	1024	1044

TOTAL INGRESOS			98419	102154	105821	109631	113365	116796	134236	123765	127606	131788
EGRESOS												
Costos de operación y Mantenimiento (3%)			6655	6655	6655	6655	6655	6655	6655	6655	6655	6655
Depreciación lineal			22185	22185	22185	22185	22185	22185	22185	22185	22185	22185
TOTAL EGRESOS			28840	28840	28840	28840	28840	28840	28840	28840	28840	28840
UTILIDAD BRUTA			69579	73314	76980	80790	84525	87955	105396	94924	98765	102948
Utilidad al personal (10%)			6958	7331	7698	8079	8452	8796	10540	9492	9877	10295
UTILIDAD ANTES DE LOS IMPUESTOS			62621	65982	69282	72711	76072	79160	94856	85432	88889	92653
Impuesto a la renta (30%)			18786	19795	20785	21813	22822	23748	28457	25630	26667	27796
UTILIDAD NETA			43835	46188	48498	50898	53250	55412	66400	59802	62222	64857
Depreciación			22185	22185	22185	22185	22185	22185	22185	22185	22185	22185
Valor de rescate												44370
FLUJO NETO DE FONDOS	-110925	-110925	64114	68373	70682	73083	75435	77597	88584	81987	84407	133317
FLUJO NETO ACTUALIZADO	-110925	-99040	51112	48666	44920	41469	38218	35101	35778	29565	27177	38325
FLUJO ACTUALIZADO ACUMULADO	-110925	-209964	-158853	-110186	-65266	-23797	14421	49522	85299	114865	142042	180367

Tabla 10.13 Evaluación Económica Caso 2

TD	12%
VAN (año 0)	180 367 MUS\$
TIR	27%
PAYOUT	4,6 años

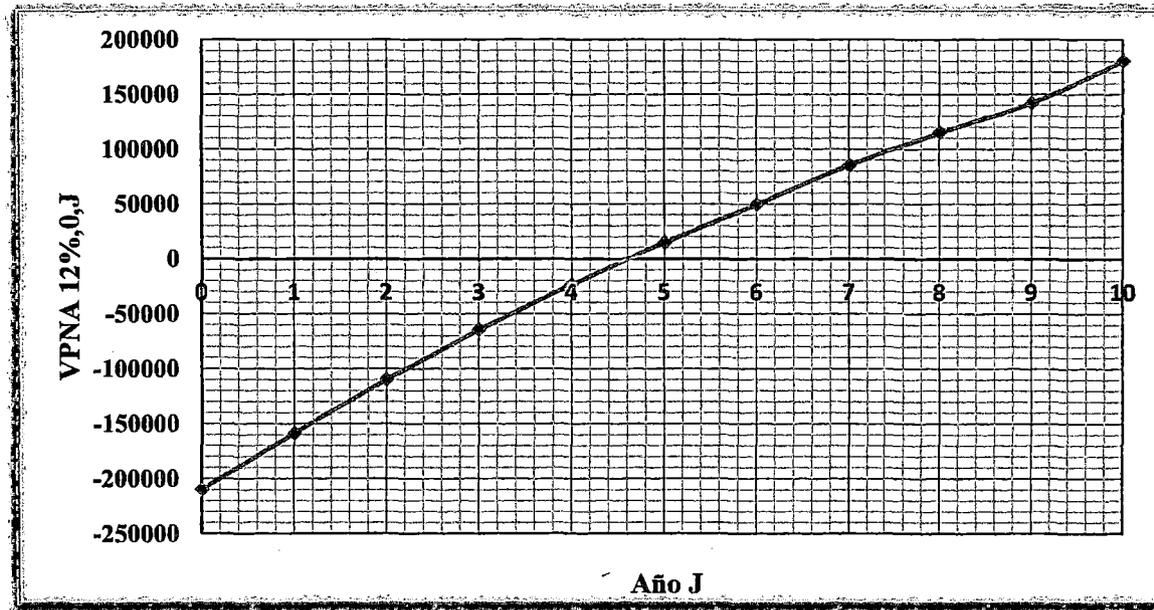


Figura 10.12 Gráfica del Valor Presente Neto Acumulado (VPNA) para el Caso 2

Caso 3: Instalación de UDV, UCC y Visbreacking.

Inversión Actualizada (MUS\$):

AÑO	2013	2014	Total
	-1	0	
Inversión dólares constantes del 2014 (MUS\$)	118977,1	118977,1	237954,2

Evaluación Económica:

AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MUS\$ del año 0	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN												
Recursos propios	118977	118977										
Capital de trabajo			1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
TOTAL INVERSIÓN	118977	118977	1905	0	-1905							
INGRESOS												
Ingreso 01			133538	139768	143411	146931	153279	150154	159149	162596	171169	171169
Ingreso 02			4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573
Ingreso 03			4043	4245	4457	4680	4914	5160	5418	5689	5973	6272
Ingreso 04			551	578	607	638	670	703	738	775	814	855
Ingreso 05			770	808	848	891	935	982	1031	1083	1137	1194
Ingreso 06			418	439	461	484	508	533	560	588	617	648
Ingreso 07			874	891	909	927	946	965	984	1004	1024	1044

TOTAL INGRESOS			144766	151302	155266	159123	165825	163070	172453	176307	185307	185754
EGRESOS												
Costos de operación y mantenimiento (3%)			7139	7139	7139	7139	7139	7139	7139	7139	7139	7139
Depreciación lineal			23795	23795	23795	23795	23795	23795	23795	23795	23795	23795
TOTAL EGRESOS			30934	30934	30934	30934	30934	30934	30934	30934	30934	30934
UTILIDAD BRUTA			113832	120368	124332	128189	134891	132136	141519	145373	154373	154820
Utilidad al personal (10%)			11383	12037	12433	12819	13489	13214	14152	14537	15437	15482
UTILIDAD ANTES DE LOS IMPUESTOS			102449	108331	111899	115370	121402	118922	127367	130836	138935	139338
Impuesto a la renta (30%)			30735	32499	33570	34611	36420	35677	38210	39251	41681	41801
UTILIDAD NETA			71714	75832	78329	80759	84981	83245	89157	91585	97255	97537
Depreciación			23795	23795	23795	23795	23795	23795	23795	23795	23795	23795
Valor de rescate												47591
FLUJO NETO DE FONDOS	-118977	-118977	93604	99627	102125	104555	108776	107041	112952	115380	121050	170828
FLUJO NETO ACTUALIZADO	-118977	-106230	74621	70913	64902	59327	55110	48420	45619	41607	38975	49109
FLUJO ACTUALIZADO ACUMULADO	-118977	-225207	-150586	-79673	-14771	44556	99666	148085	193705	235312	274287	323396

Tabla 10.14 Evaluación Económica Caso 3

TD	12%
VAN (año 0)	323 396 MUS\$
TIR	35%
PAYOUT	3,2 años

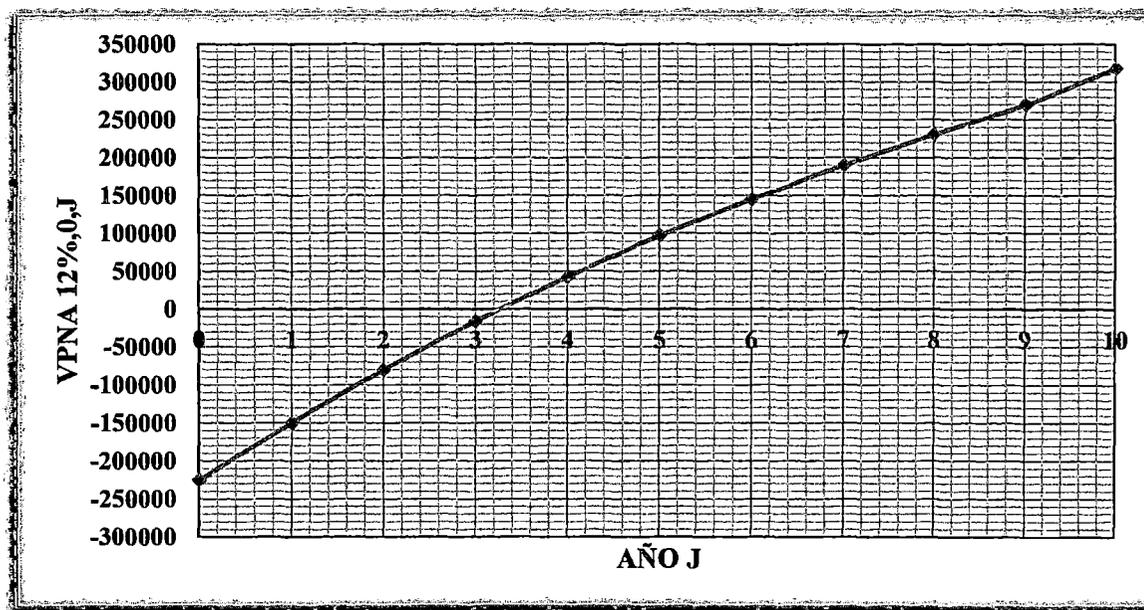


Figura 10.13 Gráfica del Valor Presente Neto Acumulado (VPNA) para el Caso 3

Caso 4: Instalación de Unidad de Delayed Cocking.

