

Arthur D Little

**Proyecto
Modernización de la
Refinería Talara**

**Reporte del Estudio
de Factibilidad**

Aviso

Este reporte fue elaborado para PetroPerú en términos que limitan de manera específica la responsabilidad de Arthur D. Little Inc. Nuestras conclusiones son los resultados del ejercicio de nuestra mejor opinión profesional basada en materiales e información que nos ha sido suministrada por PetroPerú y otros. El uso de este reporte por algún tercero para cualquier fin, no deberá y no absuelve a dicho tercero de usar la debida diligencia en verificar el contenido de los reportes.

Cualquier uso que dicho tercero haga del presente documento o la confianza en el mismo o las decisiones a tomar con base en él, son responsabilidad de dicho tercero. Arthur D. Little Inc no acepta ninguna función de cuidado o responsabilidad de ninguna índole por dicho tercero ni ninguna responsabilidad por daños y perjuicios, si es aplicable, experimentados por algún tercero como resultado de las decisiones tomadas o no tomadas, o acciones tomada o no tomadas con base en el presente documento.

Reporte para
PetroPerú

Abril de 2008

Arthur D. Little Inc
Houston Office
1600 Smith St., Suite 3960
Houston
Texas 77002
U.S.A.
Telephone (1) 281.404.9856
Fax (1) 713.655.0726
www.adlittle.com

Gerente de Proyectos:



Fecha: Junio de 2008

Contenido

1. Resumen Ejecutivo	7
2. Introducción.....	14
3. Estudio de Mercado	19
3.1 Demanda	19
3.1.1 Demanda del Mercado Peruano	20
3.1.2 Demanda del Mercado de Exportación Regional.....	28
3.2 Suministro.....	31
3.3 Balance Oferta y Demanda	33
3.4 Disponibilidad de Crudo	34
3.5 Proyecciones de los Precios Internacionales.....	36
4. Configuración y Optimización.....	43
5. Descripción Técnica del Proceso Seleccionado	48
5.1 Descripción del Caso Óptimo	48
5.1.1 Modificación de las Unidades Existentes.....	51
5.1.2 Nuevas Unidades.....	52
5.2 Servicios Industriales.....	55
5.3 Controles e Instrumentación	56
5.4 Facilidades Generales	56
5.4.1 Almacenamiento.....	56
5.4.2 Despacho	57
5.4.3 Construcciones	57
5.5 Ubicación de las Unidades.....	57
5.6 Disposiciones para Posibles Emergencias	57
6. Costos del Proyecto	58
6.1 Costos sin ejecución del Proyecto.....	58
6.2 Gastos de Capital para la ejecución del Proyecto	58
6.2.1 Costos de la Inversión	58
6.2.2 Costos Escalados de la Inversión	61
6.3 Costos de Operación y Mantenimiento.....	63
6.3.1 Catalizadores y Químicos.....	63

6.3.2 Costos Operativos.....	63
7. Beneficios del Proyecto (Ingreso).....	Error! Bookmark not defined.
7.1 Ingreso sin la ejecución del Proyecto.....	Error! Bookmark not defined.
7.2 Ingreso con la ejecución del proyecto	69
8. Evaluación Económica	73
8.1 Evaluación Económica del Negocio	73
8.2 Evaluación Económica del País	74
9. Análisis de Sensibilidad.....	75
9.1 Análisis de Sensibilidad de Costos de Capital	76
9.2 Análisis de Sensibilidad del Período de Construcción	77
9.3 Análisis de Sensibilidad del Margen de Refinación	78
9.4 Sensibilidad del Factor de Construcción Peruano	79
9.5 Sensibilidad del Factor de Escalamiento del Costo de Construcción	80
9.6 Sensibilidad del Precio del Coque	81
10. Análisis de Sostenibilidad.....	82
11. Viabilidad Ambiental	83
11.1 Resumen de Viabilidad Ambiental	83
11.2 Costos de Inversión para las Medidas de Mitigación Ambiental.....	87
12. Plan de Implementación.....	88
13. Organización y Gerencia.....	89
14. Financiación y Evaluación Financiera.....	91
14.1 Análisis de Financiación	91
14.2 Sensibilidad de la Tasa de Interés	94
15. Marco de Trabajo Lógico del Proyecto.....	95
15.1 Descripción del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara	95
15.2 Generación de Valor.....	95
15.3 Implementación o Puesta en Marcha	96

- Apéndice A: Resumen Ejecutivo**
- Apéndice B: Programa del Proyecto**
- Apéndice C: Diagramas de Bloque**
- Apéndice D: PLano de Planta**
- Apéndice E: Diagramas de Proceso**
- Apéndice F: Resumen de CAPEX**
- Apéndice G: Especificaciones de Calidad de Productos**
- Apéndice H: Tablas Financieras**
- Apéndice I: Estructura de Desglose del Trabajo**
- Apéndice J: Resumen del Plan de Implementación**
- Apéndice K: Cuadro Recomendado de la Organización del Propietario**

Lista de Figuras

Figura 1-1:	Proyecto de Modernización de Talara – Ingreso con la Ejecución del Proyecto.....	9
Figura 1-2:	Análisis Financiero – Se asume el 50% y 75% de Financiamiento Proyecto 12	
Figura 2-1:	Evolución Histórica: Reservas de Petróleo y Gas Natural (1995-2005).....	16
Figura 2-2:	Exploración, Desarrollo e Inversiones	17
Figura 2-3:	Infraestructura Petrolera y Cuencas del Perú.....	18
Figura 3-1:	Modelo de Demanda de Productos Derivados de Petróleo en Perú	20
Figura 3-2:	Escenarios de Crecimiento Nacional de Gas Natural.....	23
Figura 3-3:	Definiciones de Casos Optimistas, Esperados y Pesimistas.....	23
Figura 3-4:	Balance de Energía – Caso Esperado del Sector de Consumo Final.....	25
Figura 3-5:	Demanda proyectada de productos en Perú	25
Figura 3-6:	Escenarios Proyectados de la Demanda Nacional Peruana	26
Figura 3-7:	Cálculo de la máxima demanda nacional para la Refinería de Talara	27
Figura 3-8:	Máxima demanda nacional para la refinería de Talara	28
Figura 3-9:	Crecimiento Anual Promedio 2007-2030.....	29
Figura 3-10:	Producción Peruana Disponible de Productos Destilados.....	31
Figura 3-11:	Suministro por Refinería de Destilados Medios, Gasolina y Residuales	32
Figura 3-12:	Balance de los Productos Refinados Nacionales (kbd).....	33
Figura 3-13:	Pronóstico de producción del Crudo peruano	34
Figura 3-14:	Balance Regional de Crudo.....	35
Figura 3-15:	Escenarios de Pronóstico de Precio de WTI (USGC)	36
Figura 3-16:	Precios de los Productos: Escenario Medio (USGC).....	37
Figura 3-17:	Método de Cálculo para Precios de Productos de Referencia *	37
Figura 3-18:	Precios y Disponibilidad Máxima de Crudo 2020	39
Figura 3-19:	Pronóstico de Precios de Crudo para la Refinería de Talara (\$/bbl en dólares de 2006).....	40
Figura 3-20:	Máxima Demanda y Precios para los Productos de la Refinería de Talara 2020	41
Figura 3-21:	Pronósticos de Precios del Producto (\$/bbl en dólares constantes 2006).....	
Figura 4-1:	Escenarios de Refinería Considerados – a partir de los Términos de Referencia (2006 USD).....	45
Figura 4-2:	Escenarios de Refinería Considerados – Casos Adicionales (2006 USD)...	46
Figura 4-3:	Resultados del Estudio de Configuración y Optimización (2006 USD).....	47
Figura 5-1:	Producción de Productos Caso Seleccionado.....	49
Figura 5-2:	Diagrama de Proceso de Flujo para la Opción Seleccionada	50

Figura 6-1:	Costo de Inversión de Capital	60
Figura 6-2:	Costos Escalado de Inversión de Capital	62
Figura 6-3:	Costos Operativos.....	64
Figura 7-1:	Rendimientos de los Productos sin la Ejecución del Proyecto.....	66
Figura 7-2:	Estado de Pérdidas y Ganancias sin Ejecución del Proyecto	67
Figura 7-3:	Estado de Flujo de Caja sin Ejecución del Proyecto	67
Figura 7-4:	Proyecto de Modernización de Talara – Ingreso con Ejecución del Proyecto 69	
Figura 7-5:	Rendimientos de los Productos luego de la Modernización de la Refinería	70
Figura 7-6:	Estado de Pérdidas y Ganancias después de la Modernización de la Refinería 71	
Figura 7-7:	Estado de Flujo de Caja luego de la Modernización de la Refinería	71
Figura 7-8:	Flujo de Caja Anual del Proyecto con Ejecución del Proyecto.....	72
Figura 8-1:	Proyecto de Modernización de Refinería Talara – Evaluación Económico del Negocio	73
Figura 8-2:	Proyecto de Modernización de Refinería Talara – Evaluación Económica del País	74
Figura 9-1:	Análisis de Sensibilidad – Cambios en los Costos de Capital	76
Figura 9-2:	Análisis de Sensibilidad – Cambios en los Tiempos de Construcción.....	77
Figura 9-3:	Análisis de Sensibilidad – Cambios en el Margen de Refinación.....	78
Figura 9-4:	Análisis de Sensibilidad – Cambios en los Factores de Construcción Peruanos	79
Figura 9-5:	Análisis de Sensibilidad – Cambios en los Factores de Escalación del Costo de Construcción.....	80
Figura 9-6:	Análisis de Sensibilidad – Cambios en el Supuesto de Precio de Venta del Coque.....	81
Figura 12-1:	Principales Entregables	88
Figura 14-1:	Análisis Financiero – Se asume el 50% y 75% de Financiamiento del Proyecto.....	92
Figura 14-2:	Flujo de Caja Anual del Proyecto con Financiación	93
Figura 14-3:	Análisis de Sensibilidad de la Tasa de Interés – Se asume el 75% de la Financiación del Proyecto	94

1. Resumen Ejecutivo

Nombre del Proyecto: "Proyecto Modernización de la Refinería Talara"

Objetivo

PetroPerú planea modernizar la refinería de Talara a fin de producir productos refinados que cumplan con los nuevos requisitos ambientales mejorando a la vez la competitividad y las utilidades de PetroPerú. La refinería deberá estar en capacidad de procesar crudos mas pesados y permitir a PetroPerú a satisfacer las necesidades nacionales y los nuevos mercados internacionales.

Balance de Oferta/Demanda

El análisis de oferta y demanda muestra que si no se hacen las modificaciones a la refinería, el déficit de destilados medios aumentará. En el caso esperado, el déficit de destilados medios aumenta de 11.3 kbd en 2005 a 83.6 kbd en 2030. El balance total de productos refinados también muestra que la demanda peruana está creciendo de forma más acelerada que la oferta en los tres casos estudiados en este análisis. En el caso esperado, el balance pasa de un superávit de 48 kbd en 2005 a un déficit de 55.9 kbd en 2030.

Descripción Técnica de la Opción Seleccionada

El caso seleccionado por PetroPeru es el caso óptimo que incluye las siguientes unidades:

- Torre Atmosférica (repotenciación a 90,000 bpd)
- Torre(s) de Vacío (Unidades Nuevas y Existentes)
- Flexicoker (Unidad Nueva)
- Craqueo Catalítico Fluido (FCC) (Ampliación de la unidad existente)
- Planta de Gas (unidad nueva)
- Desulfurización de Gasolina de la unidad FCC (unidad nueva)
- Desulfurización de Combustible (unidad nueva)
- Desulfurización de Nafta (unidad nueva)
- Unidad de Reformado (Incluye un Separador C₆/C₇) (unidad nueva)
- Planta de Amina para retiro de H₂S (unidad nueva)
- Planta de Ácido Sulfúrico (unidad nueva)
- Planta de Hidrógeno (unidad nueva)

Este caso aumenta la capacidad de refinación de 62,000 bpd de crudo a 90,000 bpd de crudo. Las capacidades de las unidades se generaron en el procesamiento de crudo de:

- 57,500 bpd crudo Napo
- 12,350 bpd crudo Petrotech
- 13,000 bpd crudo Petrobras
- 7,150 bpd varios crudos Talara

Se espera que la refinería repotenciada produzca productos incluyendo:

- 8,831 bpd de GLP
- 19,352 bpd de Gasolina
- 8,200 bpd de Turbo Combustible
- 39,819 bpd de Diesel
- 10,837 bpd de Combustóleo Pesado y Asfalto
- 350 toneladas cortas por día de ácido sulfúrico
- 488 toneladas cortas por día de coque

Costos del Proyecto

La inversión requerida para realizar la Modernización de la Refinería de Talara con una carga de diseño de 90,000 barriles de crudo por día de operación se estima en \$1, 306, 000,000 USD incluyendo el 20% del factor de ubicación de Perú, y el 12% de reserva de contingencia. Si esta capacidad se escala para una carga de 90,000 barriles por día calendario, la inversión de capital esperada debe ser \$1, 334, 000,000 USD incluyendo imprevistos y el factor peruano.

Beneficios del proyecto y Evaluación Económica

Si la refinería de Talara no se moderniza, deberá dejar de funcionar. Con la configuración actual, no estará en capacidad de producir productos que cumplan con las nuevas especificaciones de calidad, especialmente los combustibles para transporte con bajo contenido de azufre que Perú utilizará los próximos años. El análisis de modelamiento económico confirmó que, sin la modernización de la refinería, los flujos de caja serían negativos luego de implementar las nuevas especificaciones. Como resultado, la refinería necesitaría exportar estos productos refinados de baja calidad a otros mercados, y el precio que recibiría la refinería por estas ventas sería muy bajo (en muchos casos, menores al precio de las cargas de entrada de crudo). Por lo tanto, el análisis muestra que sin el proyecto de modernización, la refinería debería dejar de funcionar.

Si la refinería de Talara se moderniza y actualiza a una carga de 90,000 barriles por día calendario según se menciona en otras secciones del presente reporte, los retornos económicos de esta inversión serían los siguientes:

Figura 1-1: Proyecto de Modernización Talara – Ingreso con Ejecución del Proyecto

Dólares Nominales:

Tasa Interna de Retorno (%)	16.4%
Valor Presente Neto a 12% (\$ Millones)	\$355
Pagos (años)	15.66
Ingreso Neto en 2020 (\$ Millones)	\$276

Dólares 2006:

Tasa Interna de Retorno (%)	13.5%
Valor Presente Neto a 12% (\$ Millones)	\$95
Costos de Capital (\$ Millones)	\$1,334

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Si esta incluido el margen comercial, la tasa interna de retorno aumenta hasta 18.0% (dólares nominales) y hasta 15.1% (dólares de 2006).

Análisis Económico a Nivel de País

Sin asumir impuestos o depreciación (pero incluyendo costos adicionales del 10%) la tasa interna de retorno para el proyecto aumenta a 19.6% (dólares nominales) y 16.7% (dólares 2006). En la sección 8.2 de este reporte se muestran más detalles.

Sostenibilidad

El proyecto de modernización de Refinería Talara suministrará numerosas oportunidades para que PetroPerú desarrolle nuevas capacidades y crezca como organización. Por ejemplo, el proyecto necesitara desarrollar relaciones de trabajo con compañías de gerencia de proyectos e ingeniería. PetroPerú desarrollará relaciones con proveedores financieros del proyecto tales como CAF y otros asesores e inversionistas potenciales. Los análisis ambientales detallados necesitarán desarrollar también relaciones con los proveedores de catalizadores, las compañías especializadas en mantenimiento y otros proveedores de servicio. PetroPerú necesitará desarrollar nuevas capacidades en mercadeo de ácido sulfúrico y coque, y esto requerirá que PetroPerú entienda como funcionan estos mercados y desarrolle relaciones y haga arreglos con algunos clientes e instituciones encargadas de realizar la logística. Finalmente, como uno de los proyectos de gran capital de Perú, PetroPerú necesitará mantener relaciones estrechas con el gobierno Peruano en la medida que obtenga varias aprobaciones para el proyecto.

Grupos de Interés y Beneficiarios

Numerosos grupos de interés en Perú tienen la oportunidad de participar y beneficiarse del proyecto. Por ejemplo, el proyecto requiere varios servicios de construcción y de mantenimiento de contratistas peruanos, tales como la compra e instalación de concreto, en adición, materiales de construcción básicos, y mano de obra directa de construcción y mantenimiento, todas estas actividades beneficiarán la economía y a los ciudadanos peruanos.

Impacto Social & Ambiental

El proyecto traerá beneficios a la población de Perú. La economía local de Talara se beneficiará de trabajos adicionales directos tanto durante el período de construcción como durante la fase de operaciones; como resultado, la operación en el área de Talara gozará de mayores oportunidades económicas. Además, los negocios locales en el área de Talara y en otros sitios de Perú suministrarán bienes y servicios a la refinería ampliada durante las fases de construcción y operaciones suministrando así oportunidades económicas a muchas personas. Las emisiones ambientales en general disminuirá en la medida que se modernice la refinería, lo cual proporcionará al personal del área de Talara un ambiente más saludable. Adicionalmente, pasando a un conjunto de combustibles para transporte de bajo contenido de azufre, la calidad del aire mejorará en todas las principales zonas urbanas de Perú, generando beneficios a la población.

Desde el punto de vista de viabilidad ambiental, la modernización de Talara afectará de manera positiva el aire que respira la población de Talara y de Perú, y mejorará la calidad de las aguas circundantes. No creará residuos sólidos aceitosos que son dañinos para el medio ambiente. De hecho, dos de las nuevas unidades de control de contaminación/procesamiento flexicoker y la planta de ácido sulfúrico realmente reducirán la contaminación mientras se crean subproductos vendibles.

Además, existe otro beneficio general para la comunidad y a nivel regional: La refinería producirá combustible para transporte de bajo contenido de azufre. Esto creará un efecto positivo en la calidad del aire del ambiente porque los camiones y los autos estarán utilizando combustible de mejor calidad, Esto es un beneficio que está por encima de cualquier mejora que resulte de mejores medidas de control de contaminación en la refinería misma. Las actualizaciones propuestas y las nuevas unidades que se adicionará a la refinería, todas se diseñarán para que cumplan o superen las Normas del Banco Mundial, las Normas Nacionales y las regulaciones locales. EL efecto neto será que se modernizará la refinería completa para cumplir con las anteriormente mencionadas normas.

Cuando se consideran los efectos de la expansión en el aire, agua, la emisión de gases, emisiones a la atmósfera, residuos sólidos se puede ver que son temas importantes para abordar en el proyecto. La más grande cantidad de emisiones al aire será NOx la cual se generará a partir de la quema de gas combustible de la refinería y flexigas de bajas Btu (unidades térmicas británicas). Las emisiones VOC serán altas pero no alcanzarán a ser una fuente mayor y son típicas en una refinería de este tamaño. Los líquidos que salen de la planta serán principalmente la descarga de enfriamiento de agua de mar, básicamente, es agua de mar limpia con cierto incremento en la temperatura y un residuo ligero de cloro. La planta de tratamiento de aguas residuales utilizará la mejor Tecnología de Control Disponible (BACT). Los Sólidos consistirán principalmente de la basura tipo municipal proveniente de las actividades de empaqueo y actividades humanas puesto que el catalizador y los recipientes químicos todos se reciclarán. Se generará ruido por la construcción de las instalaciones pero será temporal y se mitigará a medida que se reduce el impacto en la comunidad mediante el uso de silenciadores en el equipo de construcción y se recibirán tantos suministros como sean prácticos por mar para reducir el tráfico a través de la comunidad.

Una de las mayores cargas en la economía local será el influjo de trabajadores de construcción quienes necesitarán viviendas, servicios sanitarios y de alimentación temporales. Cualquier otro impacto a corto plazo será un inconveniente marginal y un impacto potencial a corto plazo para la industria pesquera debido a la construcción del muelle. La interrupción se mantendrá lo más confinada posible y se hará un intento por programar (la llegada) de los buques en la tarde de manera que no cause interferencia con las actividades pesqueras.

