

# UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA



“EVALUACIÓN TÉCNICA – ECONÓMICA DEL SISTEMA  
DE SUMINISTRO DE GASES COMBUSTIBLES DE  
REFINERÍA TALARA MODERNIZADA”.

## TESIS

PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROQUÍMICO

**JAKELLYN MAS PIZANGO**

PROMOCIÓN 2006 – II

LIMA – PERÚ

2014

*Para mi familia, porque son el principal motor de mi vida, por su paciencia, comprensión y sobre todo por creer en mí.*

*Mil gracias a cada una de las personas entre ellos familia y amigos que contribuyeron con sus palabras, aportes y recomendaciones en la elaboración de este proyecto y por creer en mis convicciones dándome fuerzas para seguir adelante.*

*Gracias también a mi asesor, revisor y profesores de mi querida Facultad por el valioso tiempo dedicado y a la Universidad Nacional de Ingeniería por haber sido parte importante de mi formación profesional, a todos ellos muchas gracias.*

*Jakellyn Mas Pizango*

## RESUMEN

Los diferentes recursos técnicos y económicos han sido evaluados con la finalidad de analizar y comprender el mercado de hidrocarburos en la zona Noroeste del Perú y una tecnología petroquímica para fondos de vacío que permita consumir menos recursos energéticos optimizando la producción de gases combustibles autogenerados en planta.

Con la obtención del flexigas producido en el Flexicoker se podrá minimizar el consumo de gas natural comprado a la empresa EEPSA, que actualmente sirve como abastecimiento energético de gas combustible para las operaciones en planta de Refinería Talara.

Por otro lado, la industria del gas natural en el Perú se localiza en tres zonas geográficas: en Tumbes y Piura, en Ucayali, y en Cusco; la producción de las dos primeras zonas es poco significativa y se destina principalmente a la generación eléctrica y Refinería Talara.

La selección de esta tecnología de procesamiento de fondos de vacío sería la séptima unidad de este tipo en el mundo y permitirá generar oportunidades sinérgicas que reemplacen el consumo del hidrocarburo gaseoso en el sistema de suministro de gases para beneficio de la rentabilidad de Refinería Talara.

El estudio se divide en capítulos, los primeros describen la situación del mercado de gas natural en la zona Noroeste del Perú y su uso en esta región del país; la evaluación técnica donde se hace referencia del proceso de Flexicoking como

tecnología para procesar los fondos de vacío y para obtener el gas de bajo poder calorífico (flexigas) para su uso en el sistema de suministro de gases, y se enfatiza los conceptos básicos, físicos, químicos y termodinámicos de los gases combustibles.

Asimismo, se analizó el balance energético de gases combustibles y su intercambialidad en el sistema de suministro de gases consumidos en Refinería Talara. También se ha incorporado la evaluación económica de la producción de gases combustibles con una Unidad de Flexicoking y una evaluación ambiental que reafirma el compromiso que existe sobre la protección del medioambiente que rodea la industria a fin de cumplir con la Ley nacional y los estándares internacionales.

## ÍNDICE

<b>RESUMEN.....</b>	<b>III</b>
<b>CAPÍTULO I .- PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1    PROBLEMÁTICA.....	1
1.2    FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.3    JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....	4
1.4    OBJETIVOS.....	5
<b>CAPÍTULO II .- MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>6</b>
2.1    ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN .....	6
2.2    BASES TEÓRICAS .....	8
2.3    MARCO CONCEPTUAL .....	9
<b>CAPÍTULO III .- HIPÓTESIS Y VARIABLES.....</b>	<b>37</b>
3.1    HIPÓTESIS GENERAL .....	37
3.2    HIPÓTESIS ESPECÍFICA .....	37
3.3    IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES.....	37
3.4    OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES .....	38
3.5    MATRIZ DE CONSISTENCIA .....	43
<b>CAPÍTULO IV .- PLANEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>44</b>
4.1    TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	44
4.2    POBLACIÓN Y MUESTRA .....	44
4.3    INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....	45
4.4    ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN .....	45
<b>CAPÍTULO V .- DESARROLLO DEL ESTUDIO .....</b>	<b>46</b>
<b>5.1    MARCO REFERENCIAL.....</b>	<b>46</b>
5.1.1    SITUACIÓN DEL MERCADO REGIONAL DE GAS NATURAL .....	46
5.1.2    DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO.....	50
<b>5.2    ESTUDIO DE MERCADO .....</b>	<b>63</b>
5.2.1    ESTRUCTURA DE LA DEMANDA .....	63
5.2.2    ESTRUCTURA DE LA OFERTA.....	71
5.2.3    BALANCE DE HIDROCARBUROS .....	77
5.2.4    ANÁLISIS DE PRECIOS .....	80
5.2.5    MARGEN DE REFINACIÓN.....	84
5.2.6    CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE MERCADO.....	86
<b>5.3    EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE GASES COMBUSTIBLES CON UNA UNIDAD DE FLEXICOKING EN REFINERÍA TALARA MODERNIZADA.....</b>	<b>88</b>
5.3.1    SISTEMA DE GASES COMBUSTIBLES DE REFINERÍA TALARA .....	90
5.3.2    BALANCE DE GASES COMBUSTIBLES .....	93
5.3.3    ÁNÁLISIS DE INTERCAMBIABILIDAD DE GASES .....	96
<b>5.4    EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE GASES COMBUSTIBLES CON UNA UNIDAD DE FLEXICOKING EN REFINERÍA TALARA MODERNIZADA .....</b>	<b>99</b>
5.4.1    COSTOS DE CAPITAL .....	100
5.4.2    COSTOS OPERATIVOS .....	104
5.4.3    FLUJO DE CAJA.....	105

5.4.4	ECONOMÍA DEL PROYECTO .....	109
5.4.5	CADENA DE PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL EN LA ZONA NOROESTE DEL PERÚ .....	111
<b>5.5</b>	<b>MARCO NORMATIVO REFERENCIAL .....</b>	<b>113</b>
5.5.1	MARCO NORMATIVO DEL PROYECTO MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA TALARA .....	115
5.5.2	MARCO NORMATIVO DEL SUMINISTRO DE GAS NATURAL PARA REFINERÍA TALARA .....	122
<b>5.6</b>	<b>EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL.....</b>	<b>125</b>
5.6.1	INTRODUCCIÓN.....	125
5.6.2	EVALUACIÓN DE IMPACTOS .....	127
5.6.3	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL .....	134
5.6.4	PROGRAMA DE MONITOREO AMBIENTAL .....	136
5.6.5	PLAN DE CONTINGENCIA.....	137
5.6.6	PLAN DE ABANDONO.....	139
<b>5.7</b>	<b>VENTAJAS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA DE FLEXICOKING PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE – FLEXIGAS .....</b>	<b>143</b>
	<b>CAPÍTULO VI .- CONCLUSIONES.....</b>	<b>145</b>
	<b>CAPÍTULO VII .- RECOMENDACIONES.....</b>	<b>147</b>
	<b>CAPÍTULO VIII .- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>149</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>153</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA Nº 1 : CLASIFICACIÓN Y COMPOSICIÓN TÍPICA DE RESERVORIOS DE GAS NATURAL.....	14
TABLA Nº 2: ANÁLISIS DEL GAS NATURAL .....	18
TABLA Nº 3: PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES DEL GAS NATURAL .....	22
TABLA Nº 4: FAMILIAS DE LOS GASES. ....	26
TABLA Nº 5: ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL SUMINISTRADO POR EEP SA PARA REFINERÍA TALARA. .	32
TABLA Nº 6: ANÁLISIS DE CALIDAD DEL GAS NATURAL.....	33
TABLA Nº 7: ANÁLISIS DE CALIDAD DEL GAS SECO O GAS ESPONJA. ....	34
TABLA Nº 8: ANÁLISIS DE CALIDAD DEL GAS DE RECIPIENTE DE MEZCLA F-V15. ....	35
TABLA Nº 9: ANÁLISIS DE CALIDAD DEL GAS ÁCIDO DE BAJA PRESIÓN. ....	36
TABLA Nº 10: PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL EN EL NOROESTE DEL PERÚ - 2012. ....	47
TABLA Nº 11: RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL PERÚ (2012).....	49
TABLA Nº 12: SISTEMA DE TUBERÍAS DE GASODUCTOS DE EEP SA. ....	53
TABLA Nº 13: CONTRATOS DE EEP SA CON PRODUCTORAS DE GAS NATURAL .....	56
TABLA Nº 14: SITUACIÓN CONTRACTUAL Y DE PRECIOS DEL GAS NATURAL EN LA ZONA NOROESTE DEL PERÚ.....	58
TABLA Nº 15: DEMANDA INTERNA DE HIDROCARBUROS – 2012. ....	65
TABLA Nº 16: DESPACHO DE PRODUCTOS EN REFINERÍA TALARA.....	67
TABLA Nº 17: DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL PERÚ – 2012.....	70
TABLA Nº 18: PRODUCCIÓN TOTAL DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN REFINERÍAS 2003-2012. ....	71
TABLA Nº 19: PRODUCCIÓN DE PRODUCTOS EN REFINERÍA TALARA. ....	72
TABLA Nº 20: PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE DERIVADOS EN REFINERÍA TALARA DEL AÑO.....	74
TABLA Nº 21: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN ZONA NOROESTE DEL PERÚ.....	74
TABLA Nº 22: PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL EN ZONA NOROESTE DEL PERÚ - 2012.....	76
TABLA Nº 23: BALANZA COMERCIAL DE COMBUSTIBLES .....	77
TABLA Nº 24: PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN SOLES/GALÓN Y GLP EN SOLES/10 KG AL 31 DIC. ....	81
TABLA Nº 25: PRECIOS DE LOS MARCADORES INTERNACIONALES DE GAS NATURAL .....	83



TABLA Nº 26: PRECIOS DEL GAS NATURAL EN LA ZONA NOROESTE DEL PERÚ .....	83
TABLA Nº 27: MARGEN DE REFINACIÓN DE REFINERÍA TALARA. ....	85
TABLA Nº 28: CARGA TOTAL PARA LA UNIDAD DE FLEXICOKING. ....	90
TABLA Nº 29: PROPIEDADES DE LA CARGA PARA LA UNIDAD DE FLEXICOKING. ....	91
TABLA Nº 30: CONSUMO ACTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN REFINERÍA TALARA. ....	94
TABLA Nº 31: CONSUMO TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES EN REFINERÍA TALARA AMPLIADA. ....	94
TABLA Nº 32: CONSUMO TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES EN REFINERÍA TALARA MODERNIZADA CON UNA UNIDAD DE FLEXICOKING. ....	95
TABLA Nº 33: ÍNDICES DE WOBBE DE LOS GASES COMBUSTIBLES DE REFINERÍA TALARA. ....	97
TABLA Nº 34: GASTO DE GAS NATURAL ADQUIRIDO PARA COMBUSTIBLE EN HORNOS Y CALDEROS DE REFINERÍA TALARA. ....	99
TABLA Nº 35: COSTO DE CAPITAL DEL FLEXICOKER. ....	103
TABLA Nº 36: GASTO OPERATIVO DEL PROYECTO MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA TALARA. ....	104
TABLA Nº 37: ESTIMACIONES PARA EL CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA ECONÓMICO DEL PROYECTO MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA TALARA. ....	105
TABLA Nº 38: FLUJO DE CAJA ECONÓMICO ESTIMADO DEL PROYECTO MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA TALARA. ....	107
TABLA Nº 39: FLUJO DE CAJA FINANCIERO ESTIMADO DEL PROYECTO MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA TALARA. ....	108
TABLA Nº 40: INDICADORES ECONÓMICOS DEL PROYECTO MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA TALARA. ....	109
TABLA Nº 41: LISTA DE VERIFICACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES Y SOCIALES – ETAPA DE CONSTRUCCIÓN. ....	129
TABLA Nº 42: LISTA DE VERIFICACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES Y SOCIALES – ETAPA DE OPERACIÓN. ....	131
TABLA Nº 43: CALIFICACIÓN DE IMPACTOS – ETAPA DE CONSTRUCCIÓN. ....	133
TABLA Nº 44: CALIFICACIÓN DE IMPACTOS – ETAPA DE CONSTRUCCIÓN. ....	134
TABLA Nº 45: CRITERIOS PARA CLASIFICACIÓN DE EMERGENCIAS. ....	138
TABLA Nº 46: IDENTIFICACIÓN DE EVENTOS QUE GENERAN EMERGENCIAS EN UNIDAD DE FLEXICOKING. ....	139

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO N° 1: ESQUEMA DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL .....	16
GRÁFICO N° 2: DIAGRAMA DE COMBUSTIÓN DEL GAS NATURAL. ....	20
GRÁFICO N° 3: COEFICIENTE K1 DE CORRECCIÓN DEL ÍNDICE DE WOBBE PARA EL GAS NATURAL (SEGUNDA FAMILIA). ..	24
GRÁFICO N° 4: COEFICIENTE K2 DE CORRECCIÓN DEL ÍNDICE DE WOBBE PARA EL GAS NATURAL (SEGUNDA FAMILIA). ..	25
GRÁFICO N° 5: DIAGRAMA DE INTERCAMBIABILIDAD DE LOS GASES.....	27
GRÁFICO N° 6: VARIACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN Y LA TEMPERATURA. ....	29
GRÁFICO N° 7: VALOR DEL FLEXIGAS, MMUS\$ POR AÑO. ....	40
GRÁFICO N° 8: LOTES CON CONTRATOS DE OPERACIÓN PETROLERAS EN EL NOROESTE DEL PERÚ. ....	48
GRÁFICO N° 9: VISTA SATELITAL DE REFINERÍA TALARA – PIURA. ....	62
GRÁFICO N° 10: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL DE HIDROCARBUROS HASTA EL AÑO 2012. ....	64
GRÁFICO N° 11: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA INTERNA DE HIDROCARBUROS – 2012. ....	65
GRÁFICO N° 12: DESPACHO DE PRODUCTOS EN REFINERÍA TALARA DESDE EL AÑO.....	67
GRÁFICO N° 13: DEMANDA HISTÓRICA DE GAS NATURAL EN LA ZONA NOROESTE DEL PERÚ DESDE EL 2003 - 2012. ...	69
GRÁFICO N° 14: DEMANDA POR ZONAS DE GAS NATURAL EN EL PERÚ – 2012. ....	70
GRÁFICO N° 15: PRODUCCIÓN DE PRODUCTOS DE REFINERÍA TALARA.....	73
GRÁFICO N° 16: COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN DE CAMPO Y PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL EN ZONA NOROESTE DEL PERÚ. ....	75
GRÁFICO N° 17: PRODUCCIÓN FISCALIZADA PORCENTUAL DE GAS NATURAL POR LOTE – 2012. ....	76
GRÁFICO N° 18: OFERTA VS. DEMANDA DE GAS NATURAL EN ZONA NOROESTE DEL PERÚ EN LOS AÑOS 2007 - 2012. 79	79
GRÁFICO N° 19: ESQUEMA DE REFINACIÓN OPTIMIZADO PROYECTO MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA TALARA.....	64
GRÁFICO N° 20: ESQUEMA DEL PROCESO DE OBTENCIÓN DEL FLEXIGAS. ....	67
GRÁFICO N° 21: CHEMICAL ENGINEERING PLANT COST INDEX (CEPCI). ....	101
GRÁFICO N° 22: ESTIMACIÓN LINEAL DEL ÍNDICE DE COSTO CEPCI.....	102
GRÁFICO N° 23: EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE REFINO.....	110
GRÁFICO N° 24: CADENA DE PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL EN LA ZONA NOROESTE DEL PERÚ. 80	80

## Capítulo I .- Problemática de la Investigación

### 1.1 Problemática

La presente investigación ha sido elaborada con la finalidad de complementar los criterios y lineamientos para la determinación de la configuración del sistema de gases combustibles del Proyecto Modernización de Refinería Talara (PMRT) de la empresa Petróleos del Perú S.A. – PETROPERÚ S.A., lo cual conduce a realizar un análisis de la situación hidrocarburífera en la zona noroeste, y una evaluación técnica-económica del sistema de gases combustibles con una Unidad de Flexicoking como alternativa para la optimización de la producción de gases combustibles para el abastecimiento energético de Refinería Talara.

Tradicionalmente, el combustible que se ha usado en los hornos y calderos de Refinería Talara es el gas natural proveniente de los campos de producción de la zona Noroeste, el cual es suministrado por la Empresa Eléctrica de Piura S.A. (EEPSA), compañía perteneciente al grupo económico liderado por la Empresa Nacional de Electricidad S.A. de España (Endesa) y que tiene como una de sus principales actividades la generación de energía eléctrica.

En la actualidad, EEPSA mantiene un contrato de suministro tipo “take or pay” con Petróleos del Perú S.A. - PETROPERÚ, con la finalidad de que Refinería Talara complete la energía faltante requerida en sus unidades de procesos.

Asimismo, el consumo de gas natural está influenciado por la presencia o ausencia de las diversas unidades productoras de gases; debido a que Refinería Talara produce gases en las diferentes etapas de refinación del petróleo, los cuales son

mezclados con el gas natural para su uso combustible; motivo por el cual los requerimientos estimados de gas natural para el Proyecto Modernización de Refinería Talara dependerán de la selección de la tecnología de coquificación de fondos de vacío correspondientes, tales como Flexicoking o Delayed Coking; y de la selección de procesos licenciados para el hidrot ratamiento de productos como el diesel, nafta liviana y nafta FCC.

Para nuestro estudio se ha seleccionado la tecnología del Flexicoker; tomando como filosofía de operación del sistema de gases combustibles el uso máximo de los subproductos de refinación, como el “flexigas” y en caso de hacerse necesario se complementará la energía faltante requerida en los procesos con el gas natural producido en la zona.

Para ello, se realizó un análisis técnico y económico del mercado de gas natural en la zona Noroeste del país, con la finalidad de definir la situación y dificultades del transporte del gas natural hacia Refinería Talara, lo cual significa un desafío en cuestión de innovaciones tecnológicas de la industria del gas natural en la zona Noroeste.

De esta manera, el estudio permitirá conocer la demanda actual de los combustibles gaseosos para que de manera confiable se asegure la continuidad de las operaciones tanto en cantidad como en calidad de todas las futuras unidades; teniendo en cuenta el cumplimiento de las regulaciones medioambientales de emisiones, establecidas en la legislación nacional vigente.

En cuanto al Proyecto Modernización de Refinería Talara (PMRT), el Estudio de Factibilidad del PMRT realizado por la empresa ADL (Arthur D' Little) considera la instalación de nuevas unidades de procesos, las modificaciones necesarias en las unidades existentes, correspondientes servicios industriales y facilidades generales requeridos para la mejora de calidad de los combustibles producidos y unidades de conversión de los fondos para maximizar la producción.

El desarrollo del proyecto también considera el uso de gas natural como posible materia prima en la Planta de Hidrógeno, cuya capacidad será de 21,0 MMSCFD, el hidrógeno producido será empleado en los procesos de desulfurización de los derivados del petróleo para la obtención de productos en especificación permisible de azufre, para poder cumplir con los requisitos legales nacionales y compartir con el espíritu mundial de minimizar la contaminación con azufre.

También se considera como parte de la evaluación, la alternativa del uso de residuos líquidos precalentados como combustible de hornos y calderos, con el objeto de reemplazar parte del consumo de gas natural, siempre que lo permitan las restricciones medioambientales de emisiones.

## **1.2 Formulación del Problema**

En nuestro estudio de *“Evaluación Técnica-Económica del Sistema de Suministro de Gases Combustibles de Refinería Talara Modernizada”* se plantea como opciones de suministro la disponibilidad de gas natural para las operaciones de la nueva Refinería Talara y el uso del flexigas producido en una nueva Unidad de Flexicoking capaz de abastecer los requerimientos del sistema de suministro de

gases combustibles para cumplir con los objetivos del estudio se realizaron los siguientes análisis:

- 1) Se realizó un estudio de mercado del gas natural en la zona Noroeste a través de información obtenida en campo de las diferentes operadoras petroleras y/o gasíferas, además se realizó la evaluación de los informes estadísticos mensuales, el Anuario 2012 del Ministerio de Energía y Minas y la publicación Estadística Petrolera 2012 de PERUPETRO.
- 2) Se realizó un balance energético de gases combustibles considerando el proceso de Flexicoking para la obtención del flexigas como gas de suministro para el sistema de gases combustibles de Refinería Talara modernizada.

### **1.3 Justificación de la Investigación**

El estudio realizado abarca aspectos técnicos y económicos, que permitirá definir el futuro de las reservas de gas natural en la zona noroeste del país y las opciones de suministro de gas combustible para el Proyecto Modernización de Refinería Talara, a través del desarrollo gasífero en la zona de estudio y con la implementación del proceso de Flexicoking en la nueva planta.

Como lineamiento de política energética establecida en el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, se establece la promoción de proyectos e inversiones para lograr una matriz energética diversificada e integración de los mercados energéticos de la región, garantizando la seguridad energética del país. Con el estudio se espera

contar con una autosuficiencia en la producción de energéticos para Refinería Talara, lograr mayor eficiencia en su cadena productiva y en el uso de energía.

La finalidad es evaluar un sistema de suministro de energía que satisfaga la demanda de combustibles gaseosos para Refinería Talara modernizada de manera confiable, regular, continua y eficiente promoviendo el desarrollo sostenible.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo General**

Evaluar el sistema de suministro de gases combustibles de Refinería Talara modernizada con una Unidad de Flexicoking, con la finalidad de satisfacer la futura demanda de sus operaciones.

### **1.4.2 Objetivo Específico**

- Establecer la demanda, usos y destinos de la producción existente y futura de los gases combustibles; entre ellos, el gas natural para Refinería Talara modernizada.
- Dar a conocer el futuro cambio de la matriz energética regional de la zona Noroeste del Perú y su envergadura para el desarrollo del país.
- Evaluar el uso de flexigas como gas combustible para Refinería Talara modernizada.

## Capítulo II .- Marco Teórico

### 2.1 Antecedentes de la Investigación

- Desde 1996 hasta la fecha, se han firmado contratos de suministro de gas natural seco entre EEPSA y Refinería Talara. En un primer momento se dio como resultado de las condiciones exigidas en el proceso de privatización de las unidades de negocios eléctricos y de gas natural de PETROPERÚ; posteriormente, debido al vencimiento de dicho contrato, PETROPERÚ convocó a un proceso de adjudicación de menor cuantía, en octubre de 1996, donde se otorgó a EEPSA la buena pro suscribiéndose un nuevo contrato de suministro de gas natural seco para Refinería Talara.
- El 05 de abril de 2006, EEPSA decidió tercerizar su negocio de procesamiento de gas natural asociado (GNA), y transfirió los activos de Planta Pariñas y Planta Verdún a Graña y Montero Petrolera – GMP, mediante un contrato de compra-venta de activos.
- Simultáneamente, GMP y EEPSA suscribieron un contrato de suministro de componentes pesados de GNA, en el que EEPSA se obliga a suministrar a GMP componentes pesados; de forma específica se compromete a entregar a GMP la totalidad de GNA proveniente de sus contratos de suministro actuales o futuros hasta un máximo de 40 MMPCD (millones de pies cúbicos diarios).



- En el contrato suscrito entre EEP SA y GMP, la empresa GMP se comprometió a la instalación de una nueva planta de procesamiento de GNA y a la extracción de los componentes pesados y del gas natural seco. Cabe señalar que durante el proceso de fraccionamiento o secado del GNA, el gas seco continúa siendo de propiedad de EEP SA, el cual le es restituido posteriormente; por otra parte, GMP comercializa por su cuenta los componentes pesados.
- En junio de 2005, Petro-tech construyó la Planta Criogénica en la zona de Talara destinada al procesamiento de gas natural asociado (GNA) proveniente del Lote Z-2B; la planta puede producir GLP e hidrocarburos alifáticos livianos (HAL) o gasolina natural, producto sustituto del hidrocarburo alifático saturado (HAS).
- La Ley N° 28694 y el D.S. N° 025-2005-EM con fecha de publicación 06.07.2005, establece la reducción del contenido de azufre en el diesel de 5000 ppm a un máximo de 50 ppm a partir del 01.01.2010 en todo el país, motivo que prioriza el interés por el desarrollo del Proyecto Modernización de Refinería Talara.
- Actualmente Petróleos del Perú S.A. – PETROPERÚ mantiene un contrato vigente con EEP SA, por el “Servicio de Suministro de Gas Natural para Refinería Talara por el período de tres (03) años”, el cual inició el 01.03.2012 y finalizará el 28.02.2015.

- En cuanto al Proyecto Modernización de Refinería Talara, se encuentra actualmente en la preparación de la etapa FEED (Ingeniería Básica Extendida + Pre Construcción), la cual implica realizar los estudios de ingeniería, actividades, acuerdos y reuniones previas a fin de elaborar y verificar todas las estrategias de acción para la construcción.
- Estratégicamente Ecopetrol S.A. en alianza con la Compañía Nacional de Petróleo de Corea (Korea National Oil Corporation – Knoc), adquirieron a inicios del año 2009, la compañía Offshore International Group Inc. con sede en Estados Unidos cuyo principal activo era Petro-tech Peruana S.A y que fue transformada posteriormente en la empresa SAVIA Perú.

## **2.2 Bases Teóricas**

Las bases teóricas de nuestra investigación están relacionadas con las políticas de desarrollo de la industria de hidrocarburos en nuestro país, las cuales implican un marco contextual, teórico, análisis técnico del proceso, evaluación económica, estudio ambiental, los fundamentos legales del tema de estudio a través del marco legal y el respectivo análisis de la matriz energética tomando en consideración la situación gasífera en la zona noroeste del Perú.

## 2.3 Marco Conceptual

### 2.3.1 Definiciones

#### Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos constituido por el conjunto de hidrocarburos de las series parafínicas gaseosas y algunos hidrocarburos líquidos. Su principal componente es el metano ( $\text{CH}_4$ ), otros componentes son el etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) y otras fracciones más pesadas como el pentano ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ), hexano ( $\text{C}_6\text{H}_{14}$ ), heptano ( $\text{C}_7\text{H}_{16}$ ) y algunas impurezas.

El metano y el etano se encuentran en estado gaseoso, el etano puede convertirse en etileno, el propano y el butano se encuentran en estado gaseoso a temperaturas y presiones normales. En el gas natural también se presentan algunas impurezas (del orden del 1%), como el nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), helio ( $\text{He}_2$ ), oxígeno ( $\text{O}_2$ ), ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), vapor de agua y otras en cantidades mínimas.

Por su origen, el gas natural se encuentra en la naturaleza como:

- Gas Natural Asociado (GNA): Se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

- Gas Natural No Asociado: Es aquel que se encuentra en yacimientos que no contienen petróleo crudo, a las condiciones de presión y temperatura originales.

### **Gas Natural Comprimido**

El gas natural comprimido (GNC) es el gas natural seco sometido a compresión en una Estación de Compresión, a una presión máxima de 25 MPa (250 bar), para su posterior almacenamiento, transporte y/o comercialización en cilindros de alta presión.

Se usa como combustible alternativo en reemplazo de las gasolinas.

### **Gas Natural Húmedo**

El gas natural húmedo es la fracción obtenida del procesamiento del gas natural, mediante el cual se eliminan las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, obteniendo componentes hidrocarburos de peso molecular más altos que el metano; productos licuables como gasolinas y gas licuado de petróleo (GLP).

Podemos clasificarlo como:

- Gas Ácido: Gas que contiene más de 6 mg/m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub>S.
- Gas Dulce: Gas que contiene menos del 6 mg/m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub>S.

### **Gas Natural Licuefactado**

El gas natural licuefactado (GNL) o liquefied natural gas (LNG) se obtiene por un proceso de enfriamiento (proceso criogénico), en el cual se disminuye su temperatura hasta  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$  y debido al proceso adicional de licuefacción por compresión a presión atmosférica reduce su volumen en seiscientas veces para su posterior almacenamiento, transporte y/o comercialización. El punto crítico del metano es de  $-82,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $45,8\text{ atm.}$ , esto significa que por encima de esa temperatura es imposible licuarlo aun aumentando la presión.

### **Gas Natural Seco**

El gas natural seco (GNS) es la mezcla residual de hidrocarburos gaseosos, al cual se le han extraído los líquidos o condensables. Está compuesto esencialmente por metano ( $\text{CH}_4$ ) entre 94% – 99%. Por tener, prácticamente la misma composición del gas natural libre extraído de los pozos, los términos gas natural y gas seco son utilizados indistintamente.

### **Gas de Bajo BTU – Flexigas**

Este gas tiene un contenido calorífico entre 120-140 BTU/SCF ( $\sim 1\ 200\text{ kcal/m}^3$ ) y es producido por el Flexicoking, y también está en el gas producido de FCC<sup>1</sup>. Debido a que es un gas limpio por su bajo contenido de  $\text{SO}_x$  y  $\text{NO}_x$  puede ser quemado en hornos usando quemadores especiales y de manera estable por su rico contenido de CO y  $\text{H}_2$  también puede ser quemado en el caldero CO de Refinería Talara.

---

<sup>1</sup> FCC: Craqueo Catalítico Fluidizado.

### **Gas de Refinería**

Es producido por la Unidad de FCC, el Flexicoking, y las hidrosulfurizadoras. Incluye también el exceso de butano que no puede ser mezclado con el GLP. En el caso de Refinería Talara, el butano será usado en el blending de gasolinas de alto octanaje para ajustar el RVP.