Inversión Actualizada (MUS\$):

AÑO	2013	2014	Total
	-1	0	
Inversión dólares constantes del 2014 (MUS\$)	154790,0	154790,0	309580,0

Evaluación Económica:

AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MUS\$ del año 0	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN												
Recursos propios	154790	154790										
Capital de trabajo			1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
TOTAL INVERSIÓN	154790	154790	1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
INGRESOS												
Ingreso 01			89021	92658	94518	96292	100098	100307	105842	107842	113331	115372
Ingreso 02			4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573
Ingreso 03			4043	4245	4457	4680	4914	5160	5418	5689	5973	6272
Ingreso 04			551	578	607	638	670	703	738	775	814	855
Ingreso 05			770	808	848	891	935	982	1031	1083	1137	1194
Ingreso 06			418	439	461	484	508	533	560	588	617	648
Ingreso 07			874	891	909	927	946	965	984	1004	1024	1044

TOTAL INGRESOS			100248	104192	106373	108485	112644	113222	119146	121553	127469	129957
EGRESOS												
Costos de operación y Mantenimiento (3%)			9287	9287	9287	9287	9287	9287	9287	9287	9287	9287
Depreciación lineal			30958	30958	30958	30958	30958	30958	30958	30958	30958	30958
TOTAL EGRESOS			40245	40245	40245	40245	40245	40245	40245	40245	40245	40245
UTILIDAD BRUTA			60003	63946	66128	68239	72398	72977	78900	81308	87224	89712
Utilidad al personal (10%)			6000	6395	6613	6824	7240	7298	7890	8131	8722	8971
UTILIDAD ANTES DE LOS IMPUESTOS			54002	57552	59515	61415	65159	65679	71010	73177	78501	80741
Impuesto a la renta (30%)			16201	17266	17855	18425	19548	19704	21303	21953	23550	24222
UTILIDAD NETA			37802	40286	41661	42991	45611	45975	49707	51224	54951	56518
Depreciación			30958	30958	30958	30958	30958	30958	30958	30958	30958	30958
Valor de rescate												61916
FLUJO NETO DE FONDOS	-154790	-154790	66854	71244	72619	73949	76569	76933	80665	82182	85909	151298
FLUJO NETO ACTUALIZADO	-154790	-138205	53296	50710	46150	41960	38792	34801	32579	29636	27660	43494
FLUJO ACTUALIZADO ACUMULADO	-154790	-292995	-239699	-188989	-142839	-100878	-62086	-27285	5294	34930	62590	106085

Tabla 10.15 Evaluación Económica Caso 4

TD	12%
VAN (año 0)	106 085 MUS\$
TIR	19%
PAYOUT	6,8 años

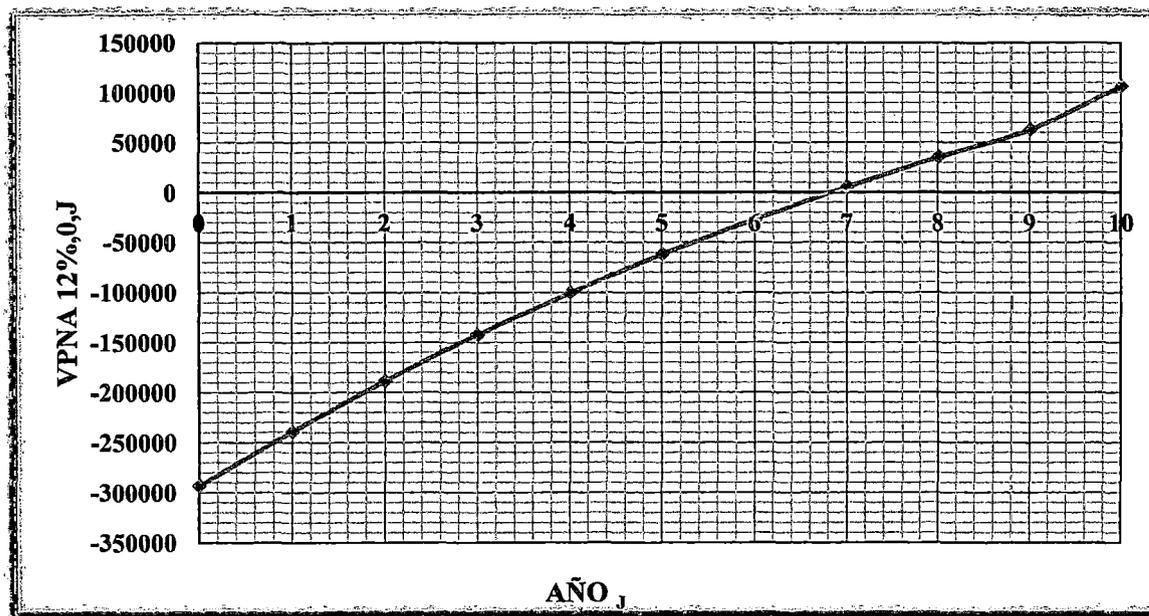


Figura 10.14 Gráfica del Valor Presente Neto Acumulado (VPNA) para el Caso 4

Caso 5: Instalación de Unidad de Flexicocking.

Inversión Actualizada (MU\$S):

AÑO	2013	2014	Total
	-1	0	
Inversión dólares constantes del 2014 (MU\$S)	186350,6	186350,6	372701,2

Evaluación Económica:

AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MU\$ del año 0	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN												
Recursos propios	186351	186351										
Capital de trabajo			1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
TOTAL INVERSIÓN	186351	186351	1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
INGRESOS												
Ingreso 01			87787	90718	93720	96685	99607	100978	103432	106406	109431	112597
Ingreso 02			4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573
Ingreso 03			4043	4245	4457	4680	4914	5160	5418	5689	5973	6272
Ingreso 04			551	578	607	638	670	703	738	775	814	855
Ingreso 05			770	808	848	891	935	982	1031	1083	1137	1194
Ingreso 06			418	439	461	484	508	533	560	588	617	648
Ingreso 07			874	891	909	927	946	965	984	1004	1024	1044

TOTAL INGRESOS			99015	102252	105575	108877	112152	113894	116736	120116	123569	127182
EGRESOS												
Costos de operación y mantenimiento (3%)			11181	11181	11181	11181	11181	11181	11181	11181	11181	11181
Depreciación lineal			37270	37270	37270	37270	37270	37270	37270	37270	37270	37270
TOTAL EGRESOS			48451	48451	48451	48451	48451	48451	48451	48451	48451	48451
UTILIDAD BRUTA			50564	53801	57124	60426	63701	65443	68285	71665	75118	78731
Utilidad al personal (10%)			5056	5380	5712	6043	6370	6544	6828	7167	7512	7873
UTILIDAD ANTES DE LOS IMPUESTOS			45507	48421	51412	54383	57331	58898	61456	64499	67606	70858
Impuesto a la renta (30%)			13652	14526	15423	16315	17199	17669	18437	19350	20282	21257
UTILIDAD NETA			31855	33894	35988	38068	40132	41229	43019	45149	47324	49600
Depreciación			37270	37270	37270	37270	37270	37270	37270	37270	37270	37270
Valor de rescate												74540
FLUJO NETO DE FONDOS	-186351	-186351	67220	71165	73258	75338	77402	78499	80290	82419	84594	163316
FLUJO NETO ACTUALIZADO	-186351	-166384	53587	50654	46557	42749	39214	35509	32428	29721	27237	46949
FLUJO ACTUALIZADO ACUMULADO	-186351	-352735	-299148	-248494	-201937	-159188	-119974	-84465	-52037	-22316	4921	51870