Las bases de las unidades se ubicarán en el terreno que ya está en uso y de propiedad de la refinería con excepción de la construcción que tendrá lugar en los dos muelles.

Las proyecciones de inversión ambiental se incluyen en la inversión de capital general requerida para la modernización. El estimado actual es que la inversión de capital para la parte ambiental será de cerca de \$11 millones. Estas cifras no incluyen el factor de contingencia ni el factor de ubicación.

Plan de Implementación

El programa preliminar para este proyecto se hace con base en la vía rápida y tiene cuatro fases principales: La Ingeniería y la Tecnología Preliminares, Finanzas y Administración de Contratos, Ingeniería Detallada y Compras, y Construcción y Puesta en Marcha. La fase de

Ingeniería y Tecnología Preliminares se prevé comenzar el segundo trimestre de 2008 y la ampliación de la refinería se espera que esté en operación para el primer trimestre de 2015. Se asume que se usará el mismo contratista tanto para las fases de FEED como de EPC a fin de acelerar el proyecto de construcción.

Organización & Gerencia

Se espera que el equipo de proyectos propuesto de PetroPerú esté conformado por 21 personas durante las fases de Ingeniería preliminar y Finanzas, 36 personas durante la fase de Ingeniería Detallada y Compras, y 68 personas durante la Construcción y la Puesta en Marcha.

Financiación

Es probable que PetroPerú tenga acceso a mercados de capital extranjero para una porción significativa de los costos de capital del proyecto. La financiación del proyecto de modernización de refinería de Talara lo desarrollará en detalle CAF y probablemente involucrará bancos locales e internacionales y fuentes de financiación. Usando la estructura de financiación preliminar según lo propuesto por CAF, el proyecto muestra retornos económicos significativamente mejorados así:

Figura 1-2: Análisis de Financiación – Se asume el 50% y se Financia el 75% del Proyecto

Dólares Nominales:	Caso Base	50% Deuda	75% Deuda
Tasa Interna de Retorno (%)	16.4%	19.5%	21.9%
Valor Presente Neto a 12% (\$ Millones)	\$355	\$452	\$484
Pagos (años)	15.66	14.32	13.71
Ingreso Neto en 2020 (\$ Millones)	\$276	\$247	\$227
Dólares 2006:			
Tasa Interna de Retorno (%)	13.5%	16.6%	18.9%
Valor Presente Neto a 12% (\$ Millones)	\$95	\$211	\$256
Costos de Capital (\$ Millones)	\$1,334	\$1,334	\$1,334
Deuda Emitida del Proyecto (\$ Millones, Nominales)	\$0	\$923	\$1,442

Fuente: análisis Arthur D. Little

PetroPerú necesitará considerar numerosos factores cuando se financia el proyecto, incluyendo:

- Garantías: activo, utilidades corporativas, garantía soberana, etc. Se asume que PetroPerú no tendrá ninguna garantía soberana para el proyecto.
- Flexibilidad en términos vs. tiempo de financiación total

Conclusiones & Recomendaciones

PetroPerú enfrenta retos importantes y debe tomar una decisión crítica pronto. Por una parte, su activo principal, la refinería de Talara, ha servido bien a la compañía y a Perú en el pasado proporcionando combustibles para transporte a los ciudadanos peruanos. Sin embargo, dadas las especificaciones de productos más estrictas en diesel, gasolinas motor y otros combustibles que entrarán en vigencia en los próximos años, la refinería simplemente no es viable con su actual configuración. Si PetroPerú elige no modernizar la capacidad de procesamiento de la refinería, su flujo de caja negativo continuo proyectado conduciría a la compañía a tomar la decisión de prepara(r) la refinería para una parada y desaliamiento. Esto significaría la reducción del suministro de combustibles nacionales al igual que un efecto negativo en el desempeño del negocio de PetroPerú y la economía local alrededor de la refinería de Talara.

Por otro lado, modernizar la refinería de Talara requerirá una inversión significativa en términos de tiempo, tecnología y recursos. Con base en la configuración propuesta en este estudio de factibilidad, los costos de capital para el proyecto superarán el billón de dólares de Estados Unidos e incluso usando la estrategia de ingeniería y de construcción de vía rápida o fast-track, el proyecto no entraría en operación hasta el año 2015. Sin embargo, este proyecto permitirá que PetroPerú cumpla con las normas ambientales más exigentes (mejorando la calidad del medio ambiente en todo Perú) mientras que recibe un retorno económico atractivo. También garantizará que PetroPerú continúe creando un valor significativo como compañía y para los ciudadanos peruanos durante muchos años en el futuro.

PetroPerú y Arthur D. Little han evaluado conjuntamente docenas de opciones de configuración potencial de la refinería. Este reporte describe la mejor opción disponible de modernización de la refinería para PetroPerú, dados los precios locales del mercado y las demandas, la disponibilidad de crudo, la tecnología de procesamiento disponible, y los recursos financieros disponibles para el proyecto. En nuestra recomendación, PetroPerú continuará desarrollando este proyecto de modernización según lo descrito en la sección de Implementación de este reporte.

2. Introducción

Petróleos del Perú - PETROPERU S.A. es la empresa petrolera estatal del Perú y dueña de la Refinería de Talara, ubicada en la ciudad de Talara en la costa noroeste del Perú.

PetroPerú S.A. ha iniciado una reforma en el sector de refinación en el Perú. Los principales motivos son las tendencias del mercado de combustibles en los últimos años y las proyecciones de las especificaciones de los productos y la demanda. Al mismo tiempo, las proyecciones de la producción petrolera (volúmenes y calidad) indican un importante movimiento hacia crudos más pesados lo cual presenta mayores desafíos para la infraestructura *midstream* (oleoductos y GLP) y *downstream* (refinación y mercadeo).

La refinería de Talara requiere una importante inversión en infraestructura para aumentar su rendimiento y la calidad ambiental de sus productos de acuerdo con las tendencias del mercado y las normas internacionales de desempeño.

Teniendo en cuenta estos factores, la petrolera estatal del Perú, PetroPerú, S.A., contactó a Arthur D. Little Inc. para conducir el "Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara." El objetivo de este proyecto es diseñar un plan para modernizar la refinería de Talara para que produzca productos combustibles que cumplan con los nuevos requisitos ambientales y mejorar la competitividad y las ganancias de PetroPerú. La refinería debe poder procesar una mezcla de crudo mucho más pesada y así captar nuevas oportunidades en el mercado internacional para algunos de sus productos.

Los objetivos de este proyecto, según los objetivos de PetroPerú S.A., son los siguientes:

- Producir combustibles de acuerdo con las nuevas especificaciones ambientales, ofreciendo una importante mejora en la calidad ambiental de los productos refinados consumidos en el país y minimizando el impacto ambiental en la producción.
- Mejorar la competitividad y las ganancias de PetroPerú S.A.
 - Mantener o aumentar su participación en el suministro de la demanda nacional de combustibles líquidos.
 - Acondicionar la refinería para procesar un crudo más pesado usando procesos de conversión que ayudan a convertir los productos residuales en destilados medios de mayor valor.
 - Internacionalizar la venta de productos, sobretudo productos excedentes o capacidad excedente durante los primeros años del ciclo de la vida del proyecto.

- Crear valor para los activos existentes y nuevas inversiones, atrayendo crédito a largo plazo y posibles inversiones en servicios industriales especializados.
- Reducir el costo del crudo necesario y disminuir la importación de Diesel No. 2 y componentes de alto octanaje para la gasolina.
- Desarrollar la Refinería de Talara en armonía con la presencia del suministro de gas natural, etanol, y biodiesel en el mercado energético.

Actualmente, la Refinería de Talara no puede producir combustibles de alta calidad con contenido de bajo azufre de acuerdo con las nuevas especificaciones y las tendencias mundiales debido a la baja complejidad de su configuración existente. La refinería solo tiene una unidad atmosférica (destilación primaria), una unidad de vacío y una unidad de ruptura catalítica (FCC). La FCC es la única unidad de conversión de la refinería.

La refinería exporta nafta virgen y debe importar mezcla de alto octano a fin de producir la gasolina de alto octano: como resultado la economía de la refinería sufre. Adicionalmente, sin las unidades de conversión de fondo de barril, la Refinería de Talara no puede procesar crudo pesado con la configuración existente.

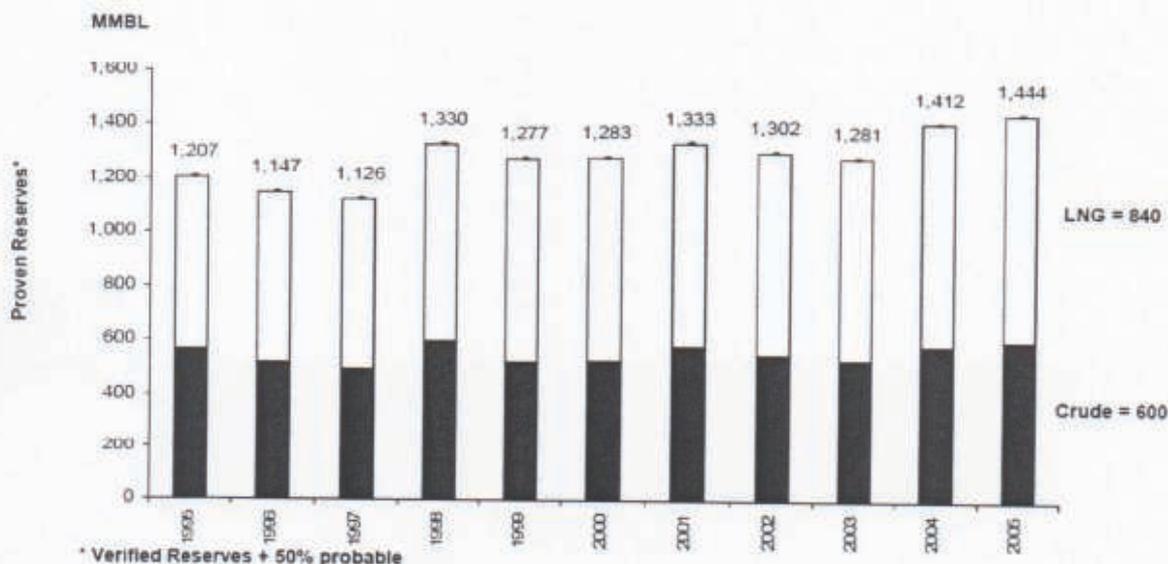
Este estudio de factibilidad incluye un estudio de mercado (oferta y demanda), precios del crudo y productos refinados, formulación y optimización del plan de modernización de los procesos de refinación para la Refinería de Talara, y la ingeniería técnica conceptual que define los procesos y las características del crudo disponible necesario para obtener productos de la calidad requerida en forma eficiente y óptima. El análisis de configuración revisó la expansión de las unidades existentes, el análisis de los procesos de refinación disponibles en el mercado y la definición del desempeño y costos usando un modelo de programación lineal. Esta herramienta ayudó a seleccionar y a optimizar los nuevos procesos recomendados y las capacidades de refinación. También incluye el estudio económico para la factibilidad del proyecto, un plan de implementación para las fases posteriores, y los términos de referencia para las licencias tecnológicas y el diseño de ingeniería de la etapa inicial.

La economía peruana ha evidenciado un crecimiento económico anual del 5.8% desde el año 2000. Los principales componentes del Producto Interno Bruto (PIB) del Perú son el sector de servicios (53.2%) y el sector de manufactura (15.1%). Este crecimiento dinámico ha sido sobretodo impulsado por el proceso de privatización y concesión (período 1991-2002) y la inversión se empezó a recuperar en el tercer trimestre del 2002, después de una caída de cuatro años. La inversión desde el año 2000 en adelante ha ayudado a la economía peruana a lograr un balance comercial positivo. El principal producto de exportación es el

cobre (\$6 millones anuales), seguido por el oro y el zinc. El principal destino de las exportaciones son los Estados Unidos con un 23.6% del total de las exportaciones. La importación peruana de productos intermedios se origina principalmente en los Estados Unidos con un 21.6% del total.

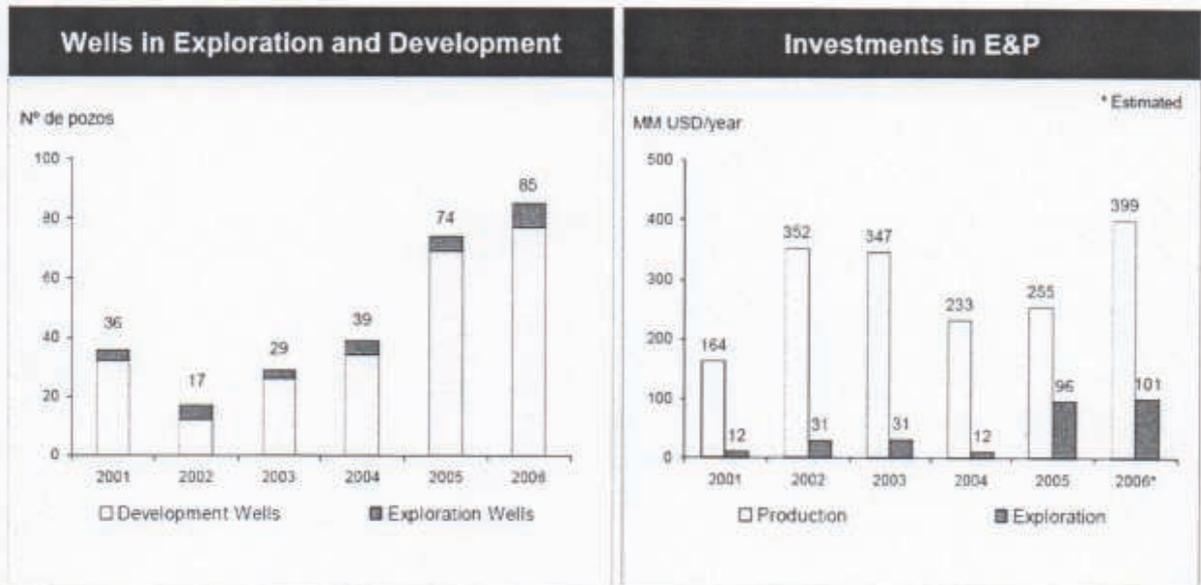
La principal fuente de producción energética son los hidrocarburos donde el gas natural ha evidenciado un aumento mientras la producción de líquidos del petróleo ha disminuido. El crudo es la fuente principal de la energía primaria, pero más de la mitad del crudo necesario es importado. Las reservas de hidrocarburos en el país parecen estar relativamente estables en 1.400 millones de barriles (Figura 2-1). El gobierno peruano espera tener nuevos descubrimientos de reservas de hidrocarburos como resultado de una mayor actividad de exploración (Figura 2-2).

Figura 2-1: Evolución Histórica: Reservas de Crudo y Gas Natural (1995-2005)



Fuente: MEM, Análisis Arthur D. Little

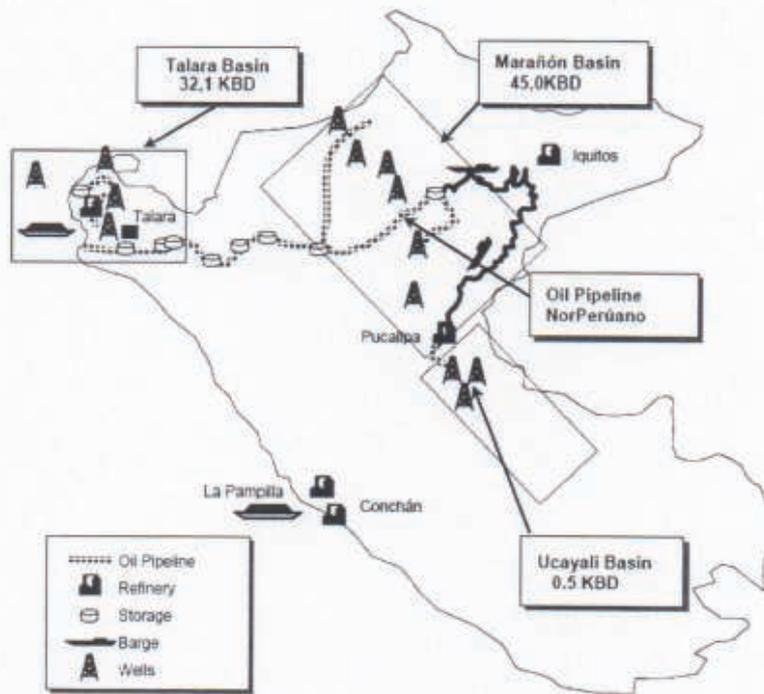
Figura 2-2: Exploración, Desarrollo e Inversiones



Fuente: PetroPeru, Análisis Arthur D. Little

Casi toda la producción del crudo peruano se concentra en el norte del país, en las cuencas de Talara y Maraón. Para la producción de productos refinados, Perú cuenta con dos refinarias de mediana escala y cuatro de menor tamaño con una capacidad total de refinación de 193 kbd. La cuenca de Talara produce crudo liviano que se procesa principalmente en la refinaría de Talara (62 kbd); mientras que el crudo más pesado de la cuenca de Maraón se procesa principalmente en las refinarias de Pampilla (102 kbd) y de Iquitos (10.5 kbd).

Figura 2-3: Infraestructura Petrolera y Cuencas en el Perú



En el 2006, la refinera de Talara importó 22.4 bkd de crudo, o 36% de todo el crudo de la refinera principalmente de Venezuela y Ecuador. Perú es un importador neto de crudo con una importación neta de 76.4 kbd de crudo en el 2006. En términos generales, Perú es un exportador neto de productos refinados. Perú exporta gasolina a los Estados Unidos, Ecuador y América Central, principalmente mientras que el Diesel No. 2 se importa de Chile, Venezuela, Panamá y Estados Unidos.

3. Estudio de Mercado

El estudio de mercado examina las demandas de productos que se verán satisfechas con el suministro del producto con base en la configuración óptima actual de la Refinería de Talara para el período 2007-2030. Se realizaron estudios detallados para los productos refinados comercializados en el Perú y en otros mercados de importancia en la Costa Pacífica de la región hacia donde la Refinería de Talara podría exportar productos: Ecuador, Chile, Colombia, Bolivia, América Central, y la costa oeste de los Estados Unidos. En cada uno de los mercados estudiados se proyectaron los balances de oferta/demanda por producto a largo plazo y se identificaron las tendencias futuras para cambios en las especificaciones de calidad. Adicionalmente, se estudiaron los mercados locales e internacionales para los principales subproductos actuales o futuros de la refinería: coque, asfalto, azufre y solventes.

Una meta fundamental del estudio era determinar la disponibilidad actual y proyectada del crudo que puede ser procesado en la Refinería de Talara.

Con esto en mente, se estudiaron los mercados en países como Perú, Ecuador, Colombia, Venezuela, Brasil, Nigeria y Angola.

En el estudio de precios se desarrollaron tres casos de precios de crudos y productos internacionales. Para cada uno de los productos y crudos relevantes, se desarrollaron pronósticos de precios a largo plazo en la refinería de Talara para ser usados en el modelo de optimización de la configuración de la refinería. Se seleccionó el año 2020 como el año de referencia para comparar las diferentes opciones de configuración para la Refinería de Talara ya que ese año es representativo para la economía futura de la refinería.

Cabe anotar que esta parte del reporte se terminó en Octubre de 2007. En ese momento las cifras de todo el año 2007 fueron las estimadas antes de dicha fecha; la información de la previsión comienza en el 2008.