### **Gas Seco**

El gas seco o “gas ácido” es producido en la Unidad de Recuperación de Gases del Complejo de Craqueo Catalítico de Refinería Talara y se caracteriza por su alto contenido de azufre, por lo cual es altamente corrosivo. La producción del gas ácido es variable y depende del tipo y nivel de carga procesada, así como de la severidad de la operación de la Unidad de FCC.

La mayor severidad está determinada por la mayor temperatura del reactor:

Alta severidad	975 °F
Mediana severidad	950 °F
Baja severidad	920 °F

A mayor temperatura del reactor se tiene mayor conversión y por ende, mayor producción de gasolina y gas licuado de petróleo (GLP); y de gas ácido. La menor temperatura del reactor permite maximizar la producción de destilados medios.

## Líquidos de Gas Natural

Los líquidos de gas natural (LGN) son una mezcla de líquidos que son extraídos del gas natural mediante procesos de condensación y absorción. Se clasifican de acuerdo a su presión de vapor en condensados, gasolina natural y gas licuado de petróleo (GLP).

- Condensados: Son hidrocarburos con baja presión de vapor y se los utiliza principalmente como insumos de refinería.
- Gasolina Natural: Son hidrocarburos de mediana presión de vapor, se usa como materia prima para procesos industriales, en refinerías o se mezcla directamente con las naftas. Está constituido por hidrocarburos más pesados como el pentano ( $C_5H_{12}$ ), el hexano ( $C_6H_{14}$ ), y el heptano ( $C_7H_{16}$ ) que pasan con facilidad al estado líquido.
- Gas Licuado de Petróleo (GLP): Mezcla de hidrocarburos de alta presión de vapor, tiene las mismas características que el extraído del petróleo crudo en el proceso de la refinación.

### 2.3.2 FUENTES DE GAS NATURAL

El gas natural se halla en reservorios profundos asociado con petróleo crudo (gas asociado) y en reservorios que contienen pequeñas cantidades o casi nada de crudo (gas no asociado).

Podemos clasificar los reservorios de gas natural por la relación de volúmenes inicialmente extraídos en superficie de gas-petróleo (GOR), por el °API, o por su fracción molar como se indica en la tabla N° 1.

Por convención, en el sistema inglés, las condiciones estándar de tanque se miden a 60 °F y 1 atm. El volumen líquido se expresa en barriles, B o bbl; el volumen de gas en pies cúbicos, CF (cubic feet); y el GOR<sup>2</sup> en condiciones estándar en SCF/STB (standar cubic feet/stock tank barrel). En el sistema internacional, las condiciones estándar son 15 °C y 1 atm. Ambos volúmenes de líquidos y gas se miden en m<sup>3</sup>.

Tabla N° 1 : Clasificación y composición típica de reservorios de gas natural.

Clase de Hidrocarburo	GOR		° API	Composición Típica, fracción molar					
	SCF/STB	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>		C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6+</sub>
Gas Seco	infinito	infinito	-	0,9	0,05	0,03	0,01	0,01	-
Gas Húmedo	≥ 50 000	≥ 9000	≥ 60	0,85	0,05	0,04	0,02	0,02	0,02
Gas Condensado	6 000 – 50 000	1 000 – 9 000	50 -75	0,8	0,06	0,04	0,03	0,02	0,05

Fuente: Archer & Wall, 1986.

El *gas seco* se presenta en el reservorio totalmente en fase gaseosa durante toda la explotación y no produce hidrocarburo líquido en superficie.

El *gas húmedo* también permanece en fase gaseosa en el yacimiento, pero puede formar hidrocarburo líquido en superficie.

<sup>2</sup> GOR (Gas/Oil Ratio): Relación entre el volumen de gas con respecto al petróleo producido en un pozo, se expresa en pies cúbicos medidos en condiciones estándar por cada barril de petróleo almacenado en el tanque.



El *gas condensado* constituye una fase gaseosa en las condiciones iniciales, antes de ser producido. Sin embargo, al disminuir la presión del reservorio presenta un comportamiento anormal: la condensación retrógrada, que forma un petróleo líquido liviano.

Para la producción de petróleo y gas natural es necesario contar con instalaciones adecuadas que permitan separar los volúmenes de gas, petróleo y agua asociada. Estas instalaciones reciben el nombre de baterías y su finalidad es la separación del petróleo, gas y agua, para su posterior transporte a las plantas de procesamiento.

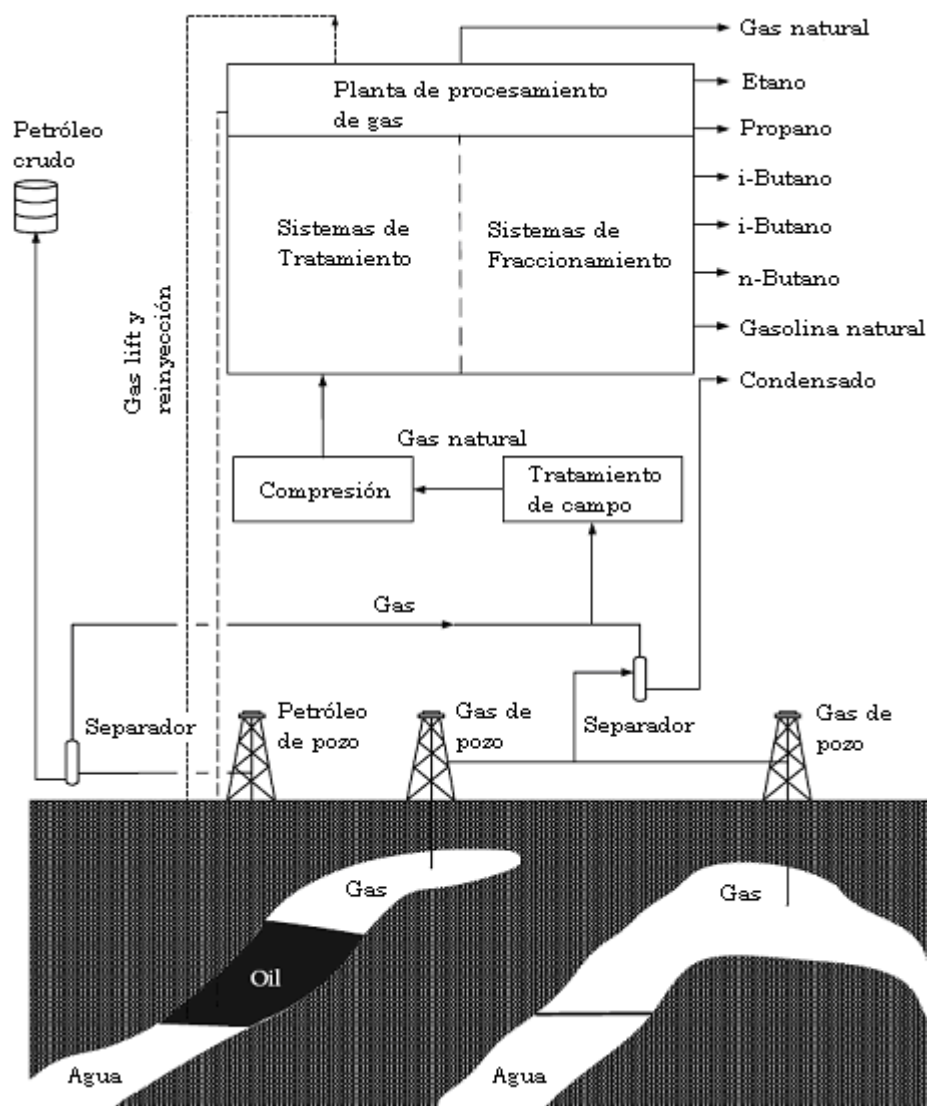
Las baterías están compuestas por un colector de ingreso de pozos, separadores gas-petróleo, mecanismos de regulación de presión y medición; para el caso de captación de gas de pozos exclusivamente gasíferos, es necesario contar también con instalaciones que permitan la separación primaria de líquidos y el manejo y control de la producción de gas, normalmente a mayor presión que el petróleo.

En el gráfico N° 1 se muestra el flujo simplificado de la industria del gas natural desde el reservorio hasta la obtención de sus productos finales y una perspectiva completa de los pasos que envuelven las etapas desde la producción hasta el abastecimiento a los consumidores.

En el petróleo prevalecen los hidrocarburos líquidos en los cuales se encuentran parcialmente disueltos y parcialmente mezclados los gaseosos y los sólidos. Los gaseosos son separados en las baterías de los yacimientos y constituyen el gas

natural asociado al petróleo; también hay gas natural libre que puede ser acompañado por algo de líquido.

Gráfico N° 1: Esquema de la industria del gas natural.



Fuente: Adaptado de Cannon, 1993.

### 2.3.3 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL

El gas natural está compuesto por moléculas de energía que contienen muy pocas impurezas y son de combustión limpia. Las principales impurezas gaseosas del gas natural son el nitrógeno, anhídrido carbónico y el sulfuro de hidrógeno. La presencia de una cantidad grande de anhídrido carbónico y nitrógeno reduce su valor calórico y hace que se eleve la temperatura necesaria para la combustión.

#### 2.3.3.1 Composición del Gas Natural

El gas natural es un cuerpo gaseoso en condiciones normales, su composición varía según el proceso de formación del yacimiento; no obstante, su componente principal es el metano ( $\text{CH}_4$ ) con un punto de ebullición de  $-258,73$  °F, contiene etano hasta el 10 por ciento con un punto de ebullición de  $-127,49$  °F, propano con un punto de ebullición de  $-43,75$  °F hasta el 3 por ciento, y pequeñas cantidades de hidrocarburos más pesados y gases no combustibles.

La determinación de la composición química del gas natural se realiza en conformidad con normas internacionales, tales como los métodos de análisis cromatográfico *ASTM D 1945* ó el *GPA Estándar 2166* utilizados para cálculos de transferencia y custodia.

Los componentes presentes en el gas natural son:

- *Componentes principales:* Metano (CH<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), butanos (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), pentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).
- *Componentes secundarios:* Hidrógeno (H<sub>2</sub>), oxígeno (O<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), helio (He).
- *Trazas:* Ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), mercaptanos (R-SH), el total de componentes de azufre rara vez excede 1 y 20 gr/100 std ft<sup>3</sup>.

Tabla N° 2: Análisis del gas natural.

Componentes	Fórmula química	Masa molecular	Punto de ebullición a 14.696 psi, °F	Presión de vapor a 100 °F, psia
Metano	CH <sub>4</sub>	16,043	-258,73	>5000
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,070	-127,49	>800
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,097	-43,75	188,64
i-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	10,78	72,58
n-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	31,08	51,71
i-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,150	82,12	20,45
n-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,150	96,92	15,57
n-Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,177	155,72	4,96
n-Heptano	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100,204	209,16	1,62
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	44,010	-109,26	>800
Ácido sulfhídrico	H <sub>2</sub> S	34,080	-76,50	394,59

Fuente: Gas Processors Association Standard 2145.

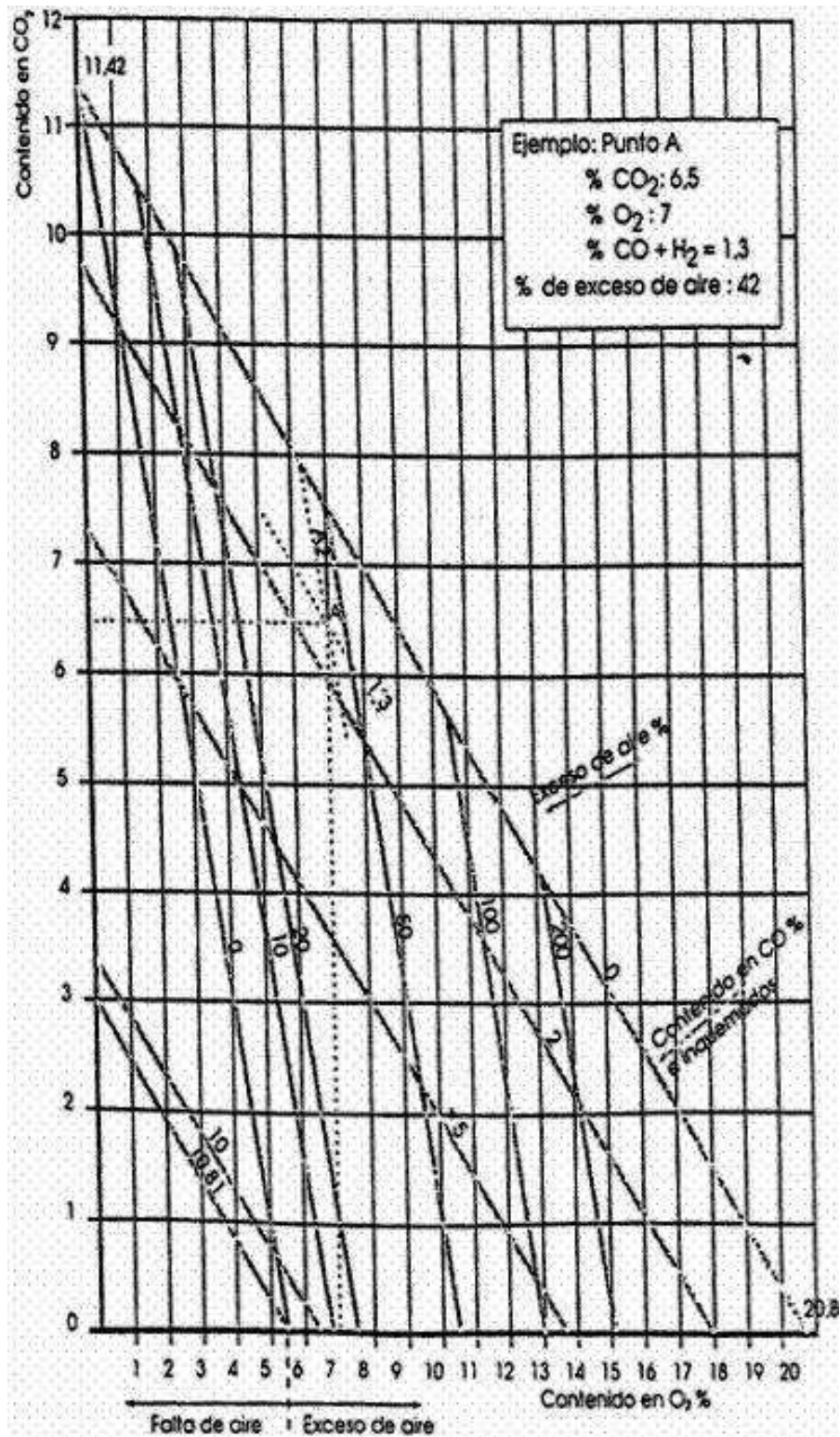
### **2.3.3.2 Características de Combustión**

En el proceso de combustión del gas natural, los productos obtenidos como consecuencia de la misma pueden ser de distinta naturaleza para el mismo gas, dependiendo de las proporciones relativas de aire y gas natural.

Para un gas de composición determinada, es posible representar la composición de los humos secos procedentes de la combustión mediante el diagrama de Ostwald.

El diagrama de combustión (ver gráfico N° 2) permite determinar el exceso de aire de la combustión y la composición completa de los humos secos, cuando se conocen por análisis las proporciones de  $\text{CO}_2$  y  $\text{O}_2$  de los productos de la combustión.

Gráfico N° 2: Diagrama de combustión del gas natural.



## 2.3.4 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

### 2.3.4.1 Poder Calorífico

El poder calorífico es la cantidad de calor desprendido en la combustión completa por unidad de volumen. Se expresa en unidades de kcal/m<sup>3</sup>, en el sistema internacional (SI) en kJ/m<sup>3</sup> y en el sistema inglés en BTU/ft<sup>3</sup>.

Los valores de los poderes caloríficos superior e inferior para los componentes del gas natural se muestran en la tabla N° 3, dichos valores han sido extraídos de la norma *GPA 2145-89 "Physical Constants for Paraffin Hydrocarbons and other Components of Natural Gas"*, concordante con el *ASTM D 3588-98 "Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels"*,

El poder calorífico se divide en dos tipos:

#### 2.3.4.1.1 Poder Calorífico Superior (P.C.S.):

Es la cantidad de energía producida por la combustión completa a presión constante de una unidad de volumen de gas natural seco con aire, a condiciones estándar<sup>3</sup> de presión y temperatura.

En la determinación del poder calorífico los productos de la combustión se mantienen a una temperatura de 293,15 °K y la entalpía del agua formada durante

---

<sup>3</sup> Las condiciones estándar de presión y temperatura para el gas natural son: 1013,25 mbar y 15,5 °C.

el proceso de combustión se determina en fase líquida. Al poder calorífico superior también se le denomina poder calorífico bruto.

#### 2.3.4.1.2 Poder Calorífico Inferior (P.C.I.):

Se le conoce también como poder calorífico neto y es la cantidad de energía producida en forma de calor por la combustión completa de una unidad de gas natural en aire seco a condiciones base de presión y temperatura; los productos de combustión se mantienen a la misma temperatura (condición base<sup>4</sup>) en estado gaseoso. El vapor de agua contenido en los gases no condensa.

Tabla N° 3: Propiedades de los componentes del gas natural.

Componentes	Densidad respecto al aire	Poder calorífico superior BTU/PC	Poder calorífico inferior BTU/PC
Metano	0,554	1 010,0	909,4
Etano	1,038	1 769,7	1 618,7
Propano	1,523	2 516,1	2 314,9
i-Butano	2,007	3 251,9	3 000,4
n-Butano	2,007	3 262,3	3 010,8
i-Pentano	2,491	4 000,9	3 699,0
n-Pentano	2,491	4 008,9	3 703,9
n-Hexano	2,976	4 755,9	4 403,9
Dióxido de carbono	1,520	0	0
Oxígeno	1,104	0	0
Nitrógeno	0,967	0	0

Fuente: Gas Processors Association Standard 2145.

<sup>4</sup> Condición base del gas natural se refiere a la condición estándar de presión y temperatura (1013,25 mbar y 15,5 °C).



La diferencia entre el P.C.S. y P.C.I. es igual al calor de condensación del vapor de agua resultante de la combustión del hidrógeno del combustible. Esta relación puede considerarse, aproximadamente:

$$P.C.I. = 0,9 \cdot P.C.S.$$

#### 2.3.4.2 Índice de Wobbe

Es una medida del comportamiento del gas en un quemador, esta característica de combustión se define como:

$$W = PCS / \sqrt{Gr \cdot Sp}$$

Donde:

W = Índice de Wobbe, [MJ/m<sup>3</sup>].

PCS = Poder calorífico superior del gas, [MJ/m<sup>3</sup>].

Gr.Sp. = Gravedad específica (densidad relativa del gas respecto al aire), [adimensional].

El índice de Wobbe es corregido tomando en cuenta el efecto de los hidrocarburos más pesados que el metano (coeficiente K1) y la presencia de otros gases combustibles como el CO, CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> (coeficiente K2).

Los valores de las constantes se evalúan gráficamente. Ver gráfico N° 3 y gráfico N° 4.

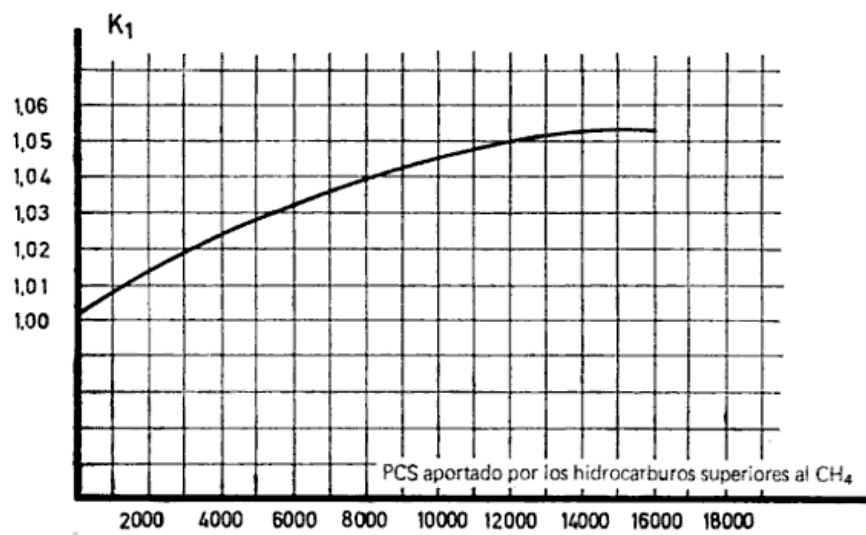
$$W' = K_1 \cdot K_2 \cdot W$$

Donde:

$W'$  = Índice de Wobbe corregido, [MJ/m<sup>3</sup>].

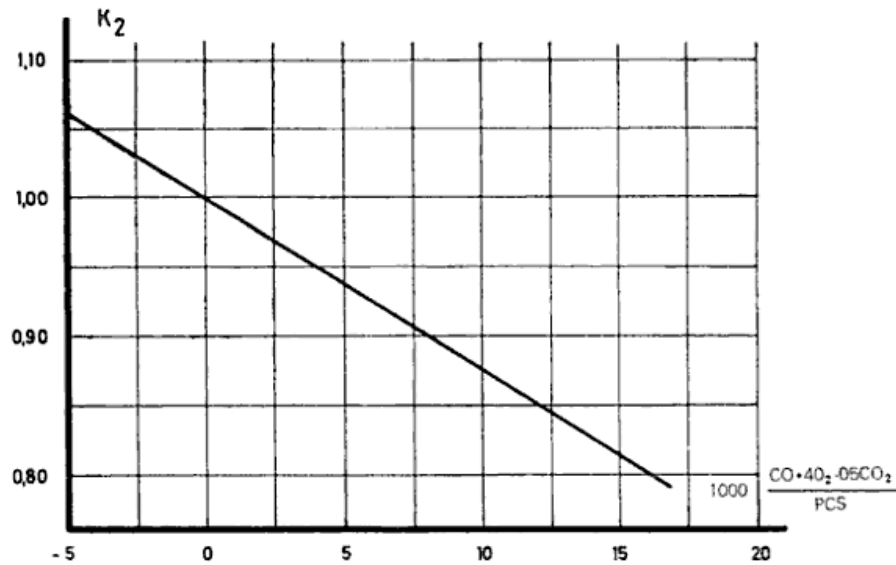
$K_1$  y  $K_2$  = Coeficientes de corrección, [adimensional].

Gráfico N° 3: Coeficiente  $K_1$  de corrección del Índice de Wobbe para el gas natural (segunda familia).



Fuente: Doc. ATG (France).

Gráfico N° 4: Coeficiente K<sub>2</sub> de corrección del Índice de Wobbe para el gas natural (segunda familia).



Fuente: Doc. ATG (France).

#### II.4.2.1 Intercambiabilidad de Gases

Los gases son intercambiables cuando, distribuidos bajo la misma presión, alimentando los mismos quemadores y sin cambios de regulación, producen los mismos resultados de combustión: flujo calorífico, posición y comportamiento de la llama.

Los estudios de intercambiabilidad han conducido a agrupar en familias a gases de características próximas, según se indica en la tabla N° 4, y se ha escogido un gas de referencia que se emplea como tipo en los ensayos de normalización.

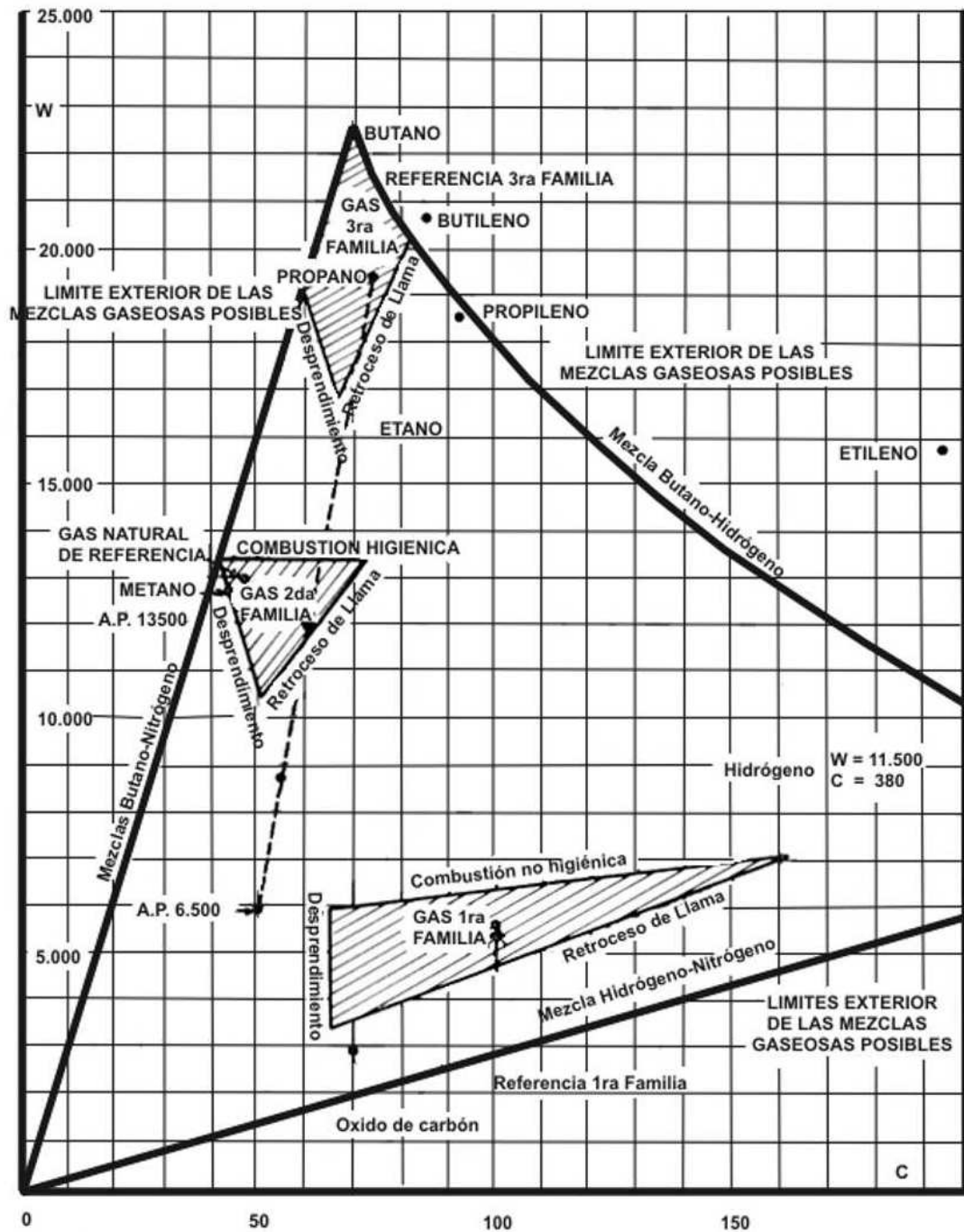
Tabla N° 4: Familias de los gases.

Familias	Tipo de combustible	Índice de Wobbe, W		Gas de referencia
		MJ/m <sup>3</sup>	kcal/m <sup>3</sup>	
Primera	Gases manufacturados como el gas craqueado, gas de coque, gas de reformado, aire propanado o butanado.	18 - 38	4 299 – 9 076	Gas de P.C.S. de 4499 kcal/m <sup>3</sup> .
Segunda	Gases naturales, propano o butano carburados.	38 - 60	9 076 – 14 331	Metano puro.
Tercera	Gases licuados de petróleo (G.L.P.).	75 - 92	17 913 – 21 974	Butano puro.

Fuente: Manual de Cálculos para la Ingeniería en Gas.

Los gases de la misma familia son normalmente intercambiables. El diagrama de intercambiabilidad de gases de Delbourg cada gas viene representado por un punto expresado en coordenadas rectangulares (potencial de combustión en abscisas e índice de Wobbe en ordenadas). En el gráfico N° 5 se representa el diagrama de Delbourg para los gases de las tres familias, cualquier gas cuyo punto caiga dentro de las áreas sombreadas es intercambiable con otro gas de la misma familia. En esta gráfica se representa el potencial de combustión C (abscisas) contra el índice de Wobbe W (ordenadas).

Gráfico N° 5: Diagrama de intercambiabilidad de los gases.



Fuente: Manual de Cálculos para la Ingeniería en Gas.

### 2.3.4.3 Factor de Compresibilidad

El factor de compresibilidad  $Z$  es la relación entre el volumen molar del gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal usando condiciones dadas de temperatura y presión.

Para un gas de masa unitario ( $n = 1mol$ ) que puede evolucionar dentro de un conducto según las condiciones de presión y temperatura, se expresa la siguiente relación adimensional:

$$Z = \frac{PV}{RT}$$

Donde:

$P$  = Presión absoluta.

$V$  = Volumen a medir.

$T$  = Temperatura absoluta.

$n$  = Número de moles del gas.

$Z$  = Factor de compresibilidad.