Tabla 10.16 Evaluación Económica Caso 5

TD	12%
VAN (año 0)	51 870 MUS\$
TIR	15%
PAYOUT	8,8 años

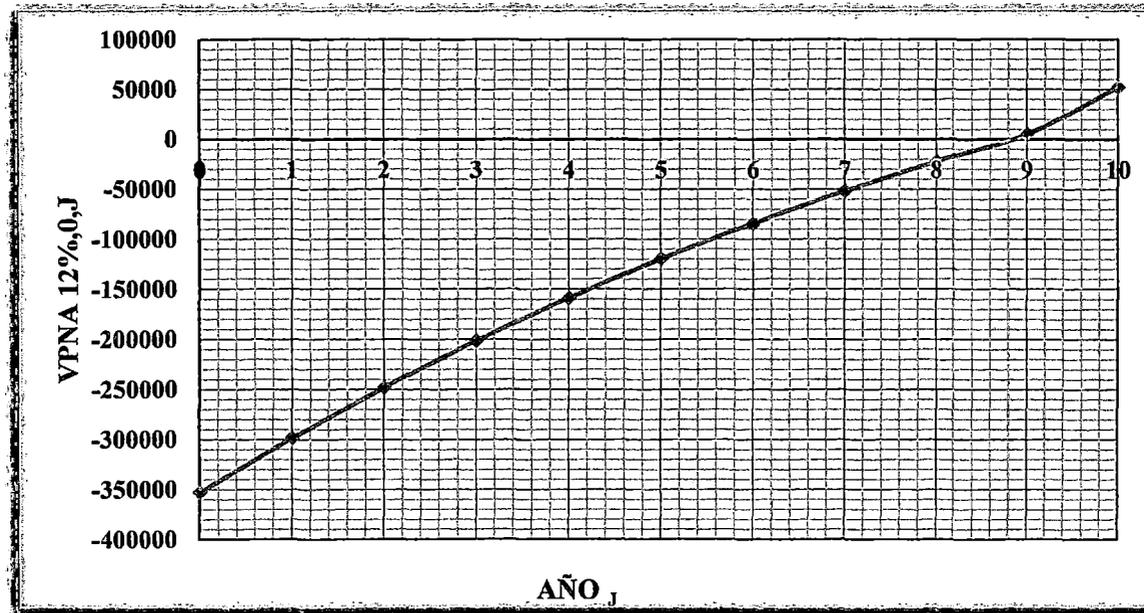


Figura 10.15 Gráfica del Valor Presente Neto Acumulado (VPNA) para el Caso 5

Caso 6: Instalación de Unidad de Hidrocracking.

Inversión Actualizada (MUS\$):

AÑO	2013	2014	Total
	-1	0	
Inversión dólares constantes del 2014 (MUS\$)	148718,2	148718,2	297436,4

Evaluación Económica:

AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MUS\$ del año 0	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN												
Recursos propios	148718	148718										
Capital de trabajo			1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
TOTAL INVERSIÓN	148718	148718	1905	0	0	0	0	0	0	0	0	-1905
INGRESOS												
Ingreso 01			214846	225082	230801	236432	246765	231814	241780	241780	241763	241763
Ingreso 02			4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573	4573
Ingreso 03			4043	4245	4457	4680	4914	5160	5418	5689	5973	6272
Ingreso 04			551	578	607	638	670	703	738	775	814	855
Ingreso 05			770	808	848	891	935	982	1031	1083	1137	1194
Ingreso 06			418	439	461	484	508	533	560	588	617	648
Ingreso 07			874	891	909	927	946	965	984	1004	1024	1044

TOTAL INGRESOS			226073	236616	242656	248625	259311	244730	255083	255490	255900	256348
EGRESOS												
Costos de operación y mantenimiento(3%)			8923	8923	8923	8923	8923	8923	8923	8923	8923	8923
Depreciación lineal			29744	29744	29744	29744	29744	29744	29744	29744	29744	29744
TOTAL EGRESOS			38667	38667	38667	38667	38667	38667	38667	38667	38667	38667
UTILIDAD BRUTA			187407	197950	203990	209958	220644	206063	216417	216824	217234	217681
Utilidad al personal (10%)			18741	19795	20399	20996	22064	20606	21642	21682	21723	21768
UTILIDAD ANTES DE LOS IMPUESTOS			168666	178155	183591	188962	198579	185456	194775	195141	195510	195913
Impuesto a la renta (30%)			50600	53446	55077	56689	59574	55637	58433	58542	58653	58774
UTILIDAD NETA			118066	124708	128513	132273	139006	129820	136343	136599	136857	137139
Depreciación			29744	29744	29744	29744	29744	29744	29744	29744	29744	29744
Valor de rescate												59487
FLUJO NETO DE FONDOS	-148718	-148718	145905	154452	158257	162017	168749	159563	166086	166343	166601	228275
FLUJO NETO ACTUALIZADO	-148718	-132784	116314	109936	100575	91933	85494	72178	67079	59985	53641	65624
FLUJO ACTUALIZADO ACUMULADO	-148718	-281502	-165188	-55252	45323	137256	222749	294928	362007	421992	475633	541257

Tabla 10.17 Evaluación Económica Caso 6

TD	12%
VAN (año 0)	541 257 MUS\$
TIR	42 %
PAYOUT	2,5 años

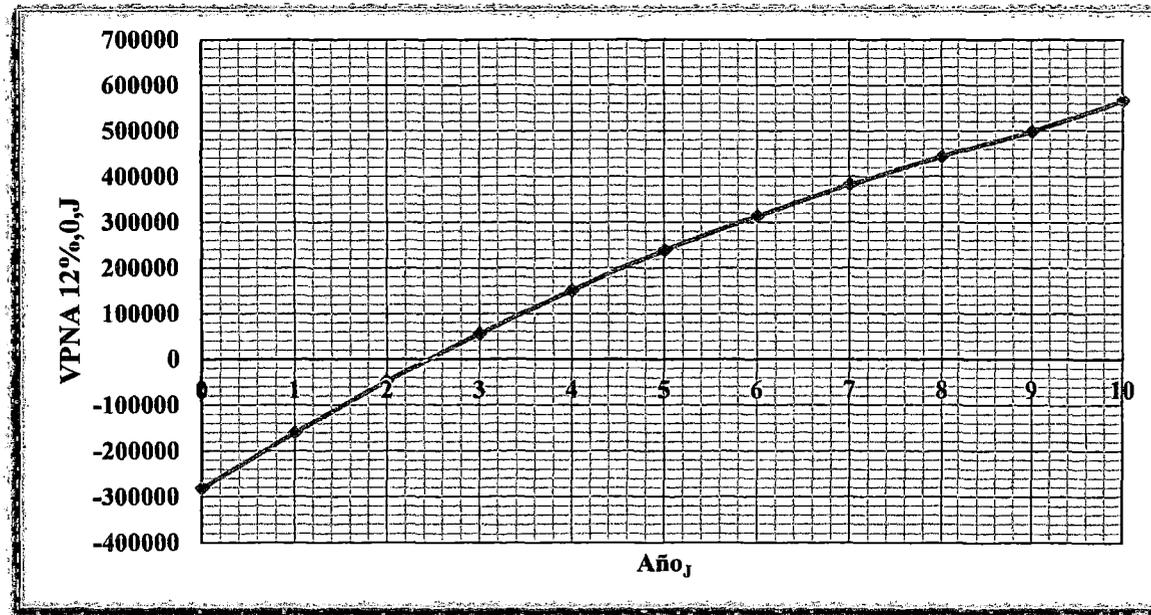


Figura 10.16 Gráfica del Valor Presente Neto Acumulado (VPNA) para el Caso 6

10.1 Proyecto Perenco

10.1.1 Introducción y Ubicación Geográfica del Lote 67

Introducción:

Mediante Decreto Supremo N° 98-95-EM, de fecha 10 de diciembre de 1995, se aprobó el Contrato de Licencia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote 67, celebrado entre PERUPETRO S.A. y la compañía Advantage Resources International, Sucursal del Perú. Posteriormente, la empresa Barrett Resources (Perú) LLC, Sucursal del Perú, se hizo cargo del referido lote mediante D.S. N° 048-99-EM, de fecha 17 de septiembre de 1999.