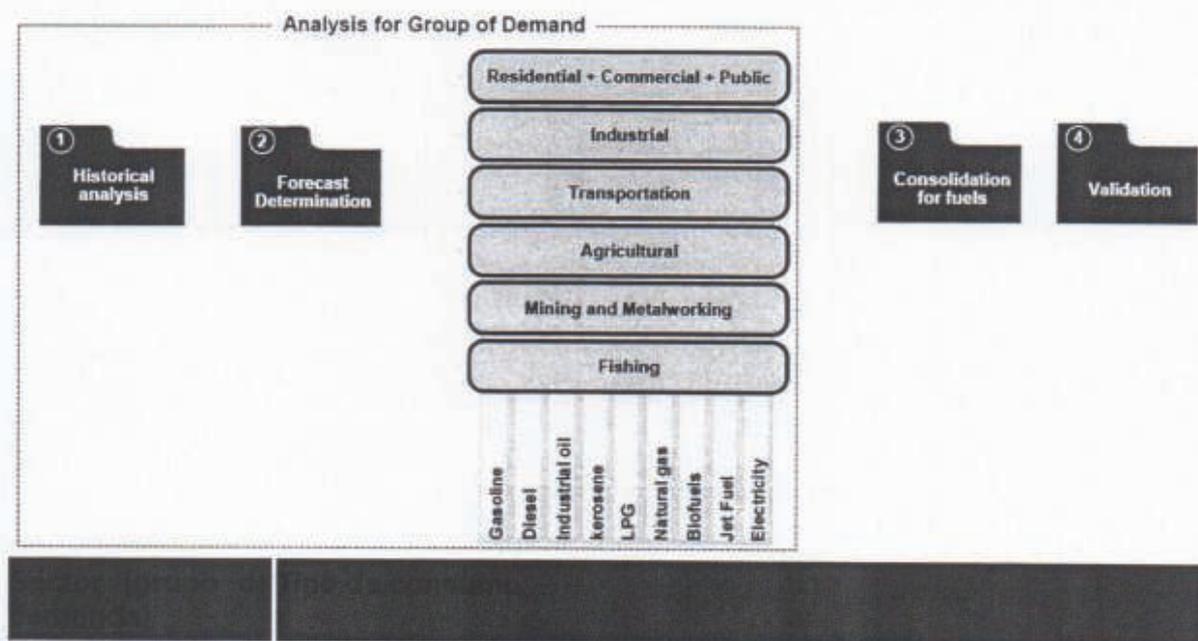
3.1 Demanda

La demanda se consideró para el período 2007-2030 para el mercado doméstico peruano así como para los mercados de exportación regional del Perú incluyendo: Bolivia, Ecuador, Chile, Colombia y América Central.

3.1.1 Demanda del mercado peruano

El desarrollo de un modelo de demanda en el Perú usó una metodología de análisis que divide todo el consumo de energía en grupos principales de demanda: Residencial y Pública, Industrial, Transporte, Agricultura, Metalurgia y Pesca (Figura 3-1). Los grupos de demanda se agruparon con base en el peso relativo de las actividades económicas y para tipos similares de consumo.

Figura 3-1: Modelo de Demanda para Productos Petroleros en el Perú



Residencial,
Comercial
Público

- Residencial: Incluye el consumo de las familias rurales y urbanas, de tipos eléctricos y mecánicos para satisfacer las necesidades energéticas de hogares.
- Comercial: Actividades del sector terciario (colegios, hospitales, comercios, hoteles, restaurantes, etc.)
- Público: Incluye el consumo de municipalidades, departamentos, actividades de defensa y mantenimiento de leyes y orden público (consumos de las fuerzas armadas, de la administración públicas, de servicios de agua y alcantarillado).

Industrial

- Son todas las actividades de la industria manufacturera, excepto aquellas relacionadas con productos de pescado y la manufactura de azúcar.
- Incluye la construcción de viviendas, edificios y trabajos civiles en general.

Transporte

- Incluye el transporte individual y colectivo de personas y cargas por aire, agua y tierra.

Agricultura	▪ Es el consumo de energía para actividades de agricultura y agroindustria.
Minería Metalurgia	- ▪ Es el consumo por actividades de excavación minera y de la industria minera así como la de la metalurgia.
Pesca	▪ Es el consumo por actividades de pesca y de la industria de pesca.

Fuentes: Balance Nacional de Energía (2005) - Ministerio de Energía y Minas (MEM); Anuario Estadístico Hidrocarburos (2006) – Dirección General de Hidrocarburos (DGH)

Los cálculos de demanda tuvieron en cuenta una serie de consideraciones para cada uno de estos sectores y la generación eléctrica.

Residencial, Comercial y Público

- Impulsado por la tasa de crecimiento de la población.
- La leña y el keroseno fueron las dos fuentes de energía más importantes. Sin embargo, la proporción relativa a los dos seguirá disminuyendo a medida que se reemplacen con GLP.

Transporte

- Impulsado por el crecimiento del PIB real por capita.
- Impulsado por el reemplazo del Gas Natural Vehicular y el GLP por gasolina.
- El diesel se reducirá por la sustitución del Gas Natural Vehicular.
- Una parte obligatoria de biocombustibles a partir del 2009 para diesel y 2010 para gasolina.

Industrial

- El petróleo industrial se sustituirá debido a una fuerte penetración del gas natural.
- Una disminución del uso de keroseno que se reemplazará con GLP.
- La electricidad mantendrá su participación.

Minería – Metalurgia

- Impulsado por el crecimiento en PBI.
- Aunque mantendrán un volumen importante, el petróleo industrial y el diesel perderán participación.

Pesca

- La evolución es consistente con el crecimiento histórico promedio (+1,1% anual).
- Sustitución parcial del gas natural por aceite industrial.
- El diesel mantendrá su participación actual.

Agricultura

- Impulsado por el crecimiento del PBI.

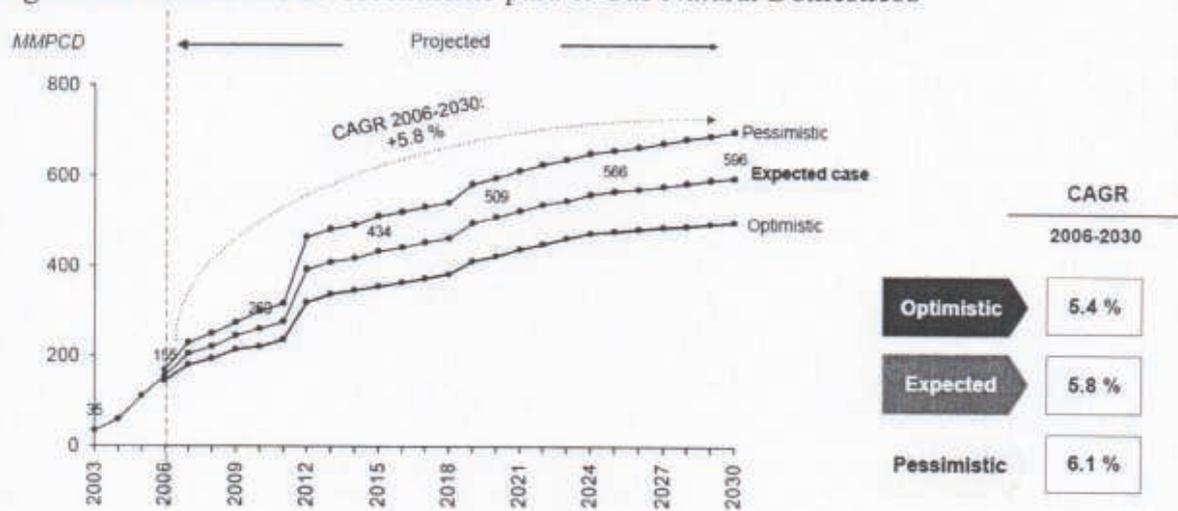
- El diesel seguirá siendo la principal fuente de energía entre los productos refinados.
- Hay un ingreso moderado de GLP previsto en el balance energético.

Generación eléctrica

- El petróleo industrial, el carbón y el diesel serán sustituidos por gas natural en las áreas a las cuales llegará la infraestructura proyectada.

En el escenario esperado, se cree que la demanda interna de gas natural tendrá un crecimiento promedio de 5.8% anual, superando el crecimiento del PBI (figura 3-2).

Figura 3-2: Escenarios de Crecimiento para el Gas Natural Domésticos



Además del caso esperado, se definieron escenarios optimistas y pesimistas de demanda en relación con cinco variables fundamentales: crecimiento económico, estructura tributaria, combustibles alternos, penetración del gas natural y calidad de los productos (Figura 3-3).

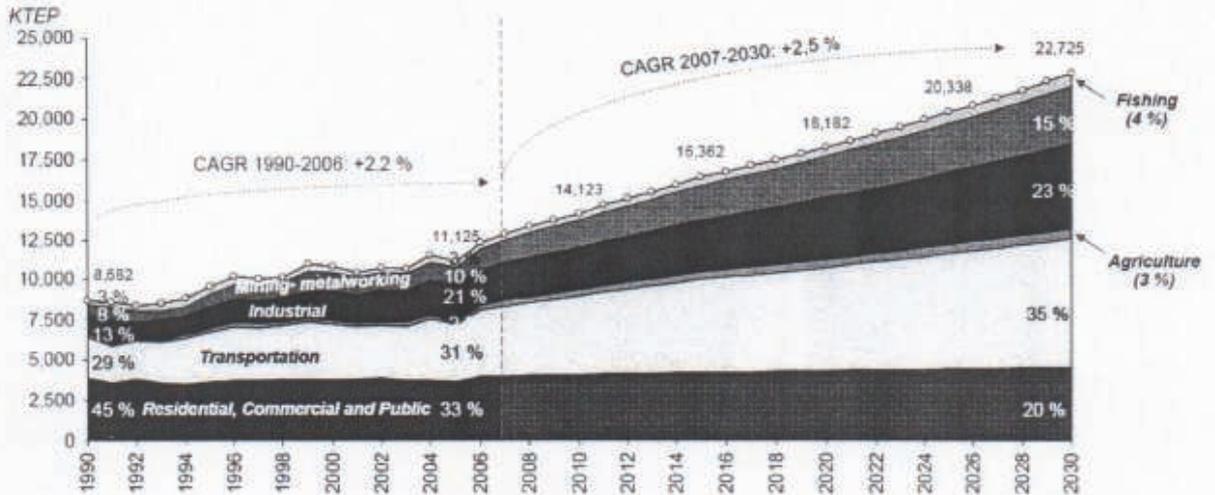
Figura 3-3: Definiciones de los casos Optimista, Esperado y Pesimista

	Crecimiento económico	Estructura tributaria	Combustibles alternos	Penetración del Gas Natural	Calidad de los productos
Optimista	Alto (4.9%)	Reducción del ISC por diesel y gasolina	Biocombustibles: demora en la implementación de la norma (3 años)	Moderada (30% de la etapa esperada)	No hay restricciones adicionales a las ya programadas
Esperado	Medio (3.5%)	ISC actual (no genera distorsiones ni demandas)	Biocombustibles: Se implementa en el período previsto por la norma.	Alta	Restricciones programadas (2010)
Pesimista	Bajo (2.6%)	Aumento del ISC para diesel y gasolina	-	Muy alta (30% de la etapa esperada)	Más severo que las restricciones programadas

El crecimiento de la demanda energética en el Perú va a estar muy influenciado por el desempeño económico del país y el desarrollo del proyecto Camisea. Se espera que el mercado peruano tenga un importante crecimiento económico en los próximos años, lo cual va a impulsar la demanda de los productos derivados. El diesel seguirá siendo el producto con mayor demanda en el país. El mayor crecimiento del diesel será compatible con los niveles de la participación actual. Aunque se espera que el número total de vehículos crezca en un 2%, la demanda de gasolina seguirá descendiendo en el corto plazo y luego regresará a volúmenes similares a los actuales. El aumento en el consumo de GLP se explica fundamentalmente por su ventaja en precio comparado con otros sustitutos energéticos, sobretudo para los sectores residencial, comercial, público y de transporte. El Jet-A1 tendrá un fuerte crecimiento acompañando el crecimiento económico, el aumento en turismo nacional y la modernización del aeropuerto. La participación del gas natural seguirá aumentando en cuanto al consumo de energía nacional, sobretudo por una mayor penetración en los sectores industrial, minero y metalúrgico.

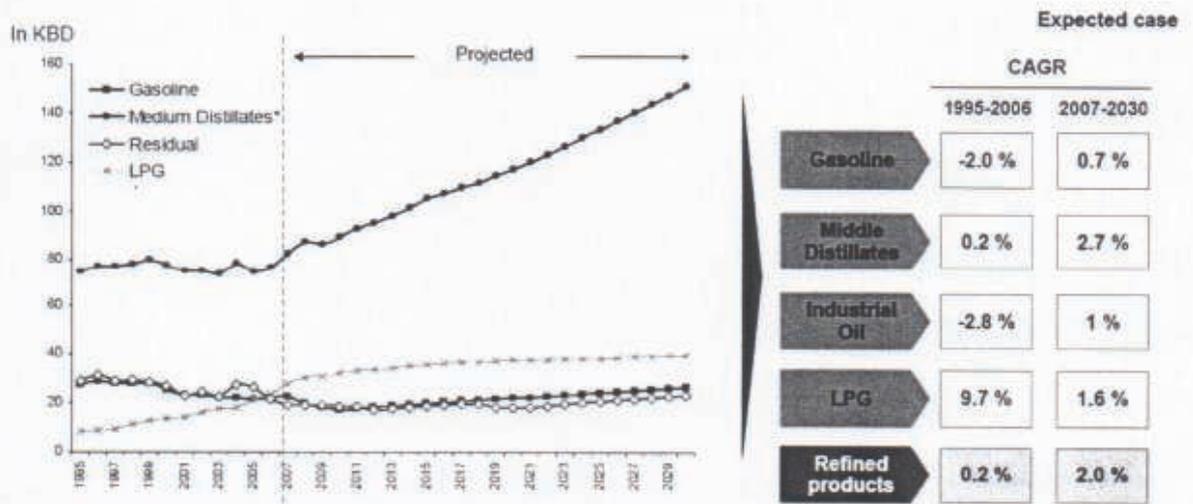
Con base en el estimado de demanda de cada sector energético, se espera que el consumo final energético crezca 2.5% anual hasta el 2030 impulsado mayormente por los sectores de transporte e industrial (Figura 3-4). Se espera una recuperación para la demanda general de productos refinados y un mayor consumo de productos destilados durante el período 2007-2030 (Figura 3-5). La demanda de combustibles residuales crecerá moderadamente debido a un mayor consumo en aquellas regiones donde no habrá penetración de gas natural, la demanda de R5 mantendrá los niveles mínimos obtenidos en el 2006. El R500 aumentará levemente su participación en el mercado al reemplazar el R6, y se espera que la demanda de combustibles *bunker* se recupere.

Figura 3-4: Balance Energético – Caso Esperado Sector Consumo Final



Fuente: Balance energético (2005) – MEM, Análisis Arthur D. Little

Figura 3-5: Demanda Proyectada de Productos en el Perú



Fuentes: MEM, Análisis Arthur D. Little

Figura 3-6: Escenarios de Demanda Doméstica Peruana Proyectada

Product	Historical			Stage	Projected					CAGR (2005-2030)
	1995	2000	2005		2010	2015	2020	2025	2030	
LPG	8.5	13.6	21.4	Optimistic	33.0	38.0	40.7	42.7	45.3	3.0 %
				Expected	32.4	35.8	37.5	38.4	39.8	2.5 %
				Pessimistic	32.2	35.4	36.8	37.0	37.8	2.3 %
Gasoline	27.4	25.5	21.5	Optimistic	20.0	23.5	27.1	31.6	36.6	2.2 %
				Expected	17.2	19.8	21.8	24.1	26.5	0.9 %
				Pessimistic	16.8	18.6	19.5	20.6	21.6	0.1 %
Middle Distillates	74.6	76.1	74.3	Optimistic	105	133	156	188	225	4.5 %
				Expected	89	105	117	133	151	2.7 %
				Pessimistic	84	94	98	105	113	1.7 %
Industrial oil	29.1	26.9	26.3	Optimistic	27.5	36.9	42.2	50.4	60.1	3.4 %
				Expected	18.6	18.8	18.1	20.4	23.1	-0.5 %
				Pessimistic	13.1	14.6	12.1	12.4	13.2	-2.7 %
Whole Products*	144	148	147	Optimistic	189	236	272	319	374	3.8 %
				Expected	162	185	200	222	247	2.1 %
				Pessimistic	150	168	172	182	193	1.1 %

*Incluye asfaltos, solventes y otros productos de la refinería.

Dependiendo del escenario que se considere, hay un crecimiento anual estimado de productos entre el 1% y el 4% (Figura 3-6). En el escenario esperado, la demanda de gasolina y de residual se recuperará a largo plazo, el diesel seguirá creciendo y el consumo de GLP será más estable.

Para cada fase del proyecto, se calculó la máxima demanda doméstica para la refinería de Talara usando las formulas en la Figura 3-7.

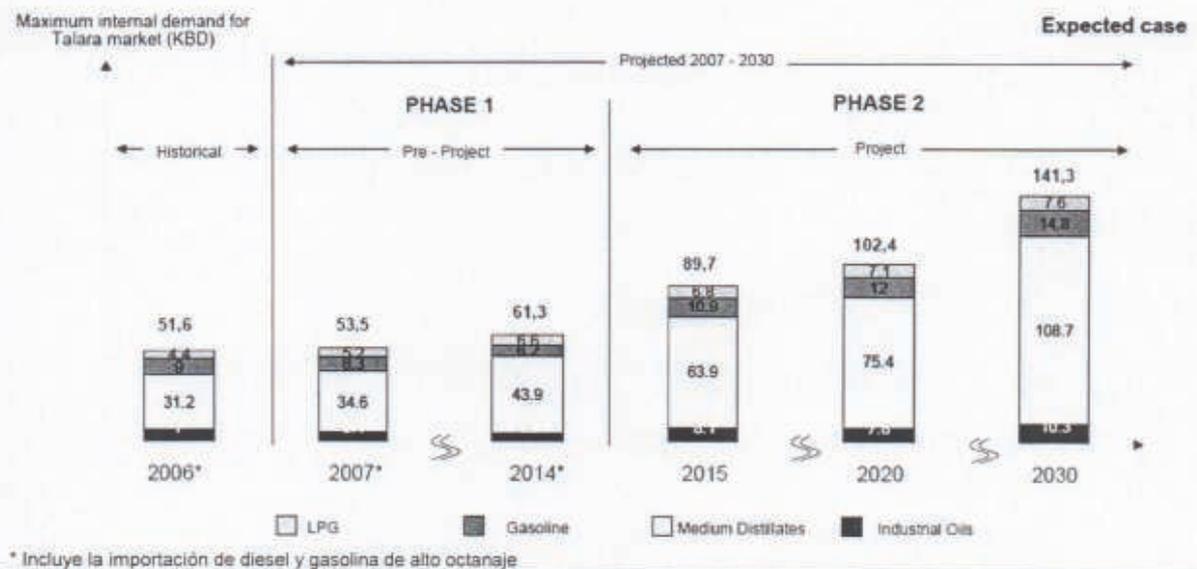
Figura 3-7: Cálculos de la máxima demanda doméstica para la refinería de Talara

Product	Historical		Projected			
			Phase 1: Pre – project: 2007 – 2014		Phase 2: Project: 2015 – 2030	
	Sales Petroperú ₂	Sales Talara ₂	Sales Petroperú ₁	Sales Talara ₁	Sales Petroperú ₂	Sales Talara ₂
GLP	Production Petroperú +/-Net Exports	Sales Petroperú ₂ – (Iquitos Production + Conchan + El milagro)	Maintain market position of 2006 (19 %)	Sales Petroperú ₁ – (Iquitos Production + Conchan + El milagro)	To support participation of Market 2006 (19 %)	Sales Petroperú ₂ – (Production of Iquitos)
Gasoline	Production Petroperú +/-Net Exports	Sales Petroperú ₂ – (Iquitos Production + Conchan + El milagro)	Maintain market position of 2006 (58 %)	Sales Petroperú ₁ – (Iquitos Production + Conchan + El milagro)	To raise participation in Gasoline of high octane number	Sales Petroperú ₂ – (Production of Iquitos)
Diesel	Production Petroperú +/-Net Exports	Sales Petroperú ₂ – (Iquitos Production + Conchan + El milagro)	Maintain market position of 2006 (53 %)	Sales Petroperú ₁ – (Iquitos Production + Conchan + El milagro)	Peru Demand – (Production Pampilla + Pucallpa + Malvinas Plant) ¹	Sales Petroperú ₂ – (Production of Iquitos)
Industrial oils	Production Petroperú +/-Net Exports	Sales Petroperú ₂ – (Iquitos Production + Conchan + El milagro)	Maintain market position of 2006 (61 %)	Sales Petroperú ₁ – (Iquitos Production + Conchan + El milagro)	Maintain at least 50 % of participation	Sales Petroperú ₂ – (Production of Iquitos)

Notes: The production of Diesel in The Pampilla and Pucallpa remain at 23KBD and 0.6KBD respectively and no increase in their levels of production are expected. It is expected the Malvinas Plant will extend it's Diesel production up to 5.8 KBD after 2008. Kerosene and Jet A-1 are not included in this analysis.