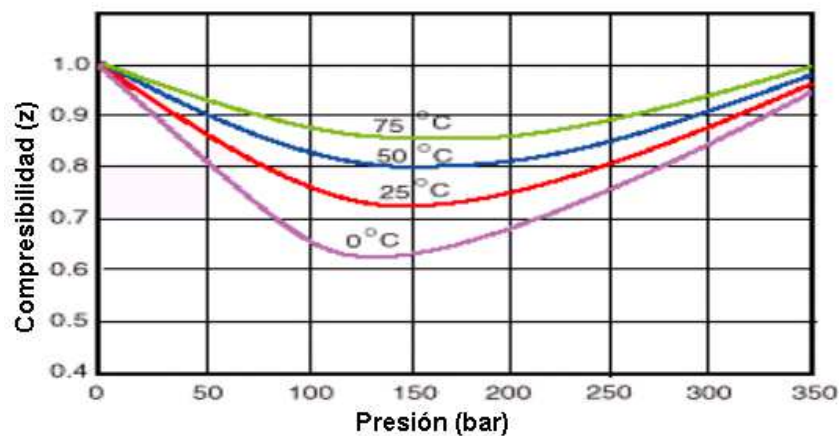
$R$  = Constante universal de los gases.

A muy baja presión el valor del factor de compresibilidad  $Z$  es 1.0 debido a que los gases se comportan como gases ideales, y se asume que las moléculas del gas no

tienen volumen y que no hay ninguna fuerza atractiva o repulsiva actuando entre las moléculas. En cambio, a altas presiones operativas, las fuerzas atractivas y repulsivas entre las moléculas son importantes y el comportamiento del gas se desvía del ideal. Esta desviación es debido a que los gases reales se pueden comprimir a elevadas presiones.

El valor de la compresibilidad es determinado en ensayos de laboratorio y generalmente puede relacionarse a la densidad específica del gas, considerando el contenido de dióxido de carbono y nitrógeno del gas. El *AGA Report 8* trata sobre la determinación del factor de compresibilidad a aplicar en las mediciones.

Gráfico N° 6: Variación de la compresibilidad en función de la presión y la temperatura.



El gráfico N° 6 muestra la variación de la compresibilidad en función de la presión y temperatura para un gas de bajo peso molecular.

#### **2.3.4.4 Densidad Relativa**

Es la relación entre la masa de un volumen de gas dado y la masa del mismo volumen de aire seco, libre de dióxido de carbono, medida en las mismas condiciones de presión y temperatura.

#### **2.3.5 SISTEMA ACTUAL DE GASES COMBUSTIBLES**

El sistema de gases combustibles de Refinería Talara está conformado por los siguientes gases:

- Gas natural comprado a la Cía. EEP SA.
- Gas “seco” producido en la Unidad de Recuperación de Gases (URG) del Complejo de Craqueo Catalítico.
- Gas ácido de baja presión proveniente del sistema de tope de la columna V-V1 de la Unidad de Destilación al Vacío (UDV I).
- GLP producido en la Unidad de Recuperación de Gases del Complejo de Craqueo Catalítico.
- Gases calientes con CO provenientes del regenerador de catalizador de la Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (UCCF) para el caldero CO.

El sistema de gases combustibles abastece al caldero CO, horno de vacío V-H1 de la UDV I e incinerador de gases de la Unidad de Aguas Ácidas y está conformado por la mezcla del gas natural sobrante y el gas “seco” producido en la Unidad de Recuperación de Gases; en una proporción aproximada de 15 y 85 % Vol., respectivamente.



La mezcla se efectúa en el recipiente F-V15, desde donde se distribuye a una presión aproximada de 70 psig. A veces se quema butano mezclándolo en el recipiente F-V15 previo paso por un evaporador, donde se vaporiza con vapor saturado de 150 psig de presión.

Una vez tratado el gas, disminuyendo su acidez, se envía hacia los pilotos y quemadores del horno HS-101. Hay una línea conectada hacia el flare ante cualquier contingencia.

#### **2.3.5.1 Sistema de Gas Natural Adquirido a EEPSA**

El gas natural consumido por Refinería Talara es suministrado actualmente por EEPSA mediante un contrato suscrito entre PETROPERÚ y dicha empresa. El volumen continuo e ininterrumpido de gas natural es entregado a Refinería Talara en el punto de fiscalización, a una presión entre 130 y 150 psig; y se realiza mediante un contrato de tipo "take or pay" de 6,6 millones de pies cúbicos por cada día (MMCFD) en promedio.

El gas natural suministrado por EEPSA debe cumplir con las siguientes especificaciones de calidad:

Tabla N° 5: Especificaciones de calidad del gas natural suministrado por EEPSA para Refinería Talara.

Componente	Método	Contenido
Metano	ASTM D-1945	90 % Vol. Mín.
Etano	ASTM D-1945	4,0 – 5,2 % Vol.
Propano y butano	ASTM D-1945	2,0 – 6,0 % Vol.
Pentano	ASTM D-1945	0,03 % Vol. Máx.
Hexano	ASTM D-1945	0,00 % Vol. Máx.
BTU/SCF Bruto	ASTM D-3588-91	900 - 1070
Nitrógeno		1,5 % Vol. Máx.
Oxígeno		0,3 % Vol. Máx.
Azufre	ASTM D-2385	4 ppm Máx.

Fuente: PETROPERÚ.

El gas natural suministrado es consumido en el horno HS-101 de la Unidad de Destilación Primaria, en el caldero APIN, y el resto de gas natural es enviado a la red general de gas combustible de Refinería Talara.

### 2.3.5.2 Sistema de Gas Seco

La Unidad de Recuperación de Gases (URG) recibe la gasolina no estabilizada conjuntamente con los productos más livianos de la FCC y separa esta mezcla en las secciones de recuperación (absorción y agotamiento) y fraccionamiento (debutanizadora y depropanizadora) en:

- Gasolina estabilizada.
- Butano.
- Propano.

- Corriente de incondensables conocido como gas “seco”, gas “ácido” o gas “producido”.

#### 2.3.5.4 Sistema de Gas Ácido de Baja Presión

El gas ácido de baja presión proveniente del sistema de tope de la columna V-V1 de la UDV I es consumido en la cámara Este del horno V-H1 de la UDV I. Si es necesario se ventea a la atmósfera una fracción del volumen total producido para mantener el vacío en la unidad, por la falta de capacidad de quema en dicho horno.

#### 2.3.6 CALIDAD DE LOS GASES COMBUSTIBLES DE REFINERÍA TALARA

##### ➤ Gas Natural

Tabla N° 6: Análisis de calidad del gas natural.

Composición típica	% Vol.
Metano	92,44
Etano	4,45
Propano	1,8
i-Butano	0,23
n-Butano	0,27
i-Pentano	0,03
n-Pentano	0,01
n-Hexano	0,00
Oxígeno	0,13
Nitrógeno	0,36
Dióxido de carbono	0,28
Total	100,00

Gravedad específica (Aire=1)	0,6058
Capacidad calorífica:	
BTU/ft <sup>3</sup> Neto	970,9
BTU/ft <sup>3</sup> Bruto	1 075,6

Fuente: Laboratorio Graña y Montero Petrolera.

➤ **Gas Seco o Gas Esponja**

Tabla N° 7: Análisis de calidad del gas seco o gas esponja.

Composición típica	% Vol.
H <sub>2</sub> S	3,64
Mercaptanos	1,09
Hidrógeno	24,01
Metano	27,81
Etano	27,57
Propano	0,35
Propileno	1,40
i-Butano	0,55
n-Butano	0,01
Buten1 + i-Butil	0,48
T-Buteno	0,44
C-Buteno	0,12
i-Pentano	0,10
n-Pentano	0,51
n-Hexano	0,00
Oxígeno	0,30
Nitrógeno	6,17
Monóxido de carbono	1,45
Dióxido de carbono	4,00
Total	100,00

Gravedad específica (Aire=1)	0,7227
Capacidad calorífica:	
BTU/ft <sup>3</sup> Neto	905,22
BTU/ft <sup>3</sup> Bruto	997,49

Fuente: Laboratorio de Refinería Talara.

➤ **Gas de Recipiente de Mezcla F-V15**

Tabla N° 8: Análisis de calidad del gas de recipiente de mezcla F-V15.

Composición típica	% Vol.
H <sub>2</sub> S	3,20
Mercaptanos	0,72
Hidrógeno	23,82
Metano	35,22
Etano	25,81
Propano	0,55
Propileno	0,35
i-Butano	0,51
n-Butano	0,02
Buten1 + i-Butil	0,42
T-Buteno	0,36
C-Buteno	0,12
i-Pentano	0,09
n-Pentano	0,47
n-Hexano	0,00
Oxígeno	0,29
Nitrógeno	4,81
Monóxido de carbono	1,23
Dióxido de carbono	2,01
Total	100,00

Gravedad específica (Aire=1)	0,6734
Capacidad calorífica:	
BTU/ft <sup>3</sup> Neto	913,09
BTU/ft <sup>3</sup> Bruto	1 007,96

Fuente: Laboratorio de Refinería Talara.

➤ **Gas Ácido de Baja Presión**

Tabla N° 9: Análisis de calidad del gas ácido de baja presión.

Composición típica	% Vol.
H <sub>2</sub> S	13,60
Mercaptanos	10,33
Hidrógeno	7,94
Metano	37,73
Etano	4,06
Propano	3,89
Propileno	2,09
i-Butano	0,57
n-Butano	1,98
Buten1 + i-Butil	0,60
T-Buteno	0,63
C-Buteno	0,16
i-Pentano	0,73
n-Pentano	1,15
n-Hexano	0,35
Oxígeno	0,89
Nitrógeno	3,20
Monóxido de carbono	0,23
Dióxido de carbono	9,80
Total	100,00

Gravedad específica (Aire=1)	0,9565
Capacidad calorífica:	
BTU/ft <sup>3</sup> Neto	910,87
BTU/ft <sup>3</sup> Bruto	998,47

Fuente: Laboratorio de Refinería Talara.

## **Capítulo III .- Hipótesis y Variables**

### **3.1 Hipótesis General**

El uso de una Unidad de Flexicoking en la modernización de Refinería Talara que genera flexigas para el sistema de gases combustibles permitirá disminuir el consumo de gas natural usado en los hornos y calderos.

### **3.2 Hipótesis Específica**

Es factible adecuar el sistema de gases combustible de la refinería considerando la nueva Unidad de Flexicoking en el marco del proyecto de modernización de Refinería Talara.

### **3.3 Identificación de Variables**

- Viabilidad Técnica: Poder calorífico del gas natural, poder calorífico del flexigas, disponibilidad de gas natural en la zona noroeste, tecnología de flexicoking.
- Viabilidad Económica: Precio del gas natural en la zona noroeste, comparación de precios del gas natural y el flexigas, costo de capital del proyecto.

### **3.4 Operacionalización de Variables**

Se describen las variables a utilizarse para la evaluación de la investigación, lo cual será equivalente a hacer que la variable sea mensurable a través del establecimiento de las definiciones conceptuales para los términos del estudio.

#### **3.4.1 Viabilidad Técnica**

##### **Poder Calorífico del Gas Natural:**

Es una de las características más importantes del gas natural, y es la cantidad de calor desprendida en la combustión completa por unidad de volumen. El rango de variación del poder calorífico oscila entre 900 y 1 400 BTU/ft<sup>3</sup>.

##### **Poder Calorífico del Flexigas:**

Este gas tiene un contenido calorífico de 130 BTU/ft<sup>3</sup> y es producido por el Flexicoking, se le llama “gas de bajo BTU”.

##### **Disponibilidad de Gas Natural en la Zona Noroeste:**

Será medible a través de las reservas de gas natural, para ello se revisarán las reservas probadas, probables, posibles y recursos de gas natural comparadas en el *Libro Anual de Reservas* al 31 de diciembre del año 2012 publicadas por el Ministerio de Energía y Minas, como resultado de las perforaciones, revisiones técnicas de las propiedades petrofísicas y geológicas de los campos petroleros, y la reestimación de las reservas de cada lote.



**Tecnología de Flexicoking:**

Es un proceso de coquificación para convertir fondos de vacío en productos más livianos y en gas de bajo BTU, siendo su licenciante la Exxon Mobil Research and Engineering Co.

**3.4.2 Viabilidad Económica****Precio del Gas Natural en la zona Noroeste:**

Respecto a los precios regionales, en el norte del país los precios del gas natural se establecen principalmente con relación al precio del Petróleo Industrial N° 6, 1% S en la USGC<sup>5</sup>. En el Perú, no existe un mercado relacionado, los precios son producto de lo que el gobierno de cada país considera conveniente para sus propósitos internos, como el caso del gas natural de Camisea; otro marcador internacional utilizado como indicador del precio del gas es el Henry Hub.

**Comparación de Precios del Gas Natural y el Flexigas:**

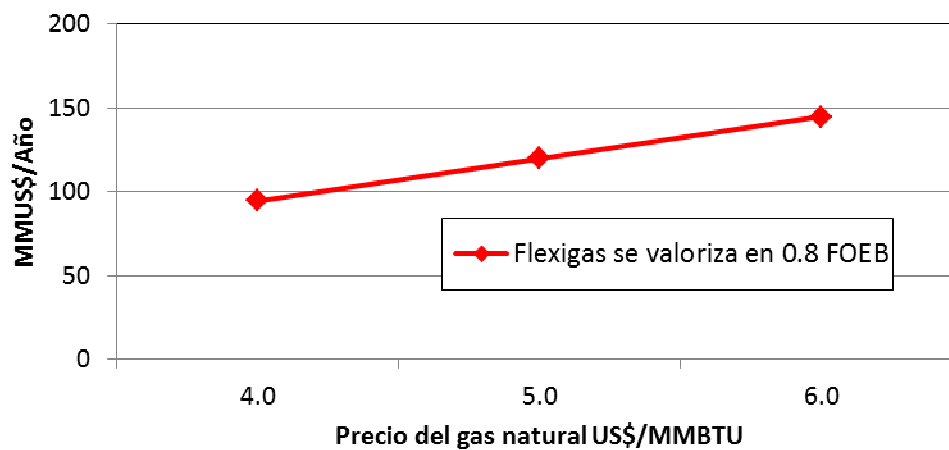
En el contexto internacional, para el análisis realizado por Exxon Mobil en el año 2011, el flexigas se valoriza al 80% el precio del gas natural en base al FOEB (combustible equivalente en barril).

El flexigas puede estar a nivel mundial entre 100 a 150 MMUS\$/año, como combustible limpio para su uso en refinería, energía eléctrica, desalinización, etc. El valor del flexigas se muestra en el siguiente gráfico:

---

<sup>5</sup> USGC: Costa de Golfo de Estados Unidos de Norteamérica.

Gráfico N° 7: Valor del flexigas, MMUS\$ por año.



Fuente: Exxon Mobil.

### VAN:

El Valor Actual Neto (VAN) o también conocido en el idioma inglés como Net Present Value (NPV) es una herramienta usada para seleccionar proyectos más rentables, la metodología consiste en la suma de flujos de caja descontados. La estimación del VAN se da con la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \frac{F_3}{(1+k)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

F : Flujo de caja.

VAN : Valor actual de flujos.

n : Número de periodos.

I<sub>0</sub> : Inversión inicial.

$k$  : Tipo de interés.

El criterio de decisión depende del valor obtenido:

1.  $VAN > 0$ , habrá una ganancia por encima de la tasa.
2.  $VAN = 0$ , es indistinto realizar el proyecto en evaluación. El proyecto gana lo esperado.
3.  $VAN < 0$ , no es recomendable realizar el proyecto porque no se alcanza la rentabilidad que el inversionista usualmente obtiene.

#### **TIR:**

La Tasa Interna de Retorno (TIR) o también conocida en el idioma inglés como Internal Rate of Return (IRR) es aquella tasa aplicada a los flujos de caja de un proyecto, iguala el valor actual de estos a las inversiones que previstas dan  $VAN = 0$ . Es uno de los índices de mayor empleo en las finanzas y mide la rentabilidad de una inversión y de los flujos que permanecen invertidos en el proyecto. Para estimar la TIR se realiza el siguiente cálculo:

$$0 = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \frac{F_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n}$$

Si las TIR's son similares entre varias alternativas, es mejor escoger aquella que presente menor riesgo y me permita tener mayor liquidez, el criterio de decisión implica lo siguiente:

1.  $TIR > k$ , habrá una ganancia por encima de la tasa.
2.  $TIR = k$ , el inversionista sólo obtiene su costo de oportunidad.
3.  $TIR < k$ , no es recomendable realizar el proyecto porque no se alcanza la rentabilidad que el inversionista usualmente obtiene.

Donde:

$k$  : Costo oportunidad.

### 3.5 Matriz de Consistencia

Tema: "Evaluación Técnica – Económica del Sistema de Gases Combustibles de Refinería Talara Modernizada"

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	INDICADORES	MÉTODO
1. Problema Principal	1. Objetivo General	1. Hipótesis General	a) Variables Técnicas		1. Tipo de Investigación
Refinería Talara abastece el Sistema de Suministro de Gases Combustibles con el gas natural abastecido por la empresa EEPSA a través del gasoducto de Pariñas. Siendo este contrato de elevado costo para Refinería Talara.	Evaluar técnica y económicamente el sistema de suministro de gases combustibles de Refinería Talara modernizada con una Unidad de Flexicoking, con la finalidad de satisfacer la futura demanda de sus operaciones.	El uso de una Unidad de Flexicoking en la modernización de Refinería Talara que genera flexigas para el sistema de gases combustibles permitirá disminuir el consumo de gas natural usado en los hornos y calderos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Poder calorífico del gas natural.</li> <li>* Poder calorífico del flexigas.</li> <li>* Disponibilidad de gas natural en la zona Noroeste.</li> <li>* Tecnología de Flexicoking.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Índice de Wobbe para gases.</li> <li>* Henry Hub.</li> <li>* Petróleo Industrial N° 6, 1% S en la USCG.</li> <li>* Para el VAN y la TIR, el criterio de decisión depende de los valores obtenidos.</li> </ul>	El estudio reúne las condiciones para ser calificado como una investigación analítica; en razón que su desarrollo servirá como parte conceptual para la evaluación técnica y económica del sistema de gases combustibles del proyecto modernización de Refinería Talara.
2. Problemas Secundarias	2. Objetivos Específicos	2. Hipótesis Específica	b) Variables Económicas		2. Población y Muestra
Existen reservas de gas natural disponibles para las operaciones de la nueva Refinería Talara. El proceso de Flexicoking es factible técnica y económicamente para la modernización de la planta.	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Establecer la demanda, usos y destinos de la producción existente y futura de los gases combustibles; entre ellos, el gas natural para Refinería Talara modernizada.</li> <li>b) Dar a conocer el futuro cambio de la matriz energética regional de la zona Noroeste del Perú y su envergadura para el desarrollo del país.</li> <li>c) Evaluar técnica y económicamente el uso de flexigas como gas combustible para Refinería Talara modernizada.</li> </ul>	Es factible adecuar el sistema de gases combustible de la refinería considerando la nueva Unidad de Flexicoking en el marco del proyecto de modernización de Refinería Talara.	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Precio del gas natural en la zona noroeste.</li> <li>* Comparación de precios del gas natural y el flexigas.</li> <li>* VAN y TIR del proyecto.</li> </ul>		<p><b>Población:</b> La población en estudio está conformada por todas las empresas operadoras productoras de hidrocarburos en la zona Norte del Perú, plantas de gas natural, y también Refinería Talara como ente principal para el análisis del estudio.</p> <p><b>Muestra:</b> De la población anteriormente señalada se ha tomado como muestra a los productores de gas natural del Noroeste del país a fin de determinar la disponibilidad del hidrocarburo gaseoso para Refinería Talara modernizada.</p>
					3. Instrumentos de Recolección
					Los principales instrumentos de recolección de datos utilizados fueron entrevistas realizadas a las operadoras de hidrocarburos en la zona Noroeste, guías de análisis documental técnica, data histórica de entidades del Estado en lo competente al subsector.

## Capítulo IV .- Planeamiento de la Investigación

### 4.1 Tipo de Investigación

De acuerdo al propósito de la investigación, naturaleza de la situación hidrocarburífica de la zona y del país, y de los objetivos formulados en el estudio, se reúne las condiciones para ser calificado como una investigación analítica; en razón que su desarrollo servirá como parte conceptual para la evaluación del sistema de gases combustibles del proyecto modernización de Refinería Talara.

### 4.2 Población y Muestra

#### **Población:**

La población en estudio está conformada por todas las empresas operadoras productoras de hidrocarburos en la zona Norte del Perú, plantas de gas natural, y también Refinería Talara como ente principal para el análisis del estudio.

#### **Muestra:**

De la población anteriormente señalada se ha tomado como muestra a los productores de gas natural del Noroeste del país a fin de determinar la disponibilidad del hidrocarburo gaseoso para Refinería Talara modernizada.

### **4.3 Instrumentos de Recolección de Datos**

Los principales instrumentos de recolección de datos utilizados fueron entrevistas realizadas a las operadoras de hidrocarburos en la zona Noroeste, guías de análisis documental técnica, data histórica de entidades del Estado en lo competente al subsector.

### **4.4 Análisis e Interpretación de la Información**

La información recolectada ha sido analizada y plasmada de manera congruente en el presente estudio para poder llegar a conclusiones que se esperan puedan definir el panorama del futuro Sistema de Suministro de Gases Combustibles en su marco del Proyecto Modernización de Refinería Talara para su óptima operación. Para ello se realizó un análisis del marco referencial, normativo, análisis del mercado, evaluación técnica y económica con la finalidad de cumplir con los requisitos del futuro EPC<sup>6</sup> para la correcta completación mecánica y puesta en marcha del mismo.

---

<sup>6</sup> EPC: Acrónimo que significa Engineering, Procurement and Construction. Los contratos de construcción internacionales EPC-llave en mano son proyectos en los que el contratista asume la total responsabilidad del proyecto y ejecución, con poca participación por parte del cliente.

## Capítulo V .- Desarrollo del Estudio

### 5.1 MARCO REFERENCIAL

#### 5.1.1 SITUACIÓN DEL MERCADO REGIONAL DE GAS NATURAL

El Subsector Hidrocarburos establece diversos mercados regionales para el gas natural en nuestro país, identificándose el mercado regional Noroeste como zona principal para el abastecimiento energético de gas natural hacia Refinería Talara, consolidando su participación en el desarrollo de los sectores eléctrico e industrial de la zona Norte del país.

##### 5.1.1.1 Ubicación del Mercado

Los yacimientos de hidrocarburos del Noroeste del Perú se encuentran ubicados entre los departamentos de Piura y Tumbes. Las operaciones en tierra ocupan un área de 300 000 has. y las operaciones en el zócalo corresponden a 800 000 has.; se estaría hablando aproximadamente de un área total de 1'100 000 has.

La zona Noroeste implica un área con más de veinte lotes según se observa en el gráfico N° 8, cuya producción fiscalizada de gas natural compromete la producción de las empresas Graña y Montero Petrolera-GMP (Lotes I), PETROLERA MONTERRICO (Lote II), SAPET (Lotes VI/VII), PETROBRAS (Lote X), OLYMPIC (Lotes XIII A/XIII B) y SAVIA Perú (Lote Z-2B), con una producción promedio total de 30,6 MMPCD durante el año 2012, según registra PERUPETRO en su libro anual de *Estadística Petrolera* para el año 2012 señalado en la tabla N° 10.

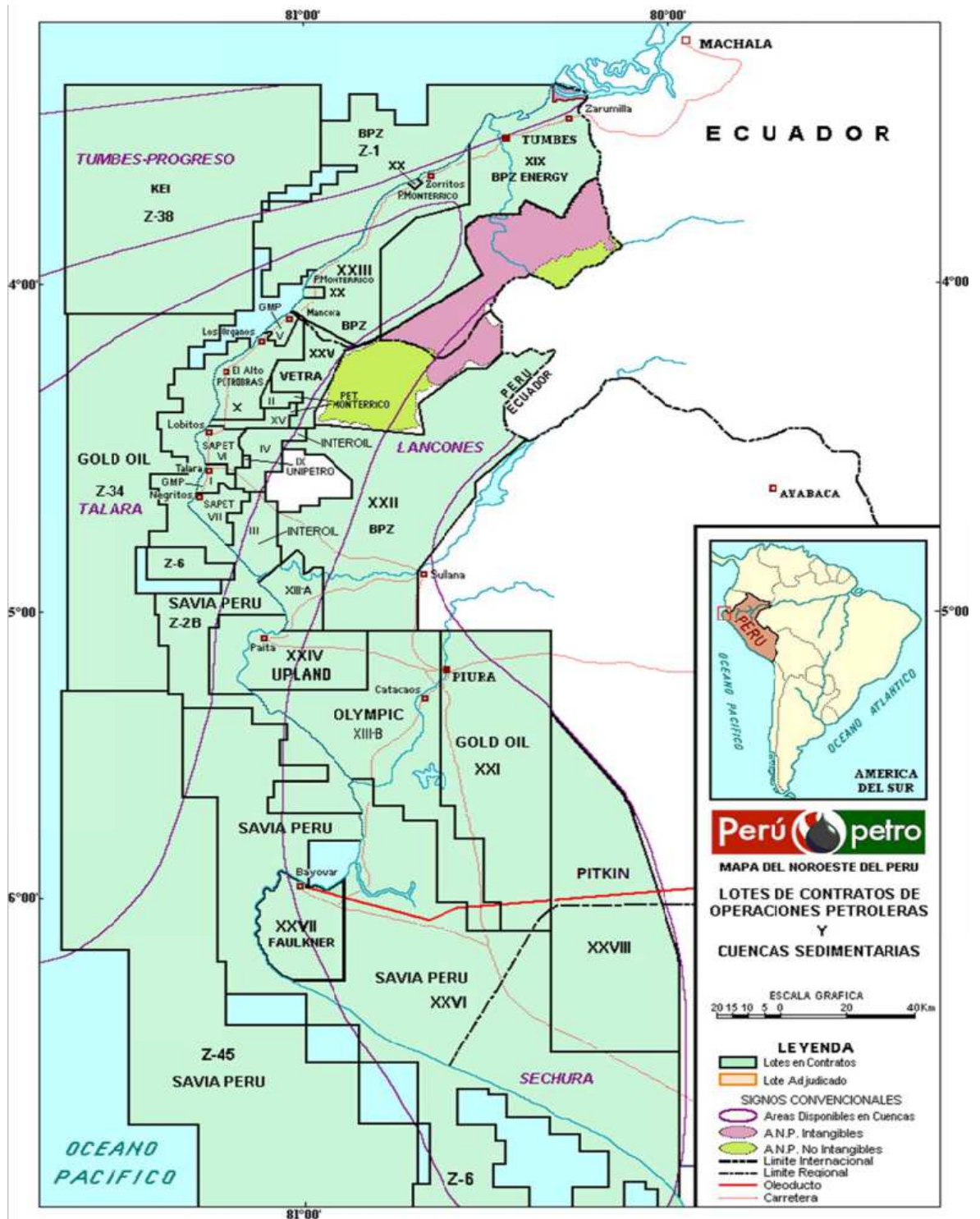


Tabla N° 10: Producción fiscalizada de gas natural en el Noroeste del Perú - 2012.

Contratista	Lote	Acumulado (MMPC)	Promedio (MMPCD)
GMP	I	1 750,5	4,8
PET. MONTERRICO	II	347,5	0,9
SAPET	VII/VI	1 100,7	3,0
PETROBRAS	X	3 876,3	10,6
OLYMPIC	XIII	1 077,0	2,9
SAVIA	Z-2B	3 043,9	2,9
Total ( $\Sigma$ )		11 195,8	30,6

Fuente: PERUPETRO

Gráfico N° 8: Lotes con contratos de operación petroleras en el Noroeste del Perú.



Fuente: Dirección General de Hidrocarburos - D.G.H.

### 5.1.1.2 Características del Mercado

El mercado regional Noroeste se encuentra en etapa de desarrollo debido a importantes proyectos generados como consecuencia de las reservas certificadas de gas natural con las que cuentan algunas operadoras; como BPZ Energy (Lote Z-1), INTEROIL (Lotes III/IV), OLYMPIC (Lotes XIII A/XIII B) y SAVIA (Lote Z-2B).

Para el año 2012, el total de reservas probadas de gas natural equivale a 15 376,3 BCF (Billones de Pies Cúbicos), las reservas de gas natural de la zona Noroeste del Perú representan el 7,7 % del total de reservas del país, frente al 90,2% de las reservas de la Selva Sur y al 2,1% de las reservas de la Selva Central, de acuerdo a datos proporcionados por los operadores a la Dirección General de Hidrocarburos (D.G.H.) del Ministerio de Energía y Minas (ver tabla N° 11).

Tabla N° 11: Reservas de gas natural en el Perú (2012).

Zona	Probadas al 31.12.2012 (BCF)	%
Costa	977,2	6,4
Zócalo	205,2	1,3
Selva Central	319,9	2,1
Selva Sur	13 874,0	90,2
Total país	15 376,3	100,0

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos - D.G.H.

Los reservorios de la zona Noroeste del Perú están constituidos de yacimientos de petróleo con gas disuelto o los llamados reservorios de gas asociado pero existe

evidencia de reservas de gas natural no asociado en algunas zonas de la Costa Norte, cuya producción no ha sido fiscalizada y están disponibles.

En relación con el transporte de gas natural en esta zona se presenta una crisis estructural para el transporte por gasoducto debido a que los productores del hidrocarburo gaseoso no cuentan con la infraestructura necesaria para realizar la entrega directa de gas natural hacia Refinería Talara, teniendo que utilizar como medio de transporte el gasoducto Pariñas, siendo este activo el único acceso directo hacia refinería y cuya propiedad corresponde a la Cía. EEP SA.