En diciembre del 2006 Barrett Resources (Perú) LLC, Sucursal del Perú, declaró comercial los hallazgos de crudo de los campos Paiche, Dorado y Piraña del Lote 67, por lo que propuso al Estado Peruano un Plan de Desarrollo para la explotación de este lote. Con fecha 28 de enero de 2008, Barrett cambió su denominación social a Perenco Peru Limited, Sucursal del Perú. Finalmente, y luego de un proceso de reestructuración empresarial, Perenco Peru Petroleum Limited, Sucursal del Perú, fue nombrado operador del Lote 67, lo cual consta y está inscrito en el Registro de Personas Jurídicas de Lima y ha sido comunicado oficialmente a PERUPETRO S.A. y al Ministerio de Energía y Minas.

Ubicación:

El Lote 67 se ubica en los distritos de Napo y Tigre, en las provincias de Loreto y Maynas respectivamente, región Loreto (Ver Figura 20). Sin embargo, el proyecto se desarrolla únicamente dentro del distrito de Napo, provincia de Maynas en la región Loreto. Fisiográficamente el proyecto forma parte del Gran Paisaje Amazónico de la selva baja, caracterizado por un sistema de terrazas asociado a depresiones o áreas hidromórficas y a la denominada tierra firme no inundable, conformada por un sistema de lomas y colinas. Asimismo, comprende una pequeña parte del territorio titulado de la Comunidad Nativa Buena Vista; cabe señalar que, en la actualidad, la comunidad no reside en este territorio, ya que desde la década de los años 80 se

mudó a un territorio a 54 km de distancia, el cual no cuenta aún con titulación formal.

El Lote 67 tiene una extensión total de 101 931,6 ha. y está dividido en dos sectores: Sector Norte (Lote 67 A): 41 224,9 ha. y el Sector Sur (Lote 67 B): 60 706,7 ha.

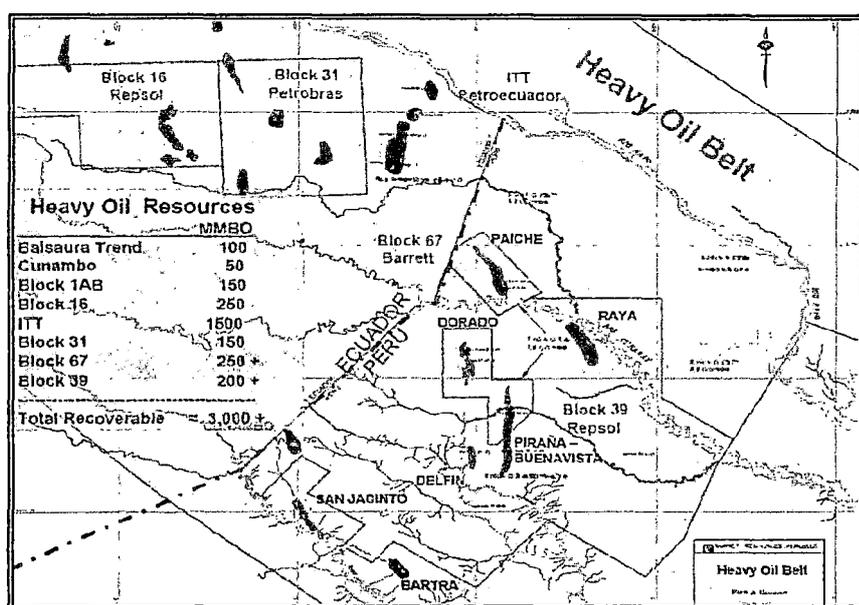


Figura 10.17 Ubicación de dos Depósitos de Crudo Pesado Frontera Ecuador y Perú. Fuente: Barrett Resources Peru.

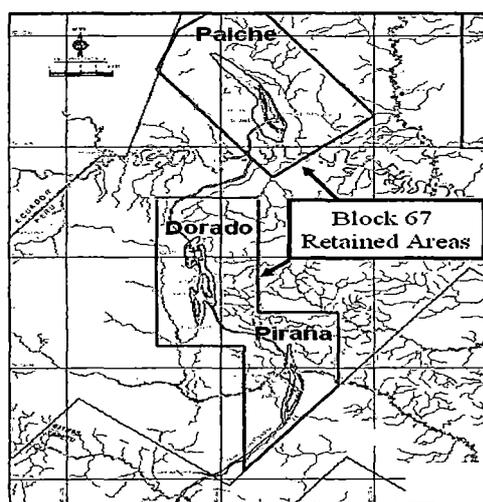


Figura 10.18 Ubicación Geográfica del Lote 67 – PERENCO. Fuente: Barrett Resources, EIA Sísmica 3D.

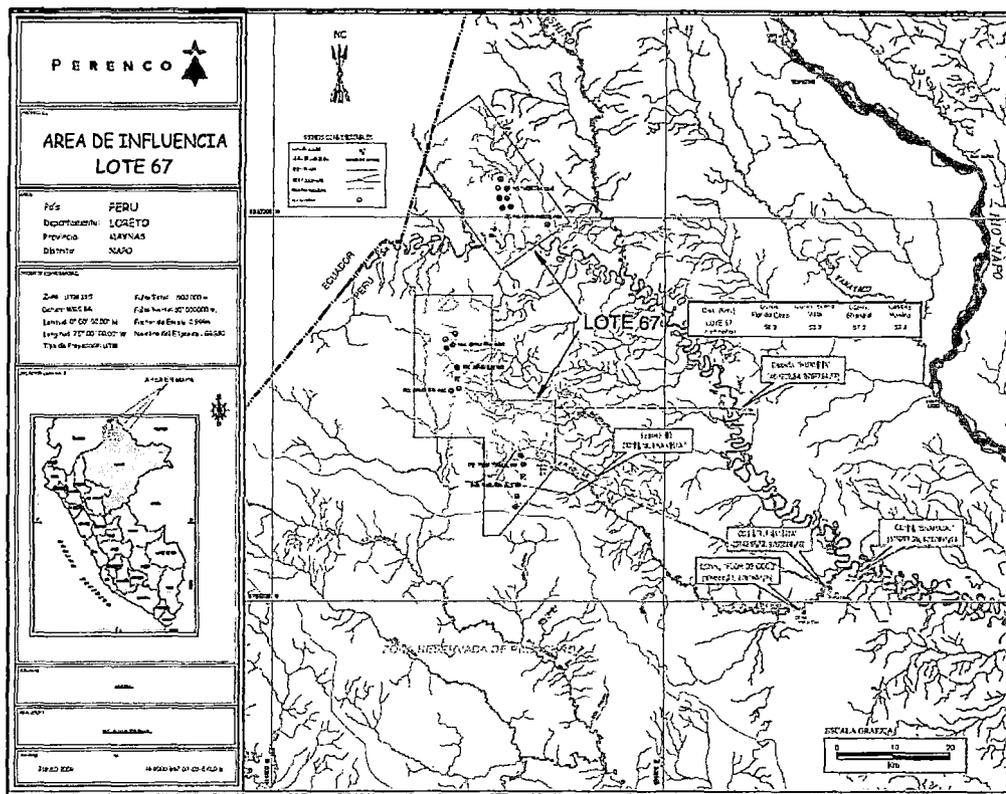


Figura 10.19 Área de Influencia del Lote 67. Fuente: PERENCO.

10.1.2 Caracterización del Crudo del Lote 67 de Perenco

Los Crudos Pesados extraídos en la Selva del Perú, poseen un grado API promedio estimado de 14.6°API y viscosidades en condiciones ambientales superiores a 20 000 Cp. Estos crudos son considerados asfaltenos y poseen altos contenidos de azufre. El lote de crudos pesados de Perenco posee significantes reservas cuyas calidades están alrededor de 14.6 °API, según se muestran en las tablas siguientes:

CAMPO	FORMACION	API
Paiche	Basal Tena	12,1
Paiche	Vivian	11,2 - 13,9
Paiche	Chonta	12,4 - 12,9
Dorado	Basal Tena	14,2
Dorado	Chonta	10,8 - 15,9
Piraña	Chonta	12,3 - 21,1

Figura 10.18 API del Crudo Lote 67 por Áreas. Fuente: Barrett Resource.

LOTE 67-PERENCO	
Gravedad API	14,6
Viscosidad, cSt @ 60°C	3316
Acidez, mg KOH/gr. muestra	0,3
Azufre, %wt	2,9
Factor de Caracterización KUOP	11,6
Asfaltenos, %wt	20,67

Figura 10.19 Características del Crudo del Lote 67. Fuente: Barrett Resource.