Este análisis muestra que para el caso esperado hay oportunidades para aumentar la producción de destilados medios, aumentando al mismo tiempo la escala de producción de gasolina y aceites industriales (Figura 3-8). En el caso del Diesel No. 2, la demanda máxima para el mercado interno de la refinería de Talara excede los 65 kbd en el 2020.

Figura 3-8: Máxima demanda doméstica para la refinería de Talara



3.1.2 Demanda Regional para el Mercado de Exportación

Se analizaron los mercados regionales de Bolivia, Ecuador, Chile, Colombia y América Central en cuanto al potencial para la Refinería de Talara de exportar a estos países. Las proyecciones de los balances de productos refinados (2006-2030) en estos mercados regionales se han basado en información histórica, proyectos anunciados para la refinería y los pronósticos energéticos IEA en estas áreas.

Las proyecciones de la demanda de productos en cada país se basan principalmente en la hipótesis del crecimiento económico y la penetración del gas natural.

Figura 3-9: Crecimiento Promedio Anual 2007-2030

		Peru	Ecuador	Chile	Colombia	Bolivia
Economic growth		3.5 %	3.0 %	5.0 %	4.0 %	3.0 %
Energy Consumption		2.5 %	2.0 %	3.5 %	3.0 %	2.0 %
Impact of Penetration of the Natural gas		High	Low	Medium	Low	High
Growth of Petroleum Derivatives		2.0 %	1.5 %	3.0 %	2.5 %	1.0 %
LPG	(2007-2030)	1.6 %	2.0 %	3.0 %	3.0 %	1.5 %
	(2001-2005)	11.0 %	7 %	0 %	-3 %	-2 %
	(1995-2000)	9.8 %	3 %	5 %	11 %	8 %
Gasoline	(2007-2030)	0.7 %	0.5 %	2.0 %	0.0 %	0.5 %
	(2001-2005)	-1.8 %	1 %	-1 %	-2 %	1 %
	(1995-2000)	-1.4 %	3 %	3 %	-4 %	2 %
Middle Distillates	(2007-2030)	2.7 %	2.0 %	5.0 %	4.0 %	1.5 %
	(2001-2005)	-0.1 %	5 %	4 %	5 %	6 %
	(1995-2000)	0.7 %	3 %	4 %	1 %	3 %
Industrial oils	(2007-2030)	0.9 %	0.5 %	1.0 %	0.0 %	0.0 %
	(2001-2005)	3.2 %	1 %	-6 %	-22 %	n/d
	(1995-2000)	-1.6 %	1 %	-9 %	7 %	-13 %

Fuente: El Análisis ADL se basa en información del Banco Mundial, FMI, OLADE, PFC, DGH (Perú), ANH (Colombia), CNE (Chile), MHE (Bolivia), MMP (Ecuador)

La mayoría de los países en la costa Pacífica de América Latina se enfrentan a grandes desafíos para satisfacer su demanda de crecimiento para productos destilados. Se analizaron modificaciones anunciadas en las refinerías de estas áreas y se determinó que no eran suficientes para cerrar esta brecha, pero la construcción de una nueva refinería en Ecuador o en América Central podría cambiar estos balances, convirtiendo a la región en un claro exportador de los mismos.

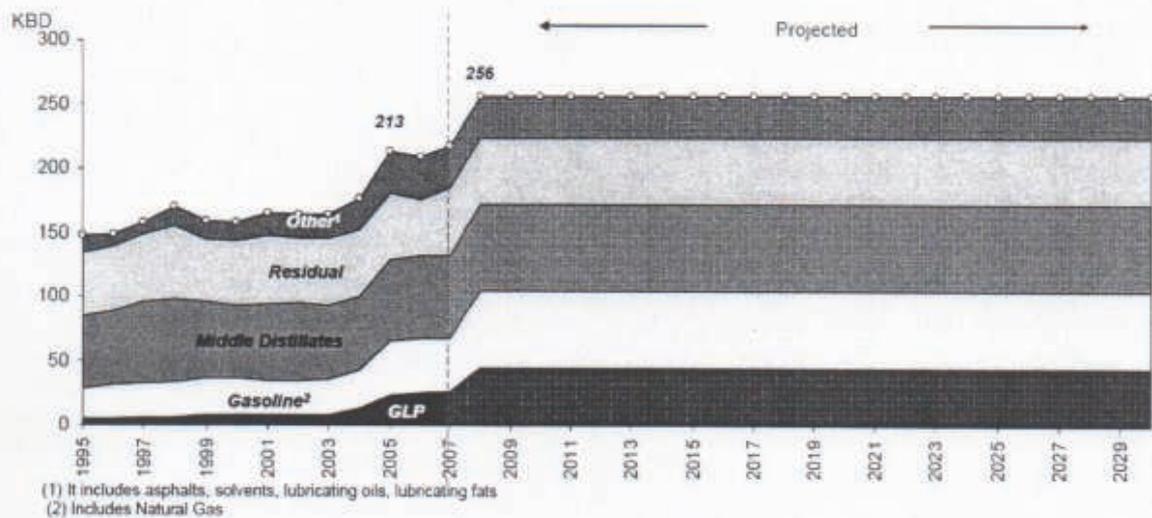
La tendencia de “dieselización” en la región, junto con la penetración esperada de etanol en varios países, contribuirá al lento crecimiento en la demanda de gasolina. En general, la región se caracterizará por excedentes de gasolina, pero las diferencias en la calidad de las especificaciones seguirán creando oportunidades para el comercio intrarregional. Una mayor integración energética y la importación de GLP a varios países de la región permitirán que el gas natural siga desplazando el combustóleo en los sectores industrial y de generación eléctrica. Las refinerías de la región se enfrentarán a una mayor competencia para vender volúmenes de combustóleo con alto contenido de azufre a medida que las especificaciones internacionales de calidad sean más exigentes.

A mediano plazo pueden existir oportunidades para que la Refinería de Talara exporte importantes volúmenes de diesel, GLP y gasolina de alto octanaje al mercado ecuatoriano así como combustóleo a los mercados de América Central. Esta situación se puede invertir si se materializa un nuevo proyecto para la refinería en Ecuador. En el momento de este reporte, Ecuador sigue evaluando la factibilidad de un proyecto que podría requerir una inversión total de más de US \$6 mil millones. El proyecto de la refinería está unido al desarrollo potencial de los campos ITT de crudo pesado en la selva ecuatoriana donde se han estimado reservas potenciales de hasta 1.500 millones de barriles. El desarrollo de estos campos, junto con la nueva refinería, le permitiría a Ecuador convertirse en un exportador neto de productos petroleros, y esto implicaría una mayor competencia para los mercados en la costa pacífica de América del Sur y de América Central, los cuales también son un objetivo de la refinería de Talara. Sin embargo, los desarrollos planeados en Ecuador aún se enfrentan a importantes retos políticos y ambientales y creemos que es poco probable que estos proyectos se materialicen antes del año 2020.

3.2 Oferta

En el 2008, con la expansión de la Planta Malvinas de GLP, la producción peruana de combustibles líquidos llegará a un máximo de 256 kbd con la actual configuración de la refinería.

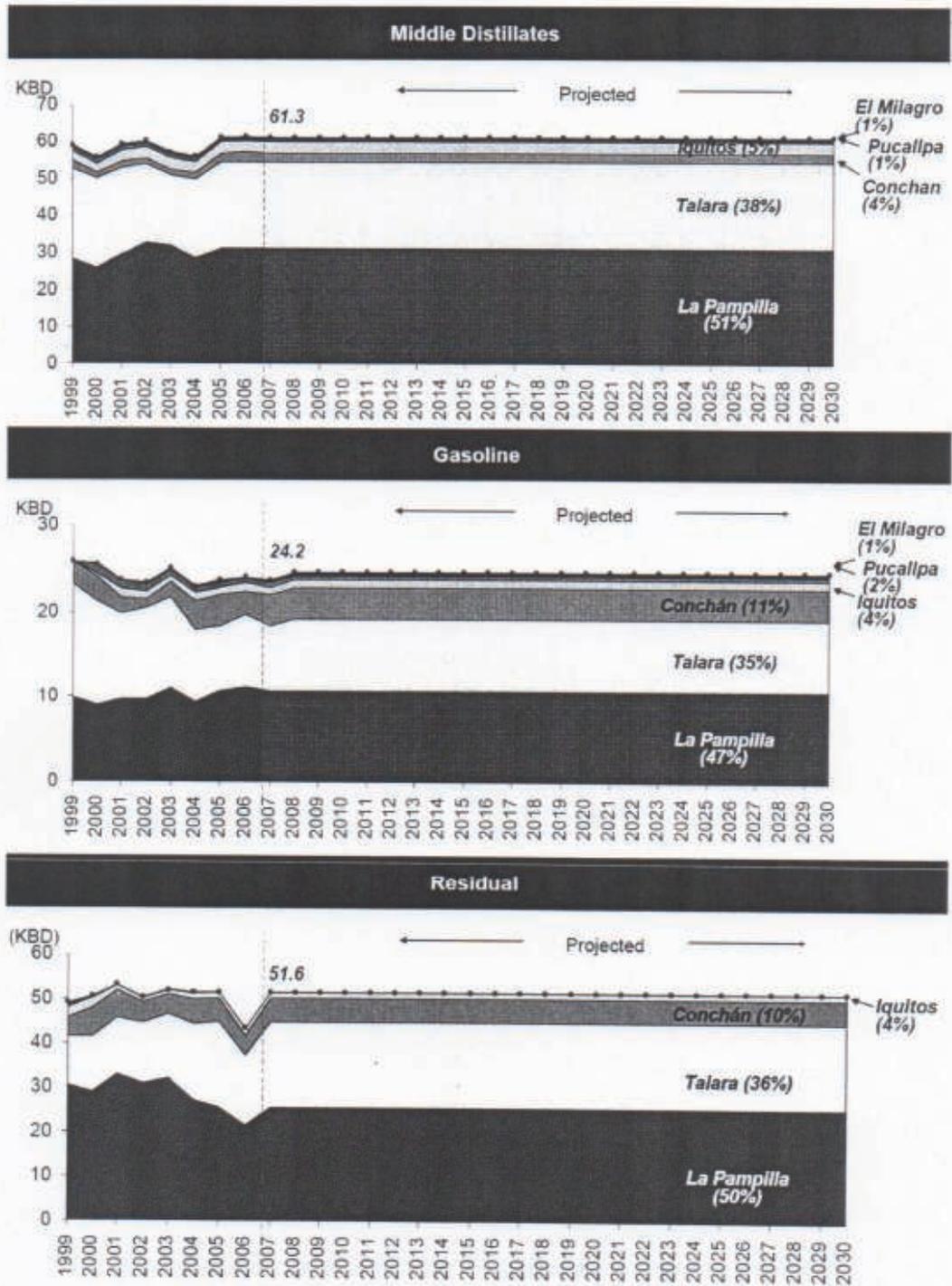
Figura 3-10: Producción Peruana Disponible de Productos Destilados



Fuente: Estadísticas Anuales de la Dirección General de Hidrocarburos

Esta pronosticado que la refinería de Talara suministre el 38% de la producción peruana de destilados medios, 35% de su producción de gasolina y el 36% de la producción de residual con su configuración actual (Figura 3-11). La capacidad actual por diseño de la refinería de Talara es de 62 kbd y en el 2005 procesó 62.6 kbd de crudos, logrando el 101% de uso de capacidad. La producción de destilados medios incluye un suministro incremental de aproximadamente 8 MBD de los líquidos naturales recuperados del proyecto Camisea.

Figura 3-11: Suministro de la Refinería de Destilados Medios, Gasolina y Residual



3.3 Balance de Oferta y Demanda

Independientemente del escenario analizado, si no se modifica el sistema de refinería en el Perú, se observan aumentos importantes en el déficit de destilados medios. En el caso esperado, el déficit de destilados medios se espera que aumente de 11.3 kbd en el 2005 a 83.6 kbd en el 2030. El balance total de productos refinados también muestra que, en los tres casos, la demanda peruana está creciendo con mayor rapidez que la oferta. En el caso esperado, se espera que el balance pase de un excedente de 48 kbd en el 2005 a un déficit de 55.9 kbd en el 2030.

Figura 3-12: Balance Doméstico de Productos Refinados (kbd)

Product	Historical			Stage	Projected				
	1995	2000	2005		2010	2015	2020	2025	2030
LPG	(3.2)	(5.0)	2.4	Optimistic	12.3	7.3	4.6	2.6	0.1
				Expected	12.9	9.5	7.8	6.9	5.6
				Pessimistic	13.2	9.9	8.5	8.3	7.5
Gasoline	(4.5)	0	2.3	Optimistic	3.8	0.4	(3.3)	(7.8)	(12.8)
				Expected	6.6	4.0	2.0	(0.3)	(2.7)
				Pessimistic	7.0	5.2	4.3	3.2	2.2
Middle Distillates	(17.5)	(20.1)	(11.3)	Optimistic	(36.8)	(65.4)	(89.3)	(120.9)	(157.4)
				Expected	(21.8)	(38.2)	(50.0)	(66.0)	(83.6)
				Pessimistic	(15.7)	(26.9)	(31.1)	(38.1)	(45.6)
Industrial oil	20	23.5	22.4	Optimistic	24.1	14.7	9.4	1.2	(8.5)
				Expected	33.0	32.8	33.5	31.2	28.5
				Pessimistic	38.5	37.0	39.5	39.2	38.4
Whole Refined Products	3.9	9.7	48	Optimistic	2.4	(44.5)	(80.7)	(127.8)	(182.3)
				Expected	29.8	6.5	(8.7)	(30.9)	(55.9)
				Pessimistic	41.0	23.7	19.2	9.9	(1.2)

The Whole includes Asphalt, Solvents, and other refinery products
Positive numbers correspond to an excess position and (NP) to deficit

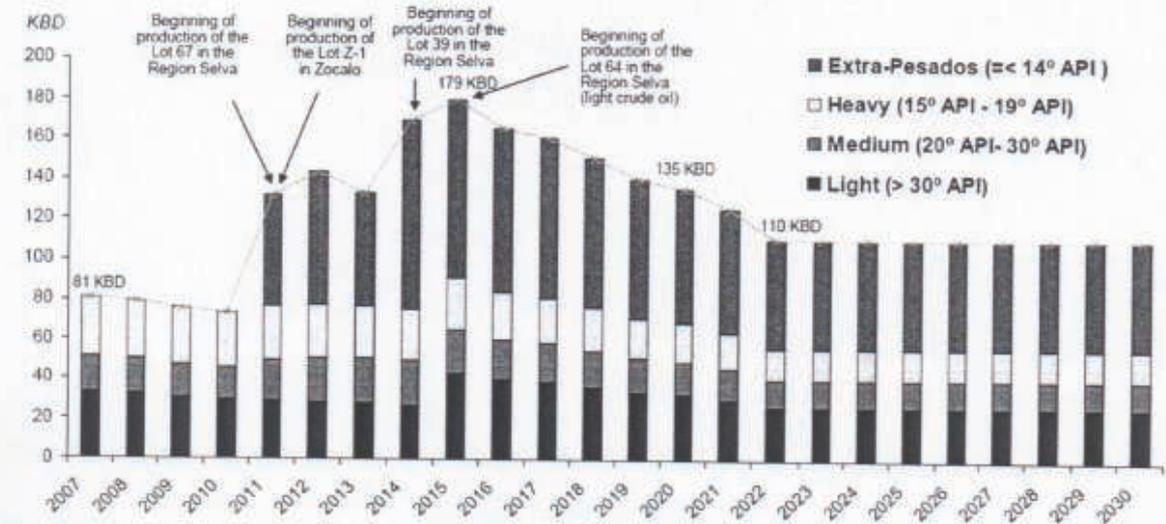
Nota: El balance incremental de productos incluye la oferta incremental de GLP.

A pesar de los agresivos planes de penetración para el gas natural en el mercado doméstico debido al desarrollo del proyecto Camisea y la infraestructura de transporte relacionada, es importante resaltar que en ausencia de una oferta incremental de la refinería, el déficit de productos refinados se ampliará llegando a más de 55 MBD en el año 2020 y más de 80 MBD en el año 2030 en el caso esperado. Estas tendencias ofrecen un importante incentivo para considerar una expansión y aumento de capacidad (*revamp*) de la refinería de Talara a corto plazo.

3.4 Disponibilidad de Crudo

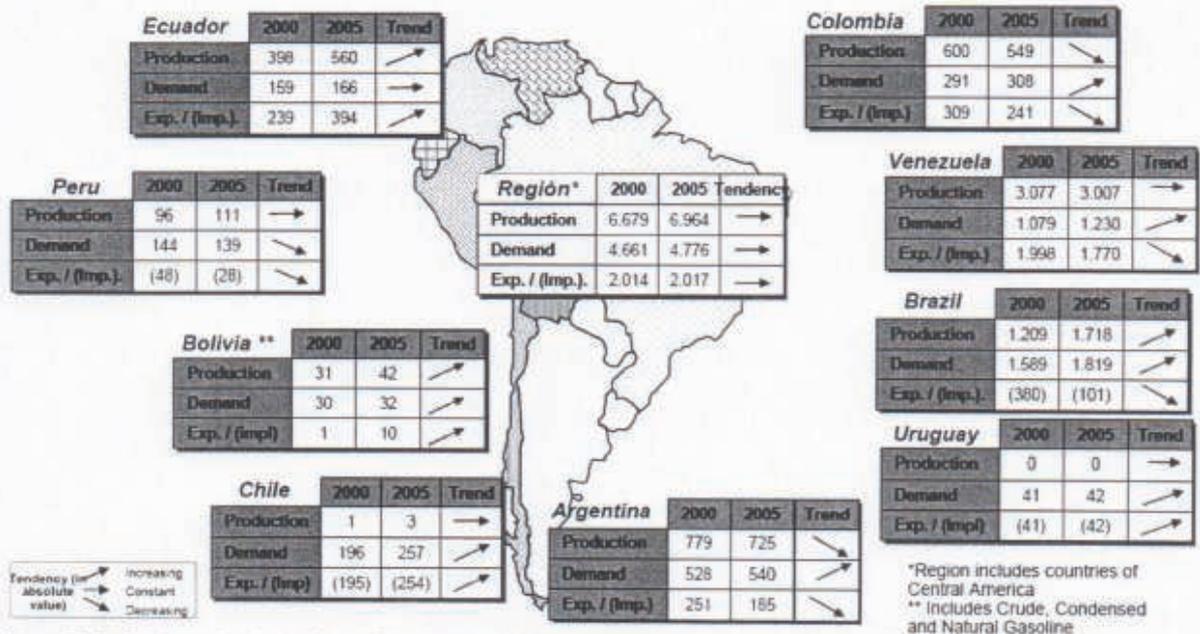
Se espera que en el Perú haya aumentos en la producción general de crudo con el inicio de la producción en las áreas recientemente otorgadas; convergiendo en una producción total estimada de 110 kbd (Figura 3-13). Se espera que la disponibilidad de crudo en el Perú llegue a su pico alrededor del año 2015. El mayor crecimiento será en crudos pesados y extra pesados de la región de la selva. No se esperan aumentos significativos en producción de crudos livianos como la mezcla ONO que se está produciendo actualmente en la cuenca de Talara.