Otra característica importante es el control que posee EEP SA sobre los precios y las cantidades de producción de gas natural de las empresas operadoras con las que mantiene contrato en la zona de Talara.

Según lo descrito, el mercado regional Noroeste cuenta con reservas de gas natural asociado y no asociado para el suministro hacia Refinería Talara; sin embargo, la continuidad de este proceso resulta una operación compleja desde el punto de vista de producción, procesamiento, transporte y confiabilidad que sólo puede ser desarrollado por empresas que tengan la capacidad para procesar el gas natural producido en los pozos, que dispongan de excedentes para venta, y que posean gasoducto para transporte del hidrocarburo hacia Refinería Talara.

### **5.1.2 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO**

Se analizará como escenario el mercado regional Noroeste ubicado en la zona Noroeste del Perú, considerando su situación gasífera actual para poder describir el

escenario futuro con la finalidad de evaluar el posible suministro de gas natural para complementar el requerimiento energético de Refinería Talara modernizada.

#### **5.1.2.1 Escenario Actual**

Refinería Talara está ubicada al norte del Perú, en la ciudad de Talara, a 1 185 km. al norte de Lima. El área industrial de la refinería es de 128,9 Hectáreas, siendo sus límites por el sur el área residencial de Punta Arenas, por el oeste y el norte con la Bahía de Talara y por el este con la ciudad de Talara.

En la provincia de Talara se usa el gas natural como combustible en la generación de electricidad (Central Térmica de EEP SA), en las operaciones de las industrias petroleras de la zona, como combustible complementario en las operaciones de Refinería Talara y también como combustible residencial en la localidad de Punta Arenas, a través de una pequeña red de distribución para aproximadamente 350 viviendas. Asimismo existe la posibilidad de que se desarrollen proyectos de distribución en las ciudades de Sullana y Piura.

En la actualidad, Refinería Talara requiere energía para el proceso de refinación y utiliza el gas natural y el gas producido de la refinería como combustible en los hornos de sus unidades de Destilación Primaria (62,0 MBD), Destilación al Vacío (25,0 MBD), Craqueo Catalítico (19,0 MBD) y Unidad Vacío II (2,0 MBD); asimismo, se requiere este combustible para la operación de sus calderos: F-B1 (Caldero CO), O-B1 (Caldero APIN) y B&W-706 (Caldero Babcock & Willcox) que generan vapor para operar las unidades de procesos.

Desde el año 1996 la Empresa Eléctrica de Piura S.A. - EEP SA brinda el servicio de suministro de gas natural para las operaciones de Refinería Talara, en un volumen diario aproximado de 4 a 6 MMPCD. En el año 2012 se suscribió la contratación por el “Servicio de Suministro de Gas Natural para Refinería Talara por un período de tres (03) años”, el cual inició el 01.03.2012 y finalizará el 28.02.2015.

En la actualidad EEP SA compra gas natural a las empresas productoras como: Graña y Montero Petrolera – GMP, SAPET, PETROBRAS y SAVIA Perú; a través de diferentes contratos y con volúmenes de entrega de gas natural especificados en cada contrato. Luego el gas natural es procesado en Planta Pariñas y Planta Verdún para la obtención de sus derivados a ser comercializados y del gas natural seco requerido por Refinería Talara.

Los contratos suscritos de EEP SA establecen que esta compañía tenga preferencia de compra sobre la producción de gas natural de las empresas productoras con las que mantiene contrato en Talara, motivo que genera control y poder sobre los precios y las cantidades de producción de gas natural en el mercado de la zona Noroeste.

#### **a) Gasoducto Pariñas**

El gasoducto Pariñas fue transferido a EEP SA en 1996, con motivo de la privatización de los activos de las Plantas de Separación de Condensados Pariñas, Planta Verdún y las centrales térmicas de generación eléctrica (Planta Malacas, Planta Verdún).

El gasoducto Pariñas tiene una longitud aproximada de 12 km, está comprendido por una tubería de 6 pulg. de diámetro desde Planta Pariñas hasta la ex Planta Pozo, con una longitud de 8 km y una tubería de 8 pulg. de diámetro en el tramo ex Planta Pozo hasta la Refinería Talara. Las condiciones de presión de trabajo son de 215-235 psig en Planta Pariñas y 125-135 psig en el ingreso a Refinería Talara. En la tabla N° 12 se detalla algunas características del sistema de tuberías que comprenden los gasoductos de EEPSA.

Tabla N° 12: Sistema de tuberías de gasoductos de EEPSA.

Tubería		Diámetro (pulgadas)	Longitud (km)	Presión (psig)	Material	Observaciones
Planta Pozo - Planta Pariñas		6"	16,6	170	Acero al carbono	Alquilado a GMP
Pariñas - Planta Malacas	Línea N° 1	8" y 14"	5,6	280	Acero al carbono	Entrega Malacas
	Línea N° 2	6" y 8"	5,6	280		
Pariñas - Planta Pozo		6" y 8"	11	280	Acero al carbono	-
Planta Pozo - Punta Arenas	Línea N° 1	6"	5,2	160	Acero al carbono	Entrega a PETROPERÚ
	Línea N° 2	8"	5,2	160		

Fuente: PETROPERÚ

## b) Contratos de EEPSA

En la provincia de Talara se da una situación muy particular, los productores de gas natural tienen contratos por períodos largos para vender gas natural a EEPSA que a consecuencia de la privatización adquirió el negocio de Suministro de Gas

Natural hacia Refinería Talara, estableciéndose en los contratos suscritos con dichos productores que EEPSA sea considerado como “comprador preferencial”.

EEPSA es comercializador del gas natural y tiene contratos firmados con las contratistas: SAVIA, PETROBRAS, SAPET, y Graña y Montero Petrolera. Todas las contratistas entregan el gas natural a la Cía. EEPSA en los Puntos de Fiscalización respectivos, ubicados en la zona de Pariñas.

Los contratos que actualmente EEPSA mantiene con las empresas petroleras productoras de gas natural varían en tiempo de cese de contrato, y en precios de compra de gas natural, los cuales se rigen por marcadores internacionales expresados en US\$/Barril de Petróleo Industrial N° 6, 1% S de la Costa del Golfo (U.S.G.C.) y otros como el precio referencial del gas natural de Camisea.

Durante la privatización de PETROPERÚ S.A., la empresa EEPSA recibió las plantas de tratamiento de gas natural de Verdún y Pariñas, además del gasoducto para transporte del hidrocarburo gaseoso hasta Refinería Talara. Sin embargo, desde el año 2006 se entregó la concesión de dichas plantas a la Compañía Graña y Montero Petrolera (GMP), que le provee el servicio de separación de líquidos del Gas Natural de EEPSA, a través de un contrato tipo “take or pay” hasta el año 2023.

El gas seco obtenido en Planta Pariñas es utilizado principalmente por EEPSA para la generación de energía eléctrica en su planta termoeléctrica Malacas, mientras que otra parte es destinada a Refinería Talara. Por su parte el aceite rico obtenido del fraccionamiento del GNA en Planta Pariñas es procesado posteriormente en



Planta Verdún, cuyos líquidos derivados son comercializados en su totalidad a distintas empresas como Repsol Comercial S.A., Herco Comercial S.A. y Suroil S.A.C.

La Planta Pariñas es una planta de absorción refrigerada de líquidos del gas natural (LGN), cuya capacidad de procesamiento es de 44 millones de pies cúbicos por día (MMPCD), sin embargo actualmente procesa aproximadamente 20 MMPCD debido a la dependencia de requerimiento de Planta Malacas.

El proceso de Planta Pariñas es de absorción refrigerada consiste en el enfriamiento sucesivo del gas con agua y propano refrigerante para recuperar los líquidos del gas natural compuestos por propano e hidrocarburos más pesados.

Esta planta recibe el gas natural asociado que es producido del Lote Z-2B, Lote X, Lote VI, y Lote I, con los siguientes volúmenes máximos de entrega de acuerdo a lo establecido en los contratos que mantiene con dichas suministradoras y según se indica en la tabla N° 13.

Actualmente, en la zona noroeste las empresas SAVIA, PETROBRAS, GMP y SAPET mantienen contrato con EEPSA por el suministro de gas natural, los precios se establecen de acuerdo al marcador de Camisea – Henry Hub, y en otros casos se utiliza el Residual N° 6, 1% S de la Costa del Golfo de Estados Unidos.

Tabla N° 13: Contratos de EEP SA con productoras de gas natural.

Suministradora de GN	Volumen máximo de entrega (MMCFD)
SAVIA	18
PETROBRAS	12
SAPET	3
GMP	5
Total	38

Fuente: Planta de Gas Pariñas - GMP

En la zona de estudio, otras compañías petroleras mantienen contrato con empresas industriales de otros sectores, caso de OLYMPIC pero su negocio no les resulta rentable debido a que el suministro no es continuo y es mínimo. En el caso de PETROMONT posee contrato con la empresa colombiana MC3 para el suministro de gas mediante gasoductos virtuales por carga. En la tabla N° 14 se muestra la situación contractual y de precios en el mercado de la zona noroeste del país.

El gas natural asociado (GNA) es recolectado por una red de tuberías desde los pozos, baterías y estaciones de compresión hacia Planta Pariñas, la entrega es modulada porque depende del requerimiento que se haga en la central termoeléctrica de EEP SA en Planta Malacas que posee una potencia instalada de 150 MW y opera con un promedio de 61,4 MW, entregando energía eléctrica al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN).

El gas natural asociado luego de su procesamiento se denomina gas natural seco, el cual es distribuido a la central de generación eléctrica Malacas y para Refinería Talara.

Tabla N° 14: Situación contractual y de precios del gas natural en la zona Noroeste del Perú.

Empresa productora	Volumen suministrado (MMPCD)	Negocio con:	Marcador internacional	Precio de venta (US\$/MMBTU)
GMP	5	EEPSA	Marcador Camisea - Henry Hub.	80% del marcador de Camisea. Segundo precio más barato para EEPSA.
SAPET	3	EEPSA	No utiliza marcador. El precio se establece en el contrato con EEPSA.	2,00
SAVIA	18	EEPSA	Residual N° 6, 1% S en la USCG.	Precio más barato para EEPSA.
PETROBRAS	12	EEPSA	Residual N° 6, 1% S en la USCG.	*Información confidencial.

Fuente: Consultoría Energética & Ambiental S.A.C.

### 5.1.2.2 Escenario Futuro

A fin de adecuarse a las normas de calidad de combustibles, las refinerías nacionales tienen que realizar fuertes inversiones en los próximos años con el objetivo de instalar unidades desulfuradoras y otras facilidades complementarias que reduzcan los contaminantes en los combustibles, especialmente el azufre.

PETROPERÚ realizará una inversión aproximada de US\$ 3 495 millones a la fecha en la modernización de Refinería Talara, de los cuales US\$ 2 730 millones serán invertidos por la empresa, con ello se espera mejorar la calidad de los combustibles producidos, mejorar la eficiencia en conversión de 72 a 85 % de las refinerías de vanguardia, y elevar la capacidad de refinación de 62 a 90 MBDO (Miles de Barriles por día operativo).

El proyecto de PETROPERÚ considera la instalación de nuevas unidades de procesos, modificaciones en las unidades existentes, y en servicios industriales y facilidades generales realizando las siguientes actividades:

- Construcción de nuevas unidades de procesos:
  - Hidrotratamiento de diesel.
  - Hidrodesulfurización y Reformación Catalítica de naftas.
  - Coquificación de fondos de vacío (para nuestro caso Flexicoking).
  - Producción de hidrógeno.
  - Recuperación de azufre vía producción de ácido sulfúrico.
  - Tratamiento de GLP.

- Unidad de Destilación al Vacío (UDV III).
  - Unidad de Recuperación de Gases (URG II).
  - Unidad de Tratamiento de Aguas Ácidas (SWS).
  - Planta de Fuerza y Cogeneración.
- Modificaciones y ampliaciones de las unidades de procesos existentes:
- Unidad de Destilación Primaria.
  - Unidad de Destilación al Vacío (UDV I).
  - Complejo de Craqueo Catalítico.
- Modificaciones y ampliaciones de los Servicios y Facilidades Generales:
- Área de Utilidades II.
  - Unidades Generales II (Flare, Muelle, SSEE, etc.).

Para la presente evaluación, se analizará la producción del flexigas en una Unidad de Flexicoking para su uso como combustible en Refinería, y así poder reducir el consumo de gas natural, el cual genera actualmente un gasto aproximado de US\$ 2 millones de dólares mensuales, dependiendo del precio del gas natural, el cual es fijado mediante el marcador referencial Petróleo Industrial N° 6, 1% S de la Costa del Golfo de Estados Unidos.





La existencia de proyectos que involucran el crecimiento del consumo del hidrocarburo gaseoso para los próximos años genera gran expectativa en los productores de la zona, quienes muestran interés en formar parte de este progreso y principalmente en integrar el Proyecto Modernización de Refinería Talara, motivo que intensifica la realización de estudios competentes para definir la futura venta de gas natural hacia Refinería Talara.

Siendo este el panorama gasífero en la zona Noroeste, la intención de PETROPERÚ S.A. es de no renovar el contrato que actualmente tiene con EEPSA y en lo posible suscribir contrato con los productores en forma directa de ser el caso, motivo por el cual se viene sosteniendo visitas a las compañías operadoras para conocer sus proyectos y potenciales de gas natural, a fin de tratar de establecer negocios de permanencia operador-consumidor.

La distribución de áreas de procesos existentes y nuevas unidades se pueden apreciar con mayor detalle en el gráfico N° 9, el cual es una vista aérea del área de Refinería Talara.

Gráfico N° 9: Vista satelital de Refinería Talara – Piura.



	Unidades de procesos.
	Nuevas áreas de almacenamiento.
	Nuevas unidades de procesos.
	Unidades de Servicios Industriales / Facilidades.

Fuente: Google Earth.



## 5.2 ESTUDIO DE MERCADO

### 5.2.1 ESTRUCTURA DE LA DEMANDA

Para el análisis de la demanda interna de los derivados de hidrocarburos en el mercado nacional se consultó información registrada en el *Anuario 2012* elaborado por el *Ministerio de Energía y Minas*.

#### 5.2.1.1 Demanda de Combustibles en el Perú

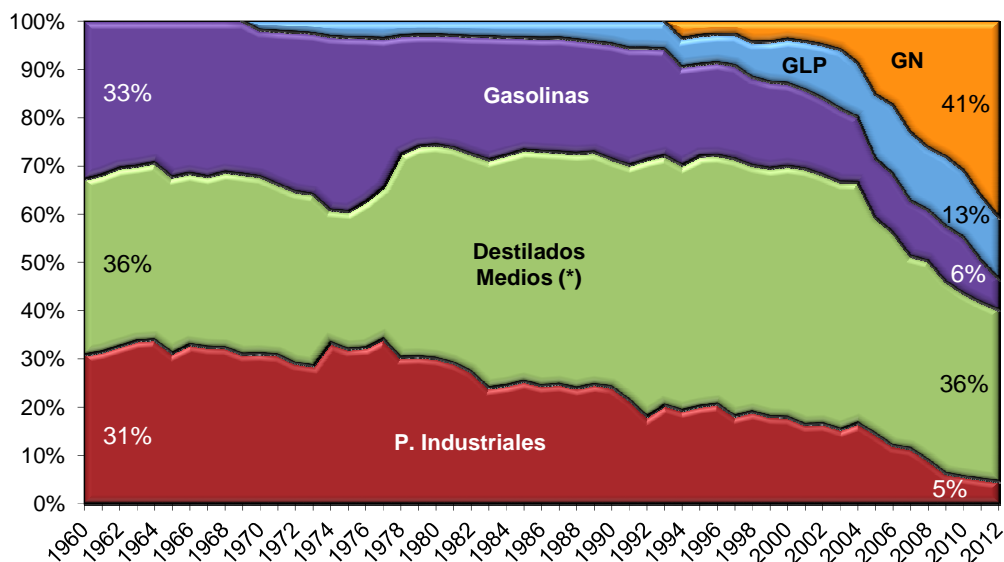
Para el análisis de la evolución de la demanda de combustibles en nuestro país se han considerado los datos históricos fiscalizados de gas natural desde el año 1994 al 2012, en el gráfico N° 10 se observa el incremento del consumo interno de gas natural en 41% en el año 2012 respecto a la demanda total de combustibles. Asimismo, la reducción de la demanda interna de gasolinas debido al incremento de consumo de GLP y gas natural.

Actualmente en el sector transporte se usa gasohol, una mezcla que por lo general contiene gasolina de 84, 90, 95 ó 97 octanos, y 7,8% en volumen de alcohol carburante que se requiere para cumplir con los estándares medioambientales y de calidad requeridos.

En el caso de residual ha disminuido por el reemplazo de gas natural en el sector electricidad; la demanda de turbo se ha incrementado paulatinamente y a partir de setiembre del 2010 se ha prohibido la comercialización de kerosene.

El sector transporte es el mayor consumidor de combustibles líquidos en el Perú, siendo el diesel de mayor demanda. En una parte del país se ha impuesto la comercialización de diesel con no más de 50 ppm de azufre, una mezcla de diesel 2 con 5% de biodiesel B100 (diesel B5 S-50), esta limitación al azufre es obligatoria para todo el país desde el año 2013, según lo indicada la normativa peruana.

Gráfico N° 10: Evolución de la demanda total de hidrocarburos hasta el año 2012.



(\*) Se han considerado la demanda de diesel, turbo y kerosene.

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos – DGH.

Para el año 2012 la demanda total de derivados del petróleo y LGN en el mercado interno fue 200,7 MBPD. En la tabla N° 15 se ha incorporado la demanda interna de gas natural que representa 38,3% de la demanda total.

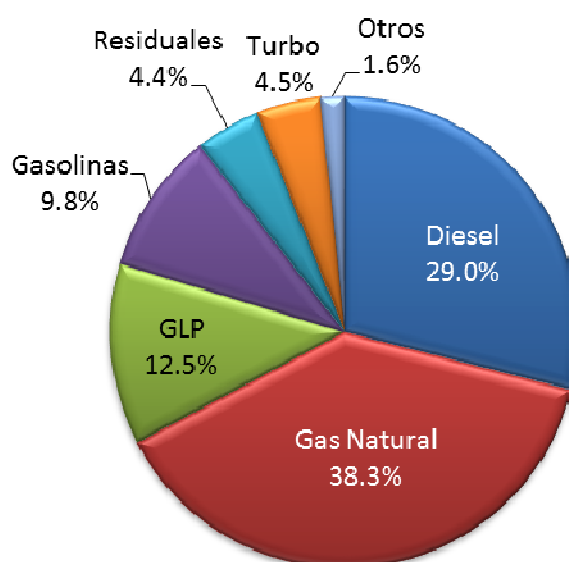
Tabla N° 15: Demanda interna de hidrocarburos – 2012.

Derivados	(MBPD)	(%)
Gas Natural (*)	124,4	38,3%
Diesel	94,2	29,0%
GLP	40,5	12,5%
Gasolinas	17,8	9,8%
Residuales	14,5	4,4%
Turbo	14,7	4,5%
Otros	5,2	1,6%
Total	325,1	100,0%

(\*) Expresado en miles de barriles de petróleo equivalente por día.

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos – DGH.

Gráfico N° 11: Evolución de la demanda interna de hidrocarburos – 2012.



Fuente: Dirección General de Hidrocarburos – DGH.

### **5.2.1.2 Demanda de Productos de Refinería Talara**

En los últimos años, Refinería Talara ha incrementado sus ventas en el mercado nacional como consecuencia de la comercialización adicional de productos importados siendo su principal mercado la región Norte, sin embargo también distribuye su producción en los demás mercados regionales del país (Centro y Sur).

Los productos combustibles comercializados por Refinería Talara al mercado nacional son: turbo A-1, gasolinas, GLP, diesel 2, exporta nafta craqueada, petróleo industrial N° 6, cemento asfáltico y ácido nafténico.

Entre los años 2007 y 2012 las ventas de combustibles por las Plantas de Ventas Talara y Piura se han incrementado, principalmente por las mayores ventas de diesel 2/B2, gasolina 90 y gasolina 84 en la Planta de Ventas Piura y de GLP en Planta de Ventas Talara.

Las estadísticas de despachos de combustibles realizados por Refinería Talara desde el año 2007 al 2012 incluyen Planta de Ventas, transferencias y exportación, y se detallan en la tabla N° 16 y en el gráfico N° 12.

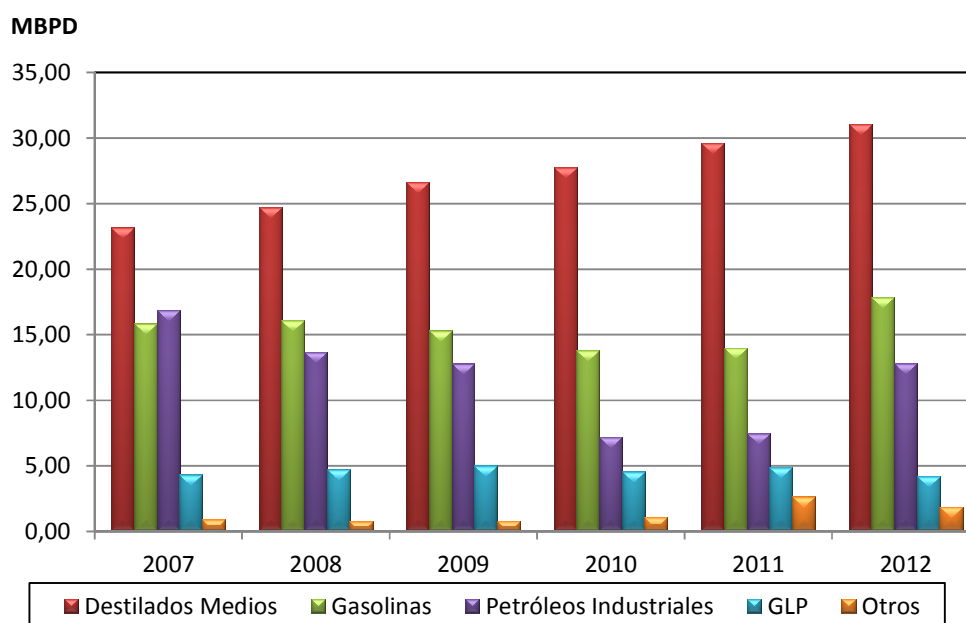
Tabla N° 16: Despacho de productos en Refinería Talara.

Despachos (MBPD)	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Destilados Medios	23,2	24,7	26,6	27,8	29,6	31,1
Gasolinas	15,8	16,1	15,3	13,8	14,0	17,9
Petróleos Industriales	16,8	13,7	12,8	7,2	7,5	12,8
GLP	4,3	4,7	5,0	4,6	4,9	4,2
Otros (*)	0,9	0,8	0,8	1,1	2,6	1,9
Total	61,1	59,9	60,5	54,4	58,6	67,8

(\*) Otros: Asfaltos, Gas Ácido, Crudo Reducido, etc.

Fuente: PETROPERÚ

Gráfico N° 12: Despacho de productos en Refinería Talara desde el año  
2007 - 2012.



(\*) Otros: Asfaltos, Gas Ácido, Crudo Reducido, etc.

Fuente: PETROPERÚ

### 5.2.1.3 Demanda de Gas Natural en Zona Noroeste del Perú

Para el año 2012, la producción de gas natural en la zona Noroeste del Perú fue destinada a los siguientes rubros: vehicular, pesquero, industrial, generación de energía eléctrica y refinerías.

**Consumo vehicular:** Comprende el consumo del gas natural comprimido para el mercado vehicular en el Norte del Perú. Actualmente se cuenta con estaciones de servicio en Piura y Chiclayo para atender la creciente demanda local y el flujo del transporte interprovincial que avanza hacia la reconversión de sus unidades vehiculares.

**Consumo pesquero e industrial:** Considera el consumo de gas natural comercializado por la empresa OLYMPIC utilizado por parte de las empresas procesadoras de harina de pescado ubicadas en la zona de Paita – Piura y por el consumo de gas natural comprimido de otras industrias.

**Generación de energía eléctrica:** Comprende el consumo demandado por la central de la Empresa Eléctrica de Piura ubicada en Malacas en la zona de la Costa Norte.

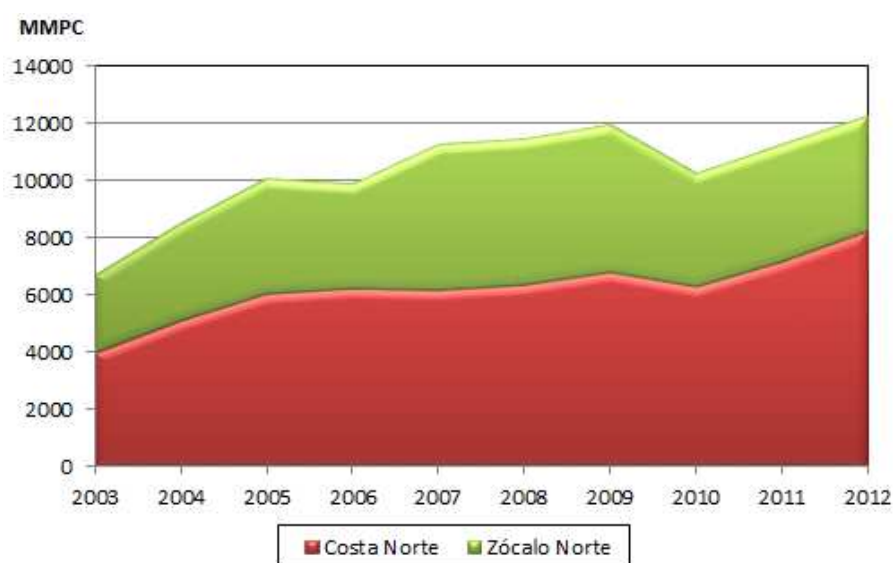
**Refinerías:** Como consumo propio para hornos y calderos en Refinería Talara y en plantas de procesamiento de gas natural en Pariñas.

Como observamos en el gráfico N° 13 el consumo histórico de gas natural en la zona Noroeste del país desde el año 2003 hasta el año 2012 se ha incrementado

con el paso de los años debido a su principal uso en la generación de energía eléctrica; en el año 2012 se consumió un total de 33,6 MMPCD de gas natural proveniente de los pozos de la Costa Norte (22,5 MMPCD) y del Zócalo Norte (11,1 MMPCD).

Por el contrario, su uso como gas combustible en refinerías viene disminuyendo debido a que es reemplazado por otros gases combustibles que son producidos en las mismas refinerías. Observamos en la tabla N° 19 que la demanda de gas natural en la zona Norte del Perú, sólo representa el 3% del consumo nacional durante el año 2012 con respecto al gas comprado en la Selva Sur (Cuzco y Ucayali), el cual representa el 97% de la demanda nacional y que para el año 2012 fue 1 099,1 MMPCD.

Gráfico N° 13: Demanda histórica de gas natural en la zona Noroeste del Perú desde el 2003 - 2012.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MEM.

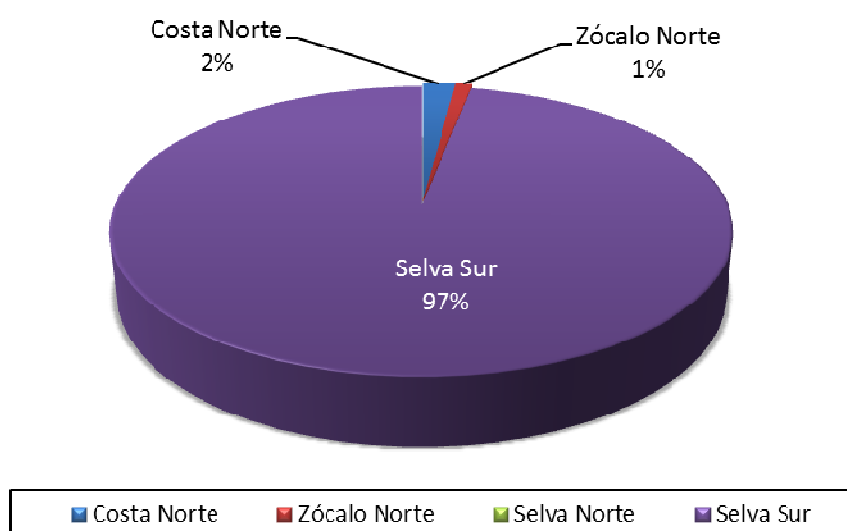
Tabla N° 17: Demanda de gas natural en el Perú – 2012.

Consumo (MMPCD)	2012	%
Costa Norte	22,5	2,0
Zócalo Norte	11,1	1,0
Selva Norte	0	0
Selva Sur	1 065,5	96,9
Total	1 099,1	100,0

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos – DGH.

En el gráfico N° 14 se muestra la representación porcentual de la demanda nacional de gas natural por zonas del año 2012.

Gráfico N° 14: Demanda por zonas de gas natural en el Perú – 2012.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MEM.



## 5.2.2 ESTRUCTURA DE LA OFERTA

### 5.2.2.1 Producción de Combustibles en el Perú

En la siguiente tabla se muestra los volúmenes de la producción de derivados del petróleo de las refinerías del país, la cual incluye los combustibles importados directamente.

Tabla N° 18: Producción total de derivados del petróleo en refinerías 2003-2012.