10.1.3 Descripción e Inversiones en el Proyecto PERENCO

10.1.3.1 Generalidades

El Proyecto se encuentra localizado en la jurisdicción político administrativa del distrito Napo, en la provincia de Maynas, en la región Loreto.

10.1.3.2 Ubicación de instalaciones nuevas y existentes

Actualmente el Lote 67 cuenta con instalaciones que han sido utilizadas anteriormente para la ejecución de las campañas de exploración y perforación de pozos de delineación. La siguiente tabla muestra un listado de las instalaciones que serán utilizadas en el desarrollo del proyecto.

INSTALACIÓN	COORDENADAS UTM		USO
	ZONA 18 - WGS84		
Base Logística Curaray (LBC)	453 500 E	9 829 709 N	Base Logística
Paiche PP1	456 910 E	9 832 983 N	Plataforma de perforación
Paiche PP2	457 308 E	9 834 798 N	Plataforma de perforación
Paiche PP4	456 557 E	9 838 014 N	Plataforma de perforación
Dorado PDn2	447 037 E	9 809 534 N	Plataforma de perforación
Dorado PD1	447 904 E	9 805 392 N	Plataforma de perforación
Dorado PD2	447 975 E	9 803 261 N	Plataforma de perforación
Dorado PD3	446 841 E	9 801 013 N	Plataforma de perforación
Pirafña PPI1	459 710 E	9 787 630 N	Plataforma de perforación
Pirafña PPI2	459 644 E	9 785 485 N	Plataforma de perforación
Pirafña PPI3	458 876 E	9 783 999 N	Plataforma de perforación

Tabla 10.20 Instalaciones existentes dentro del Lote 67 que serán utilizadas en la fase de desarrollo. Fuente: PERENCO Perú Petroleum Limited 2010

A continuación se presenta una tabla con un listado de las nuevas instalaciones a ser construidas además de las instalaciones existentes que se habilitarán y utilizarán como parte del proyecto.

INSTALACIÓN	COORDENADAS UTM		USO
	ZONA 18 - WGS84		
Terminal Curaray – área de almacenamiento	454 351 E	9 825 191 N	Terminal de almacenamiento
Terminal Curaray – área logística	455 586 E	9 827 611 N	Terminal logístico
ECP Paiche	456 580 E	9 832 992 N	Estación de procesamiento
Paiche PP3	456 608 E	9 836 276 N	Plataforma
Paiche PP5	455 613 E	9 839 670 N	Plataforma
Paiche PP6	455 750 E	9 834 450 N	Plataforma
Paiche PP7	457 634 E	9 831 094 N	Plataforma
Paiche PP8	454 451 E	9 841 206 N	Plataforma
ECP Dorado	447 064 E	9 801 206 N	Estación de procesamiento
Campamento Dorado	447 272 E	9 800 855 N	Campamento permanente
Dorado PDn1	445 935 E	9 808 915 N	Plataforma
Dorado PD4	446 638 E	9 799 457 N	Plataforma
ECP Piraña	458 762 E	9 788 030 N	Estación de procesamiento
Campo Piraña	459 177 E	9 788 245 N	Campamento permanente
Piraña PPI4	458 568 E	9 781 890 N	Plataforma
Piraña PPI5	458 327 E	9 780 018 N	Plataforma
Piraña PPI6	459 257 E	9 789 265 N	Plataforma
Piraña PPI7	458 850 E	9 791 050 N	Plataforma
Terminal de carga Arabela	458 884 E	9 788 679 N	Terminal logístico
Líneas de transporte	-	-	Transporte de crudo diluido, diluyente y combustible
Caminos de acceso	-	-	Mantenimiento de vías

Tabla 10.21 Instalaciones nuevas que serán construidas en el Lote 67 para la fase de desarrollo. Fuente: PERENCO Perú Petroleum Limited 2010.

10.1.3.3 Costos estimados del Proyecto

El presupuesto estimado para el desarrollo del proyecto es de US\$ 1 587 000 000. Esta suma incluye la ingeniería del proyecto, las instalaciones de superficie, el sistema de transporte y la perforación de los pozos de desarrollo. El costo total para el desarrollo de la perforación está estimado en US\$ 715 100 000. Así mismo, el costo total para el desarrollo de las instalaciones de

superficie está estimado en US\$ 871 900 000, incluyendo la ingeniería, ductos de transferencia y producción, instalaciones de proceso y sistema de transporte fluvial, entre otros.

10.1.3.4 Ejecución del proyecto

El desarrollo del Lote 67 se ejecutará por fases que se iniciarán con la perforación de pozos y construcción de las instalaciones en el campo Piraña, posteriormente se implementarán las actividades de producción de los campos Dorado y Paiche.

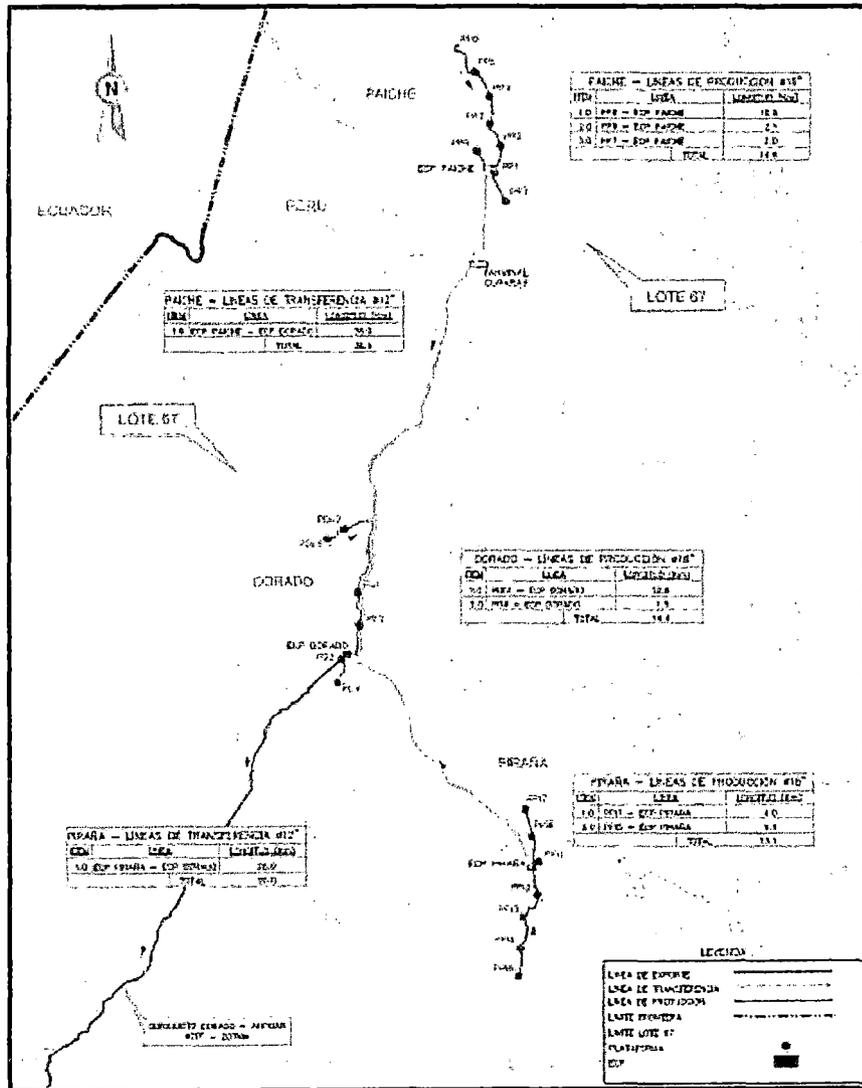


Figura 10.20 Ubicación de los Campos Piraña, Dorado y Paiche – Lote 67.

La programación es la siguiente: La perforación de 185 pozos productores, 73 en 7 plataformas en el campo Piraña, 34 en 6 plataformas en el campo Dorado y 78 en 8 plataformas en el campo Paiche.

El alcance involucra también la perforación de un total de 15 pozos inyectores, ubicados en las plataformas cercanas a las Estaciones Centrales de Procesamiento (ECP), para la disposición del agua de producción.

10.1.3.5 Estaciones centrales de procesamiento - ECP

Las Estaciones Centrales de Procesamiento (ECP) de Paiche, Dorado y Piraña estarán diseñadas para procesar la producción proveniente de los pozos de cada campo. Estas ECPs permitirán tratar el crudo hasta llevarlo a especificaciones de transporte.