Figura 3-13: Proyección de Producción del Crudo Peruano



Fuente: Análisis ADL basado en entrevistas con PetroPerú de acuerdo con las proyecciones de las licencias para el periodo 2007-2015

Figura 3-14: Balance Regional del Crudo



Fuente: PFC, Olade, estadísticas de BP, análisis de Arthur D. Little

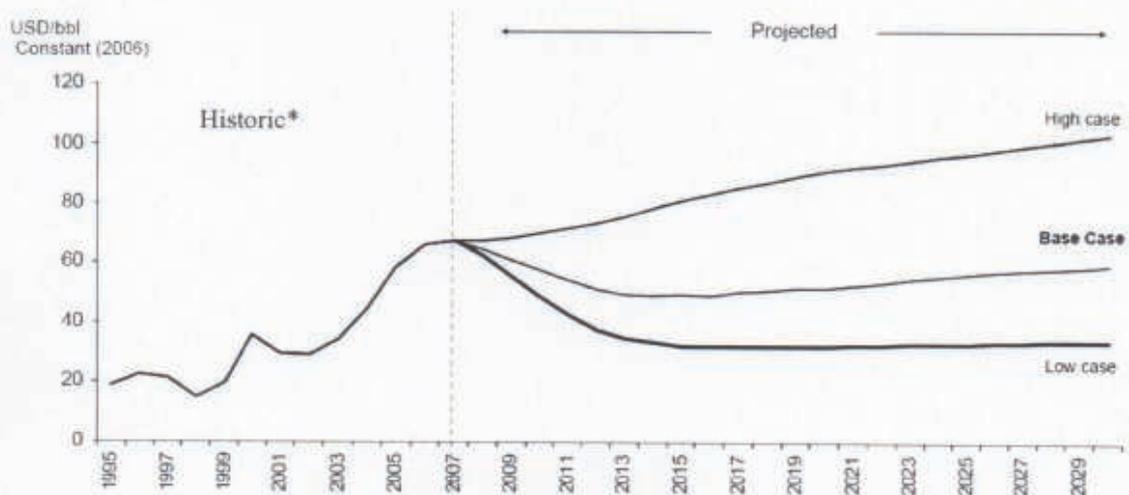
América del Sur es un importante exportador de crudo, aunque la región debe importar crudos livianos debido a las restricciones del sistema de refinación. La disponibilidad de crudo liviano en América del Sur está declinando y el crudo liviano será aún más escaso en el futuro. Los planes de expansión de producción en Venezuela son inciertos y PDVSA ha pactado mayores volúmenes de este crudo liviano con clientes asiáticos. Ecuador seguirá siendo un proveedor importante de crudo medio (Oriente) y de crudo pesado (Napo) a la costa pacífica del continente. La calidad del crudo pesado tenderá a deteriorarse a largo plazo con el desarrollo esperado de los campos ITT de crudo extra pesado (14° API). Aunque la construcción potencial de una nueva refinería a gran escala en el Ecuador puede comprometer la disponibilidad de crudo de exportación, la viabilidad económica y política del dicho proyecto aún es incierta.

Los países a lo largo de la costa occidental de África (Angola y Nigeria) y países del Medio Oriente como Irán, seguirán siendo los principales exportadores de crudos livianos. La posibilidad de importar importantes volúmenes de estos crudos livianos africanos al Perú se verá afectada por mayores costos de transporte.

3.5 Proyecciones sobre Precios Internacionales

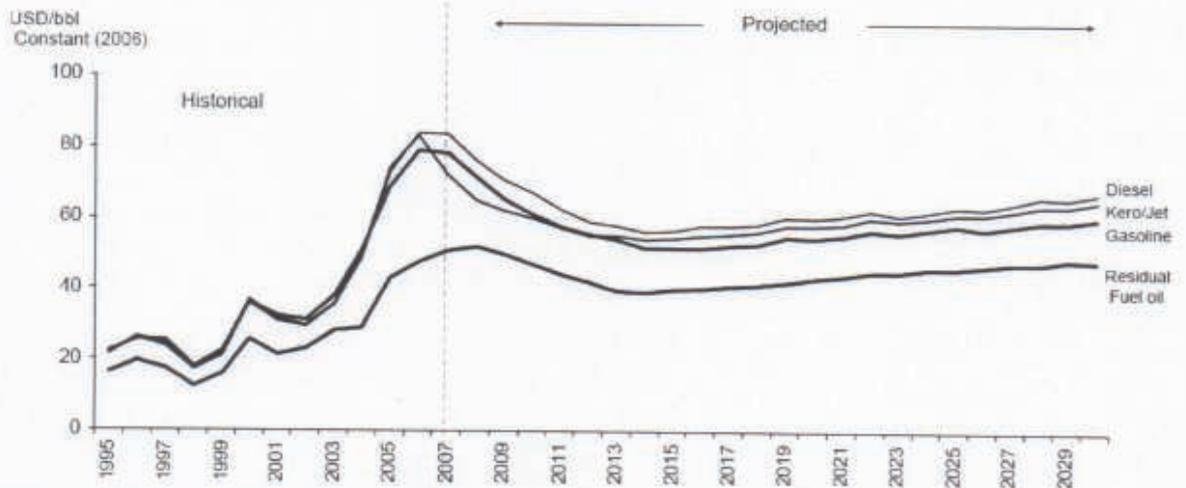
Las proyecciones de los precios internacionales para crudo liviano se basan en un escenario de precios de referencia West Texas Intermediate (WTI) de la Agencia de Información Energética del Departamento de Energía de los Estados Unidos (EIA) (Figura 3-15). Esta misma fuente también ofrece pronósticos de precios de productos basados en los niveles de los sectores de consumo (Figura 19); Arthur D. Little usa estos pronósticos para predecir los precios de los productos en la Costa del Golfo de los Estados Unidos USGC. Todos los pronósticos de la EIA se expresan en dólares constantes Norte Americanos de 2005, y se actualizaron a precios constantes del 2006 usando un factor de inflación. Estos pronósticos de precios internacionales fueron usados en la evaluación económica de los diferentes casos de configuración.

Figura 3-15: Escenarios de Pronósticos del Precio del WTI (USGC)



*Nota: Los valores históricos pueden diferir de la publicación EIA "Annual Energy Outlook 2007" por el cambio en el año base 2006

Figura 3-16: Precios de Productos: Escenario Medio (USGC)



Fuente: EIA "Annual Energy Outlook 2007", Análisis Arthur D. Little

Se usó el valor *netback* de los precios de los principales mercados de referencia para calcular los precios locales en Talara. El método de cálculo para los precios locales de acuerdo con la paridad de importación y de exportación se muestra en la Figura 3-17.

Figura 3-17: Método de Cálculo para los Precios de Referencia de los Productos*



*No incluye GLP

Se espera que los costos de flete aumenten en forma significativa en los próximos años debido a la alta demanda de buques tanques nuevos y las restricciones de capacidad de los astilleros en el mundo. El comercio petrolero interregional se espera que aumente significativamente a medida que se incremente la demanda en los países importadores de crudo. Se prevé un aumento en el número de viajes de larga distancia a medida que el crudo se moviliza del Oriente Medio y África hacia los mercados occidentales y desde Venezuela hacia mercados nuevos distintos al mercado tradicional de Estados Unidos. En consecuencia, la previsión apunta hacia una mayor demanda de flotas de buques tanques a mediano y largo plazo. Adicionalmente, la nueva normatividad de cambiar los buques tanques de un solo casco a doble casco para el 2010, ha creado un aumento repentino en la cantidad de pedidos de nuevos buques tanques hasta el 2012. El aumento en el comercio petrolero, la limitada disponibilidad de buques tanques, junto con la previsión de altos precios de crudo, dan soporte al aumento de tarifas fijas (flat tariffs) y la Tarifa de Escala Mundial (WSR) presentada en nuestra previsión. Localmente, el límite en el tamaño máximo de buques tanques que puedan descargar en Talara también tiene un impacto en el costo del flete para crudo importado de Brasil y África.

Se calcularon los precios y la disponibilidad máxima para los diferentes tipos de crudos que pueden ser procesados en la refinería de Talara en el 2020.

Figura 3-18: Precios y Máxima Disponibilidad de Crudo 2020

MARCADOR	USA	WTI	39.6	0.24 %	\$51.46/bbl.*	Sin restricción
DOMÉSTICO	Perú	ONO	33.5	0.07 %	\$48.28/bbl.	32 KBD
		Loreto	19.5	1.3 %	\$40.26/bbl.	19 KBD
		Barrett	14	2 %	\$31.13/bbl.	67 KBD
IMPORTADO	Ecuador	East	23.8	1.4 %	\$40.84/bbl.	96 KBD
		Napo	19	2 %	\$35.50/bbl.	190 KBD
	Colombia	Cusiana	43.8	0.11 %	\$53.47/bbl.	0 KBD
	Venezuela	Mesa 30	30	1.01 %	\$46.00/bbl.	30 KBD
		Santa Bárbara	37.7	0.54 %	\$52.91/bbl.	25 KBD
		Lioness 24	24.4	1.51 %	\$43.12/bbl.	35 KBD
	Angola	Cabinda	32.5	0.13 %	\$51.32/bbl.	220 KBD
	Nigeria	Escravos	34.4	0.15 %	\$55.34/bbl.	135 KBD
	Brasil	Marlim	20	0.7 %	\$42.83/bbl.	360 KBD

Notas: Expresado en dólares constantes (2006), precio WTI en Cushing, Oklahoma, USA

Figura 3-19: Previsión del Precio del Crudo para la Refinería de Talara (\$/bbl en dólares de 2006)

MARCADOR	USA	WTI	67.08	64.30	60.90	57.24	49.14	51.46	56.07	59.00
DOMÉSTICO	Perú	ONO	63.91	61.13	57.73	54.07	45.97	48.28	52.90	55.83
		Loreto	57.45	51.42	48.14	44.46	38.53	40.26	43.49	45.84
		Barreto	49.03	43.30	40.03	37.34	29.31	31.13	34.55	36.72
IMPORTADO	Ecuador	East	58.12	52.05	48.76	45.05	39.10	40.84	44.10	46.47
		Napo	53.49	47.72	44.44	41.74	33.66	35.50	38.94	41.13
	Colombia	Cusiana	72.28	68.09	63.24	59.41	51.07	53.47	58.46	61.48
	Venezuela	Mesa 30	63.36	59.97	55.71	52.49	44.90	46.00	50.58	53.21
		Santa Bárbara	71.45	67.27	62.57	58.74	50.50	52.91	57.90	60.93
		Lioness 24	59.89	55.89	51.58	48.58	41.73	43.12	47.24	49.70
	Angola	Cabinda	67.27	62.45	58.13	55.30	49.47	51.32	54.85	57.27
	Nigeria	Escravos	71.30	66.48	62.15	59.32	53.49	55.34	58.86	61.29
	Brasil	Marlim	58.94	54.10	49.77	46.93	41.04	42.83	46.29	48.66

Nota: Dólares constantes (2006)

Los precios y la demanda máxima para productos de la Refinería de Talara en el 2020 (Figura 3-20) y la previsión del precios del producto (Figura 3-21) se han calculado en dólares constantes de 2006. Inicialmente se incluyó el butano en el TDR original; sin embargo, PetroPerú revisó su pronóstico de butano y en el modelo económico se usó un precio de venta del butano más bajo.

Figura 3-20: Demanda Máxima y Precios para los Productos de la Refinería de Talara 2020

GLP	GLP A (70P/30B) al Perú	\$44.90/bbl.	NACIONAL	33.5 KBD*	7.1 KBD
	GLP B (30P/70B) al Perú	\$44.90/bbl.	NACIONAL	4.0 KBD*	
	Butano al Perú (netback de USGC)	\$42.78/bbl.	NACIONAL	n./d.	
	GLP (70P/30B) al Ecuador	\$42.52/bbl.	EXPORTACIÓN	31.2 KBD **	9.36 KBD (30 %)
INTERMEDIOS	Nafta	\$42.73/bbl.	EXPORTACIÓN	Sin restricción	Sin restricción
GASOLINA	Gasolina Motor Regular 87 (R+M)/2 al Ecuador	\$53.71/bbl.	EXPORTACIÓN	14 KBD **	4.2 KBD (30 %)
	Gasolina Motor Regular 87 (R+M)/2 a Amér. Cent.	\$55.73/bbl.	EXPORTACIÓN	39.4 KBD ***	11.8 KBD (20 %)
	Gasolina Motor Regular 87 (R+M)/2 a USGC	\$49.36/bbl.	EXPORTACIÓN	Sin restricción	Sin restricción
	91 RON al Perú	\$58.63/bbl.	NACIONAL	17.7 KBD*	10.0 KBD
	95 RON al Perú	\$60.57/bbl.	NACIONAL	3.7 KBD*	1.8 KBD
	98 RON al Perú	\$62.01/bbl.	NACIONAL	0.4 KBD*	0.2 KBD
Jet/Kero	Kerosén / Jet A1 al Perú	\$62.02/bbl.	NACIONAL	18.2 KBD*	9.0 KBD
Diesel	Diesel de bajo azufre – 50 ppm al Perú	\$67.81/bbl.	NACIONAL	98.9 KBD*	67.3 KBD
	Diesel de bajo azufre – 50 ppm a USGC	\$59.14/bbl.	EXPORTACIÓN	Sin restricción	Sin restricción
	Diesel de alto azufre – 3000 ppm a USGC	\$50.45/bbl.	EXPORTACIÓN	Sin restricción	Sin restricción
	Diesel de muy bajo azufre – 10 ppm a Chile	\$67.22/bbl.	EXPORTACIÓN	Sin restricción	Sin restricción
Combustóleo	Combustóleo #6 a Bunkers Perú	\$36.25/bbl.	NACIONAL	1.4 KBD*	0.6 KBD
	Combustóleo #6 a Industrial Perú	\$40.50/bbl.	NACIONAL	6.0 KBD*	1.7 KBD
	Combustóleo R500 a Peru	\$38.47/bbl.	NACIONAL	10.9 KBD*	5.4 KBD
	Combustóleo #6 a América Cent. – Generación Eléctrica	\$43.65/bbl.	EXPORTACIÓN	21.7 KBD ***	4.3 KBD (20 %)

	Combustóleo R500 a América Cent.	\$42.40/bbl.	EXPORTACIÓN		
	Combustóleo R500 a NYH	\$35.99/bbl.	EXPORTACIÓN	Sin restricción	Sin restricción
Asfaltos	Asfalto al Perú	\$52.67/bbl.	NACIONAL	3.5 KBD*	2.8 KBD (80 %)
	Asfalto al Ecuador	\$49.12/bbl.	EXPORTACIÓN	0.3 KBD*	0.1 KBD (30 %)
	Asfalto a Chile	\$50.47/bbl.	EXPORTACIÓN	1.9 KBD*	0.8 KBD (50 %)
Otros	Coque	\$0.00/ton.	NACIONAL	315 ton./día	315 ton./día
	Azufre	\$36.00/ton.	EXPORTACIÓN	Sin restricción	Sin restricción
	Ácido sulfúrico	\$52.00/ton.	EXPORTACIÓN	Sin restricción	Sin restricción

Notas: *Corresponde a la totalidad del país, **Impuestos netos, ***La Costa Pacífica de América Central corresponde solo a importaciones netas.

4. Configuración y Optimización

Se usó el programa de optimización lineal de refinería PETRO para analizar la configuración de la Refinería Talara. El programa lineal (LP) optimiza el valor de una función objetivo (como por ejemplo ingresos económicos de refinería) para lo cual maneja una serie de variables (como por ejemplo capacidades de unidad, tasas de flujo, rendimiento de crudo) que están sujetas a una serie de restricciones (como volumen y calidad de producto y rendimientos por unidad).

El modelo PETRO LP ha sido usado extensamente en la industria de la refinación. Fue desarrollado por Chevron, para ser usado en sus instalaciones y fue tal el éxito que se reconoció como una ventaja competitiva de la Compañía. En PETRO, cada unidad de refinería es modelada usando datos de rendimientos de licenciadores de tecnología y experiencia industrial y permite hacer seguimiento a la dieta de crudo y el manejo de un gran número de propiedades de corrientes en diferentes partes de la refinería. PETRO también permite flexibilidad para usar los datos de rendimientos incrementales para las unidades principales de proceso.

Una ventaja particular de PETRO es que tiene un algoritmo de interfase entre la definición del problema de optimización y la solución; éste algoritmos de distribución recursiva reprocessa la variable y las restricciones del modelo con el fin de acelerar el tiempo en el cual el algoritmo encuentra una solución factible. La rapidez para encontrar una solución óptima permitió a Chevron (y ahora a los usuarios de PETRO) formular problemas de grandes dimensiones (gran número de variables y restricciones). Esta herramienta permite a los usuarios desarrollar modelos “basados en un delta” que consideran ajustes en los rendimientos tomando en cuenta más de 10 propiedades (un sofisticado modelo de PIMS usa por lo general aproximadamente 4 propiedades físicas para los ajustes de rendimientos).

Veintiocho escenarios de refinería fueron considerados y optimizados usando PETRO LP para determinar el caso de modernización más atractivo basado en el criterio establecido por PetroPeru. La lista completa de los casos modelados se encuentra en la Figura 4-1. Las configuraciones optimizadas y sus capacidades fueron usadas para calcular un estimado preliminar del capital de inversión requerido para cada opción y la producción preliminar de la refinería fue usada en conjunto con el estimado de inversión de capital para evaluar la parte económica de cada opción.

El caso base actual sin inversión fue modelado y denominado Caso 1. Muchas especificaciones de producto están destinadas a cambiar en el Perú. Desafortunadamente, la

configuración actual de la refinería actual y tipo de crudo no permiten producir productos que cumplan con todas las estrictas especificaciones. El caso base de la Refinería de Talara tiene dificultad de cumplir con las especificaciones de bajo contenido de azufre para el diesel y productos de la gasolina del Perú, y como resultado, está forzado a exportar gasolinas de baja calidad a los mercados extranjeros. Por lo tanto, los precios de éstos productos serán bajos debido a la calidad así como a los costos de transporte necesarios para exportar éstos productos. Puesto que los flujos de caja proyectados en éste caso son negativos, hemos asumido para efectos comparativos, que la alternativa de no invertir en un nuevo esquema de configuración es cerrar la refinería. Por lo tanto, flujos de caja iguales a cero serán restados de todos los demás casos. Otros factores afectarán los flujos de caja alrededor de un posible cierre de la refinería, incluyendo costos remediales del terreno, usos alternativos para el terreno, compradores alternativos, flujos de caja operacionales durante los próximos años antes que las nuevas especificaciones para productos entren en vigor, etc. Se asume que los flujos de caja de los años restantes de vida útil de la refinería serán usados para reparaciones del terreno.

Arthur D. Little ha desarrollado una serie de modelos económicos para evaluar numerosas configuraciones propuestas para la refinería de Talara. En todos los casos, los flujos de caja se descuentan retrospectivamente al 2007 y todos los rendimientos son en barriles por día calendario.

PetroPeru seleccionó el Caso 7G: Flexicoker con planta de ácido sulfúrico, sin hidrocracker para diesel, hidro-desulfuración FCC, y sin procesamiento crudo Barrett, como caso óptimo. PetroPeru consideró que éste caso cumple mejor los objetivos de PetroPeru para producir combustibles con las nuevas especificaciones ambientales, mejorar la competitividad y valor de las utilidades para PetroPeru, al procesar más crudo pesado produciendo un suministro más cercano a la demanda nacional con conversión de productos residuales a otros en el rango de los destilados medios de mayor valor, con capacidad de exportación de productos excedentes y mantener una inversión cercana al billón de Dólares USD. La hidro-cracker residual se descartó como opción para procesar el fondo del barril debido a los mayores costos de capital totales para esa configuración. El caso seleccionado fue afinado aún más y modelado con la dieta de crudos que se espera tener y las condiciones de mercado para cada año, lo que constituyó el caso seleccionado como caso 8.

En el caso con flexicoker fue seleccionado como el caso óptimo para una evaluación detallada en el estudio de factibilidad basado en la información disponible de parte de los licenciadores, así como la menor cantidad de sub producto de coque relativo a la opción de coquificación retardada. Arthur D. Little recomienda enfáticamente que Petroperu

nuevamente revise el análisis para el flexicoker contra la coquificación retardada en el momento de la selección de la tecnología de coking por parte del licenciador.