Productos (MBPD)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Diesel	37,55	37,99	40,09	46,15	48,21	52,10	53,48	70,74	67,41	84,87
Gasolinas	30,15	30,21	34,17	36,14	35,01	38,21	36,59	40,31	41,60	41,04
Residuales	48,15	48,87	47,92	48,68	40,31	40,19	38,01	28,12	27,73	25,23
Turbo	7,95	8,54	9,29	9,61	10,20	11,35	12,10	12,89	14,49	14,25
GLP (LGN) <sup>7</sup>	1,68	1,67	5,54	16,73	19,03	19,22	22,11	36,06	40,26	39,75
GLP (Refinería)	6,73	6,71	7,28	7,32	6,26	6,47	6,76	5,97	6,64	6,08
Total	132,22	133,98	144,27	164,64	159,02	167,55	169,05	194,07	198,14	211,23

Fuente: Ministerio de Energía y Minas – MEM.

En la producción total de derivados de petróleo en refinerías se incluye productos de importación directa (gasolina con alcohol, diesel 2 y diesel 2 S-50).

<sup>7</sup> El GLP de los líquidos de gas natural (LGN) se obtiene como derivado en las Plantas de Gas Natural y actualmente se comercializa como producto para exportación al igual que la gasolina natural.

### 5.2.2.2 Producción de Combustibles de Refinería Talara

La producción total de combustibles en Refinería Talara durante el año 2012 fue de 71,1 MBPD, en los últimos años se ha incrementado la producción de destilados medios que durante el año 2012 fue de 32,1 MBPD teniendo una producción total de diesel igual a 26,0 MBPD respecto a una producción de 24,4 MBPD durante el año 2011. También aumentó la producción de turbo A-1, además se viene realizando la formulación de diesel B2 con biodiesel B100 y de gasoholes con adición de alcohol carburante a las gasolinas a partir del 1° de enero del 2010.

En la tabla N° 19 se muestra la producción histórica detallada en MBPD de los productos derivados del petróleo obtenidos en Refinería Talara y en el gráfico N° 15 podemos apreciar el aumento del rendimiento de la producción desde los años 2007 – 2012.

Tabla N° 19: Producción de productos en Refinería Talara.

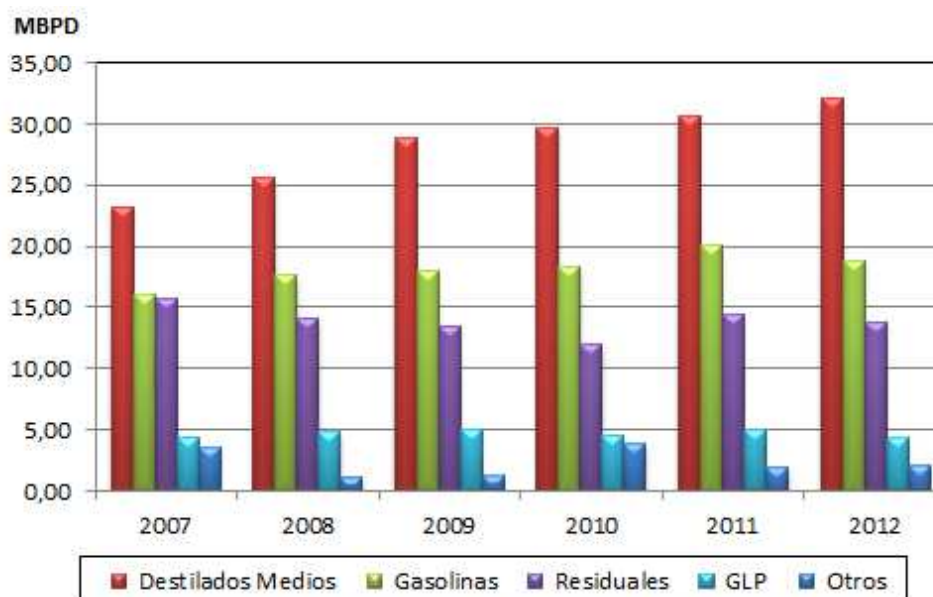
Producción (MBPD)	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Destilados Medios <sup>8</sup>	23,2	25,6	28,8	29,7	30,6	32,1
Gasolinas	16,0	17,6	17,9	18,4	20,0	18,9
Residuales	15,8	14,1	13,4	12,0	14,4	13,8
GLP	4,4	4,8	5,1	4,5	4,9	4,3
Otros (*)	3,6	1,1	1,2	3,9	1,9	2,1
Total	63,0	63,3	66,4	68,5	71,9	71,1

(\*)Otros: Asfaltos, Solvente 1, Solvente 3, Gas Ácido, Crudo Reducido y Slop.

Fuente: PETROPERÚ

<sup>8</sup> La producción de destilados medios en Refinería Talara para el año 2011 incluyen los siguientes productos: Kerosene, Turbo Jet A-1, Turbo JP-5, Diesel N° 2, Diesel 2 Bunker, Diesel B-5, Destilado Medio para Mezclas (DPM), Gasoil de alta viscosidad, GOL/GOP y Diesel Ligero.

Gráfico N° 15: Producción de productos de Refinería Talara.



Fuente: PETROPERÚ

### 5.2.2.3 Proyección de la Producción de Combustibles de Refinería Talara

Particularmente, para el caso de Refinería Talara el pronóstico de producción de combustibles derivados del petróleo durante el periodo 2015 – 2030 sería el indicado en la tabla N° 20, dicha estimación ha sido realizada por PETROPERÚ para el proyecto de modernización y señala un notable incremento de la producción de destilados medios, principalmente de diesel que permitirá cubrir más de la mitad de la demanda de este combustible y casi la totalidad de la demanda de gasolinas en el interior.

Tabla N° 20: Pronóstico de producción de derivados en Refinería Talara del año  
2015 – 2030.

PRODUCCIÓN (MBPD)	2015	2020	2025	2030
Diesel	40,4	40,3	38,0	38,2
Gasolinas	21,5	21,8	22,0	22,7
Petróleo Industrial	8,7	6,0	6,3	4,3
GLP	7,0	7,0	7,0	7,0
Turbo	6,3	8,2	10,3	12,7
Asfaltos	3,3	3,7	4,2	3,3
Total	87,2	87,0	87,8	88,2

Fuente: PETROPERÚ.

#### 5.2.2.4 Producción de Gas Natural en la Zona Noroeste del Perú

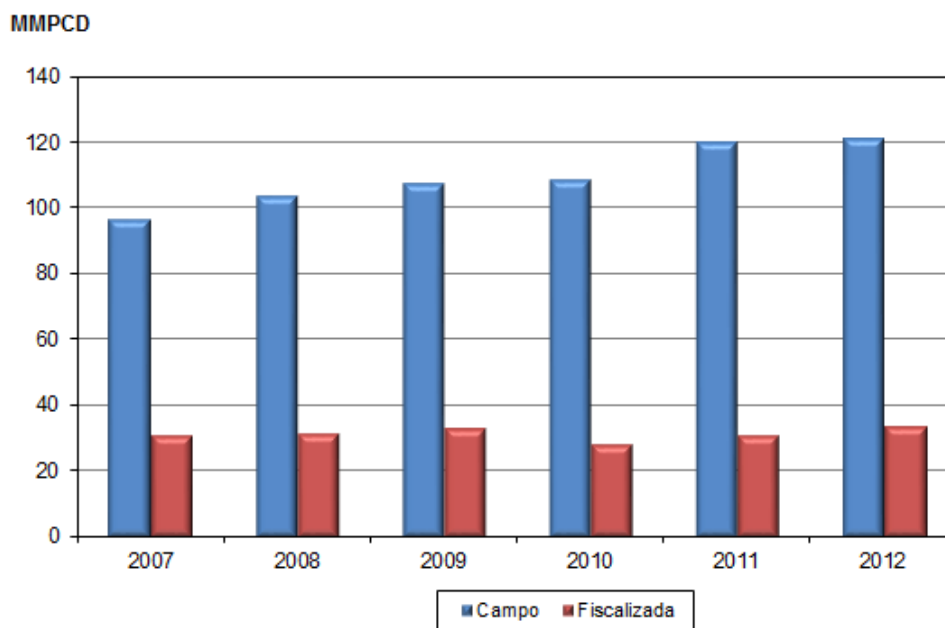
Durante el año 2012, la producción de campo de gas natural de los yacimientos de gas asociado y no asociado de la zona Noroeste fue de 121,32 MMPCD y la producción fiscalizada fue 33,59 MMPCD, según los datos registrados en el libro anual de *Estadística Petrolera 2012* de PERUPETRO.

Tabla N° 21: Producción de gas natural en zona Noroeste del Perú.

Producción (MMPCD)	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Campo	96,52	103,79	107,78	108,87	120,13	121,32
Fiscalizada	30,93	31,33	32,67	28,15	30,98	33,59

Fuente: PERUPETRO

Gráfico N° 16: Comparación de producción de campo y producción fiscalizada de gas natural en zona Noroeste del Perú.



Fuente: PERUPETRO

Las cantidades de producción fiscalizada de las empresas GMP (Lote I), SAPET (Lote II), PETROBRAS (Lote X) y SAVIA (Lote Z-2B) son entregadas a EEPSA para su posterior comercialización con Refinería Talara y como insumo para la generación de energía eléctrica.

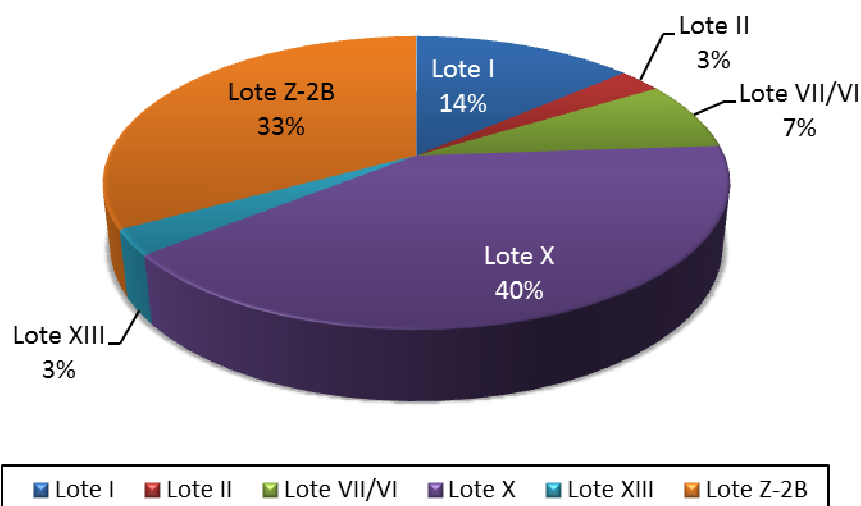
La distribución porcentual de la producción fiscalizada de gas natural en el Norte se muestra en el gráfico N° 22, donde se observa que la mayor producción fiscalizada fue de la empresa PETROBRAS (Lote X) con 13,56 MMPCD y que representa el 40% y de la empresa SAVIA (Lote Z-2B) con 11,07 MMPCD representando el 33% del consumo total de gas natural del Norte.

Tabla N° 22: Producción fiscalizada de gas natural en zona Noroeste del Perú - 2012.

Contratista	Lote	Promedio (MMPCD)
GMP	I	4,58
PET. MONTERRICO	II	0,91
SAPET	VII/VI	2,55
PETROBRAS	X	13,56
OLYMPIC	XIII	0,94
SAVIA	Z-2B	11,07
Total		33,59

Fuente: PERUPETRO

Gráfico N° 17: Producción fiscalizada porcentual de gas natural por lote – 2012.



Fuente: PERUPETRO

## 5.2.3 BALANCE DE HIDROCARBUROS

### 5.2.3.1 Balanza Comercial de Hidrocarburos

En la balanza comercial de derivados y biocombustibles se incluye las exportaciones de líquidos de gas natural (GLP y gasolina natural), y las exportaciones del gas natural licuado (LNG). A partir del 2005 la balanza comercial es positiva.

Tabla N° 23: Balanza Comercial de Combustibles

Año	Importación (CIF)		Exportación (FOB)		Diferencia	
	MB	MUS\$	MB	MUS\$	MB	MUS\$
2003	14 126,09	519 114,88	14 090,06	396 421,16	-36,03	-122 693,72
2004	13 552,10	641 252,84	15 797,82	563 714,36	2 245,72	-77 538,48
2005	8 623,08	571 269,72	23 833,18	1 301 166,90	15 210,10	729 897,18
2006	7 367,75	627 871,45	17 168,43	1 136 916,84	9 800,68	509 045,40
2007	9 826,39	896 440,58	20 626,74	1 512 044,63	10 800,35	615 604,05
2008	14 085,40	1 826 523,62	23 382,70	2 165 252,95	9 297,29	338 729,33
2009	8 661,79	733 150,37	26 501,51	1 575 491,84	17 839,72	842 341,48
2010	13 809,73	1 417 257,06	54 187,67	2 758 156,23	40 377,94	1 340 899,17
2011	15 447,65	2 158 211,07	84 940,94	4 265 397,78	69 493,29	2 107 186,71
2012	16 553,63	2 550 314,10	90 546,45	4 960 485,79	73 992,82	2 410 171,69

Fuente: MINEM – DGH

En la balanza comercial de combustibles líquidos se considera importaciones y exportaciones de gasolinas, diesel, residuales, y exportación de LNG a partir del 2010.

### 5.2.3.2 Balance Oferta-Demanda de Gas Natural en Zona Noroeste del Perú

La demanda del mercado nacional de gas natural en la zona Noroeste del país durante el periodo 2007 – 2012 ha sido contrastada con la producción de gas natural durante dicho periodo, encontrándose una oferta disponible de gas natural declarada como distribución de campo para su uso como combustible en operaciones propias, gas reinyectado a reservorios, gas quemado, gas venteado, etc.

En el gráfico N° 18 se observa que en los últimos años se ha incrementado la cantidad de gas natural disponible debido a que las empresas BPZ y Petrolera Monterrico comenzaron sus operaciones de producción de gas natural en sus lotes para ser usado inicialmente en sus propias instalaciones petroleras.

Debemos tener claro que la recuperación del gas venteado en la zona Norte resulta económicamente poco factible debido a las grandes distancias que existen entre sus puntos de ubicación. Para realizar este análisis se requiere considerar y explicar los siguientes rubros:

**Gas reinyectado:** Es el gas devuelto al yacimiento a través de los pozos de reinyección a fin de mantener la presión del pozo.

**Gas venteado:** Es el gas que escapa directamente al ambiente, sin ser aprovechado como combustible, esta se considera como merma de los procesos de producción del gas natural.



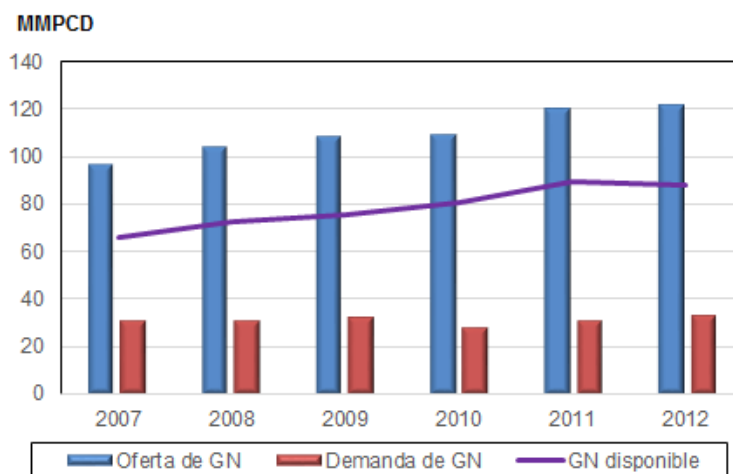
**Gas quemado:** Es el gas quemado en antorchas después de ser extraído de los pozos y que no es empleado como combustible.

**Gas liberado a la atmósfera:** Es una fracción de la producción fiscalizada de gas, que se pierde en la atmósfera a fin de mantener equilibrada la presión de suministro en los puntos de consumo de gas natural seco (esto está controlado por organismos gubernamentales).

**Separación de agua:** Consiste en la remoción del vapor de agua asociado al gas natural, mediante condensación en los separadores.

**Encogimiento (Shrinkage):** Consiste en la reducción del volumen inicial de gas natural, como resultado de la condensación de los líquidos del gas natural y el agua asociada.

Gráfico N° 18: Oferta vs. Demanda de gas natural en zona Noroeste del Perú en los años 2007 - 2012.



Elaboración: Propia.

## 5.2.4 ANÁLISIS DE PRECIOS

### 5.2.4.1 Precios de Combustibles en el Mercado Interno

El Perú es un importador neto de petróleo y de derivados (principalmente diesel), y a través de los años se ha incrementado los precios de los combustibles en nuestro país.

El OSINERGMIN utiliza una metodología para calcular los Precios de Referencia – PR donde se considera como mercado de referencia USGC<sup>9</sup>, debido a su liquidez, cercanía geográfica y facilidad de acceso a la información. Además, dicho mercado se toma como indicador para las operaciones comerciales de petróleo crudo y derivados en la región.

Debido a que en el mercado de la USGC determinados productos no tienen las especificaciones de calidad de los productos que se comercializan en el mercado peruano, la metodología de cálculo de los PR considera un ajuste por calidad como mecanismo de compensación de las diferencias existentes entre las especificaciones de calidad de los combustibles de dichos países. Tales ajustes se aplican en el octanaje de las gasolinas, la viscosidad del petróleo industrial, el número de cetano en el Diesel y el contenido de azufre en el Diesel y Residual N° 6.

---

<sup>9</sup> USGC : Costa del Golfo de los Estados Unidos.

Tabla N° 24: Precios de los Combustibles Líquidos en Soles/galón y GLP en  
Soles/10 Kg al 31 Dic.

Productos	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
GLP (*)	31,25	27,38	30,47	31,77	36,62	32,62	32,71	33,14	33,41	32,49	35,38	35,67
Gasol 97	10,54	9,53	11,07	12,11	14,52	15,61	15,05	16,81	15,67	13,62	14,91	16,83
Gasol 95	10,02	8,94	10,41	11,48	13,87	14,89	14,37	15,97	12,57	13,06	14,31	16,14
Gasol 90	8,91	7,86	9,21	10,12	11,76	12,84	12,07	13,25	11,99	9,92	11,95	13,87
Gasol 84	7,95	6,96	8,04	8,83	10,39	11,49	10,33	11,58	10,92	8,84	11,03	12,97
Kerosene	6,68	5,72	6,89	7,79	9,37	11,33	11,58	12,25	12,77	10,85	-	-
Diesel	6,97	5,93	6,86	7,69	9,26	10,54	10,25	10,62	11,78	9,38	11,24	13,49
R-6	3,48	2,96	3,43	3,84	4,63	4,77	4,84	5,30	6,30	5,94	7,29	8,37
R-500	3,16	2,70	3,12	3,49	4,20	4,50	4,64	5,12	6,12	5,89	7,15	8,21

(\*) El precio del GLP está expresado en S/. por balón de 10 kg.

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos – DGH.

Con el Proyecto Modernización de Refinería Talara se espera producir mayores volúmenes de diesel y elevar el octanaje de las naftas componentes de las gasolinas para exportar los excedentes con mayor valor agregado que las actuales exportaciones de naftas y poder influir positivamente en la matriz energética del país.

#### 5.2.4.2 Precio del Gas Natural en Zona Noroeste del Perú

Actualmente, las empresas SAVIA, PETROBRAS, GMP y SAPET mantienen contrato con EEPSA por el suministro de gas natural, los precios se establecen de acuerdo al marcador Henry Hub y en otros casos se utiliza el Residual N° 6, 1% S

de la Costa del Golfo de Estados Unidos, los precios varían dependiendo del poder calorífico entregado y del tipo de marcador económico utilizado.

Otras compañías petroleras como OLYMPIC mantienen contrato con empresas de otros sectores industriales de Paita. En el caso de la empresa PETROMONT, tiene contrato con la empresa colombiana MC3 para el suministro de gas mediante gasoductos virtuales por carga, con un precio de venta de gas natural aproximado de US\$/MMBTU 4,00 y también utiliza el marcador Henry Hub.

Actualmente, el marcador utilizado para el precio del gas natural adquirido por Refinería Talara en el nuevo contrato, suscrito en marzo del año 2012, con EEP SA, por el “Servicio de Suministro de Gas Natural para Refinería Talara por el período de tres (03) años” es el indicador internacional Henry Hub, quien reemplazó al Petróleo Industrial N° 6, 1% de azufre de la Costa del Golfo de Estados Unidos, dichos precios son publicados en el “Spot Price Assessments” del Platt’s Oilgram Price Report.

Debido a la gran volatilidad de los precios de los hidrocarburos en el mercado internacional, se había venido observando una gran variabilidad en el precio del marcador Residual N° 6, 1% S de la USCG y por ende en el precio unitario del gas natural para Refinería Talara, que estuvo entre US\$/MMBTU 4,00 y US\$/MMBTU 14,00 en promedio mensual; se puede apreciar en la siguiente tabla el comportamiento en los precios de los marcadores internacionales durante el año 2012, donde observamos que el Henry Hub se encuentra más estable.

Tabla N° 25: Precios de los marcadores internacionales de gas natural.

Año 2012	Marcador Henry Hub (US\$/MMBTU)	Marcador Residual N° 6, 1%S (US\$/BL)
Marzo	2,17	117,43
Abril	1,95	117,92
Mayo	2,43	103,57
Junio	2,45	90,88
Julio	2,95	96,03
Agosto	2,84	107,28
Septiembre	2,85	108,75

Fuente: Platt's Oilgram Price Report

Tabla N° 26: Precios del gas natural en la zona Noroeste del Perú.

Empresa productora	Marcador internacional	Precio de venta (US\$/MMBTU)
PETROMONT	Marcador Camisea - Henry Hub	~ 4,00
GMP	Marcador Camisea - Henry Hub	80% del Marcador de Camisea. Segundo precio más bajo para EEP SA.
SAPET	Precio fijo en contrato con EEP SA	2,00
SAVIA	Residual N° 6, 1% de la USCG	Confidencial. Precio más bajo para EEP SA.
PETROBRAS	Residual N° 6, 1% de la USCG	Información confidencial.
INTEROIL	Residual N° 6, 1% de la USCG	Información confidencial.
OLYMPIC	Residual N° 6, 1% de la USCG	~ 8,00

Fuente: Consultoría Energética &amp; Ambiental SAC.

En la tabla N° 26 se muestra información de los precios de gas natural en la zona Noroeste del Perú en el año 2011, estos datos de las empresas petroleras nos permiten comparar los diferentes precios de venta de dicho hidrocarburo en esta zona. Debemos mencionar que el monto pagado a EEPSA por el consumo anual de gas natural en Refinería Talara es aproximadamente de MMUS\$ 20 incluido el I.G.V. según información de la USIE (Unidad Servicios Industriales/Especialidades) de Refinería Talara.

### 5.2.5 MARGEN DE REFINACIÓN

Es el resultado económico obtenido por una refinería, que se encuentra relacionado directamente al precio de los productos, costo del crudo y otras cargas procesadas, y al costo de operación.

El margen de refinación es un indicador económico que nos permite determinar el costo por cada barril producido. Asimismo, es un indicador que permite evaluar la gestión de la refinación, en lo referido al costo operativo y rendimientos del crudo procesado. Para su determinación emplearemos la siguiente fórmula:

$$MR = \frac{\sum \text{Producción} \times \text{Precio} - (\sum \text{Crudo} \times \text{Precio} + \sum \text{Otras Cargas} \times \text{Precio})}{\text{Carga Total a Refinería}} - \text{C.O.T.}$$

Donde:

C.O.T. : Costo Operativo de Refinación, el cual comprende el gasto de la refinería, de las plantas de ventas Talara y Piura y de la Planta Aeropuerto Talara (incluye fletes de los productos intermedios recibidos desde otras refinerías).

En la tabla N° 27 se muestra el margen de refinación para el periodo 01 al 15 de julio del 2012, fue superior al de apertura (US\$/BL 2,55 vs. 1,11 US\$/BL). El precio del crudo procesado fue US\$/BL 97,86, el margen de refinación resultó favorecido debido al mayor precio de promedio de productos US\$/BL 103,82 esto nos da un diferencial entre el precio promedio de los productos y el de crudo procesado de US\$/BL 5,96.

Tabla N° 27: Margen de refinación de Refinería Talara.

I.- INGRESOS	VOLUMEN (MB/DC)	PRECIO (US\$/BL)	MONTO (MUS\$)
TRANSFERENCIA A PTA. VENTAS	12.20	95.33	17,444
PRODUCCIÓN PARA CABOTAJES E INVENTARIO	45.50	107.04	73,047
TRANSFERENCIAS A OTRAS REFINERÍAS	5.77	115.97	10,036
EXPORTACIONES	0.05	97.06	72
USO PROPIO	1.21	10.87	197
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>64.72</b>	<b>103.83</b>	<b>100,796</b>
<b>II.- EGRESOS</b>			
CARGA DE CRUDOS	58.52	97.86	85,908
OTRAS CARGAS	4.67	111.14	7,783
<b>TOTAL EGRESOS</b>	<b>63.19</b>	<b>98.84</b>	<b>93,690</b>
<b>III.- MARGEN TOTAL - GAN/(PERD)</b>	<b>1.53</b>		<b>7,105</b>
<b>IV.- MARGEN BRUTO (US\$/BL)</b> (REFERIDO A LA CARGA TOTAL)			<b>7.50</b>
<b>V.- COSTO OPERATIVO (US\$/BL)</b>			<b>4.95</b>
<b>VI.- MARGEN NETO (US\$/BL)</b>			<b>2.55</b>

Fuente: PETROPERÚ.

### 5.2.6 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE MERCADO

- La demanda de combustibles líquidos en nuestro país ha crecido a través de los años, siendo los combustibles de mayor consumo en el mercado interno: el diesel y el GLP.
- En los últimos años, se ha abastecido adecuadamente la demanda nacional de GLP y residuales con la producción nacional de los combustibles producidos en las refinerías del país, excepto la demanda de diesel. Siendo el GLP y los residuales productos de exportación para la balanza comercial de hidrocarburos del país, debido a la producción de GLP de los LGN de producidos en la fraccionadora de Pisco.
- Las refinerías han bajado sus cargas debido a que han tenido que incrementar las importaciones de diesel de bajo azufre que no pueden producir por falta de equipos para el retiro de azufre en el diesel.
- La demanda de gasolinas se ha visto afectada debido a la competencia del GLP y en los últimos años por el aumento de uso del gas natural en los diferentes sectores; tanto en el transporte como en el sector industrial y eléctrico.
- La producción de gas natural en nuestro país ha crecido a una elevada tasa, principalmente por la explotación de los yacimientos del Lote 88 y el Lote 56. Actualmente, se está explorando dos lotes cercanos a Camisea (Lote 57 y Lote 58).



- El gas natural del Norte representa sólo el 3% de la demanda nacional, siendo un mercado gasífero pequeño en comparación con el de Camisea; pero que cubre los requerimientos de su región en cuanto a la demanda de Refinería Talara y para el sector industrial de la zona Noroeste del Perú.
- Se concluye que existe disponibilidad de gas natural en los lotes de la zona Noroeste del país para el Proyecto Modernización de Refinería Talara, sin embargo la posibilidad de inversión para la infraestructura del transporte desde los lotes hacia refinería es difícil debido a que los yacimientos se encuentran en zonas muy alejadas y por el tiempo que se requiere para otorgar los permisos y autorizaciones que exigen las norma; haciendo necesario el uso del gasoducto de Pariñas.
- En cuanto a los diversos marcadores utilizados para la obtención del precio del gas natural; no existe una interrelación entre los productores del Norte con los de la Selva Sur. Se espera que con los ductos proyectados y el afianzamiento de la Tarifa Única de Transporte de gas natural se permitirá uniformizar los precios del gas en boca de pozo en el país a los límites del contrato del Lote 88.

### **5.3 EVALUACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE GASES COMBUSTIBLES CON UNA UNIDAD DE FLEXICOKING EN REFINERÍA TALARA MODERNIZADA**

Para realizar la evaluación técnica del Sistema de Gases Combustibles de Refinería Talara Modernizada, es necesario conocer los gases combustibles empleados en el sistema actual de la refinería y los que se van a utilizar cuando se opere la futura Unidad de Flexicoking en el proyecto de modernización.

El proyecto de Refinería Talara modernizada presenta un esquema de procesos el cual incluye un Flexicoker, que optimizará la producción de gas de bajo poder calorífico o flexigas, con lo cual se reducirá el actual consumo del gas natural utilizado como combustible en sus operaciones de las instalaciones de Talara.