- La ECP Paiche estará diseñada para procesar 30 000 BOPD y 300 000 BFPD.
- La ECP Dorado estará diseñada para procesar 15 000 BOPD y 100 000 BFPD.
- La ECP Piraña estará diseñada para procesar 30 000 BOPD y 300 000 BFPD

Las ECP's estarán compuestas por los siguientes sistemas principales:

- Tratamiento de crudo, almacenamiento y despacho.
- Tratamiento y quema de gas.
- Tratamiento y disposición de agua de producción.

Además, contará con los siguientes sistemas auxiliares:

- Sistema de calentamiento.
- Sistema de inyección de químicos.
- Suministro de diluyente.
- Suministro de combustible.
- Generación eléctrica.
- Sistema de aire comprimido.
- Captación y suministro de agua.
- Sistema contra incendio.

- Sistema de nitrógeno.
- Sistema de control y comunicaciones.
- Sistema de iluminación.
- Sistema de drenajes.
- Sala de control, oficinas y otros.

En cada ECP, el crudo tratado será almacenado en 4 tanques de techo flotante de 15 000 BBL cada uno aproximadamente, 3 de ellos servirán para el almacenamiento del crudo tratado que cumpla con las especificaciones de calidad, y el cuarto tanque (sloptank) será utilizado para almacenar el crudo tratado que no cumpla con las especificaciones de calidad requeridas (offspec).

El petróleo que cumple las especificaciones, luego de ser almacenado, será bombeado por medio de un sistema de bombas booster hacia una unidad de medición, la cual monitoreará el contenido de agua y sedimento (BS&W) del petróleo y su viscosidad.

El gas obtenido en el separador de gas será direccionado hacia el sistema de tratamiento y quema de gas. En cada ECP, el sistema de estabilización y almacenamiento también incluirá un tanque de desechos (sloptank), el cual recolectará los hidrocarburos provenientes, principalmente, de los sistemas de drenaje abierto y drenaje cerrado, y petróleo recuperado del sistema de tratamiento de agua y gas.

10.1.4 Requerimiento de Nafta Craqueada como Diluyente

Ubicación instalaciones de Perenco – Primera fase

El crudo que produzca la empresa Perenco, será transferido por medio de una tubería de 12”D para ser luego almacenado en el Terminal de Curaray, y luego despachado por vía fluvial. Para ello, la empresa requerirá del uso de diluyentes para poder extraer los crudos pesados del lote 67.

El diluyente y los combustibles serán suministrados por vía fluvial a través de los ríos Amazonas, Napo y Curaray; serán recepcionados en el Terminal Curaray, y luego transferidos hacia los campos de producción, donde el diluyente será mezclado y tratado con el crudo producido

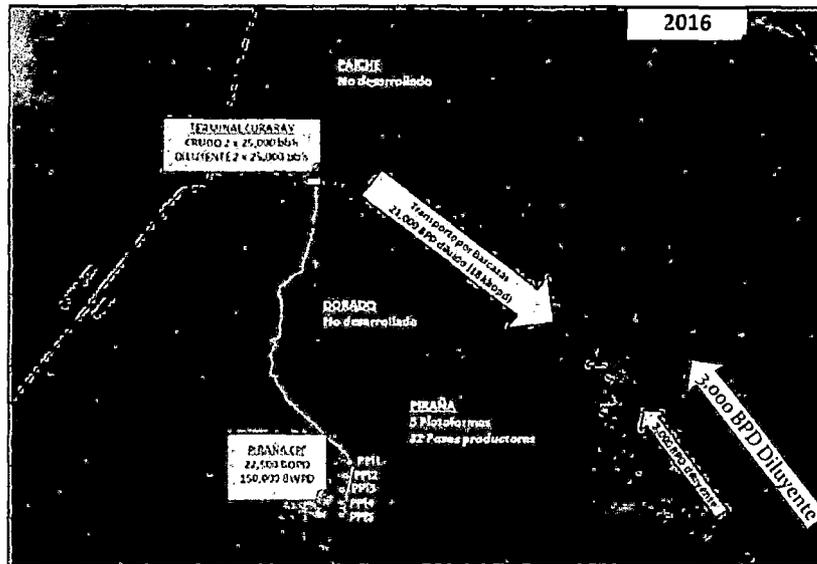


Figura 10.21 Instalaciones de Perenco – Primera Fase.

Ubicación instalaciones de Perenco – Segunda fase

En una segunda fase, los crudos tratados serán bombeados hacia la Estación de Bombeo Dorado; donde se almacenará y despachará el crudo a través de un oleoducto que unirá el Lote 67 con las instalaciones de Perenco en Andoas, donde será entregado a Petroperú para su traslado a Bayóvar a través del Ramal Norte y luego por el Oleoducto Nor-Peruano.

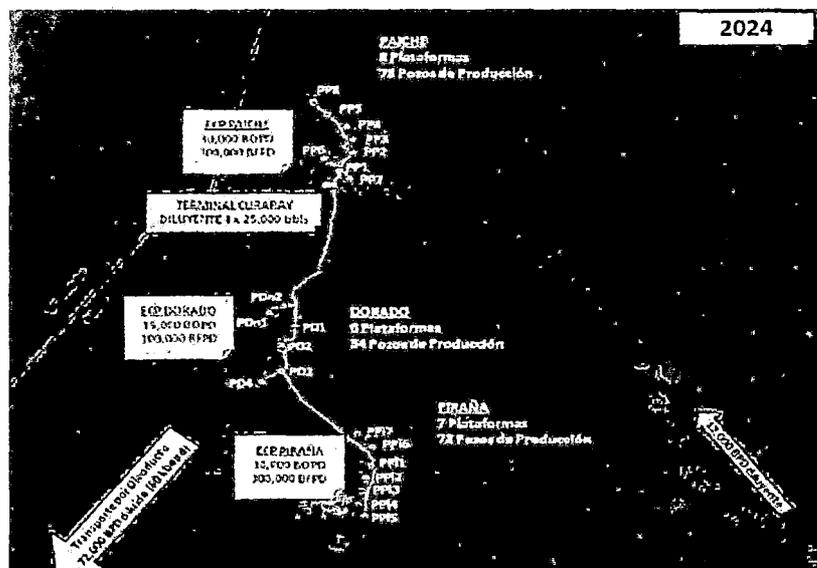


Figura 10.22 Instalaciones de Perenco – Segunda Fase.

En una primera etapa la empresa Perenco plantea adquirir unos 30 MB de diluyentes por mes (1 000 BDC), ésta sería una oportunidad de negocio para Petroperú al instalarse las Unidades de Vacío y de Craqueo Catalítico en la refinería.

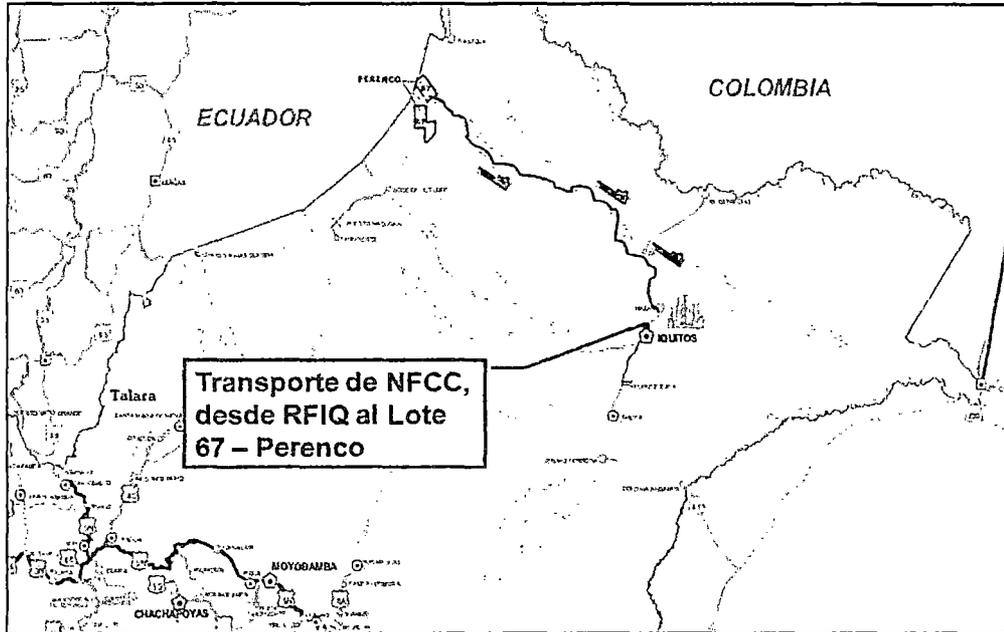


Figura 10.23 Abastecimiento de Nafta Craqueada para Perenco desde Refinería Iquitos. Fuente: Petroperú.