Las diferentes configuraciones de proyecto fueron evaluadas sobre un criterio de estándares económicos, incluyendo la tasa de retorno (IRR), pago de proyecto, valor presente neto (NPV) y un indicador proporcionado por PetroPeru. Este indicador está calculado como el valor presente (al 12%) de todos los flujos de caja del proyecto (excluyendo costos de capital) dividido por el valor presente neto de los costos de capital.

Figure 4-1: Escenarios considerados para la refinería – tomado de los Términos de Referencia (2006 USD)

Caso	DESCRIPCIÓN DEL CASO	IRR	Pago	NPV	Índice	CAPEX (Millones USD)
1	Caso base sin inversión					
2	Caso de Coquificación retardada	15.2%	16.29	297	1.27	1652
3	Caso Flexicoker	16.1%	15.27	372	1.36	1542
4	Caso de Hidro-cracker residual	15.4%	16.02	302	1.29	1520
5	Mejor caso 2/3/4 con ácido sulfúrico	17.5%	14.23	470	1.49	1423
6	Caso desasfaltado (con) solvente	19.1%	13.26	530	1.67	1170
7	Mejor 1 al 6 con crudo Napo	15.5%	15.92	294	1.30	1463

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Figure 4-2: Escenarios de refinería considerados – Casos adicionales (2006 USD)

Caso	Descripción del Caso	IRR	Pago	NPV	Índice	CAPEX (Millones USD)
7B	Caso 7 con crudo Talara y) otros crudos en Flexicoker & planta H ₂ SO ₄	17.1%	14.46	407	1.46	1325
7E	Caso 7B sin Hidrocraqueo para Diesel y con Hidrodesulfurización de FCC	17.4%	14.22	342	1.49	1032
7F	Caso 7B sin Flexicoker	16.1%	15.27	210	1.36	863
7G	Caso 7E sin crudo Barrett	14.8%	16.74	164	1.23	1045
7H	Caso 7G sin Nafta HDS y Reformador	14.5%	17.10	136	1.21	959
AC-1	Hidrodesulfurización (HDS) de la producción de Diesel y producción de H ₂ SO ₄	15.2%	16.22	75	1.28	393
AC-2a	Caso AC-1 con Hidrodesulfurización de Nafta y Nafta FCC	15.4%	15.94	93	1.30	456
AC-2b	Caso AC-2a + expansión torre atmosférica a 90 MBD	17.9%	13.95	256	1.55	689
AC-1, V1	AC-1, No crudo Barrett disponible	13.8%	18.24	39	1.15	379
AC-2a, V1	AC-2a, No crudo Barrett disponible	12.9%	20.20	24	1.08	479
AC-2b, V1	AC-2b, No crudo Barrett disponible	12.8%	20.49	31	1.07	681
AC-1, V2	AC-1, No Barrett y No Napo disponibles	13.0%	20.07	22	1.08	386
AC-2a, V2	AC-2a, No crudos Barrett y Napo disponibles	12.3%	22.06	7	1.02	489
AC-2b, V2	AC-2b, No crudos Barrett y Napo disponibles	10.9%	23.00	-41	0.91	704
AC-1Ba	62 MBD, con Diesel HDS, Hidrógeno y ácido sulfurico, no Barrett	16.0%	15.31	95	1.36	385
AC-1Ca	Caso AC-1Ba con FCC Gasolina HDS, No Barrett	14.5%	17.07	62	1.22	427
AC-1Da	Caso AC-1Ca + Expansión a 90 MBD, No Barrett	13.7%	18.39	61	1.15	617

AC-1Bb	Caso AC-1Ba; No Napo	14.5%	17.16	61	1.21	419
AC-1Cb	Caso AC-1Bb; No Napo	13.1%	19.97	27	1.09	426
AC-1Db	Caso AC-1Bc; No Napo	11.3%	23.00	-23	0.95	633

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Figura 4-3: Resultados del estudio de configuración y optimización (2006 USD)

Caso	Caso Descripción	IRR	Pago	NPV	Índice	CAPEX (Millones USD)
8	Corridas anuales del caso seleccionado	14.5%	17.05	156	1.21	1126

Fuente: Análisis Arthur D. Little

5. Descripción Técnica del Proceso seleccionado

5.1 Descripción del caso óptimo

El caso seleccionado por PetroPeru como el caso óptimo incluye las siguientes unidades:

- Torre atmosférica (Existente)
- Torres de vacío (Nueva y existente)
- Flexicoker
- Craqueo Catalítico Fluido (FCC) (Expansión de la unidad existente)
- Nueva planta de gas
- De-sulfurización FCC de gasolina
- De-sulfurización de Diesel
- De-sulfurización de nafta
- Reformador (Incluye separador C₆/C₇)
- Planta de amina para retiro de H₂S
- Planta de ácido sulfúrico
- Planta de hidrógeno

Este caso incrementa la capacidad de la refinería de 62,000 bpd de crudo a 90,000 bpd de crudo. Las capacidades de las unidades se basaron en procesamiento de una dieta de crudo de:

- 57,500 bpd crudo Napo
- 12,350 bpd crudo Petrotech
- 13,000 bpd crudo Petrobras
- 7,150 bpd varios crudos Talara

Se espera que la refinería actualizada produzca una mezcla de productos que incluya:

- 8,831 bpd de LPG
- 19,352 bpd de gasolina
- 8,200 bpd de Jet
- 39,819 bpd de Diesel
- 10,837 bpd de residuales y asfalto
- 488 tons por día de coque
- 350 toneladas por día de ácido sulfúrico

El detalle de productos se muestra en la Figura 5-1.

Figura 5-1: Producción del caso seleccionado

LPG A (70P/30B) para Perú	3.083
Butano para Perú	5.748
Total LPG	8.831
Mogas Regular 87 (R+M)/2 para América Central	7.302
91 RON para Perú	10.000
95 RON para Perú	1.840
98 RON para Perú	0.210
Total Gasolina	19.352
Total Keroseno	8.200
Diesel bajo azufre – 50 ppm para Perú	39.819
Total Diesel	39.819
Fuel Oil #6 para América Central	4.300
Fuel Oil #6 para Perú	1.700
Fuel Oil R500 para Perú	1.137
Asfalto para Perú	2.800
Asfalto para Ecuador	0.100
Asfalto para Chile	0.800
Total Fuel Oil y asfalto	10.837
Total Coque	0.488 ktpd
Total ácido sulfúrico	0.350 ktpd

Fuente: Englobal y Análisis Arthur D. Little

Figura 5-2 muestra el diagrama del flujo de proceso para la opción seleccionada, y la Figura 5-3 proporciona información adicional para ésta opción.

Figura 5-2: Diagrama del proceso de flujo para la opción seleccionada

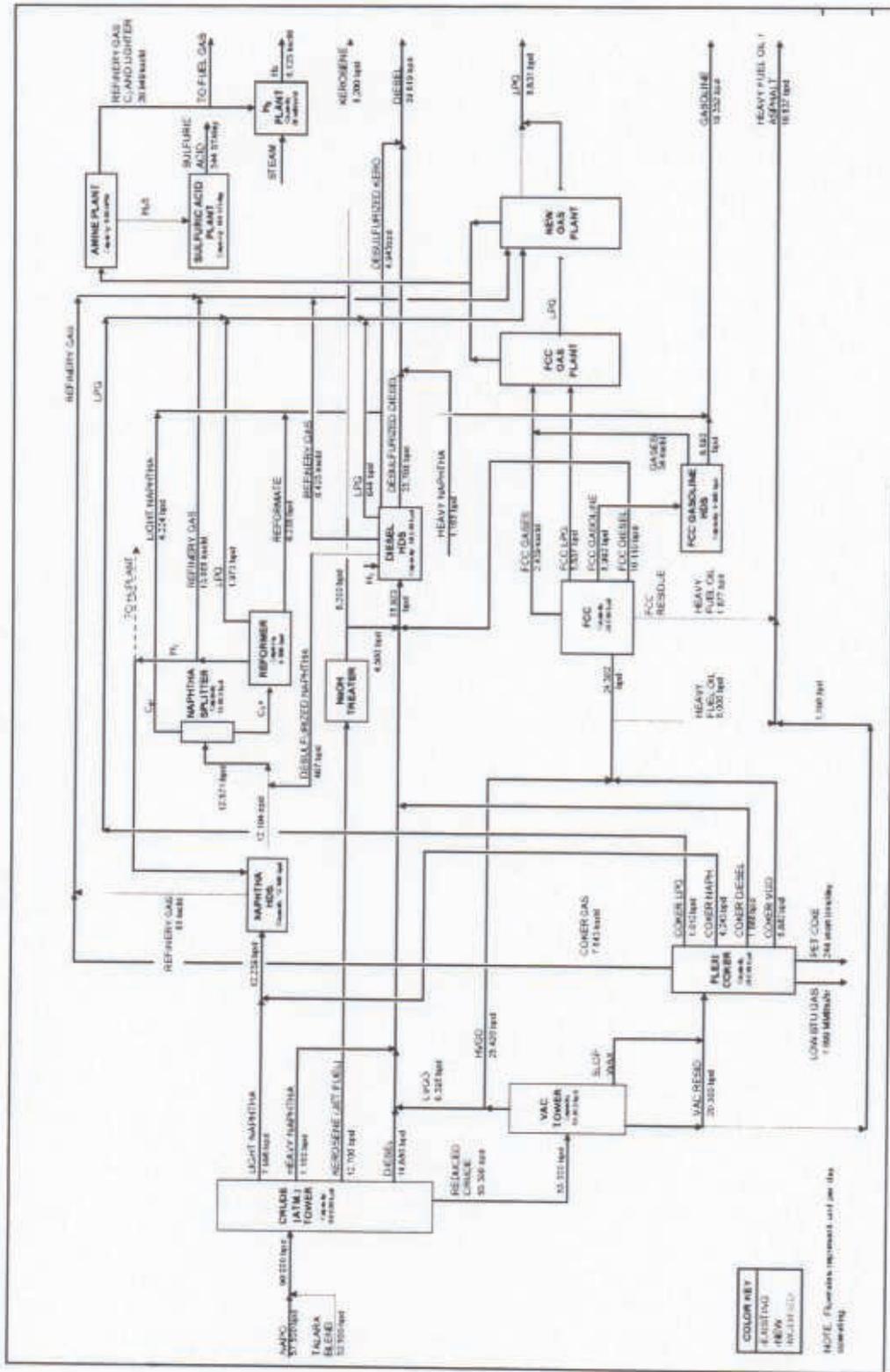
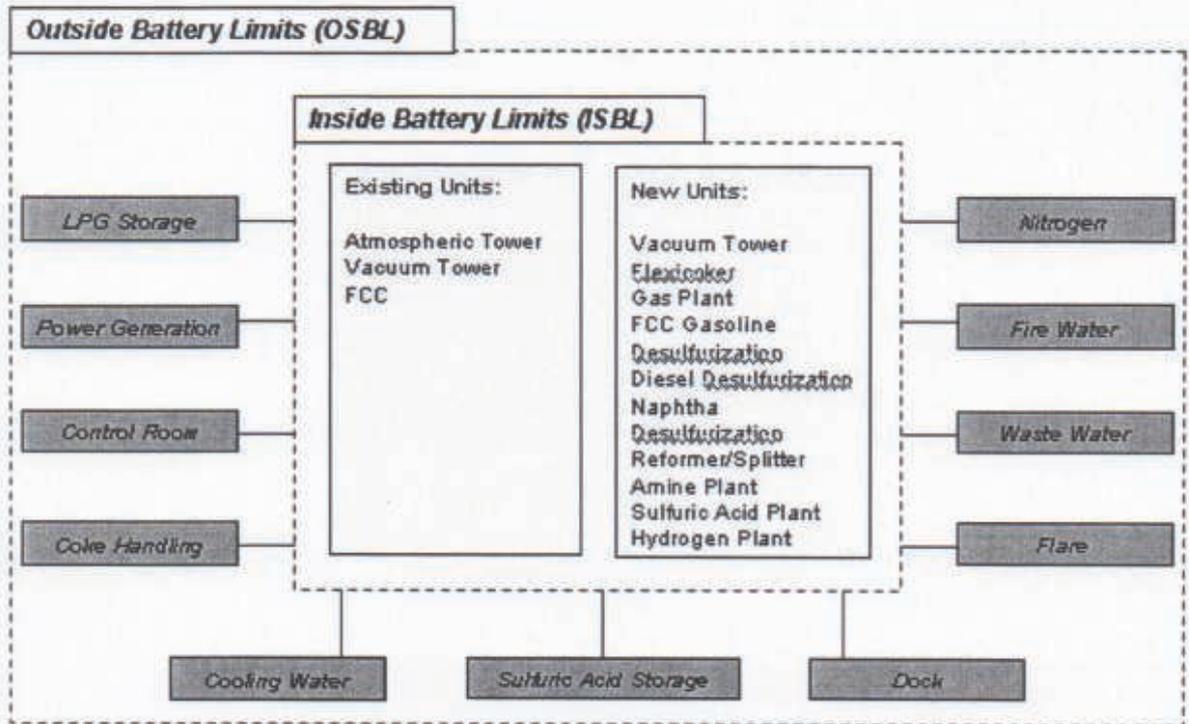


Figura 5-3: Diagrama de configuración de refinería



Fuente: Análisis Arthur D. Little

5.1.1 Modificación de las unidades existentes

Algunas de las unidades existentes en la refinería de Talara van a requerir de modificación para la expansión de la refinería.

5.1.1.1 Torre atmosférica

La torre atmosférica ya existe en Talara. Esta columna debe ser expandida para procesar los 90,000 bpd de la mezcla de crudo de Talara que es básicamente 64% Napo. La columna necesita que se le retire el cuello de botella reemplazando el fondo actual de 5 pies de diámetro con un nuevo fondo de por lo menos 10 pies de diámetro. Las bandejas actuales de burbuja en la sección media de la torre necesitan reemplazarse por bandejas de válvula.

La simulación Refsys (simulación de proceso de refinería de Aspen Tech) que se usa para modelar los procesos de destilación de crudo, indican que la torre actual, modificada tal como se describe arriba, será capaz de procesar entre 100,000 y 110,000 bpd de los crudos

considerados. El factor limitante es la cantidad de vapores dentro de la columna que indica que un crudo aún más liviano podría limitar la carga de la torre a un nivel más bajo.

5.1.1.2 Torre de Vacío

La torre de vacío de 21.000 bpd que existe no está dimensionada para la expansión que se propone y por consiguiente también necesita una extensa renovación para llevarla a los estándares actuales. Además, la torre de vacío existente 21 MBDO necesita suplementarse con una segunda torre del doble del tamaño de la actual con el fin se pueda manejar mayores volúmenes de fondos de las torres atmosféricas de los crudos más pesados. Lo anterior requerirá de un gran gasto de capital que se estima en \$60 millones de Dólares.

5.1.1.3 Craqueo Catalítico Fluid

El Craqueo Catalítico Fluido (FCC) tendrá una carga mayor de 25000 bpd. La carga de la FCC será gasoleo de vacío. La unidad va a necesitar varias modificaciones para manejar las mayores cargas. Estas modificaciones incluyen un reemplazo o incremento en la capacidad del compresor de gas húmedo y del soplador de aire. El riser también tendrá que ser modificado para manejar las mayores cargas. Será necesario retornar al diseño de operación original de la unidad con el fin de controlar el contenido de C4 en el LPG. Los fondos de C4 serán apropiados para su uso, bien sea como componente de mezcla en la gasolina para controlar el RVP, o como carga para el reformador de vapor para la producción de hidrógeno o para ser usado en el sistema de gas combustible de la refinería. Debido a este mayor flujo a la planta de gas de FCC, será necesario añadir una segunda planta de gas para manejar los gases de desecho (off-gas) de las otras unidades.

5.1.2 Nuevas Unidades

5.1.2.1 Flexicoker

Se escogió el Flexicoker sobre tres otras tecnologías de procesamiento de residuos por dos razones:

Puede eliminar la mayoría del residuo sin generar al mismo tiempo grandes cantidades de residuales o de coque. Tanto los residuales como el coque van a presentar un problema de manejo de residuos o desechos en la refinería. Debido a la configuración del Flexicoker, el calor de la destilación de los VGOs vendrá de la quema de coque y no del gas natural o gas de refinería.

El Flexicoker también convierte la mayoría del coque de petróleo en Flexigas, un gas de bajo BTU que pueda ser usado como combustible en la refinería, minimizando o eliminando la necesidad de comprar gas natural. El remanente, 488 toneladas por día de la corriente de coque, contiene carbono y contaminantes inorgánicos en la carga. Se asume que éste coque puede ser vendido a plantas de cemento en el Perú como combustible.

En caso de no haber exportaciones de asfalto y residuo, la unidad de flexicoker puede expandirse hasta 22.6 KBDO.

5.1.2.2 De-sulfurizador de combustible

El de-sulfurizador del combustible diesel llevará cabo dos tareas. Removerá el azufre del combustible diesel y elevará el cetano abriendo los anillos en el combustible diesel. La tecnología de ExxonMobil es capaz de producir un combustible diesel de bajo contenido de azufre (3 ppm) y elevar el índice de cetano en el diesel. Esta tecnología retorna el 84% de la carga como combustible diesel de bajo contenido de azufre y el 11% de la carga es keroseno.

5.1.2.3 De-sulfurizador de gasolina FCC

Será necesario de-sulfurizar la gasolina FCC para cumplir con las especificaciones de azufre. Las tecnologías convencionales de de-sulfurización también convertirán las olefinas de la gasolina FCC en parafinas. Esta saturación de las olefinas reducirá el octano de la gasolina FCC de manera significativa. Con el fin de evitar esto, se hace necesario una tecnología diferente y diferentes catalizadores. Uno de dichos métodos es la destilación por reacción, una tecnología desarrollada por CD Tech. En ésta metodología, las bandejas o empaques en una columna de destilación se reemplazan por camas con catalizador. Tanto ExxonMobil como Chevron tienen tecnologías equivalentes que usan configuraciones más convencionales (y costosas).

5.1.2.4 De-sulfurizador de nafta

La unidad de de-sulfurización de nafta remueve el azufre de la carga a la reformadora. El catalizador de reformado está hecho de metales nobles (principalmente platino) y es muy costoso. El azufre afecta éstos catalizadores.

5.1.2.5 Reformado

Los reformadores incrementan de manera sustancial el octano de la nafta al deshidrogenar los naftenos en la nafta y convirtiéndola en aromáticos y en la dehidrociclización de algunas parafinas de la nafta en aromáticos, y en la isomerización normal de parafinas en iso-parafinas. El producto resultante constituye una mezcla de alto octano. Esta mezcla de producto también tendrá cero azufre. Será de alto contenido aromático, lo que puede ser un problema puesto que la especificación de aromáticos para gasolina es del 35% max. Si la nafta no es pre-fraccionada para remover los precursores de benceno, tendrá entonces alto contenido de benceno. Existe una especificación máxima de 1% en la gasolina. El reformador retornará cerca del 85% de la carga de nafta en forma de reformado. El reformador también genera hidrógeno a una tasa de 1200 scfb, dependiendo de la severidad de la operación. Las severidades más altas producen un mayor octano y más hidrógeno a expensas de los rendimientos de producto y el tiempo entre regeneraciones.

5.1.2.6 Separador Hexano-Heptano

Esta unidad será usada en la de-sulfurización de la corriente de nafta para mantener los precursores de benceno fuera del reformador. Esto incrementa la producción de gasolina en 200 bpd y disminuye la capacidad de reformador lo que a su vez constituye una reducción de capital.

Esta aproximación también evita la necesidad de una unidad de reducción de benceno para remover el benceno de la gasolina. El efecto neto es la reducción de capital, debido a un reformador más pequeño, en cerca de \$27, 000,000.

5.1.2.7 Absorbedor de Amina – Despojador

Esta planta va a remover el sulfuro de hidrógeno (H_2S) de las corrientes combinadas de gas y luego recuperarlo como una corriente pura de H_2S para alimentar la planta de ácido sulfúrico. Esta tecnología es abierta. La unidad Crosstex fue seleccionada porque es una unidad de bajo costo montada sobre una estructura de patines o rieles. Otros proveedores también pueden proporcionar equipo similar. ExxonMobil ha incluido un absorbedor de sulfuro de hidrógeno en su unidad.