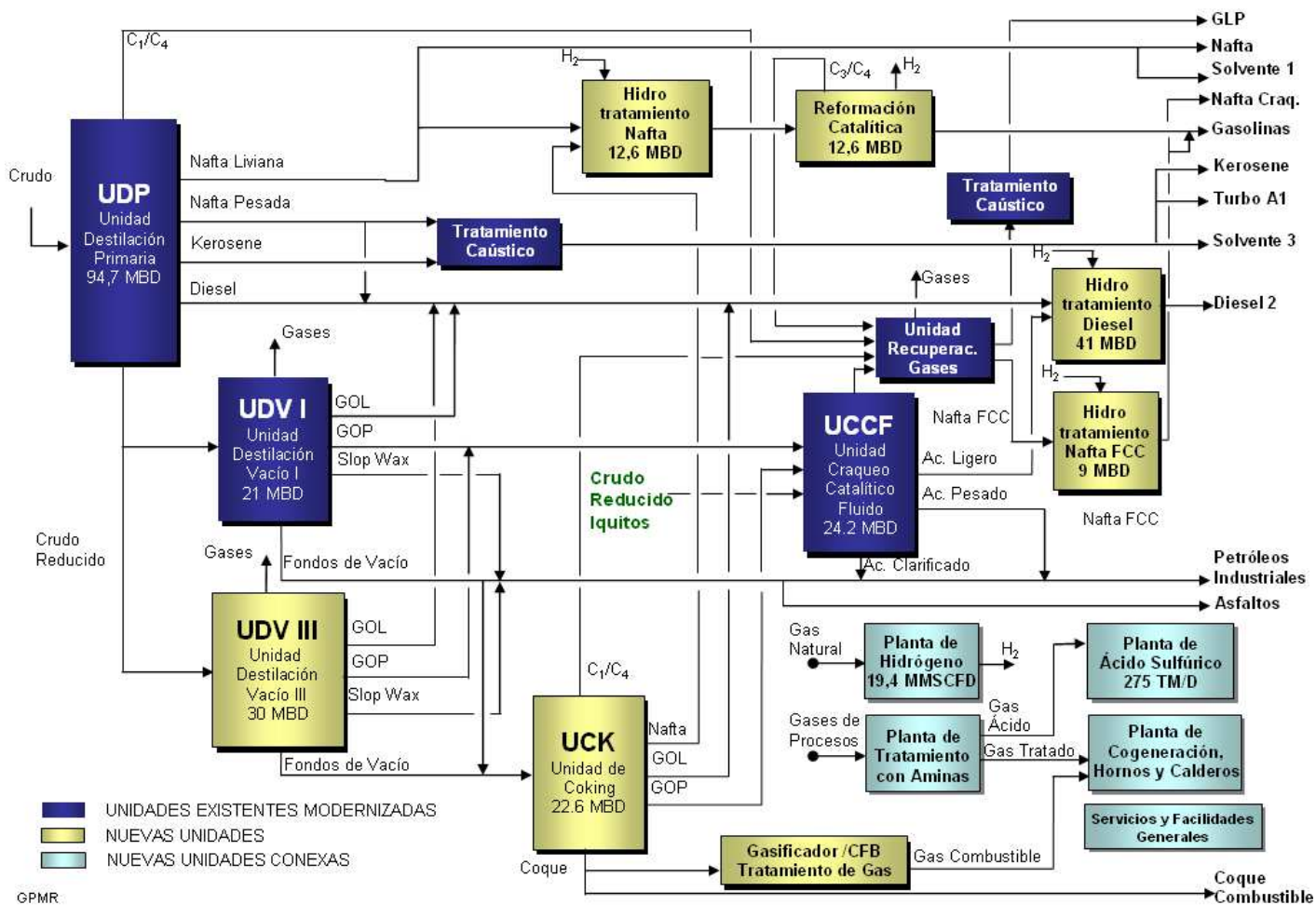
El proceso de Flexicoking<sup>10</sup> tiene como principio de operación el Cracking Térmico, en el que la descomposición térmica se presenta en un lecho fluidizado de partículas de coque, las cuales son convertidas a gas combustible o gas de bajo poder calorífico (flexigas). El proceso está orientado a procesar cargas pesadas como los residuales de vacío e incrementar la conversión en refinería obteniendo productos más livianos y gasificando el coque sólido.

La configuración de los procesos de refinación de Refinería Talara modernizada se presenta en el gráfico N° 19.

---

<sup>10</sup> Proceso de Flexicoking: Descripción del proceso desarrollada en las publicaciones de la empresa licenciante "ExxonMobil Research and Engineering Company" y en el "RAROP Heavy Oil Processing Handbook".

Gráfico N° 19: Esquema de refinación optimizado Proyecto Modernización de Refinería Talara.



Fuente: PETROPERÚ

### 5.3.1 SISTEMA DE GASES COMBUSTIBLES DE REFINERÍA TALARA

Para el Proyecto Modernización de Refinería Talara se estima un reactor para el Flexicoker de 22,6 MBDO (Miles de Barriles por Día Operativo) de capacidad de carga, considerando la capacidad de la actual Unidad de Destilación al Vacío I y de la futura Unidad de Destilación al Vacío III (ver tabla N° 28).

Los residuos de vacío de ambas unidades serán utilizados como carga para la Unidad de Flexicoking de Refinería Talara modernizada.

Tabla N° 28: Carga total para la Unidad de Flexicoking.

Carga al Flexicoker	Cantidad (MBDO)
Residuo de la UDV I	8,6
Residuo de la UDV III	14,0
Total	22,6

Fuente: PETROPERÚ.

En la siguiente tabla se muestran los análisis realizados de los residuos de vacío para los crudo Talara, Napo y las características de la mezcla obtenidos en el Laboratorio de Refinería Talara mostrados en la tabla N° 29.

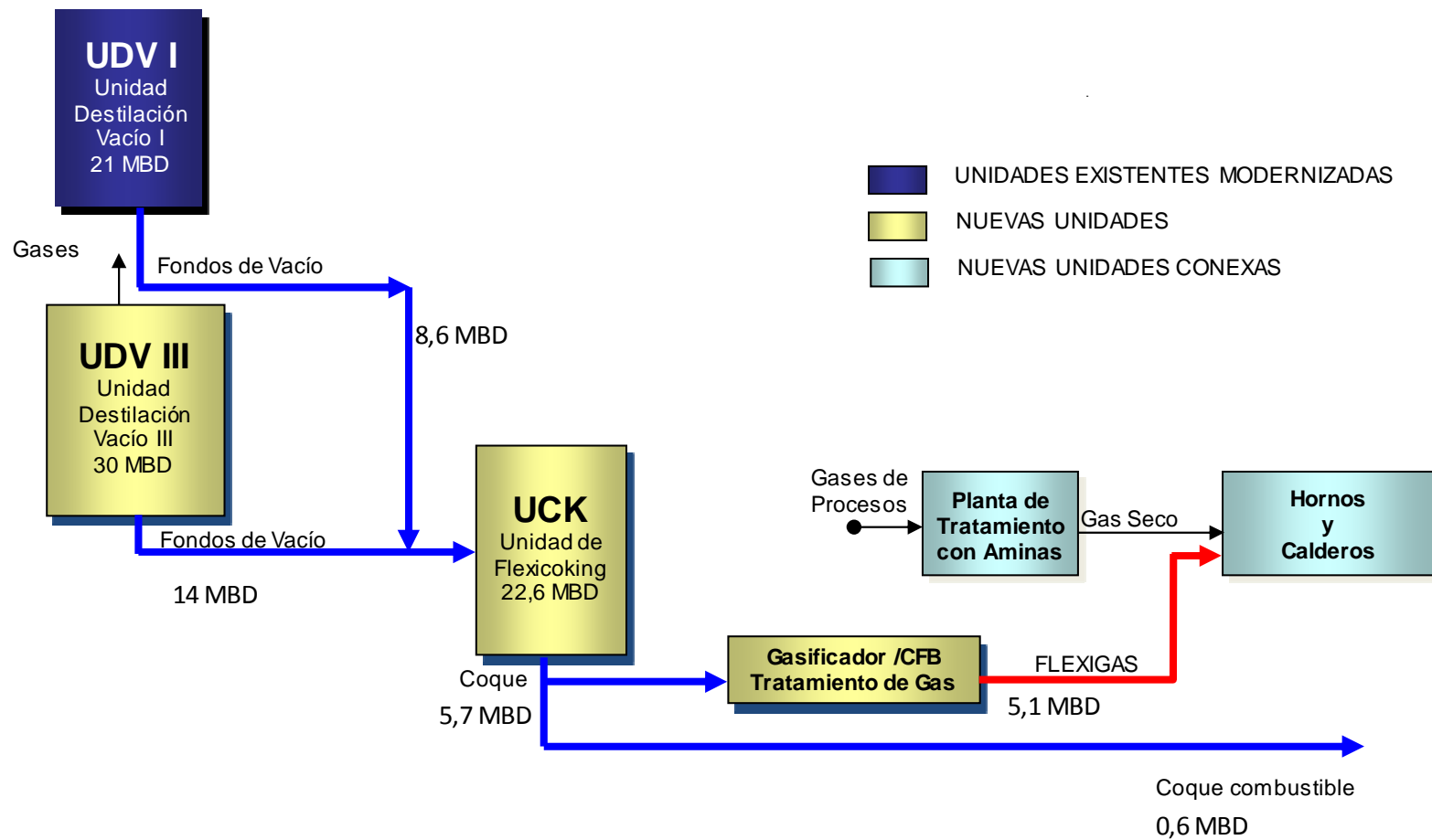
Tabla N° 29: Propiedades de la carga para la Unidad de Flexicoking.

Propiedades	Residuo de Vacío UDV I/III de Crudo Talara	Residuo de Vacío UDV I/III de Crudo Napo	Mezcla de Residuo de Vacío
% Vol. de mezcla de crudos	33,7	66,3	100
% Vol. Rendimiento sobre crudo	6,24	36,86	26,5
Proporciones relativas de mezcla	2,10288	24,43818	
Rango de corte, °F	1050+	1025+	1025+
°API	9,3	2	2,6
Contenido de azufre, %wt	0,526	3,26	3
Contenido de nitrógeno, %wt	0,7183	0,7125	0,72
Carbón Conradson, %wt	16,06	28,3	27,3
Niquel, mg/Kg	18	317	293,3
Vanadio, mg/Kg	38	845	781,1
Asfaltenos, %wt	1,13	21,5	19,9
Viscosidad a 300 °F, cSt	159,2	20380	17000
Pour point, °F	ND	225	250

Fuente: Laboratorio de Refinería Talara.

En el siguiente gráfico se indica las respectivas cargas de residuos de vacío que ingresan a la Unidad de Flexicoking (UCK), donde se obtiene productos líquidos y coque con un rendimiento entre 25 – 30%, el cual será gasificado en aproximadamente 85 – 90% convirtiéndose en gas de bajo BTU o “flexigas” que será utilizado en el futuro sistema de gases combustibles de Refinería Talara modernizada.

Gráfico N° 20: Esquema del proceso de obtención del flexigas.



Fuente: Elaboración propia.

### 5.3.2 BALANCE DE GASES COMBUSTIBLES

Actualmente Refinería Talara consume en sus hornos y calderos los gases combustibles producidos en planta; tales como el gas de refinería que mezcla el gas seco producido en la Unidad de Recuperación de Gases, el gas ácido de baja presión de la Unidad de Destilación al Vacío I y otros gases producidos en planta; además se completa el requerimiento de gases combustibles para la operación de Refinería Talara con la compra diaria de gas natural a EEP SA<sup>11</sup>.

Los reportes diarios de Refinería Talara indican que aproximadamente el 51% del gas combustible consumido en las operaciones corresponde al gas natural adquirido a EEP SA y el 49 % es aportado por el gas “seco” producido en la Unidad de Recuperación de Gases del Complejo de Craqueo Catalítico.

En la siguiente tabla se indican los consumos actuales de gases combustibles, donde se considera que el gas natural tiene un poder calorífico promedio de 970,90 BTU/PC y el poder calorífico del gas seco de la URG es de 905,22 BTU/PC. La evaluación indica que el consumo energético anual de la refinería es de 5 007 633,3 MPC al año que equivale aproximadamente a 4 934 TJ (Tera Joule) y que se pierde anualmente 10,8 TJ de gases en el flare.

---

<sup>11</sup> EEP SA: Empresa Eléctrica de Piura S.A.

Tabla N° 30: Consumo actual de gases combustibles en Refinería Talara.

Capacidad	65	MBD
Carga anual	23 790	MB/Año
Energía ingresa	137 759,6	TJ/Año

2012	Consumo Actual de Gas Combustible			
	MPC	MMBTU	TJ	%
Gas Natural	2 460 388,3	2 388 791,0	2 510,6	50,9%
Gas Seco o Gas Ácido	2 547 245,0	2 305 817,1	2 423,4	49,1%
Total	5 007 633,3	4 694 608,1	4 934,0	100,0%

2012	MPC	MMBTU	TJ	%
Gas combustible al Flare	10 950,0	10 271,8	10,8	0,2%

Fuente: Elaboración propia.

Considerando la ampliación de 65 MBD a 94,7 MBD de la capacidad de refinación del petróleo crudo en Refinería Talara, la evaluación realizada determina que se requerirá 3 574 802,5 MPC (3 647,8 TJ) al año de gas natural como gas combustible y adicionalmente 3 701 000,3 MPC (3 521,1 TJ) de gas seco producido en las mismas instalaciones de refinería haciendo un total de 7 275 808,8 MPC (7 168,8 TJ).

Tabla N° 31: Consumo total de gases combustibles en Refinería Talara ampliada.

Capacidad	94,7	MBD
Carga anual	34 565,5	MB/Año
Energía ingresa	200 156,7	TJ/Año

Proyecto	Consumo Estimado de Gas Combustible			
	MPC	MMBTU	TJ	%
Gas Natural	3 574 802,5	3 470 775,8	3 647,8	50,9%
Gas Seco o Gas Ácido	3 701 000,3	3 350 219,5	3 521,1	49,1%
Total	7 275 802,8	6 820 995,3	7 168,8	100,0%

Proyecto	MPC	MMBTU	TJ	%
Gas combustible al Flare	14 571,9	13 669,3	14,4	0,2%

Fuente: Elaboración propia.



Si analizamos la producción de gas de bajo poder calorífico producido en el Flexicoker y considerando un poder calorífico de 130 BTU/PC para el flexigas, se determinó que se requiere 26 698 275,4 MPC de flexigas equivalentes a los 3 647,8 TJ de energía con lo cual no sería necesario comprar gas natural como combustible para los hornos y calderos de Refinería Talara modernizada.

Estaríamos hablando de un total de gases combustibles de 30 399 275,4 MPC; es decir, una energía requerida de 7 168,8 TJ para el sistema de gases combustibles.

Tabla N° 32: Consumo total de gases combustibles en Refinería Talara modernizada con una Unidad de Flexicoking.

Capacidad Flexicoker	22,6	MBD		
----------------------	------	-----	--	--

Proyecto	Consumo Estimado de Gas Combustible			
	MPC	MMBTU	TJ	%
Gas Natural	-	-	-	-
Gas Seco o Gas Ácido	3 701 000,3	3 350 219,5	3 521,1	49,1%
Flexigas	26 698 275,1	3 470 775,8	3 647,8	50,9%
Total	30 399 275,4	6 820 995,3	7 168,8	100,0%

Proyecto	MPC	MMBTU	TJ	%
Gas combustible al Flare	26 408,5	13 669,3	14,4	0,2%

Fuente: Elaboración propia.

### 5.3.3 ANÁLISIS DE INTERCAMBIABILIDAD DE GASES

Para el sistema de gases combustibles de Refinería Talara modernizada se sugiere la instalación de un sistema dual de gas combustible capaz de manejar independientemente el flexigas y el gas combustible de refinería, ya que al comparar los índices de Wobbe del gas natural y de los gases combustibles usados en Refinería Talara tales como el “gas seco” producido en URG del FCC se hacen ambos combustibles intercambiables (pertenecen a la segunda familia) pero no similares.

Esto significa que ambos pueden ser utilizados en las mismas instalaciones a iguales condiciones pero efectuando los ajustes de presión y flujo que resulten necesarios para aportar a los procesos el mismo suministro térmico.

Sin embargo, el flexigas es un gas perteneciente a la primera familia de los gases según establece la clasificación de gases de la *Norma Internacional UNE 60.002-73*, lo cual significa que no es intercambiable con el gas natural, ni con los otros gases generando una combustión no higiénica indicada en el diagrama de Delbourg (ver gráfico N° 5).

Es recomendable hacer uso de una instalación particular para ser utilizado en hornos, para ello sería necesario quemadores especiales, menos en el caldero CO donde su quema sería óptima.

Para la realización del siguiente análisis se empleó la ecuación del índice de Wobbe,  $W = PCS/\sqrt{Gr \cdot Sp}$ . y los datos de las propiedades de los gases utilizados en Refinería Talara y analizados por su laboratorio.

Tabla N° 33: Índices de Wobbe de los gases combustibles de Refinería Talara.

Tipo de gas combustible	Poder calorífico (BTU/ft <sup>3</sup> )	Gravedad específica (adimensional)	Índice de Wobbe MJ/m <sup>3</sup>
Gas natural	982,81	0,6113	46,83
Gas seco de URG	905,22	0,7227	39,67
Flexigas	120 – 140	≤ 0,5	18 – 38

Fuente: Elaboración propia.

Recordemos que si se desea intercambiar de un gas a otro con la misma instalación, el índice de Wobbe y las características de flama deben mantenerse constantes.

Normalmente existe buena intercambiabilidad entre los gases de la misma familia, siendo en ocasiones sólo necesario un reajuste de la cantidad de aire.

Por el contrario, un quemador ajustado para un gas de una familia necesita cambios drásticos (esprea<sup>12</sup>, presiones, aire necesario, ajuste de los controles, etc.) para funcionar con un gas de otra familia.

<sup>12</sup> La esprea hace mención al accesorio del quemador de gases que ayuda a controlar el flujo de gas en los hornos.

También estamos considerando que la filosofía de operación del Sistema de Gases Combustibles en Refinería Talara prioriza el consumo de los gases producidos por la misma refinería, quedando el gas natural como fuente de abastecimiento energético secundario o sólo para casos de emergencia en planta.

El gas producido en refinería debe ser tratado para ser usado como base de diseño para el combustible, el gas natural podría ser usado como un combustible en “stand by” para la nueva central eléctrica, la cual utilizará 3 ó 4 turbinas de gas y una caldera de Recuperación de Calor Residual.

**5.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE GASES  
COMBUSTIBLES CON UNA UNIDAD DE FLEXICOKING EN REFINERÍA  
TALARA MODERNIZADA**

Refinería Talara actualmente compra gas natural para su consumo en hornos y calderos; sin embargo, este gasto es muy elevado, habiendo facturado para el año 2012 el monto total estimado de *MMUS\$ 28,7*, cifra que incluye el I.G.V. siendo necesario la reducción de este gasto operativo para el Proyecto Modernización de Refinería Talara.

Si consideramos la ampliación de la capacidad de procesamiento de Refinería Talara el gasto estimado de gas natural sería de *MMU\$ 41,7* según se indica en la tabla N° 34, sin embargo debido a la instalación de nuevas unidades como el Flexicoker, el cual producirá el flexigas requerido para el sistema de gases combustibles, haciendo que la compra de gas natural para combustible en hornos y calderos no sea necesario.

Tabla N° 34: Gasto de gas natural adquirido para combustible en hornos y calderos de Refinería Talara.

AÑO	VOLUMEN CONSUMIDO DE GAS NATURAL (MPC)	PODER CALORÍFICO (BTU / PC)	PRECIO UNITARIO (US\$/MMBTU)	PODER CALORÍFICO (MMBTU)	COSTO DE GAS NATURAL (MMUS\$)	IGV (18%)	TOTAL GASTADO (MMUS\$)
2012	2 460 388	970,9	10,18	2 388 791	24,3	4,4	28,7
GN requerido sin Flexicoker.	3 574 803	970,9	10,18	3 470 776	35,3	6,4	41,7
GN requerido con Flexicoker.	-	970,9	10,18	-	-	-	-

IGV: Impuesto General a las Ventas.

Fuente: Elaboración propia.

### 5.4.1 COSTOS DE CAPITAL

La metodología de análisis utilizada para determinar los costos de inversión de un Flexicoker con tres alternativas denominadas respectivamente de proporcionalidad, interpolación y simulación.

En este costeo preliminar se ha optado por utilizar el *método de Williams*, que involucra un tratamiento matemático relativamente sencillo y concretamente se tiene que actualizar los datos disponibles de proyectos anteriores o proyectos de referencia a valores de inversión actuales, para ello se efectúa la actualización de los índices de costo, lo cual se representa en la siguiente ecuación:

$$Costo A = \frac{Índice A}{Índice B} (Costo B) \dots(1)$$

Donde:

Costo A: Costo capital de la planta en el año A.

Costo B: Costo capital de una planta base en el año B.

Índice A: Índice de costo CEPCI en el año A.

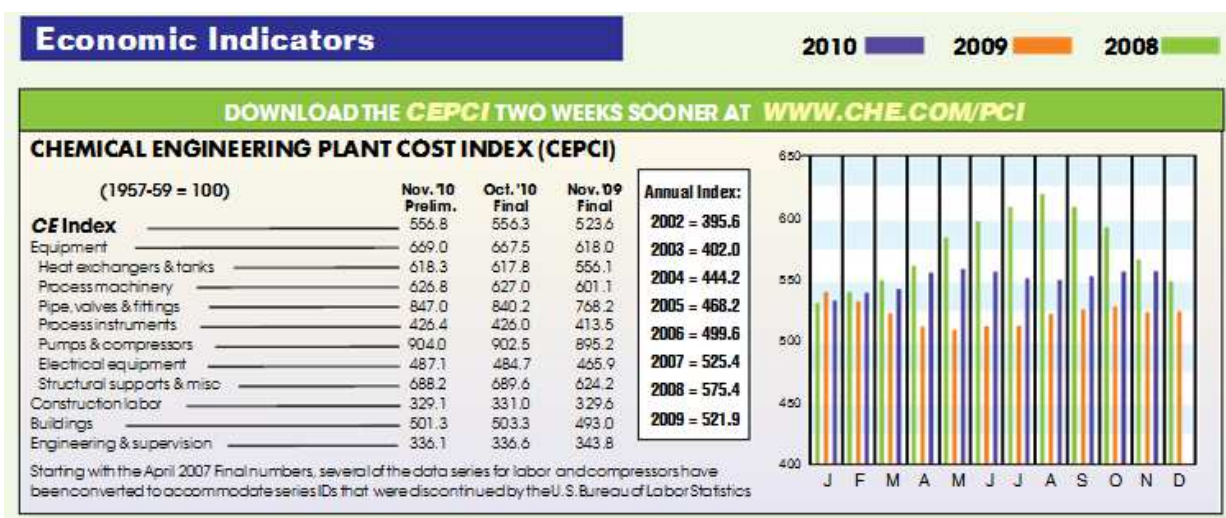
Índice B: Índice de costo CEPCI en el año B.

Para realizar la estimación de costos de planta del Flexicoker se utilizará como índice de precios el Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) del año 2002 al 2009 indicados en el gráfico N° 21, teniendo en cuenta el efecto de la inflación, puesto que se tiene como dato base el costo de inversión de un Flexicoker de

20000 BPD construido en Enero de 1991 (Falcón, Venezuela) el cual resultó MMUS\$ 46 millones de dólares (información obtenida del libro *Petroleum Refinery Procces Economics (2nd. Edition, pp 163)*) con un CEPCI promedio en el año 1990 equivalente a 357,6.

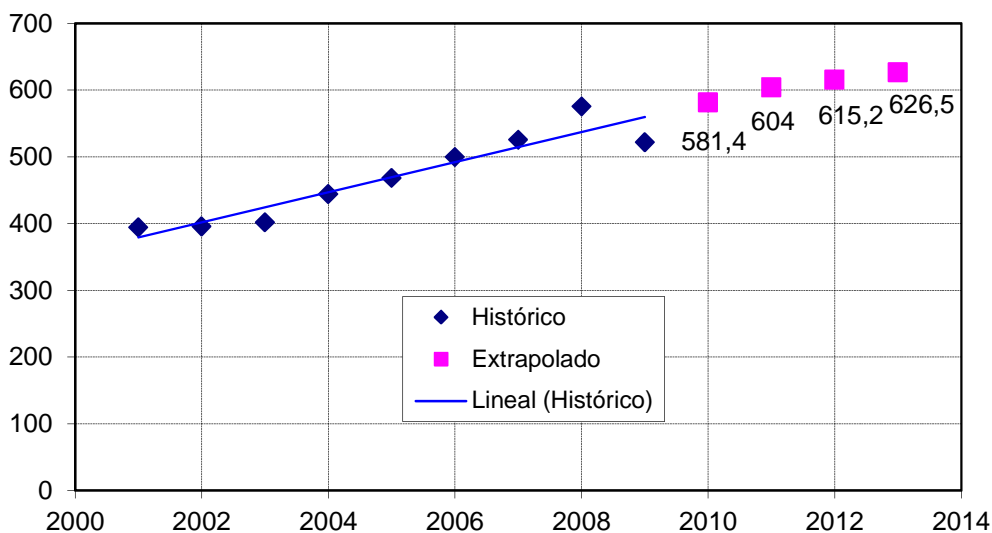
Asumimos que la construcción de la planta de Flexicoker se llevará a cabo en el año 2014, para ello se necesitará un estimado del índice de costo CEPCI en ese año, el cual puede ser determinado por extrapolación de la información reciente. El gráfico N° 22 muestra la estimación lineal basada en información de años anteriores.

Gráfico N° 21: Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI).



Fuente: [www.che.com/pci](http://www.che.com/pci)

Gráfico N° 22: Estimación lineal del índice de costo CEPCI.



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a la ecuación (1), el costo estimado de inversión de capital para un Flexicoker de 20 MBPD de capacidad instalada en el año 2014 será:

$$\text{Costo}_{2014} = \frac{626,5}{357,6} (\text{US\$ } 46\,000\,000) = \text{US\$ } 80\,592\,102,91$$

En la economía de escala del proyecto, el costo de capital a que hace referencia la ecuación incluye tanto el costo de los equipos principales, como los demás componentes directos (instalación y montaje, instrumentación y control, tuberías, accesorios, etc.) e indirectos (ingeniería, supervisión, contingencias e imprevistos) de la inversión total requerida.



Para el caso del proyecto de Refinería Talara se instalará una Unidad de Flexicoking de 22,6 MBPD de capacidad de procesamiento, entonces para efectos del tamaño se utilizará la siguiente relación:

$$Costo 1 = \left( \frac{Tamaño 1}{Tamaño 2} \right)^{f} * (Costo 2) \dots (2)$$

Donde el Costo 1 es el costo de la unidad de capacidad propuesta, el Costo 2 es el costo histórico de la unidad, Tamaño 1 es el tamaño de la unidad propuesta, Tamaño 2 es el tamaño de la unidad cuyos datos son históricos, y "f" es el factor de localización. Los valores de f pueden variar entre 0,6 y 0,7 por seguridad se puede usar 0,65 para cualquier proceso químico. Entonces reemplazando la información en la ecuación (2).

$$Costo 1 = \left( \frac{22\ 600}{20\ 000} \right)^{0,65} * (80\ 592\ 102,91) = US\$ 87\ 255\ 633,58$$

Se obtiene que el costo total de inversión de un Flexicoker de 22,6 MBPD de capacidad sea el siguiente:

Tabla N° 35: Costo de capital del Flexicoker.

Unidad	Capacidad (MBPDO)	Costo de inversión MMUS\$
Flexicoker	22,6	87,25

Fuente: Elaboración propia.

## 5.4.2 COSTOS OPERATIVOS

Para complementar el análisis económico es interesante considerar no solamente el capital a invertir sino también los costos operativos que configuran la demanda de capital de trabajo. Los costos operativos resumen la mano de obra, supervisión, mantenimiento, y otros factores como el número de personal, costo de productos químicos, etc.

En la siguiente tabla se muestra los gastos operativos de Refinería Talara modernizada. El gasto operativo total es aproximadamente 132,84 MMUS\$ al año.

Tabla N° 36: Gasto operativo del Proyecto Modernización de Refinería Talara.

Gastos Operativos	Total
<i>Gastos Directos</i>	
- Remuneración y Beneficios	34,50
- Materiales y Suministros	15,00
- Servicios de Terceros	26,39
- Fletes	1,90
- Cargas División Gestión	5,50
- Depreciación	11,65
- Gastos Gas Combustible	33,00
- Gastos Electricidad	4,00
- Tributos	0,90
<b>Total MMUS\$</b>	<b>132,84</b>
Carga total a RFTL, MB	32 400
Costo operativo RFTL, US\$/BI	4,10

Fuente: Elaboración propia.

### 5.4.3 FLUJO DE CAJA

Para el proyecto se ha realizado dos evaluaciones para análisis del flujo de caja:

Caso Sin Financiamiento:

Se consideró una inversión total de 1 795 MMUS\$ dados por los activos fijos y el capital de trabajo de Refinería Talara, se ha fijado un periodo de vida de 2,5 años de construcción, 20 años de operación, un impuesto a la renta del 35% y los intereses del 15%. Para el cálculo de los costos totales de ventas se ha realizado un pronóstico tomando como referencia las ventas reales de los productos terminados de Refinería Talara desde el periodo 2002 al 2012.

En la tabla N° 37 se resume las asunciones de costo operativo, periodo de construcción e impuestos para el periodo de evaluación. El flujo de caja económico estimado y sus indicadores se muestran en la tabla N° 38.

Tabla N° 37: Estimaciones para el cálculo del flujo de caja económico del Proyecto  
Modernización de Refinería Talara.

Costo de construcción inicial =	1 795	MMUS\$
Periodo de construcción =	2,5	años
Costo de carga promedio anual =	1 546,94	MMUS\$
Costo operativo anual =	132,84	MMUS\$
Impuestos anuales =	20	%

Fuente: Elaboración propia.