De no ser instaladas, en todo el año, Perenco tendría que abastecerse del diluyente ya sea desde el Golfo de los Estados Unidos o del Caribe, sólo podría traer Nafta Craqueada con buques de 40 MB, a excepción de los meses de julio, agosto, septiembre, donde debe traerse mediante barcazas de capacidad de 20 MB o durante todo el año traer Nafta Craqueada en barcazas de 20 MB.

De acuerdo a la reunión sostenida por las empresas Petroperú y Perenco en Marzo 2010, indican que requerirán del suministro de 5 000 a 7 000 BPD de Nafta Craqueada para diluir su petróleo crudo pesado. De suministrarse por Refinería Iquitos, se evitaría pagar altos costos en fletes de transporte.

En adición, la empresa Perenco, comunicó a Refinería Iquitos el interés de sembrar tanques de almacenamiento de diluyente en las instalaciones de la

refinería, debiendo así cobrar el servicio de: almacenamiento, manipulación, uso de áreas, uso de muelle, facilidades de bahía, etc.

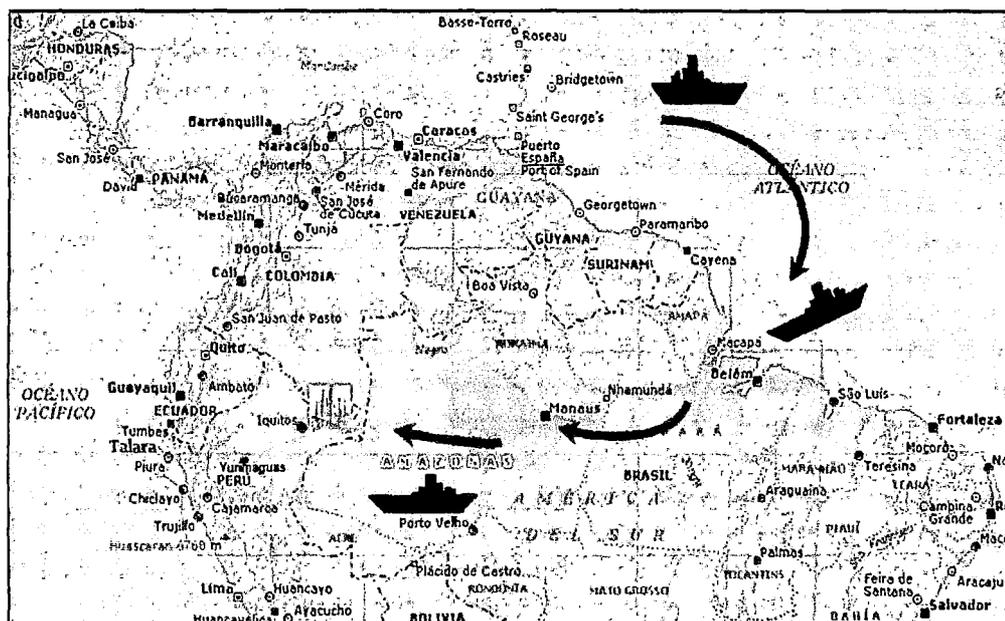


Figura 10.24 Abastecimiento de Nafta Craqueada para Perenco. Fuente: Petroperú.

11. GLOSARIO

Aceite Cíclico Liviano [ACL] (Light Cycle Oil) [ACL]: Un producto del Craqueo Catalítico ebuliendo en un rango de aproximado 221-343 °C por destilación ASTM. El ACL es usualmente mezclado en el aceite de calentamiento doméstico N° 2y en los combustibles Diesel.

Aceite Cíclico Pesado [ACP] (Heavy Cycle Oil) [HCL]: Usualmente se refiere al gasóleo 343 °C+ reciclado al reactor. Puede también ser extraído para ser usado en aceites pesados tales como Combustóleo N° 6 o aceite marino (bunker oil).

Aceites Combustibles o Combustóleos (Fuel Oils): Cualquiera de un gran número de productos destilados más pesados, usualmente ebuliendo por encima de 221 °C.

Análisis FODA: Herramienta de gestión que facilita el proceso de planeación estratégica, proporcionando la información necesaria para la implementación de acciones y medidas correctivas, y para el desarrollo de proyectos de mejora. El nombre, responde a los cuatro elementos que se evalúan en el desarrollo del análisis: las debilidades, amenazas, fortalezas, oportunidades.

Área Superficial: La superficie total de una muestra de catalizador, incluyendo el área dentro de los poros El área de la superficie es determinada por absorción de nitrógeno y se reporta en metros cuadrados por grano.

Bacteria: Microorganismos presentes en el agua arrastrada por el Petróleo Crudo, los cuales reducen químicamente los sulfatos contenidos en el agua, convirtiéndolos a sulfuros, sustancias que son altamente corrosivas. La cuantificación del contenido bacterial en el agua de arrastre se hace mediante el método de dilución exhaustiva. Se reporta en colonias por mililitro de agua (CL/ML de agua).

Barcaza: Lanchón para transportar carga de los buques a tierra, o viceversa.

Barril: Es la unidad de medida del Petróleo Crudo o Crudo Reducido que consiste en cuarenta y dos (42) galones de capacidad de los Estados Unidos de América, corregidos a una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60°F), a presión del nivel del mar. Se denomina Barril Bruto cuando incluya el BS&W y Barril Neto cuando no incluya el BS&W.

BS&W: Es el sedimento básico y agua contenidos en el Petróleo Crudo o Crudo Reducido, medidos por el método de centrifugación de acuerdo a la norma ASTM.

Carbón sobre Catalizador: El contenido real de carbón que permanece depositado en el catalizador luego de la reacción (carbón sobre catalizador gastado) o regeneración (carbón sobre catalizador regenerado). Es medido por una prueba estándar de oxidación en laboratorio.

Catalizador de Equilibrio: El catalizador circulante en la unidad fluida es llamado catalizador 'de equilibrio'. En sentido estricto no está en equilibrio hasta que alcanza un nivel consistente de actividad, propiedades de superficie, y metales sobre el catalizador, controlados por la tasa de adición regular de catalizador fresco y la tasa de remoción de catalizador de equilibrio (pérdidas y retiros).

Catalizador Fresco (Fresh Catalyst): Catalizador sin usar, tal como se compra a un fabricante de catalizador.

Catalizador Gastado (Spent Catalyst): Catalizador cargado de coque saliendo del despojador del reactor antes de la regeneración.

Combustibles Diesel (Diesel Fuels): Aceites combustibles livianos usualmente con un rango de ebullición de 190-343 °C, con especificaciones de limpieza, calidad de ignición, fluidez y volatilidad.

Combustibles Jet (Jet Fuels): Productos destilados livianos a medios. La mayoría de grados incluyen materiales ebuliendo tanto en el rango de gasolina como de keroseno (71-232 °C) y tienen especificaciones relativas a calidad de combustión, punto de congelación y formación de gomas.

Contenido de sal: Cloruro de Calcio, Sodio, Magnesio y otras sales contenidos en el Petróleo Crudo o Crudo reducido, expresados en libras de cloruros por mil barriles (1 000 BI), como se determina con la norma ASTM D 3230

Coque (Coke): Una mezcla de polímeros de alto peso molecular formada por deficitarios en hidrógeno y por carbono formado en el reactor, más aceites no despojados presentes en el catalizador que entra al regenerador.

Desalado: Un proceso de remoción de salmuera del petróleo crudo (usualmente un sistema de decantación electrolítica) previo a la destilación primaria.

Destilación ASTM: Una prueba estándar de laboratorio que determina las temperaturas de vapor de cabeza, saliendo de una muestra de 100 cc de hidrocarburo que es destilada a una tasa constante de 5 cc/min. Las temperaturas se registran a intervalos regulares de volumen recogido de destilado expresado como %vol. de la muestra original.

Destilación de Punto Real de Ebullición (True Boiling Point [TBP] Distillation): Un fraccionamiento en laboratorio en platos múltiples, y alto reflujo, el cual mide el punto real de ebullición de los componentes contenidos en muestras de aceite. Frecuentemente requiere de una destilación al vacío con corrección de temperaturas a presión atmosférica.