Los gases de los despojadores de aguas ácidas no pueden ser enviadas a ésta unidad por el amoniaco que contiene(n) los gases. El amoniaco se disolverá en el agua por la amina

causando problemas en el absorbedor. Estos gases serán tomados directamente por la planta de ácido sulfúrico para su procesamiento.

5.1.2.8 Planta de ácido sulfúrico

La tecnología Haldor Topsoe para ácido sulfúrico húmedo (WSA) fue seleccionada para su uso en la modernización de la refinería. Esta tecnología es capaz de convertir el sulfuro de hidrógeno directamente en ácido sulfúrico sin tener que pasar por el azufre intermedio. Esta tecnología puede manejar el amoníaco en los gases que viene de los despojadores de aguas ácidas, convirtiéndolo en nitrógeno. Los gases del despojador de aguas ácidas serán alimentados directamente a ésta unidad sobrepasando la unidad de amina.

Esta tecnología tiene dos ventajas para el proyecto: reduce significativamente los requerimientos de capital, comparado con la unidad Claus, y proporciona un producto, ácido sulfúrico, que puede ser despachado a los usuarios finales y evita un producto, el azufre, que ya tiene sobre oferta en Sur América.

No existe una tecnología comparable que esté disponible. Hay algunas plantas en operación alrededor del mundo de tal forma que la tecnología está probada.

5.2 Servicios Industriales

El agua de enfriamiento será tomada de, y devuelta a, el océano pacífico. Al tomar agua del océano, su temperatura será menor que el agua de la bahía de Talara mejorando la transferencia de calor en toda la planta. Será separada de otras corrientes de aguas de tal forma que no tendrá que ser tratada para cumplir con los requisitos ambientales antes de su descarga.

El agua de proceso continuará siendo suministrada por Pridesa. Una corriente de agua de refrigeración ligeramente calentada será suministrada para las unidades de osmosis inversa.

El vapor será generado de calderas CO que queman gas del Flexicoker (Flexigas) o flue gas rico en CO del regenerador FCC. Este vapor será adecuado para suministrar toda la demanda requerida por la refinería, además de generar suficiente energía eléctrica para suministrar a la refinería.

El gas de refinería generado por el Caso Seleccionado va a satisfacer las necesidades de la refinería. El capital requerido para los servicios industriales es de \$121, 000,000 (USGC)

para el Caso Seleccionado. El catalizador y los costos de los productos químicos son: \$430,000 por año para los productos químicos y \$9, 458,000 anualmente para el catalizador.

5.3 Controles e Instrumentación

El sistema de control estará basado en el Sistema de Control Distribuido (DCS). El sistema estará basado en Cumplimiento de Situación Anormal e incorporará un Sistema Instrumentado de Seguridad. Donde sea posible, se incluirán las unidades prefabricadas que se necesitarán instalarlas en el sitio. La instrumentación pasará por Aceptación de Fabrica, Aceptación Integrada de Fábrica y pruebas de Aceptación del Sitio.

Otros sistemas que se incorporarán será un sistema de buscapersonas, circuito cerrado de TV, sistema de detección de fuego y gas, y transferencia de custodia.

Se incluye un sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) a un costo de \$2, 500,000. Debido a los hornos de bajo NOx y gas de bajo BTU que se utilizan, el CEMS va a requerir de un posterior análisis de conformidad con la legislación Peruana y sobre lo que puede ser negociado durante el FEED y diseño detallado.

5.4 Instalaciones Generales

5.4.1 Almacenamiento

El almacenamiento existente para combustibles de hidrocarburos es adecuado. El servicio de varios tanques de combustibles y gasolina tendrá que ser cambiado pero no se requerirán nuevos tanques para hidrocarburos líquidos.

No hay suficiente almacenamiento para LPG. Varios tanques de LPG tendrán que ser añadidos para proporcionar la capacidad de almacenamiento requerida de 15 días. Por razones económicas, se preferirán tanques horizontales en lugar de tanques esféricos.

Se requerirá almacenamiento para el ácido sulfúrico puesto que no hay ninguno actualmente para este servicio. Se proporcionan 50 días de almacenamiento puesto que ésta es la capacidad de un buque de 35,000 toneladas.

El almacenamiento de coque se proporciona en forma de contenedores de transporte marítimo, por su fácil manejo, almacenamiento y embarque del coque.

5.4.2 Despacho y embarque

Se consideran dos nuevos muelles. Uno de ellos es un muelle de doble lado que podrá manejar dos buques simultáneamente, y el otro es el muelle existente de atraque. Será modificado para permitir el recibo de equipo para expansión y modernización de la refinería así como para manejar la producción adicional. El equipo requerido para el cargue y descargue de contenedores está incluido.

5.4.3 Edificios

Se incluye en el proyecto de modernización un nuevo edificio de oficinas y un nuevo laboratorio. Estos dos edificios deben ser construidos comenzando el proyecto puesto que el edificio de oficinas y laboratorio existente va a ser demolido para dar espacio a las nuevas unidades. El cuarto de control /DCS será reubicado lejos de las unidades por razones de seguridad. Otras instalaciones para la refinería incluyen un nuevo quemador de gases, sistema de agua contra incendio y desagües sanitarios o alcantarillado. El sistema de agua contra incendio fue reubicado al lado donde la refinería colinda con el océano pacífico para evitar los problemas de arenado que se estaban experimentando. También se incluyó Un nuevo alcantarillado sanitario con planta de tratamiento para las nuevas instalaciones

5.5 Ubicación de las unidades

El plano que muestra todas las modificaciones de la refinería se incluye en el Apéndice D. Se anticipa que las ubicaciones de las unidades serán afinadas en la etapa FEED de éste estudio.

5.6 Provisiones para posibles emergencias

Provisiones para probables emergencias y desastres naturales, tales como pérdida de electricidad, pérdida de gas natural, cierre de vía de acceso, inundaciones por mucha lluvia, terremoto, tsunami, huracán, y deslizamientos de tierra, serán contempladas en la fase EPC de éste proyecto.

6. Costo de proyecto

6.1 Costo sin la ejecución del proyecto

La simulación de la refinería de Talara, sin la ejecución del proyecto, indica que con las nuevas especificaciones de calidad los flujos de caja serán negativos. Por lo tanto, se asume que sin éste proyecto la refinería se cierra e incurre en costos y falta de ingresos.

6.2 gastos de capital para la ejecución del proyecto

6.2.1 Costos de inversión

Los costos de capital de inversión para la ejecución del proyecto se muestran en la Figura 6-1. Este análisis de costos excluye el costo de adquirir terrenos pero incluye los costos de alistamiento de estos. Estos costos se desglosan por categorías de inversión así:

- Al interior de los límites de batería (ISBL)
 - Incluye el costo de cada unidad de proceso, mano de obra y construcción para su instalación
 - ISBL estimado total: \$582,000,000 USD (base USGC)
- Por fuera de los límites de Batería (OSBL)
 - Incluye materiales, construcción y mano de obra para la instalación de instalaciones offsite, instalaciones en general, parte ambiental y conexiones
 - Costo de conexiones \$71 millones que incluye un nuevo cuarto de control
 - OSBL estimado total: \$374,000,000 USD (base USGC)

Se espera que el costo de inversión total esté por el orden de \$954, 000,000 sobre la base de Costa del Golfo de los EE UU (USGC). Se aplica un costo de ubicación Peruano del 20% lo que añade una suma adicional de \$191, 000,000 USD, y también se aplica un costo de propietario, añadiendo otros \$21, 000,000. El costo de propietarios corresponde al 3% del ISBL Peruano y cubre el estudio de factibilidad, los estudios de financiación y de ingeniería, gestión y supervisión de proyecto y gastos generales. Se espera que el total Peruano sin contingencias sea de \$1, 166, 000,000 USD. Una reserva adicional de gestión de contingencia del 12% llevaría el total a \$1, 306,000,000. El factor de contingencia del 12% fue suministrado por Petroperu de acuerdo a su política.

Aproximadamente el 10% de los costos de construcción pueden ser proveídos localmente en el Perú, incluyendo alguna mano de obra directa así como materiales específicos a

granel. Los materiales típicos suministrados a granel de la economía local pueden incluir concreto, madera, clavos, tubería pequeña (menos de 2 pulgadas de diámetro), etc. Lo anterior dependerá de las capacidades de la industria peruana y está sujeta a cambio.

Con el fin de tener suficiente crudo e inventario de producto para operar la refinería a la terminación del proyecto de modernización, PetroPeru necesitará invertir un capital de trabajo adicional durante el primer año de operaciones. Lo anterior se asume será equivalente a la diferencia en las cargas de la refinería (90,000 vs. 62,000 barriles por día) tanto para productos como para cargas y se considera que se necesitan 15 días de éste inventario adicional. Los resultados de capital de trabajo adicional indican que se necesitan aproximadamente \$49 millones durante el primer año operativo.

Las diferencias entre los costos de capital de éste caso, \$1,306 millones (en Dólares de 2006) y el Caso 8, \$1,126 millones, es aproximadamente de \$180 millones. Estas diferencias tienen relación con los mejores costos de capital calculados posteriormente en el proyecto. Los costos de capital dentro de los límites de batería se incrementan en \$33 millones entre los dos análisis, lo que significa menos del 5% en diferencia. Los costos de capital por fuera de los límites de batería se incrementan en \$125 millones, principalmente debido a la necesidad de un nuevo cuarto de control para refinería. Los costos de contingencia y de propietario se incrementaron en \$22 millones debido al incremento en los anteriores estimados de costos.

Figura 6-1: Costo de Inversión de Capital

Caso seleccionado para la refinería de Talara									
Capital Estimado					OSBL				
ISBL			Servicios Industriales			Instalaciones Generales			Ambiental
Tamaño	Costo, \$MM	Unidades	Tamaño	Costo, \$MM	Unidades	Tamaño	Costo, \$MM	Unidades	Costo, \$MM
Torre Atmosférica	BPD	90000	10	MW	44	60	Muelle	45	6
Torre de Vacío	BPD	53000	61	Subestación Y fineses de poder		10	Tanques	20	3
Flexicoker	BPD	20000	193	Agua de Enfriamiento	65	25	Agua contra incendio	7	1
FCC	BPD	24000	40	Bombas CW	65	6	Nitrogeno	2	1
Desulfurizador Diesel	BPD	39000	50	Caldera CO	421	6	Edificio de Oficinas	5	
Desulfurizador FCC Gasolina	BPD	9000	14				Laboratorio	5	11
Desulfurizador Nafta	BPD	12600	24	Des-aireador	3500	1	Instrumentación y sistemas de Control	64	71
Reformador	BPD	9000	40	Pumas BFW	3500	7	Equipo embarque de coque	21	
Separador Nafta	BPD	13000	5	Planta RO		0			372
Nueva Planta de gas	Gpm	600	30	Aire de Instrumentos		6	Total instalaciones generales	169	
Acido Sulfúrico	ST/day	344	28	Total servicios		121			954
Hidrógeno	MMscfd	20	79						191
Total ISBL			582						21
									1166
									140
									1306

Fuente: Englobal

6.2.2 Aumento de los costos de inversión

Los Términos de Referencia para el diseño de ingeniería conceptual establecen que la modernización de la refinería deberá tener una capacidad de procesar 90,000 barriles por día sobre la base operativa (corriente). Sin embargo, dada la utilización típica de la refinería del 95% durante el año, la producción de la refinería equivaldrá al 95% de ésta cantidad o lo que es 85,500 barriles por día.

PetroPeru le solicitó a Arthur D. Little la revisión del análisis para permitir procesar 90,000 barriles por día en promedio durante todo el año (basado en años calendario). Con el fin de procesar 90,000 barriles por día todos los días, las capacidades de las diferentes unidades de refinación necesitan aumentarse para tomar éste aumento de producción adicional lo que equivale a un incremento del 5.3% en la capacidad de cada unidad.

Como resultado de lo anterior, los costos de capital para cada unidad se incrementan tal como se ilustra en la Figura 6-2. Este ajuste a su vez incrementa el ISBL total estimado de \$600,000,000 y los servicios industriales a \$124,000,000. Los costos de capital para las otras obras externas se asume que sean las mismas que en la configuración original.

El aumento total escalado del costo de inversión se estima que sea de \$974,000,000 sobre la base USGC. Se aplica un factor de ubicación del 20% que añade \$195,000,000 USD y también se aplican los costos de propietario por \$22,000,000. Los costos de propietario corresponden al 3% del ISBL peruano y cubre el estudio de factibilidad, los estudios de financiación y de ingeniería, gestión y supervisión de proyecto y gastos generales. El total peruano sin contingencia se espera que llegue a la suma de \$1,191,000,000 USD. La reserva adicional de gestión de contingencia llevaría éste total a 1,334,000,000. El 12% de la reserva de gestión de contingencia está basado en la política corporativa de PetroPeru.

Figura 6-2: Costo escalado de inversión de capital

Caso Seleccionado Refinería de Talara									
ISBL					OSBL				
	Tamaño	Costo, SMM	Servicios	Unidades	Tamaño	Costo SMM	Instalaciones Generales		Costo, SMM
Torre Atmosférica	BPD	95000	Generador - 4 unidades 1/5 tamaño	MW	46	63	Muelle	45	6
Torre de Vacío	BPD	56000	Subestación Y líneas de poder			10	Tanques	20	3
Flexicoker	BPD	21000	Agua de Enfriamiento	MM gpm	65	25	Agua contra incendio	7	1
FCC	BPD	25000	Bombas CW	MM gpm	65	6	Nitrógeno	2	1
Desulfurizador Diesel	BPD	41000	Caldera CO	MW/hr	421	6	Edificio de Oficinas	5	
Desulfurizador FCC Gasolina	BPD	9500					Laboratorio	5	11
Desulfurizador Nafta	BPD	13300	Des-aireador	gpm	3500	1	Instrumentación y sistemas de Control	64	71
Reformador	BPD	9500	Pumas BFW	gpm	3500	7	Equipo embarque de coque	21	
Separador Nafta	BPD	13700	Planta RO			0			374
Nueva Planta de gas			Aire de Instrumentos	scfm		6	Total instalaciones generales	169	
Amina	gpm	630							
Acido Sulfúrico	ST/day	362	Total servicios			124			974
Hidrógeno	MMscfd	21							195
									22
Total ISBL									1191
									143
									1334

Fuente: Englobal

6.3 Costos de Operación y Mantenimiento

6.3.1 Catalizadores y Químicos

Los mayores consumos de catalizador vendrán de las unidades FCC, de-sulfurizador de diesel, de-sulfurizador de nafta, de-sulfurizador de gasolina FCC y del reformador, con un costo de \$9,458,000 por año. Los mayores consumos de químicos vendrán de la unidad Fleisorb, la unidad de amina y la planta húmeda de ácido sulfúrico por un valor de \$430,000 por año.

6.3.2 Costos operativos

Los costos operativos vendrán de mano de obra, supervisión y mantenimiento, y de otros factores que se resumen en la Figura 6-3, que se muestran como un factor del número de personas, o como un factor basado en el gasto de capital. ADL elabora sus estimados de costos basados en a experiencia industrial, operaciones similares y análisis de benchmarking, incluyendo el estudio de benchmarking de Solomon, además de otras fuentes. El Apéndice L contiene información adicional sobre este análisis.

En los modelos de evaluación económica, ADL usa los recursos anteriormente mencionados a fin de desarrollar los supuestos en costos operativos, incluyendo el costo de seguros del 1.3% de los costos de capital iniciales, el costo de mantenimiento 1.5% de los costos de capital inicial, otros costos operativos anuales de \$36 millones (fijos, incluyendo personal) y \$1.71/barril (variable), y la depreciación de 10 años. El proyecto también pagó impuestos sobre la renta del 30% y un costo adicional del 10%.

Figura 6-3: Costos Operativos

Base para los Costos Operativos Caso Seleccionado				
Unidad	Hombres/ Turno	Total Homb	Hombres /Turno	Total Homb
Columna atmosférica	2		Técnico:	
Columna de Vacío I	2			
Columna de vacío II	2			
Flexicoker	6			
De-sulfurizador Gasolina FCC	2		Ingenieros de proceso	7
De-sulfurizador Diesel	2		Ingenieros de mantenimiento	7
De-sulfurizador Nafta	1			
Reformador FCC	1		Servicios:	
Nueva planta	2			
De gas	2		Supervisores	4
Hidrógeno	2			
Planta de Amina	2		Ingenieros	1
WSA	2			
Mezclado	2		Ambiental:	
Operadores cambio	3			
Operadores de servicios	4		Supervisores	Compartidos con Servicios
Operadores Ambientales	2		Ingenieros	Compartidos Con servicios
Total Operadores /turno	39			
Total Operadores Contratados		156	Supervisores	25
			Técnicos laboratorio	20
Mano de obra:			Supervisión	
Coque		25	Laboratorio	4
Despacho y Recibo		24		
General		20		
Total Trabajadores		69		

Fuente: Englobal

7. Beneficios de Proyecto (Ingreso)

7.1 Ingreso sin la ejecución del Proyecto

Si la refinería de Talara no se actualiza, debe ser cerrada. Con su configuración actual, no está en condiciones de producir productos que cumplan con las nuevas especificaciones de calidad, especialmente combustibles con bajo contenido de azufre que usa el sector de transportes y que Perú estará usando en los próximos años.

El análisis del modelo económico confirmó que, sin la actualización, los flujos de caja de la refinería serán negativos a partir del momento en que entren a regir las nuevas especificaciones. Específicamente, la refinería no estará en condiciones de producir productos refinados que cumplan con las especificaciones ambientales más estrictas, especialmente en lo que tiene que ver con el contenido de azufre.

Como resultado de lo anterior, se hará necesario que la refinería exporte éstos productos refinados de baja calidad a otros mercados y el precio que la refinería recibiría de estas ventas sería muy bajo (en muchos casos menor que el costo de traer las materias primas o de llevar la carga a la refinería). Por lo tanto, los análisis muestran que sin el proyecto de modernización, la refinería debería cerrarse a partir del 2010.

Otros factores afectarán los flujos de caja alrededor del tema del posible cierre de la refinería, como son los costos de recuperación del sitio, usos alternos para el sitio, compradores alternativos, flujos de caja de operaciones durante los próximos años antes que las nuevas especificaciones de producto entren en vigor, la emisión de capital de trabajo al término de duración de la refinería etc. Se espera que los flujos de caja de los pocos años remanentes de la refinería sean usados para recuperación del sitio y su terreno.

El escenario anterior corresponde a la aplicación de la ley de reducción de azufre a partir del 31 de diciembre de 2009. La refinería no podrá operar más allá de esta fecha ya que perderá más dinero del que gana.

Un segundo escenario es que el gobierno tome nota que tanto Petroperú y el propietario de la Refinería Pampilla están comprometidos en proyectos de desulfuración y modernización y les otorgue una dispensa a la ley hasta el 31 de diciembre de 2014. En este escenario, en estos años (2010 – 2014), la refinería continuará produciendo productos con las especificaciones actuales.