Caso Con Financiamiento:

Para realizar el flujo de caja con financiamiento se propuso un préstamo para compra de activos y recursos del 80% de una inversión total de 1 795 MMUS\$ para el Proyecto Modernización de Refinería Talara.

Se consideró un periodo de gracia de 02 años, un periodo de repago de 20 años, una tasa de interés del 15% anual y los impuestos correspondientes al 35% para el periodo de estudio.

En la tabla N° 46 se muestra el flujo de caja financiero estimado y los indicadores obtenidos resultando un VAN de 2 827,857 MMUS\$ y la TIR de 99%.

Tabla N° 38: Flujo de caja económico estimado del Proyecto Modernización de Refinería Talara.

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO (ECONÓMICO)																					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
VENTAS		2640,3	2843,1	3045,9	3248,6	3451,4	3654,2	3856,9	4059,7	4262,5	4465,3	4668,0	4870,8	5073,6	5276,3	5479,1	5681,9	5884,6	6087,4	6290,2	6493,0
<b>(COSTOS VARIABLES)</b>		1658,6	1786,0	1913,4	2040,8	2168,2	2295,5	2422,9	2550,3	2677,7	2805,1	2932,5	3059,8	3187,2	3314,6	3442,0	3569,4	3696,7	3824,1	3951,5	4078,9
<b>(COSTOS FIJOS)</b>		132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8	132,8
<b>(DEPRECIACIÓN MAQUINARIA)</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS		848,8	924,2	999,6	1075,0	1150,4	1225,8	1301,2	1376,6	1452,0	1527,3	1602,7	1678,1	1753,5	1828,9	1904,3	1979,7	2055,1	2130,5	2205,8	2281,2
UTILIDAD DE TRABAJADORES		84,9	92,4	100,0	107,5	115,0	122,6	130,1	137,7	145,2	152,7	160,3	167,8	175,4	182,9	190,4	198,0	205,5	213,0	220,6	228,1
<b>(IMPUESTOS) (35%)</b>		297,1	323,5	349,9	376,3	402,6	429,0	455,4	481,8	508,2	534,6	561,0	587,3	613,7	640,1	666,5	692,9	719,3	745,7	772,0	798,4
UTILIDA NETA		466,9	508,3	549,8	591,3	632,7	674,2	715,6	757,1	798,6	840,0	881,5	923,0	964,4	1005,9	1047,4	1088,8	1130,3	1171,8	1213,2	1254,7
DEPRECIACIÓN EQUI, INST		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>(INVERSIÓN EN ACTIVOS FIJOS)</b>	-1295,0																				
<b>(INVERSIÓN EN CAP. DE TRABAJO)</b>	-500,0																				
<b>FLUJO DE CAJA ECONÓMICO</b>	-1795,0	466,9	508,3	549,8	591,3	632,7	674,2	715,6	757,1	798,6	840,0	881,5	923,0	964,4	1005,9	1047,4	1088,8	1130,3	1171,8	1213,2	1254,7

Indicador	Unidad	Valor
Valor Actual Neto (VAN)	MMUS\$	2 519,7
Tasa Interna de Retorno (TIR)	%	33%
Periodo de Repago (PAYBACK)	años	2,5

Fuente: Elaboración propia.

Tabla N° 39: Flujo de caja financiero estimado del Proyecto Modernización de Refinería Talara.

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO (FINANCIERO)																					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS</b>		848,8	924,2	999,6	1075,0	1150,4	1225,8	1301,2	1376,6	1452,0	1527,3	1602,7	1678,1	1753,5	1828,9	1904,3	1979,7	2055,1	2130,5	2205,8	2281,2
<b>(INTERÉS)</b>		215,4	215,4	215,4	193,9	172,3	150,8	129,2	107,7	86,2	64,6	43,1	21,5	0,0	-21,5	-43,1	-64,6	-86,2	-107,7	-129,2	-150,8
<b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS</b>		633,4	708,8	784,2	881,1	978,1	1075,0	1171,9	1268,9	1365,8	1462,7	1559,6	1656,6	1753,5	1850,4	1947,4	2044,3	2141,2	2238,2	2335,1	2432,0
UTILIDAD DE TRABAJADORES		63,3	70,9	78,4	88,1	97,8	107,5	117,2	126,9	136,6	146,3	156,0	165,7	175,4	185,0	194,7	204,4	214,1	223,8	233,5	243,2
<b>(IMPUESTOS) (35%)</b>		221,7	248,1	274,5	308,4	342,3	376,3	410,2	444,1	478,0	512,0	545,9	579,8	613,7	647,7	681,6	715,5	749,4	783,4	817,3	851,2
UTILIDAD DISPONIBLE		348,4	389,9	431,3	484,6	537,9	591,3	644,6	697,9	751,2	804,5	857,8	911,1	964,4	1017,7	1071,1	1124,4	1177,7	1231,0	1284,3	1337,6
DEPRECIACIÓN		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>(INVERSIÓN EN AF)</b>	1295,0																				
<b>(INVERSIÓN EN CT)</b>	500,0																				
PRÉSTAMO	1436,0																				
<b>(AMORTIZACIÓN)</b>				143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6
<b>FLUJO DE CAJA FINANCIERO</b>	-359,0	348,4	389,9	287,7	341,0	394,3	447,7	501,0	554,3	607,6	660,9	714,2	767,5	820,8	874,1	927,5	980,8	1034,1	1087,4	1140,7	1194,0
<b>PRÉSTAMO (80%)</b>	1436,0																				
AMORTIZACIÓN				143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6	143,6
<b>(INTERESES) (15%)</b>		215,4	215,4	215,4	193,9	172,3	150,8	129,2	107,7	86,2	64,6	43,1	21,5	0,0	-21,5	-43,1	-64,6	-86,2	-107,7	-129,2	-150,8
<b>TOTAL A PAGAR (AMORTIZACIÓN+INTERÉS)</b>		215,4		359,0	337,5	315,9	294,4	272,8	251,3	229,8	208,2	186,7	165,1	143,6	122,1	100,5	79,0	57,4	35,9	14,4	-7,2

Indicador	Unidad	Valor
Valor Actual Neto (VAN)	MMUS\$	2 827,9
Tasa Interna de Retorno (TIR)	%	99%
Periodo de Repago (PAYBACK)	años	3,5

Fuente: Elaboración propia.

#### 5.4.4 ECONOMÍA DEL PROYECTO

En la tabla N° 40 se muestran los indicadores económicos del esquema de configuración de procesos con una Unidad de Flexicoking para el Proyecto Modernización de Refinería Talara considerando los dos casos propuestos para la determinación del flujo de caja económico y financiero.

Para el caso con financiamiento se está considerando realizar un préstamo del 80% de la inversión total con un periodo de repago de 20 años y un periodo de gracia de 02 años para el costo instalado en la zona de Talara.

Los valores actuales netos (VAN) y las tasas internas de retorno (TIR) obtenidas demuestran la alta rentabilidad de la económica del proyecto y el periodo de recuperación de la inversión (PAYBACK) señala la efectividad económica del proyecto.

Tabla N° 40: Indicadores económicos del Proyecto Modernización de Refinería Talara.

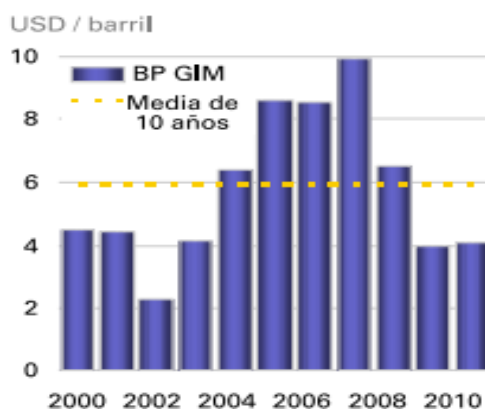
Indicador	Unidad	Sin Financiamiento	Con Financiamiento
Inversión total	MMUS\$	1 795,0	1 795,0
Valor Actual Neto (VAN)	MMUS\$	2 519,7	2 827,9
Tasa Interna de Retorno (TIR)	%	33,0	99,0
Periodo de Repago (PAYBACK)	años	2,5	3,5
Margen Refinero (MR)	US\$/BI	4,5	
Costo Operativo	US\$/BI	4,1	

Fuente: Elaboración propia.

El margen de refino obtenido es una estimación, este fluctuará dependiendo de los precios de productos y de las cargas. Los márgenes de refino internacionales muestran que la tendencia es mantener este alrededor de los 6 US\$/BI, debido a la constante volatilidad del precio del barril de crudo.

Del informe “*Statical Review 2010*” que publica la compañía BP, se rescata el gráfico siguiente, que muestra la evolución del margen de refino de los últimos 10 años.

Gráfico N° 23: Evolución del Margen de Refino.



Fuente: [www.bp.com/es](http://www.bp.com/es)

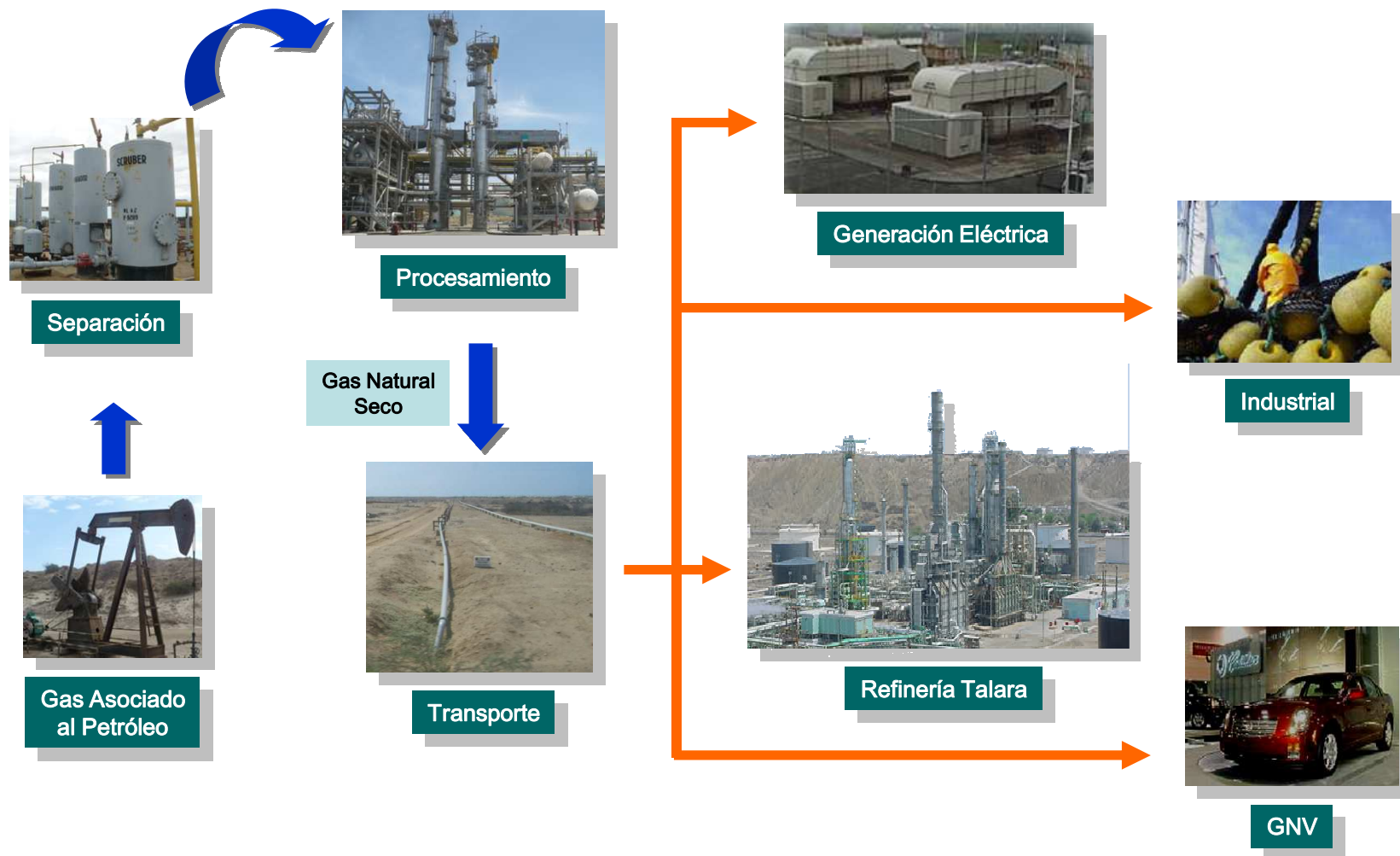


#### **5.4.5 CADENA DE PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL EN LA ZONA NOROESTE DEL PERÚ**

El gráfico N° 14 muestra las actividades productivas de la cadena de producción y comercialización del gas natural en la zona Noroeste del Perú. La cadena inicia con la exploración y producción de los pozos de gas natural, posteriormente se realiza la separación en campo del gas asociado al petróleo y luego se transporta a Planta de Graña y Montero y Planta Pariñas para su procesamiento, en donde los hidrocarburos pesados son removidos y separados en fracciones como el propano, butano y etano, obteniendo también gas natural seco.

El transporte y distribución son etapas necesarias para recibir, trasladar y entregar el gas natural seco desde un punto de producción o recolección a un punto de distribución. En el Noroeste se utiliza para generación eléctrica, como combustible de servicios industriales en Refinería Talara, en el sector industrial, y para uso en el transporte como Gas Natural Vehicular.

Gráfico N° 24: Cadena de producción y comercialización del gas natural en la zona Noroeste del Perú.



## 5.5 MARCO NORMATIVO REFERENCIAL

El presente capítulo explica el marco legal en el que se desarrollarán las actividades del Proyecto Modernización de Refinería Talara, teniendo conocimiento la actual política del Ministerio de Energía y Minas respecto a las actividades de refinación.

El objetivo específico es promover la modernización de las refinerías para mejorar la calidad de los combustibles a fin de asegurar el abastecimiento nacional de manera eficiente y con precios competitivos en el marco de la oferta y la demanda que establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos, estimulando la sana competencia en la comercialización de combustibles y adecuando las normas de acuerdo a los cambios socio-ambientales, tecnológicos y económicos para lograr el desarrollo del mercado.

Dentro de este ámbito, PETROPERÚ desarrollará sus actividades cumpliendo con lo dispuesto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el Reglamento de Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos, y otras leyes y normas de la legislación peruana.

Asimismo, se someterá a la fiscalización que OSINERGMIN establezca y al cumplimiento de los modernos estándares internacionales que exigen respeto y responsabilidad ante la sociedad y el ambiente.

En el año 1998 el Banco Mundial propuso nuevas especificaciones de calidad para la producción de combustibles y mejorar el intercambio comercial intrarregional con la obtención y distribución de productos hidrocarburos de mejor calidad ecológica.

Las normas en cuanto al cuidado del medio ambiente son cada vez más estrictas y obligan a las empresas de refinación de hidrocarburos a producir combustibles menos contaminantes para los consumidores, siendo necesario mejorar la calidad de los combustibles para minimizar la contaminación ambiental especialmente en los centros urbanos promoviendo el uso óptimo de los recursos energéticos en el país con el fin de incrementar su competitividad para elevar el nivel de vida de la población.

Internacionalmente, existen una serie de regulaciones y acuerdos que norman los asuntos ambientales y de salud en las actividades petroleras, en esta sección se presentan algunos de los principales acuerdos y convenios internacionales dentro de los cuales se enmarcan las operaciones petroleras en el ámbito internacional.

Se considera como alternativas de fuente de abastecimiento energético para los procesos operativos de Refinería Talara modernizada, el consumo de gas natural transportado a través de un gasoducto y la legislación vigente correspondiente para la producción de gases combustibles generados por la misma refinería.

## **5.5.1 MARCO NORMATIVO DEL PROYECTO MODERNIZACIÓN DE REFINERÍA TALARA**

Para la ejecución del Proyecto Modernización de Refinería Talara, la empresa se ceñirá a los alcances de las leyes peruanas y la normativa internacional aplicable a sus procesos de EPC (ingeniería, abastecimiento y construcción).

### **5.5.1.1 Base Legal**

1. Ley N° 26221 Ley Orgánica de Hidrocarburos, norma base que regula las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional.
2. Ley N° 28611 Ley General del Ambiente, de fecha 15 de octubre de 2005. El proyecto cumplirá con lo establecido en la ley referido a los principios y normas básicas para asegurar el efectivo ejercicio del derecho a un ambiente saludable, equilibrado y adecuado para el pleno desarrollo de la vida, así como el cumplimiento del deber de contribuir a una efectiva gestión ambiental y de proteger el ambiente, y sus componentes, con el objetivo de mejorar la calidad de vida de la población y lograr el desarrollo sostenible del país.
3. Ley N° 17752 Ley General de Aguas. Esta ley comprende las aguas marítimas, terrestres y atmosféricas del territorio y espacios nacionales en todos sus estados físicos, estas son:
  - Las del mar que extiende hasta las 200 millas.

- Las de los golfos, bahías, ensenadas y esteros.
  - Las atmosféricas.
  - Las provenientes de las lluvias de forma natural o artificial.
  - Los nevados y glaciares.
  - Las de los ríos y sus efluentes, las de los arroyos, torrentes y manantiales; y las que discurren por fuentes artificiales.
  - Las de los lagos, lagunas y embalses de formación natural o artificial.
  - Las subterráneas.
  - Los mineros medicinales.
  - Las servidas.
  - Las producidas.
  - Las de desagüe agrícola, de filtraciones y drenaje.
4. Ley N° 27314 Ley General de Residuos Sólidos, publicada el 21 de julio de 2000. Esta ley establece derechos, obligaciones, atribuciones y responsabilidades de la sociedad en su conjunto, el proyecto de PETROPERÚ deberá asegurar la gestión y manejo de los residuos sólidos, sanitarios y ambientalmente adecuados, con sujeción a los principios de minimización, prevención de riesgos ambientales y protección de la salud y el bienestar de las personas. Es aplicable a las actividades, procesos y operaciones de gestión y manejo de residuos sólidos, desde la generación hasta la disposición final, incluyendo las distintas fuentes de generación de dichos residuos, en los sectores económicos, sociales y de la población. Asimismo, comprende las actividades de internamiento y tránsito por el territorio nacional.

5. Ley N° 26842 Ley General de Salud. Establece que la protección de la salud es de interés público. Toda persona tiene derecho a la protección de su salud en los términos y condiciones que establece esta ley, el derecho a la protección de la salud es irrenunciable. La norma de salud es de orden público y regula materia sanitaria, así como la protección del medio ambiente para la salud y la asistencia médica para la recuperación y rehabilitación de la salud de las personas.
  
6. Decreto Supremo N° 051-93-EM Aprueba el Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, el cual señala en su Título V Del diseño y construcción, Capítulo I Generalidades de las refinerías y plantas de procesamiento, Artículo 16° que las refinerías y plantas de procesamiento de hidrocarburos, en tanto no se tengan normas nacionales, deberán ser diseñadas y construidas de acuerdo con los códigos y estándares internacionales reconocidos en la industria de la refinación y procesamiento de hidrocarburos, en especial en los aspectos relativos a la seguridad del personal e instalaciones, control de la contaminación ambiental y conservación de energía en concordancia a la Ley N° 26842.
  
7. Decreto Supremo N° 16-2006-EM que crea la Comisión Multisectorial para la Modernización de las Refinerías de PETROPERÚ integrada por miembros del Ministerio de Economía y Finanzas (Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP), PROINVERSIÓN, FONAFE, PETROPERÚ, el Ministerio de Energía y Minas (Dirección General de Hidrocarburos - DGH) y un representante de la Presidencia del Consejo de Ministros, con el fin de

proponer las medidas necesarias que permitan la modernización de las refinerías de Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

8. Decreto Supremo N° 015-2006-EM Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, publicado el 03 de marzo de 2006 en el Diario Oficial “El Peruano” que deroga el Decreto Supremo N° 046-93-EM, y determina cuales son los requisitos que deberá considerar PETROPERÚ en su proyecto de modernización de Refinería Talara para la presentación de los instrumentos de evaluación de impacto ambiental (EIA, PMA, etc.). Finalmente, establece los Límites Máximos Permisibles provisionales para emisiones contaminantes en el aire y el agua para actividades de explotación en tierra y de refinación de petróleo.
9. Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM, publicado el 31 de julio de 2008, aprueba los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Agua que el proyecto de PETROPERÚ cumplirá, con el objetivo de establecer el nivel de concentración o el grado de elementos, sustancias o parámetros físicos, químicos y biológicos presentes en el agua, en su condición de cuerpo receptor y componente básico de los ecosistemas acuáticos, que no representa riesgo significativo para la salud de las personas ni para el ambiente.
10. Decreto Supremo 008-2005-PCM Reglamento de la Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental. El presente Decreto Supremo reglamenta la Ley N° 28245 (Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental), regulando el funcionamiento del Sistema Nacional de Gestión Ambiental



(SNGA). El SNGA tiene por finalidad orientar, integrar, coordinar, supervisar, evaluar y garantizar la aplicación de las políticas, planes, programas y acciones destinados a la protección del ambiente y contribuir al a conservación y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales.

11. Decreto Supremo N° 037-2008-PCM, que aprueba los Límites Máximos Permisibles de Efluentes Líquidos para el Subsector Hidrocarburos, el mismo que derogó la Resolución Directoral N° 030-96-EM/DGAA Niveles Máximos Permisibles para Efluentes Líquidos Productos de Actividades de Explotación y Comercialización de Hidrocarburos Líquidos y sus Productos Derivados que cumplirá el proyecto.
  
12. Decreto Supremo N° 074-2001-PCM - Estándares de Calidad Ambiental para Aire, establece los valores correspondientes para los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental de Aire y los valores de tránsito que PETROPERÚ deberá cumplir para el proyecto de Refinería Talara.
  
13. Decreto Supremo N° 003-2008-EM, se aprobaron nuevos Estándares de Calidad Ambiental para Aire para el Dióxido de Azufre e Hidrógeno Sulfurado, los que se encuentran en vigencia a partir del 01 de enero de 2009, estableciéndose asimismo Estándares de Calidad de Aire para Benceno, Hidrocarburos Totales y Material Particulado con diámetro menor a 2.5 micras, con diferente vigencia a partir del 2010 y que deberá cumplir el proyecto de modernización de Refinería Talara.

14. Decreto Supremo N° 42-F Reglamento de Seguridad Industrial, aprobado el 22 de mayo de 1964. Las actividades industriales de Refinería Talara modernizada deben desenvolverse dentro de un adecuado régimen de seguridad, salvaguardando la vida, salud e integridad física de los trabajadores y terceros, mediante la previsión y eliminación de las causas de accidentes, protegiendo las instalaciones y propiedades industriales, con el objeto de garantizar las fuentes de trabajo y mejorar la productividad.
  
15. Decreto Supremo N° 043-2007-EM Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, al que deberá ceñirse las actividades del proyecto de Refinería Talara.
  
16. Decreto Supremo N° 009-2005-TR Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo y su modificatoria el Decreto Supremo N° 007-2007-TR.
  
17. Decreto Supremo N° 085-2003-PCM Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido del 30 de octubre de 2003. Esta norma legal tiene por objetivo proteger la salud y mejorar la calidad de vida de población que será afectada por las actividades del proyecto.
  
18. Decreto Supremo N° 057-2004-PCM, publicado el 24 de julio de 2004. Este Decreto Supremo aprueba el Reglamento de la Ley N° 27314 (Ley General de Residuos Sólidos), a fin de asegurar que la gestión y manejo de los residuos sólidos generados en Refinería Talara modernizada sean apropiados para prevenir riesgos sanitarios, proteger y promover la calidad ambiental, la salud y el bienestar de la persona humana.

### 5.5.1.2 Acuerdos Internacionales

1. Convenio sobre la Prevención de la Contaminación del Mar por Vertimientos de Desechos y Otras Materias, aprobada mediante Resolución Legislativa N° 27873, promovida según acuerdo de la Comisión Consultiva Técnica Multisectorial sobre asuntos de la Organización Marítima Internacional (OMI).
2. Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques, MARPOL 1973, aprobado en Londres, el 02 de noviembre de 1973 y aprobado por el Perú mediante Decreto Ley N° 22703 el 25 de septiembre de 1979.
3. Acuerdo Sobre la Cooperación Regional para el Combate Contra la Contaminación del Pacífico Sudeste por Hidrocarburos y Otras Sustancias Nocivas en Caso de Emergencia, aprobado en Lima, el 12 de noviembre de 1981 y fue aprobado por el Perú mediante Resolución Legislativa N° 24929 el 25 de octubre de 1988 y posteriormente ratificado el 29 de diciembre de 1988, promovida por el Depositario Secretaría General de la Comisión Permanente del Pacífico Sur (CPPS).
4. Convenio Internacional Sobre Responsabilidad Civil por Daños Causados por la Contaminación de las Aguas del Mar por Hidrocarburos, aprobado en Bruselas, el 29 de noviembre de 1969 y aprobado por el Perú mediante Resolución Suprema N° 0622 el 15 de diciembre de 1986 y posteriormente ratificado el 19 de enero de 1987.

## **5.5.2 MARCO NORMATIVO DEL SUMINISTRO DE GAS NATURAL PARA REFINERÍA TALARA**

Todas las contrataciones y adquisiciones que PETROPERÚ proceda a realizar para el proyecto lo cual incluye el suministro de gas natural para Refinería Talara modernizada será bajo diversos procesos de convocatoria nacional e internacional, y estarán regidas bajo el reglamento de PETROPERÚ.

### **5.5.2.1 Base Legal**

1. Ley N° 27133 Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural y su Reglamento D.S. N° 040-99-EM.
2. Ley N° 28849 Ley de Descentralización del Acceso al Consumo de Gas Natural.
3. Decreto Supremo N° 041-99-EM Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.
4. Decreto Supremo N° 018-2004-EM Aprueban Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.
5. Decreto Supremo N° 081-2007-EM Reglamento para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos.
6. Decreto Supremo N° 042-99-EM Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

### 5.5.2.2 Normas Internacionales

1. Normas de la American Gas Association:

- AGA Report 3 Placas de Orificio.
- AGA Report 7 Turbina Axial.
- AGA Report 5 Cálculos Energéticos.
- AGA Report 8 Cálculos de Supercompresibilidad.
- AGA Report 9 Ultrasónico.
- AGA Report 10 VOS (Calculada vs. Medida).
- AGA Report 11 Medidores Coriolis.

2. Normas del American Petroleum Institute: API 14 Medición de los Fluidos de Gas Natural.

- API 14.1 Muestreo de Gas Natural.
- API 14.2 Factores de Compresibilidad de Gas Natural.
- API 14.3 Medidores de Placa Orificio Concéntrico, Cuarto Cuadrante.
- API 14.4 Convertidor de Masa de Líquidos de Gas Natural y Vapores a Equivalentes de Volúmenes Líquidos (GPA 8173).
- API 14.5 Cálculos del Poder Calorífico, Gravedad Específica, y Compresibilidad de Mezclas de Gas Natural del Análisis Composicional (GPA 2172).
- API 14.6 Instalación y Medidores Probadores de Densidad.
- API 14.7 Medición de Masa de Líquidos de Gas Natural.
- API 14.8 Medición de Gas Licuado de Petróleo.

### 5.5.2.3 Normas Técnicas Peruanas

1. NTP 111.001 Gas Natural Seco. Terminología básica. Familia de Normas Técnicas para la Calidad del Gas Natural Seco.
2. NTP 111.002 Gas Natural Seco. Calidad.
3. NTP 111.003 Gas Natural Seco. Directrices para la Toma de Muestras.
3. NTP 111.005 Gas Natural Seco. Análisis de la Composición por Cromatografía.
4. NTP 111.006 Gas Natural Seco. Determinación del Contenido de Vapor de Agua.
5. NTP–ISO 6976-2003 (NTP 111.007) Gas Natural Seco. Cálculo del Poder Calorífico, Densidad, Densidad Relativa e Índice de Wobbe desde la Composición.
6. NTP 111.008 Gas Natural Seco. Determinación del Contenido de Sulfuro de Hidrógeno por el Método de la Longitud de Mezcla en el Tubo Detector.
7. NTP 111.009 Gas Natural Seco. Determinación del Contenido de Mercaptanos por el Método de la Longitud de Mezcla en el Tubo Detector.
8. PNTP 111.010 Sistema de Tuberías para Instalaciones Internas Industriales.

## **5.6 EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL**

### **5.6.1 INTRODUCCIÓN**

Como parte de la etapa de mejoramiento continuo del actual Sistema Integrado de Gestión de Refinería Talara, el cual incluye el Sistema de Gestión de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional OHSAS 18001, el Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001 y el Sistema de Calidad ISO 9001, se hace necesario realizar la evaluación de los impactos ambientales del proyecto de modernización teniendo como finalidad prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar y remediar los impactos ambientales negativos derivados de las futuras actividades.

Dentro de los objetivos del Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Modernización de Refinería Talara se establece cumplir con las exigencias de la legislación ambiental peruana; asimismo, evaluar las condiciones ambientales y sociales del área donde se desarrollará el proyecto para identificar los posibles impactos sociales y ambientales con la finalidad de elaborar un plan integral de manejo y gestión socio-ambiental, y formular los respectivos planes de prevención y mitigación de impactos, de manejo de contingencias, de cierre y/o abandono del proyecto.