Eficiencia Energética: El conjunto de acciones que permiten optimizar la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios finales obtenidos. Esto se puede lograr a través de la implementación de diversas medidas e inversiones a nivel tecnológico, de gestión y de hábitos culturales en la comunidad.

Estabilidad (Estabilidad de Catalizador): La habilidad de un catalizador de soportar la desactivación física y química que ocurren durante el uso. El tipo de estabilidad es usualmente especificado, ej., estabilidad térmica o hidrotérmica.

ETBE (Etil Tercbutil Éter): Se trata del mismo proceso que el MTBE pero variando la alimentación, en este caso el etanol sustituye al metanol. La sustitución de metanol por etanol requiere de unas modificaciones en la planta de MTBE, la más importante es en la columna de recuperación de etanol, que ha de estar diseñada para poder romper el azeotropo etanol/agua.

Factor de Caracterización: Este factor desarrollado por Watson es una guía útil para caracterizar la alimentación de craqueo catalítico.

Goma: Polímeros pesados o resinas formadas en productos livianos durante el calentamiento o exposición a oxígeno durante almacenamiento. Una variedad de pruebas estándar de laboratorio se usan para medir la tendencia a la formación de gomas de los combustibles.

Gravedad: Es la Gravedad Específica a 60 °F con referencia a la densidad del agua pura a la misma temperatura, es decir, la Gravedad API a 60 °F, de acuerdo a las normas ASTM D 1298. La Gravedad Específica puede ser convertida a la Gravedad API con el uso de la norma ASTM D 1250

Lecho Fijo: Un lecho estático de catalizador.

Lecho Fluidizado: Un lecho de catalizador aireado hasta o justo sobre el punto donde todas las partículas están en movimiento libre pero suspendidas en el medio ambiente.

MTBE (Metil Tercbutil Éter): La síntesis del MTBE implica la reacción química entre el isobuteno y el metanol. Debido a la reactividad del doble enlace sobre el carbono terciario del isobuteno, la selectividad de la reacción es muy elevada, no produciéndose prácticamente productos secundarios. La reacción es exotérmica y se lleva a cabo en fase líquida y sobre un catalizador formado por una resina iónica ácida.

Naftenos: Término general empleado para cualquier compuesto cíclico saturado que se halle en el petróleo.

Número de Cetano: Un procedimiento de prueba ASTM que mide la calidad de ignición de los combustibles diesel en un motor de prueba estándar.

Los números más altos indican mejor calidad (en el rango aproximadamente 30-65).

Número Octano: La característica detonante de la gasolina determinada en un motor de laboratorio por métodos ASTM. Tanto en el Número Octano Investigación (RON) como en el Número Octano Motor (MON).

TAME (Etil Tercbutil Éter): Se trata del mismo proceso que el MTBE pero variando la alimentación, en este caso los isoamilenos (C_5 olefinicos) sustituyen a los isobutenos. En el proceso de producción de TAME, la alimentación requiere un pretratamiento que implica una hidrogenación selectiva para eliminar dienos, una isomerización para aumentar el contenido en isoolefinas a partir de las n-olefinas presentes, y un tratamiento Merox para eliminar el azufre.

Severidad: La intensidad de los factores operacionales y catalíticos a los cuales la carga es sometida en la operación de craqueo catalítico a fin de obtener los rendimientos deseados de los productos. La severidad de la operación aumenta aumentando la temperatura del reactor, incrementando la relación Cat/Aceite, incrementando las adiciones del catalizador (o cambiando a un catalizador más activo) y disminuyendo la velocidad espacial. Al cambiar cualquiera o todas de las anteriores variables se altera la severidad de la operación.

Viscosidad: Viscosidad cinemática de los Hidrocarburos Líquidos expresada en centistokes, de acuerdo con la norma ASTM D 445-96

Volumen de Poro: Es el volumen vacío en una microesfera individual de catalizador. El volumen de poro es determinante por adsorción de nitrógeno o por saturación con agua, y es reportado en centímetros cúbicos por gramo.

Zeolita: La fuente primaria de actividad de un catalizador de craqueo fluido, la zeolita, es el componente cristalino adicionado a un catalizador CCF para proporcionar actividad y selectividad. La zeolita usada en el catalizador CCF es faujasita, un aluminosilicato cristalino tridimensional del grupo de las zeolitas minerales con capacidad de intercambio iónico.

12. BIBLIOGRAFÍA

1. Allan, David, Davis, Paul E.; 2007; *Revisión de las Operaciones de Refinación: Una mirada detrás del cerco*
2. Banco Central de Reserva; 2013; *Reporte de Inflación*; disponible en: www.bcrp.gob.pe
3. CB&I; Fluid Catalytic Cracking; disponible en: [www.CBI.com/lummus - technology](http://www.CBI.com/lummus-technology)
4. Estrada Valverde, José; 2007; *Capítulo XV- Calidad de Combustibles y sus Tendencias*
5. Gerencia de Operaciones Selva Petroperú S.A.; 2012; *Información para el Plan de Refinación Periodo Mayo 2012 – Agosto 2012*
6. Grace, Davison; 1999; *Guía para Craqueo Catalítico Fluidizado-Parte Tres*; Printed in USA by J.W. Boarman Co. Baltimore, Maryland
7. Hamilton, Richard, O’Leary, Emma, Weber, Katherine; 2012; *Peru Business Forecast Report*; Business Monitor International Ltd. Publisher
8. Hamilton, Richard, O’Leary, Emma, Weber, Katherine; 2012; *Peru Oil & Gas Report*; Business Monitor International Ltd. Publisher
9. Instituto Nacional de Estadística; 2012; *Informe Técnico PBI Trimestral- Comportamiento de la Economía Peruana en el Tercer Trimestre de 2012*
10. Instituto Nacional de Estadística; 2013; *Perú en Cifras – PBI Trimestral*; disponible en: <http://www.inei.gob.pe/>
11. KBR Technology; 2007; *Fluid Catalytic Cracking*; disponible en: www.kbr.com/technology
12. LluchUrpi, José; 2008; *Tecnología y Margen de Refino del Petróleo*; Dias de Santos
13. Meyers, Robert A.; *Handbook of Petroleum Refining Processes*; MacGraw-Hill Handbooks -Third Edition
14. Ministerio de Energía y Minas; 2011; *Cartera Estimada de Proyectos de Inversión*

15. Ministerio de Medio Ambiente España; 2004; *Guía de Mejores Técnicas disponibles en España del Sector Refino del Petróleo*; Imprenta Fareso S.A.
16. Navarro Uribe, Uriel; 2006; *Química del Petróleo – Definiciones Básicas*
17. Peters, Max.; *Plant Design and Economics for Chemical Engineers Fourth Edition*, USA McGraw-Hill International Editions
18. Petróleos del Perú - Petroperú S.A.; 2011; *Evaluar Escenarios y Alternativas de Crudo y Productos a la Refinería Iquitos*
19. Petróleos del Perú - Petroperú S.A.; 2008; *Tecnologías licenciadas-Propuestas técnicas-GPMRT*
20. Perry, Robert H. & Green, Don W.; 1999; *Perry's Chemical Engineers' Handbook*; TheMcGraw Hill Companies Inc.
21. Porras, Emilio; *Procesos de Refinación de Petróleo y Gas Natural*
22. Powers, Bill; 2009; *Tecnología Estado-de-Arte para Proyectos de Hidrocarburos*
23. Rojas, Gonzalo; *Ingeniería de Yacimientos y Gas Condensado-Segunda Edición*
24. Sancho Dávila, César Sotomayor; 2007; *Formulación y Evaluación de Proyectos*; Bellido Expositores& Consultores Empresariales SRL
25. Superintendencia de Banca y Seguros; 2013; *Tipo de Cambio*; disponible en: <http://www.sbs.gob.pe>
26. Unidad Técnica Departamento Planeamiento Operativo Área Producción y Planeamiento Petroperú S.A.; 2012; *Informe Anual Calidad Típica de Crudo y Productos*
27. WalshPerù S.A.; 2007; *Elaboración de la Evaluación de Impacto Ambiental del Oleoducto Propuesto porBarrettResources LCCSucursal del Perú*
28. Zona Económica; 2013; *Petróleo – WTI*; disponible en: www.zonaeconomica.com