Para la instalación de las nuevas unidades operativas entre ellas la Unidad de Flexicoking, así como las actualizaciones a realizarse para la optimización de la producción de gases combustibles en Refinería se tendrán que diseñar nuevas técnicas para cumplir con los Estándares del Banco Mundial, los Estándares Nacionales y las regulaciones locales.

El EIA cuantificará las emisiones, efluentes y residuos sólidos, los lodos residuales podrán ser procesados en el Flexicoking y los pocos remanentes de residuos sólidos se llevarán al relleno Milla Seis.

El impacto de Refinería Talara modernizada será de carácter positivo y esencial para el ambiente, ya que el azufre en los combustibles de motor se reducirá de hasta 3000 ppm hasta menos de 50 ppm, y la producción de gases combustibles a través de una Unidad de Coquificación de Flexicoking para el consumo interno de Refinería Talara no sólo establece beneficios socio-económicos para la empresa PETROPERÚ S.A. sino que también generará viabilidad medioambiental para la sociedad local.

En el análisis ambiental y socioeconómico se identifican aquellos impactos de inevitable ocurrencia pero que conllevan a la aplicación de medidas de manejo ambiental y otros que se implementarán durante las etapas del proyecto (construcción y operación).

Constituye un compromiso para PETROPERÚ ante las autoridades sectoriales competentes como el Ministerio de Energía y Minas - MEM y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, y también ante la población local del área de influencia directa del proyecto, considerando su política de buena vecindad y asumiendo el reto de "Responsabilidad Social" en la zona de Talara, doctrina que se ha venido desarrollando en forma permanente durante sus operaciones.



## 5.6.2 EVALUACIÓN DE IMPACTOS

En el marco del proceso del Sistema Integrado de Gestión de Refinería Talara y teniendo como objetivos estratégicos la optimización y expansión de sus operaciones a través de la ejecución del Proyecto Modernización de la Refinería Talara, se ha realizado el análisis ambiental y social identificándose otros impactos que serán generados por el proyecto durante la etapa de construcción y operación.

Algunos aspectos ambientales generan condición de riesgo por lo que son evaluados para establecer medidas generales de prevención y mitigación esperando que el proyecto posicione a Refinería Talara a la vanguardia mundial de las nuevas refinerías “verdes”; para tal efecto, los impactos se han evaluado de acuerdo a las etapas del proyecto y considerando los resultados de interacción causa-efecto.

Para el método de análisis de la evaluación de los impactos ambientales se realiza la valoración cualitativa y cuantitativa de significancia de los impactos de acuerdo a las acciones y/o actividades del proyecto y su relación con el factor ambiental que podría ser afectado.

Se realiza en una matriz de identificación de impactos ambientales que relaciona las actividades del proyecto con los componentes y factores del medio físico, biológico y socioeconómico donde se reconocieron las actividades del proyecto con potencialidad de generar efectos ambientales negativos.

Posteriormente los impactos ambientales identificados serán valorados a través de una matriz de valoración a fin de determinar el grado de significancia de los impactos para obtener su respectiva calificación como impacto negativo o positivo.

Es importante tener en cuenta que en la verificación de impactos existen elementos de riesgo ambiental (como por ejemplo: fallas en el sistema de tratamiento de efluentes, en el sistema de tratamiento de desechos orgánicos, en el sistema de almacenamiento de combustibles, entre otros).

Las tablas N° 41 y 42 presentan las listas de verificación de los impactos ambientales y sociales de acuerdo a sus respectivos factores ambientales y sociales para las etapas de construcción y operación.

Tabla N° 41: Lista de verificación de impactos ambientales y sociales – Etapa de construcción.

Medio	Componente	Factores ambientales y sociales	Impactos ambientales y sociales potenciales
Físico	Aire	Calidad del aire	Incremento en la emisión de gases y partículas.
		Nivel de ruido ambiental	Incremento en el nivel del ruido ambiental.
	Agua	Calidad de agua	Contaminación de la calidad del agua por vertimientos.
			Contaminación de la calidad del agua por generación de residuos.
			Incremento del nivel de presión sonora.
	Suelo	Calidad del suelo	Afectación del suelo por derrames.
			Compactación del suelo.
			Contaminación de suelos por generación de residuos.
	Sedimentos	Calidad de sedimentos	Contaminación de sedimentos.
			Contaminación de sedimentos por generación de residuos.
Afectación de sedimentos por remoción.			
Biológico	Fauna y flora	Recursos pesqueros	Alejamiento temporal de recursos pesqueros.
		Mamíferos marinos	Alejamiento temporal de especies.
		Aves	Alejamiento de aves.
		Fitoplancton y zooplancton	Afectación de especies.

Medio	Componente	Factores ambientales y sociales	Impactos ambientales y sociales potenciales
Socioeconómico	Población	Salud de la población	Riesgo a la salud de la población local.
		Transporte terrestre y marítimo	Incremento del tránsito terrestre y marítimo.
			Accidentes por atropellamiento a la población.
		Personas foráneas	Alteración de patrones culturales.
		Seguridad ciudadana	Agravamiento de inseguridad ciudadana.
		Crecimiento urbano	Incremento de la demanda de los servicios públicos.
			Expansión urbana.
		Seguridad y salud ocupacional	Riesgo a la salud de la población local.
			Ocurrencia de accidente y enfermedades de los trabajadores.
	Economía	Empleo local	Generación de empleo local.
		Ingresos económicos	Incremento de ingresos económicos.
		Balanza comercial	Mejora de la balanza comercial.
		Demanda de bienes y servicios	Compras locales y de servicios.
			Incremento de la demanda de bienes y servicios.
		Actividades pesqueras y canales de navegación	Interferencias con rutas de pesca y canales de navegación.
Accidentes con botes de pesca.			

Fuente: Elaboración propia.

Tabla N° 42: Lista de verificación de impactos ambientales y sociales – Etapa de operación.

Medio	Componente	Factores ambientales y sociales	Impactos ambientales y sociales potenciales
Físico	Aire	Calidad del aire	Disminución en la emisión de gases y partículas.
		Nivel de ruido ambiental	Incremento en el nivel de ruido ambiental.
	Agua	Calidad de agua	Disminución en la concentración de contaminantes.
			Incremento en la concentración de sólidos suspendidos.
			Contaminación de la calidad del agua por derrames.
	Suelo	Calidad del suelo	Contaminación por generación de residuos sólidos.
			Afectación del suelo por derrames.
			Contaminación del suelo por generación
	Sedimentos	Calidad de sedimentos	Contaminación de sedimentos.
			Contaminación de sedimentos por generación de residuos.
Biológico	Fauna y flora	Recursos pesqueros	Disminución de los recursos pesqueros.
			Afectación de especies de peces.
			Incremento de especie de peces.
	Fitoplancton y zooplancton		Afectación de especies.
			Incremento de especies fitoplancton y zooplancton.

Medio	Componente	Factores ambientales y sociales	Impactos ambientales y sociales potenciales
Socioeconómico	Población	Salud de la población	Riesgo a la salud de la población local.
		Transporte terrestre y marítimo	Incremento del tránsito terrestre.
		Actividades pesqueras	Incremento de actividad pesquera.
		Seguridad y salud ocupacional	Ocurrencia de accidentes y enfermedades en los trabajadores.
	Economía	Ingresos económicos	Incremento de ingresos económicos.
		Balanza comercial	Mejora de la balanza comercial.
		Demanda de bienes y servicios	Incremento en la demanda de bienes y servicios.
		Empleo local	Generación de empleo local.
		Actividades pesqueras	Incremento en diversidad de especial.

Fuente: Elaboración propia.

Los posibles impactos ambientales y sociales fueron evaluados por la empresa consultora Walsh Perú S.A. obteniendo los siguientes resultados de calificación para las etapas de construcción y operación según se señala en las tablas N° 43 y 44 donde se muestran los impactos positivos y negativos.

Tabla N° 43: Calificación de impactos – Etapa de construcción.

Impactos negativos	Calificación
Incremento del nivel de presión sonora (mar).	Moderado
Incremento en el nivel del ruido ambiental.	Moderado
Contaminación de suelos por generación de residuos.	Moderado
Pérdida de vegetación ornamental.	Moderado
Alejamiento temporal de recursos pesqueros.	Moderado
Afectación del suelo por derrames.	Leve
Alejamiento temporal de aves.	Moderado
Afectación de especies de fitoplancton y zooplancton.	Leve
Incremento de emisión de gases y partículas.	Leve
Contaminación de sedimentos por generación de residuos.	Leve
Contaminación de suelos por generación de residuos.	Leve
Afectación de la calidad del agua.	Leve
Contaminación de la calidad del agua por generación de residuos.	Leve
Compactación del suelo.	Leve
Alejamiento temporal de especies de mamíferos.	Leve
Contaminación de sedimentos.	Leve

Fuente: Walsh Perú S.A.

Tabla N° 44: Calificación de impactos – Etapa de construcción.

Impactos negativos	Calificación
Incremento en la concentración de sólidos suspendidos.	Moderado
Afectación del suelo por derrames.	Moderado
Incremento en el nivel del ruido ambiental.	Leve
Contaminación del agua por generación de residuos.	Leve
Contaminación de suelos por generación de residuos.	Leve
Incremento de emisión de gases y partículas (muelle).	Leve
Afectación de especies de peces.	Leve
Contaminación de sedimentos por generación de residuos.	Leve
Afectación de especies de fitoplancton y zooplancton.	Leve
Contaminación de la calidad del agua por generación de residuos.	Leve
Contaminación de sedimentos.	Leve
Impactos positivos	Calificación
Disminución en la mejora de gases y partículas.	Alto
Incremento en la presencia de especies de fitoplancton y zooplancton.	Moderado
Disminución en la concentración de contaminantes del agua.	Moderado
Disminución en la captura de peces.	Moderado
Incremento de especies de peces.	Moderado

Fuente: Walsh Perú S.A.

### 5.6.3 PLAN DE MANEJO AMBIENTAL

El Plan de Manejo Ambiental describe los programas que serán implementados para mitigar o evitar los impactos del proyecto en el medio ambiente y en la población.

Este Plan debe contener las medidas preventivas, correctivas, de mitigación, seguimiento y monitoreo de los Impactos Ambientales Significativos que pueda



ocasionar el proyecto al ambiente durante las fases de construcción, operación, mantenimiento, desmantelamiento, abandono y/o terminación del proyecto.

Actualmente Refinería Talara cuenta con un Sistema Integrado de Gestión (SIG), el que incluye el Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001, para implementarlo y mantenerlo se han realizado diferentes tareas, tales como el elaboración de matrices de control operacional y de monitoreo en los que se identifican los aspectos ambientales significativos de los procesos industriales que podrían afectar la calidad del aire, agua, suelo, así como la flora y fauna marina; procedimientos de trabajo, programas de contingencias, instructivos, entre otros.

Para la etapa de ejecución del proyecto el Equipo SIG de Refinería Talara continuará con el mantenimiento del SIG, implementando las medidas de manejo ambiental considerando los impactos ambientales identificados en el nuevo alcance y componentes del proyecto, así como otros factores ambientales.

Se debe considerar que el Plan de Manejo Ambiental debe ser estructurado cumpliendo lo señalado en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos D.S. N° 015-2006-EM, la Guía para elaborar EIA's del MEM, el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental D.S. N° 019-2009-EM, entre otras normas aplicables.

El diseño del proyecto también establece que Refinería Talara tendrá controles de emisión a lo largo de todo el circuito del proceso industrial, evitando así emisiones fugitivas de gases y material, los que son analizados en el proceso de optimización

de producción de gases combustibles con el Flexicoker tomando las siguientes medidas técnico-ambientales para lograr que las operaciones sean óptimas:

- Reducción de emisiones de NO<sub>x</sub>, mediante el uso de quemadores de alta eficiencia.
- Incineración de venteos con alta concentración de hidrocarburos, en quemadores de campo (flares) sin humo, diseñados bajo estándares API y EPA.
- Instalación de cubiertas de dispositivos de recuperación de vapores para minimizar emisiones a la atmósfera.
- Especificación de doble sello mecánico en bombas de hidrocarburos livianos y válvulas diseñadas para minimizar emisiones.
- Control de niveles de exposición de ruido ocupacional considerando el D.S. N° 046-2001-EM.

#### **5.6.4 PROGRAMA DE MONITOREO AMBIENTAL**

Se realizará un Programa de Monitoreo Ambiental del proyecto, con el fin de verificar el cumplimiento de los estándares de calidad ambiental establecidos en las normas vigentes.

Asimismo, para evaluar mediante indicadores de desempeño ambiental del proyecto, la eficiencia y la eficacia de las medidas de manejo ambiental adoptadas y la pertinencia de medidas correctivas necesarias y aplicables en cada caso en particular, según se establece en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos D.S. N° 015-2006-EM.

### **5.6.5 PLAN DE CONTINGENCIA**

El Plan de Contingencia contiene medidas de prevención, procedimientos y acciones de respuesta para afrontar de manera oportuna, adecuada, y efectiva los accidentes y estados de emergencias que puedan presentarse durante la construcción y operación del proyecto, para ello se proporciona a todo el personal que labora en Refinería una guía de organización y acción con los recursos necesarios.

Para la implementación del Plan de Contingencias, se realizará capacitaciones y simulacros a fin de sensibilizar al personal respecto a la probabilidad de ocurrencias que puedan poner en riesgo su integridad y puedan ocasionar daños a las instalaciones durante la construcción y operación del proyecto.

Se elaborará diferentes Planes para atender los diversos tipos de contingencias que puedan presentarse en las operaciones, en los cuales se debe detallar la organización y los recursos necesarios para su atención, así lo señala el Art. 24 del Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo D.S. 009-2005-TR del Ministerio de Trabajo, y su modificatoria el D.S. 007-2007-TR.

Paralelamente se elegirá un Equipo de Respuesta de Contingencias, el cual podrá hacer uso de los recursos materiales y humanos necesarios para controlar las contingencias presentadas, teniendo en consideración que deberá hacerlo en forma oportuna y de acuerdo a las instrucciones y normas establecidas en los Planes.

Para la clasificación de emergencias que envuelven la producción de gases combustibles en Refinería Talara, se ha considerado los siguientes criterios:

- Grado de severidad.
- Empleo de recursos para combatir una emergencia.

Se ha otorgado un tipo de escala a cada criterio considerando que para un Nivel 2 se activará el Plan de Emergencia, Incendios y Desastres (PEID). Los niveles para los criterios se detallan en la tabla N° 45.

Tabla N° 45: Criterios para clasificación de emergencias.

Criterio	Nivel 0	Nivel 1	Nivel 2
Riesgo	Leve	Grave	Muy grave
Recurso a emplear	Bajo	Alto	Muy alto

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo al análisis realizado se identificaron los siguientes eventos que pueden generar emergencias, los cuales se detallan en la siguiente tabla.

Tabla N° 46: Identificación de eventos que generan emergencias en Unidad de Flexicoking.

Riesgo	Criterio						Nivel de Respuesta		
	Severidad			Recursos			0	1	2
<b>CONSTRUCCIÓN</b>	0	1	2	0	1	2	0	1	2
Derrame de combustible	x	x		x	x		x	x	
Incendio		x	x		x	x		x	x
Explosión		x	x		x	x		x	x
Aplastamiento	x	x		x	x		x	x	
Contacto eléctrico	x	x		x	x		x	x	
<b>OPERACIÓN</b>									
Incendio		x	x		x	x		x	x
Explosión		x	x		x	x		x	x
Fuga de Flexigas	x	x		x	x		x	x	
Derrame de hidrocarburo en tierra	x	x		x	x		x	x	
Unidad descontrolada	x	x		x	x		x	x	
<b>EN CUALQUIER ETAPA</b>									
Sismo	x	x		x	x		x	x	
Maremoto		x	x		x	x		x	x
Inundación	x	x		x	x		x	x	
Tsunami		x	x		x	x		x	x

Fuente: Elaboración propia.

### 5.6.6 PLAN DE ABANDONO

Es el conjunto de acciones para abandonar un área o instalación, corregir cualquier condición ambiental negativa y el reacondicionamiento que fuera necesario para dejar el área a su estado natural o dejarla en condiciones apropiadas para su nuevo

uso estableciendo procedimientos y acciones para realizar de manera correcta el cierre de operaciones.

Los objetivos del Plan de Abandono son lograr que al culminar el proyecto, el lugar ocupado signifique un riesgo mínimo a la salud y seguridad humana con el mínimo impacto al ambiente cumpliendo con todas las leyes y reglamentos aplicables, así como con los requerimientos de uso del terreno de las autoridades municipales y/o gubernamentales.

#### **5.6.6.1 Plan de Cierre Fase de Construcción**

Comprende el retiro de todas las instalaciones temporales, tales como almacenes, oficinas provisorias para contratista, patios de maquinarias, etc. utilizadas en el proyecto, así como los residuos generados como escombros, chatarra, madera, cartones, sacos, plásticos, baterías, etc.

Serán retirados los materiales obtenidos de acuerdo al Programa de Gestión de Residuos de Refinería Talara, de manera que no queden restos remanentes como materiales de construcción, maquinarias y productos químicos en el área resultante. Los residuos peligrosos serán gestionados de acuerdo a la Ley N° 27314 Ley General de Residuos Sólidos y su Reglamento D.S. 057-2004-PCM.

### 5.6.6.2 Plan de Cierre Fase de Operación

El Plan de Abandono se ajustará a lo establecido en la legislación que contempla dos tipos de abandono: parcial y total, el cual se decidirá al momento del abandono y se informará a las autoridades competentes. Se tendrá en cuenta las siguientes definiciones señaladas en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos D.S. N° 015-2006-EM:

**Plan de Abandono Parcial.-** Es el conjunto de acciones para abandonar parte de un área o instalación. Se deberán tomar en cuenta todas las medidas de un Plan de Abandono.

**Plan de Cese.-** Es el conjunto de acciones para dejar definitivamente las actividades de hidrocarburos en un área o instalación.

**Plan de Cese Temporal.-** Es el conjunto de acciones para dejar temporalmente las actividades de hidrocarburos en un área o instalación.

El desarrollo de los trabajos necesarios para el abandono y desmontaje de las instalaciones de las características del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, implica un proceso exactamente igual al que se utiliza para la construcción del mismo, pero desarrollado en orden inverso.

Las etapas del cierre final serían:

- Desmantelamiento de instalaciones existentes de acuerdo a lo establecido en los planos de ingeniería de detalle.
- Demolición de edificaciones.
- Acondicionamiento final y rehabilitación de los accesos y explanaciones.
- Limpieza del sitio, retiro y disposición de todo tipo de residuos y materiales inertes.



## **5.7 VENTAJAS DE SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA DE FLEXICOKING PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE – FLEXIGAS**

La selección de esta tecnología presenta muchas ventajas para el proyecto Modernización de Refinería Talara, pues contribuirá a reducir significativamente el requerimiento de costo capital generando una estructura de productos económicamente más rentables que otros procesos alternativos de conversión térmica. Las principales ventajas de la tecnología de Flexicoking desarrollada por Exxon Mobil son:

- El Flexicoking significa bajo costo de capital cuando se requiere de gas combustible en las operaciones o si es necesario para la generación de energía eléctrica, como es el caso de Refinería Talara. Para el factor económico, las refinerías que no tienen una Unidad de Flexicoking a menudo requieren de gas natural con altos precios.
- La tecnología de Flexicoking minimiza la producción de coque. Sabemos que en la actualidad, el mercado de coque está sobre abastecido, de tal manera que sería difícil su venta, considerando que la ubicación geográfica de Refinería Talara no permitirá manipular grandes cantidades de coque porque no se cuenta con un terreno disponible para su almacenamiento. Para el caso de los pocos remanentes de flexicoque generados se podrá enviar al relleno Milla Seis en el marco de la Ley N° 27314 Ley General de Residuos Sólidos.

- Al integrar el proceso de Fluid Coking con la gasificación del coque, el Flexicoking permite la producción de productos livianos y mayor producción de destilados comerciáveis, además de la conversión del coque en un gas combustible limpio llamado flexigas que permitirá sustituir el consumo del gas natural reduciendo la economía de Refinería Talara.
- El gas de bajo BTU o flexigas puede tener otros usos, tales como gas de refinería, para la generación de corriente eléctrica, o gas de síntesis para la producción de otros hidrocarburos y alcoholes con la adición de hidrógeno.
- Otra ventaja es que el flexigas tiene la opción dual de gasificación para producir hidrógeno, es decir se podría utilizar como carga para la futura planta de generación de H<sub>2</sub> (Steam Reforming) que será alimentado en los procesos de hidrotratamiento de combustibles, sin embargo se priorizará su uso como combustible.
- El uso de flexigas en los hornos y calderos reducirá las emisiones al aire de NO<sub>x</sub>, debido a que las temperaturas de las llamas en los quemadores son mucho más bajas que el gas natural y el gas de refinería, esto contribuirá de manera favorable en la economía de Refinería Talara.
- Existe gran flexibilidad para manejar una variedad de tipos de carga, especialmente esos con alto contenido de metales, azufre, Carbón Conradson Residual (CCR).

## Capítulo VI .- Conclusiones

1. Con la ampliación de Refinería Talara se incrementará la producción de gas seco o gas ácido de 2 547 245,0 MPC (2 423,4 TJ) a 3 701 000,3 MPC (3 521,1 TJ), y con la instalación de una Unidad de Flexicoking se podrá producir los volúmenes necesarios de flexigas requeridos para la operación del sistema de gases combustibles.
2. De acuerdo a la evaluación técnica del balance de gases combustibles para hornos y calderos el volumen requerido de gas de bajo poder calorífico o flexigas para Refinería Talara modernizada es de 26 698 275,4 MPC equivalentes a los 3 647,8 TJ de energía.
3. El flexigas y el gas natural poseen diferentes poderes caloríficos, y por consiguiente diferentes índices de Wobbe (gas natural = 46,83 MJ/m<sup>3</sup> y flexigas = 18 – 38 MJ/m<sup>3</sup>), lo que nos indica que pertenecen a diferentes familias de gases y que no son intercambiables entre sí (*Norma Internacional UNE 60.002-73*) ni con los otros gases combustibles, motivo por el cual se requiere un sistema dual para el sistema de gases combustibles que trabajen de manera independiente.
4. De la evaluación de intercambiabilidad de gases se determinó que el gas natural y el gas seco pertenecen a la segunda familia de los gases combustibles, obteniéndose índices de Wobbe cercanos (gas natural = 46,83 MJ/m<sup>3</sup> y gas seco de URG = 39,67 MJ/ m<sup>3</sup>), motivo por el cual pueden mezclarse y combustionar juntos.

5. En nuestra evaluación económica se determina que con el reemplazo del flexigas como combustible en hornos y calderos de Refinería Talara modernizada se tendrá un ahorro de MMUS\$ 41,7 en posible compra de gas natural.
  
6. El uso del flexigas en el sistema de gases combustibles de Refinería Talara modernizada será una práctica de eficiencia energética que nos permitirá disminuir el uso de algunos recursos, como el gas natural, para consumir menos energía y poder disponer de los mismos de manera potencial en la utilización de otros procesos, a fin de mejorar la eficiencia energética de la refinería y tener menores niveles de contaminación.

## Capítulo VII .- Recomendaciones

1. Se sugiere la instalación de un sistema dual de gases combustibles para Refinería Talara modernizada, que sea capaz de manejar independientemente el flexigas y el gas combustible de Refinería para poder lograr el suministro térmico necesario para los procesos.
2. Realizar políticas de exploración y establecer acuerdos con los productores de gas natural en la zona de estudio para incrementar la certificación de las reservas probables del hidrocarburo gaseoso; PETROPERÚ debería tener información sobre la certificación de las reservas probadas donde estas tengan por definición reservas de gas recuperable.
3. Se recomienda que Refinería Talara evalúe la tendencia de precios del marcador internacional Petróleo Industrial N° 6, 1% S en el USCG utilizado en los anteriores contratos de Refinería con EEPSA para el suministro de gas natural, a fin de obtener precios adecuados de compra antes del proceso de modernización.
4. Se recomienda analizar la posibilidad de implementación del Sistema de Gestión Energética, a través de la certificación ISO 50001 y asegurar el control y seguimiento sistemático de los aspectos energéticos y la mejora continua del desempeño energético de Refinería Talara y su modernización; eso contribuirá a un uso de energía más eficiente y sostenible.

5. Se recomienda una revisión profunda de las normas y procedimientos que se requieren para obtener los permisos y licencias necesarias para realizar operaciones de exploración, explotación, tendido de ductos y construcción de instalaciones de procesos para hidrocarburos, a manera de agilizar los trámites y lograr una buena operación contando con la protección del medio ambiente.

## Capítulo VIII .- Referencias Bibliográficas

Anonymous (1979). *Encyclopedia of Chemical Processing and Design* (Vol. 10). Marcel Dekker Inc. New York, EE.UU.

American Society for Testing and Materials (2001). *ASTM D 1945-96. Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography*. (Annual Book of ASTM Standards). United States.

American Society for Testing and Materials (1998). *ASTM D 3588-98. Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels*. (Annual Book of ASTM Standards). United States.

Baasel, William D. (1974). *Preliminary Chemical Engineering Plant Design*. Ohio, EE.UU.: Editorial ELSEVIER. Universidad de Ohio.

Bidner, Mirtha Susana (2001). *Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo*. Buenos Aires, Argentina: Editorial Universitaria de Buenos Aires.

Borrás Brucart, Enrique (1987). *Gas Natural: Características, Distribución y Aplicaciones Industriales*. Barcelona, España: Editores Técnicos Asociados.

Caballero Mabarak, Gustavo (1996). *Manual de Cálculos para la Ingeniería en Gas*. México: [s.n.]

DOE/EIA (U.S. Department of Energy/Energy Information Administration) (March 2009). *Annual Energy Outlook 2009 with Projections to 2030. Office of Integrated Analysis and Forecasting*. Washington, EE.UU.: Autor.

Gas Processors Suppliers Association (2004). *Engineering Data Book (Twelfth Edition)*. Oklahoma, EE.UU.: Editorial Review Board.

Kidnay, Arthur J., Parrish, William R. (2006). *Fundamentals of Natural Gas Processing*. New York, EE.UU.: Editorial Taylor and Francis Group.

Lorenzo Becco, J. L. (1989). *Los G.L.P.: Los Gases Licuados de Petróleo*. Madrid, España: Editorial REPSOL – Butano.

Maples, Robert E. (2000). *Petroleum Refinery Process Economics (Second Edition)*. Oklahoma, EE.UU.: Editorial Penn Well.

Marshall E., Frank (2007). *Petrochemicals, Refining and Gas Processing: Industry fundamentals & Integration Benefits Program International Human Resources Development Corporation*. Boston, EE.UU.: [s.n.].

Matar, Sami., Hatch, Lewis F. (2001). *Chemistry of Petrochemical Processes (Second Edition)*. EE.UU.: Editorial Butterworth-Heinemann.

Ministerio de Energía y Minas (MINEM) – Dirección General de Hidrocarburos (DGH) (2001). *Anuario 2012 (Capítulo IV: Actividades de Refinación)*. Lima, Perú: Autor.



Ministerio de Energía y Minas (MINEM) – Dirección General de Hidrocarburos (DGH) (2008). *Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2016*. Lima, Perú: Autor.

Ministerio de Energía y Minas (MINEM) – Dirección General de Hidrocarburos (DGH) (2008). *Ventajas del Uso del Gas Natural en la Industria*. Lima, Perú: Autor.

Ministerio de Medio Ambiente – Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental (2004). *Guía de Mejoras Técnicas Disponibles en España del Sector Refino de Petróleo*. Madrid, España: Autor.

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2003 (29 de marzo de 2004). *Calidad del Gas Natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-1997, Calidad del Gas Natural)*. Ciudad de México, México: Secretaría de Energía.

Organismo Latinoamericano de Energía (OLADE) (2006). *Metodología de Balances de Energía*. Quito, Ecuador: Autor.

Perry, Robert H., Green, Don W. (1999). *Perry's Chemical Engineers' Handbook* (Seventh Edition). New York, EE.UU.: Editorial Mc Graw-Hill.

PERUPETRO (2012). *Estadísticas Petroleras 2012*. Lima, Perú: Autor.

Peters, Max S. (1991). *Plant Design and Economics for Chemical Engineer* (Cuarta edición). Singapur: Editorial McGraw-Hill International.

Petróleos del Perú S.A. (PETROPERÚ S.A.) – Refinería Talara (Marzo 2007). *Manual de Operación Servicios Industriales. Revisión I.* Piura, Perú: Autor.

Petróleos del Perú S.A. (PETROPERÚ S.A.) – Refinería Talara / Unidad Seguridad Industrial y Protección Ambiental (Noviembre 2007). *Reglamento Interno de Seguridad y Salud en el Trabajo.* Piura, Perú: Autor.

Pontificia Universidad Católica del Perú (Enero 2008). *Manual de Estilo.* Lima, Perú: Fondo Editorial Pontificia Universidad Católica del Perú..

Reatti, José Luis (2004). *Diseño de Procesos de Gas Natural y Aplicación de Gas en la Industria del Petróleo.* Buenos Aires, Argentina: SYGNUS.

Speight, James G., Özüm, Baki (2002). *Petroleum Refining Processes* (Volumen 85) (Edición 2). New York, EE.UU.: Marcel Dekker Incorporated.

# **Anexos**

1. Gasoductos existentes y proyectados en el Perú (MINEM).