Tal como se muestra abajo, sin la actualización, la refinería produce petróleos industriales y combustibles de exportación de baja calidad:

Figura 7-1: Rendimientos de producto sin la ejecución del proyecto

Feedstock Inputs:			Product Outputs:		
	Units	Amount		Units	Amount
Oriente	KBD	-	LPG A (70P/30B) to Peru	KBD	1,781
Napo	KBD	-	LPG A (70P/30B) to Ecuador	KBD	-
Cusiana	KBD	-	LPG B (30P/70B) to Peru	KBD	1,099
Mesa 30	KBD	-	Butane to Peru (netback from USGC)	KBD	-
Santa Barbara	KBD	-	Naphtha	KBD	4,270
Leona 24	KBD	-	Regular Mogas 87 (R+M)/2 to Ecuador	KBD	-
Marlim	KBD	-	Regular Mogas 87 (R+M)/2 to Cent. America	KBD	-
Cabinda	KBD	1,000	Regular Mogas 87 (R+M)/2 to USGC	KBD	-
Escravos	KBD	-	91 RON to Peru	KBD	-
Loreto	KBD	-	95 RON to Peru	KBD	-
Barrett	KBD	7,783	91 Mogas High Sulfur	KBD	5,853
ONO	KBD	6,147	Queroseno/ Jet A1 to Peru	KBD	6,685
ONO - Petrobras	KBD	11,176	Diesel Bajo Azufre - 50 ppm to Peru	KBD	-
ONO - Petrotech	KBD	10,617	Diesel Bajo Azufre - 50 ppm to USGC	KBD	-
Iquitos	KBD	4,500	Diesel Alto Azufre - 3000 ppm to USGC	KBD	9,982
Natural Gas	MMSCFD	6,457	Diesel Muy Bajo Azufre - 10 ppm to Chile	KBD	-
Purchased Resid	KBD	-	Fuel Oil #6 to Cent. America	KBD	4,300
Imported Alkylate	KBD	-	Fuel Oil #6 to Bunkers in Peru	KBD	-
Feedstock 3	KBD	-	Fuel Oil #6 to Industrial in Peru	KBD	0,793
Total Feedstock Inputs: *	KBD	41,222	Fuel Oil R500 to NYH	KBD	-
			Fuel Oil R500 to Cent. America	KBD	3,292
			Fuel Oil R500 to Peru	KBD	-
			Asphalt to Peru	KBD	2,800
			Asphalt to Ecuador	KBD	0,100
			Asphalt to Chile	KBD	0,800
			Coke	KTPD	-
			Sulfur	KTPD	-
			Sulfuric Acid	KTPD	-
			Total Product Outputs: *	KBD	41,754

* liquids only

Fuente: Análisis Arthur D. Little

El estado de ingresos para éste caso muestra pérdidas durante el proyecto.

Figura 7-2: Estado de Ingresos sin la Ejecución del Proyecto

	Units	2008	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Revenues:											
Product sales	\$MM	908.2	846.4	820.5	651.3	881.1	911.7	961.2	988.2	1,187.8	1,410.5
Electricity sales	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operating Costs:											
Feedstock costs	\$MM	850.6	797.9	750.1	776.7	816.0	845.6	880.8	905.8	1,121.0	1,337.6
Electricity purchases	\$MM	3.7	3.9	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	5.0	5.8	6.3
Other overhead variable oper	\$MM	158.8	166.4	192.9	198.7	204.6	210.8	217.1	223.8	259.2	300.5
Other overhead fixed operati	\$MM	53.0	56.3	65.2	67.2	89.2	71.3	73.4	75.5	67.7	101.6
Operating cost of units	\$MM	1.6	1.7	2.0	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.7	3.1
Maintenance costs	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Insurance costs	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total operating costs	\$MM	1,075.7	1,026.1	1,024.6	1,049.1	1,096.6	1,134.5	1,178.3	1,212.3	1,476.1	1,749.1
Gross margin	\$MM	(167.6)	(179.8)	(204.1)	(197.9)	(215.4)	(222.7)	(217.2)	(224.1)	(288.3)	(338.6)
Depreciation: 10 Years	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest: 12% per year	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Earnings before Charges	\$MM	(167.6)	(179.8)	(204.1)	(197.9)	(215.4)	(222.7)	(217.2)	(224.1)	(288.3)	(338.6)
Special Employee Charge	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Earnings before Taxes	\$MM	(167.6)	(179.8)	(204.1)	(197.9)	(215.4)	(222.7)	(217.2)	(224.1)	(288.3)	(338.6)
Income Taxes: 30.0%	\$MM	(50.3)	(53.9)	(61.2)	(59.4)	(64.6)	(66.8)	(65.2)	(67.2)	(86.5)	(101.6)
Net Income after Taxes	\$MM	(117.3)	(125.8)	(142.8)	(138.5)	(150.8)	(155.9)	(152.0)	(156.9)	(201.8)	(237.1)

Source: Arthur D. Little analysis

Puesto que el flujo de caja durante la vida del proyecto es negativo, el Caso Base implica que si PetroPeru decide no llevar a cabo la inversión en la refinería, debe entonces cerrar las instalaciones.

Figura 7-3: Estado de flujos de caja sin la ejecución del proyecto

	Units	2008	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Cash Flow Analysis:											
Net Income after Taxes	\$MM	(117.3)	(125.8)	(142.8)	(138.5)	(150.8)	(155.9)	(152.0)	(156.9)	(201.8)	(237.1)
Adjustments:											
Depreciation: 10 Years	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Principal Repayments	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Working Capital Charge	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Capital Expenses	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex from Debt	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cash Flow	\$MM	(117.3)	(125.8)	(142.8)	(138.5)	(150.8)	(155.9)	(152.0)	(156.9)	(201.8)	(237.1)
Cumulative Cash Flow	\$MM	(117)	(369)	(1,027)	(1,166)	(1,317)	(1,473)	(1,625)	(1,782)	(2,698)	(3,839)

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

7.2 Ingreso con la ejecución del proyecto

Si la refinería de Talara es modernizada y actualizada tal como se describe en las anteriores secciones de éste reporte, el retorno económico de la inversión es como sigue:

Figura 7-4: Proyecto de modernización de Talara – Ingreso con la ejecución del proyecto

Dólares Nominales:

Tasa interna de retorno (%)	16.4%
Valor presente neto al 12% (\$ Millones)	\$355
Pago (años)	15.66
Ingreso neto en 2020 (\$ Millones)	\$276

Dólares del 2006:

Tasa interna de retorno (%)	13.5%
Valor presente neto al 12% (\$ Millones)	\$95
Costos de Capital (\$ Millones)	\$1,334

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Hay que resaltar que los retornos económicos están basados en una evaluación de flujos de caja incrementales, asumiendo que no existirán flujos de caja para la refinería existente tal como existe ahora, a partir del 2008 hasta que la configuración de la nueva refinería esté en operación. El estimado de costo de capital asume que PetroPeru va a construir una refinería un poco más grande que permita procesar 90,000 barriles por día en promedio durante un año calendario.

Con esta modernización, la refinería producirá cantidades significativas de diesel de bajo contenido de azufre para el mercado local así como otros productos refinados.

Figura 7-5: Rendimientos de producto después de la modernización de la refinería

Feedstock Inputs:			Product Outputs:		
	Units	Amount		Units	Amount
Oriente	KBD	-	LPG A (70P /80B) to Peru	KBD	3,083
Napo	KBD	57,500	LPG A (70P /80B) to Ecuador	KBD	-
Cusiana	KBD	-	LPG B (30P /70B) to Peru	KBD	-
Mesa 30	KBD	-	Butane to Peru (netback from USGC)	KBD	5,748
Santa Barbara	KBD	-	Naphtha	KBD	-
Leona 24	KBD	-	Regular Mogas 87 (R+M)2 to Ecuador	KBD	-
Marlin	KBD	-	Regular Mogas 87 (R+M)2 to Cent. America	KBD	7,302
Cabinda	KBD	-	Regular Mogas 87 (R+M)2 to USGC	KBD	-
Esravos	KBD	-	91 RON to Peru	KBD	10,000
Loreto	KBD	-	95 RON to Peru	KBD	1,840
Barrett	KBD	-	98 RON to Peru	KBD	0,210
ONO	KBD	7,150	Queroseno / Jet A1 to Peru	KBD	8,200
ONO - Petrobras	KBD	13,000	Diesel Bajo Azufre - 50 ppm to Peru	KBD	39,819
ONO - Petrotech	KBD	12,350	Diesel Bajo Azufre - 50 ppm to USGC	KBD	-
Iquitos	KBD	-	Diesel Alto Azufre - 3000 ppm to USGC	KBD	-
			Diesel Muy Bajo Azufre - 10 ppm to Chile	KBD	-
Natural Gas	MMSCFD	0,240	Fuel Oil #6 to Cent. America	KBD	4,300
			Fuel Oil #6 to Bunkers in Peru	KBD	-
Purchased Resid	KBD	-	Fuel Oil #6 to Industrial in Peru	KBD	1,700
Imported Alkylate	KBD	-	Fuel Oil R500 to NYH	KBD	-
Feedstock 3	KBD	-	Fuel Oil R500 to Cent. America	KBD	-
			Fuel Oil R500 to Peru	KBD	1,137
Total Feedstock Inputs*	KBD	90,000	Asphalt to Peru	KBD	2,800
			Asphalt to Ecuador	KBD	0,100
			Asphalt to Chile	KBD	0,800
			Coke	KTPD	-
			Coke to Cement	KTPD	0,488
			Sulfur	KTPD	-
			Sulfuric Acid	KTPD	0,350
			LowBTU Hexigas	MMBTU/d	-
			SDA Tar	KBD	-
			Total Product Outputs*	KBD	87,039

* Liquids only

Fuente: Análisis Arthur D. Little

El proyecto de modernización mejora el ingreso de la refinería de manera significativa.

Figura 7-6: Estado de ingresos después de la modernización de la refinería

	Units	2008	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Revenues:											
Product sales	\$MM	-	-	2,239.6	2,332.3	2,404.2	2,495.9	2,619.2	2,694.5	3,205.8	3,806.1
Electricity sales	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operating Costs:											
Feedstock costs	\$MM	-	-	1,563.8	1,594.8	1,690.2	1,742.1	1,815.7	1,962.6	2,310.3	2,759.9
Electricity purchases	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other overhead variable operat	\$MM	-	-	70.2	71.9	73.7	75.5	77.4	79.4	89.8	101.8
Other overhead fixed operatin	\$MM	-	-	45.0	48.1	47.2	48.4	49.6	50.9	57.6	65.1
Operating cost of units	\$MM	-	-	14.0	14.3	14.7	15.1	15.4	15.8	17.9	20.3
Maintenance costs	\$MM	-	-	26.1	26.9	27.7	28.5	29.4	30.3	35.1	40.7
Insurance costs	\$MM	-	-	21.7	22.2	22.8	23.3	23.9	24.5	27.7	31.4
Total operating costs	\$MM	-	-	1,740.6	1,776.0	1,866.3	1,933.0	2,011.5	2,069.5	2,538.4	3,018.9
Gross margin	\$MM	-	-	498.9	556.3	538.0	553.0	607.8	621.0	667.4	787.1
Depreciation: 10 Years	\$MM	-	-	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	-	-
Interest	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Earnings before Charges	\$MM	-	-	315.6	373.0	354.7	369.7	424.5	437.7	667.4	787.1
Special Employee Charge	\$MM	-	-	31.6	37.3	35.5	37.0	42.4	43.8	66.7	78.7
Earnings before Taxes	\$MM	-	-	284.1	335.7	319.2	332.7	382.0	393.9	600.7	708.4
Income Taxes: 30.0%	\$MM	-	-	85.2	100.7	95.8	99.8	114.6	118.2	180.2	212.5
Net Income after Taxes	\$MM	-	-	198.9	235.0	223.5	232.9	267.4	275.7	420.5	495.9

Fuente: Análisis Arthur D. Little

El proyecto muestra un flujo de caja significativamente mejor que el caso base.

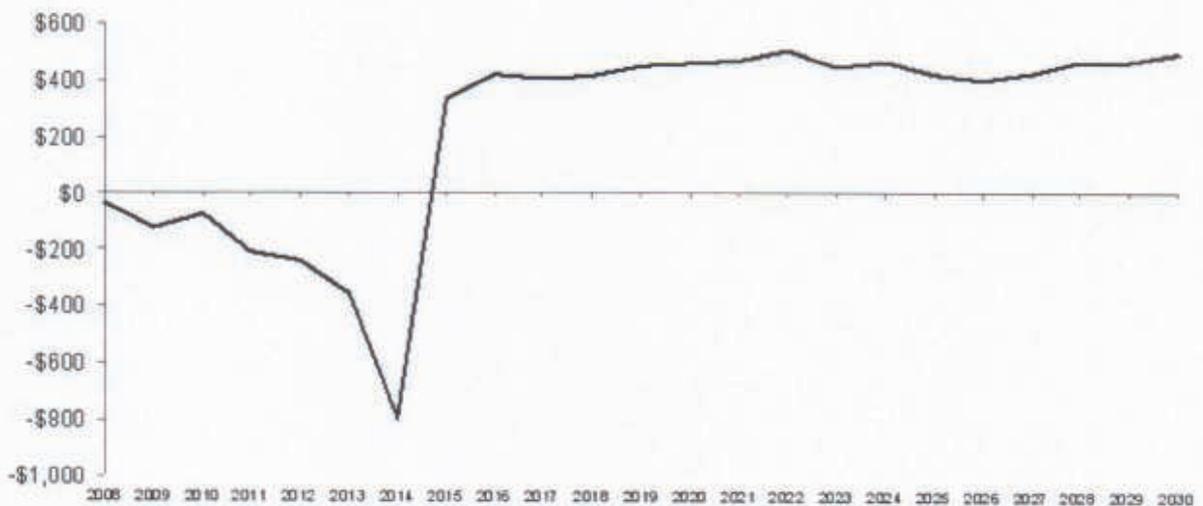
Figura 7-7: Estado de flujo de caja después de la modernización de la refinería

	Units	2008	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Cash Flow Analysis:											
Net Income after Taxes	\$MM	-	-	198.9	235.0	223.5	232.9	267.4	275.7	420.5	495.9
Adjustments:											
Depreciation: 10 Years		-	-	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	-	-
Principal Repayments		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Working Capital Charge	\$MM	-	-	(49.3)	-	-	-	-	-	-	-
Total Capital Expenses	\$MM	(36.8)	(73.0)	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex from Debt	\$MM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cash Flow	\$MM	(36.8)	(73.0)	332.9	418.3	406.8	416.2	450.7	460.1	420.5	495.9
Discounted Cum. Cash Flow	\$MM	(33)	(186)	(668)	(707)	(577)	(457)	(341)	(236)	146	365

Fuente: Análisis Arthur D. Little

El flujo de caja del proyecto es negativo durante los varios años del periodo de construcción, pero se incrementa drásticamente en la medida que la refinería entra a funcionar en el 2015:

Figura 7-8: Flujo de caja anual del proyecto durante la ejecución del proyecto (millones de Dólares nominales)



Fuente: Análisis Arthur D. Little

En el análisis anterior, se asume que PetroPeru financia todos los costos de construcción con sus propios recursos. Como resultado, incurre en grandes flujos negativos de caja durante el periodo de construcción, incluyendo un flujo de caja negativo de \$794 millones en el 2014, el último año de la construcción.

8. Evaluación Económica

8.1 Evaluación Económica del Negocio

Los retornos económicos del proyecto, desde el punto de vista del negocio, son como sigue:

Figura 8-1: Proyecto de Modernización de Talara

Dólares Nominales:

Tasa interna de retorno (%)	18.0%
Valor presente neto al 12% (\$ Millones)	\$509
Pago (años)	14.47
Ingreso neto en 2020 (\$ Millones)	\$324

Dólares del 2006:

Tasa interna de retorno (%)	15.1%
Valor presente neto al 12% (\$ Millones)	\$203
Costos de capital (\$ Millones)	\$1,334

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Las cifras anteriores incluyen el margen comercial que PetroPerú está en capacidad de captar en su sistema de distribución. Estos márgenes adicionales que solo aplican a las ventas de productos en Perú, se basan en márgenes comerciales por unidad suministrados por PetroPerú según consta a continuación. El presente análisis asume que la terminación del proyecto puede permitir que PetroPerú continúe captando este margen comercial.

Figura 8-2: Proyecto de Modernización de Talara- con Margen Comercial

Margen Comercial Adicional; Ventas Internas Únicamente	\$2006/Barriil
LPG A, B y Butano	5% del precio base
Gasolina	3.00
Queroseno o Combustible de Aviación	0.40
Diesel	1.70
Aceite combustible para Carboneras	1.00
Aceite combustible para Industria	3.00
Asfalto	10% del precio base

Fuente: Análisis Arthur D. Little

8.2 Evaluación Económica para el País

Los retornos económicos del proyecto desde el punto de vista peruano son calculados asumiendo que no hay impuestos o depreciación (pero incluye el costo adicional del 10%); los resultados son como sigue:

Figura 8-3: Proyecto de modernización de Talara – Evaluación Económica Para el País

Dólares Nominales:

Tasa interna de retorno (%)	19.6%
Valor presente neto al 12% (\$ Millones)	\$694
Pago (años)	13.71
Ingreso neto en 2020 (\$ Millones)	\$559

Dólares del 2006:

Tasa interna de retorno (%)	16.7%
Valor presente neto al 12% (\$ Millones)	\$326
Costos de capital (\$ Millones)	\$1,334

Fuente: Análisis Arthur D. Little

9. Análisis de sensibilidad

Muchos factores pueden afectar el flujo de efectivo y el ingreso neto del proyecto, por lo que se ha efectuado los análisis de sensibilidad específicos que a continuación se indican:

- Análisis de sensibilidad del costo de capital
- Cambios en el cronograma de construcción
- Diferencias en el margen de refinación
- Variaciones del factor de construcción peruano
- Tasa de inflación de los costos de construcción durante el período de construcción.
- Sensibilidad al precio del coque

Las sensibilidades efectuadas se basaron en factores importantes que pudiesen afectar de modo más probable el aspecto económico del Proyecto de Modernización de Talara.

9.1 Análisis de Sensibilidad del Costo de Capital

El proyecto es sensible a los cambios generales de los costos de capital. Los resultados del proyecto por un cambio en los costos de capital de +/- 10% son como sigue:

Figura 9-1: Análisis de Sensibilidad- Cambios en los Costos de Capital

Dólares nominales:	Caso Base	Capex + 10%	Capex - 10%
Tasa Interna de Retorno (%)	16.4%	15.0%	17.9%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$355	\$262	\$448
Pago (años)	15.66	16.98	14.53
Ingreso Neto en 2020 (\$ Millones)	\$276	\$261	\$291

Dólares 2006:	Caso Base	Capex + 10%	Capex - 10%
Tasa Interna de Retorno (%)	13.5%	12.2%	15.0%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$95	\$15	\$176
Costos de Capital (\$ Millones)	\$1,334	\$1,468	\$1,201

Fuente : Análisis de Arthur D. Little

Un aumento en los costos de capital del 10% significaría \$133 millones adicionales en costos de capital (en dólares de 2006). Como consta en la Figura 6 - 2, por ejemplo, sería equivalente a un aumento del 67% en el costo del flexicoker con base en USGC/Costa del Golfo de los Estados Unidos.

9.2 Análisis de Sensibilidad del Período de Construcción

El proyecto es sensible a los cambios generales en el período de construcción. Se da por aceptado que el proyecto se inicia en el 2008 con el FEED, y se da también por aceptado que el proyecto estará concluido hacia finales del 2014, lo que representa un total de siete años de construcción. Los resultados del proyecto por un cambio en el período de terminación de +/- un año son como sigue:

Figura 9-2: Análisis de Sensibilidad – Cambios en el Cronograma de Construcción

Dólares nominales:	Caso Base	Añadir 1 Año	Restar 1 Año
Tasa Interna de Retorno (%)	16.4%	14.7%	18.0%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$355	\$224	\$485
Pago (Años)	15.66	17.76	14.00
Ingreso Neto en 2020 (\$ Millones)	\$276	\$274	\$278
Dólares 2006 :			
Tasa Interna de Retorno (%)	13.5%	11.9%	15.2%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$95	-\$7	\$196
Costos de Capital (\$ Millones)	\$1,334	\$1,334	\$1,334

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

9.3 Análisis de Sensibilidad del Margen de Refinación

El proyecto es sensible a los cambios en el margen de refinación, definido como la diferencia entre el precio de los productos y el costo de alimentación. Los resultados del proyecto por un cambio en el margen de refinación de +/- \$0.50 y de +/- \$5.00 por barril son como sigue:

Figura 9-3: Análisis de Sensibilidad – Cambios en el Margen de Refinación

Dólares nominales:	Caso Base	Baja \$0.50/Barril	Alza \$0.50/Barril
Tasa Interna de Retorno (%)	16.4%	15.9%	16.9%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$355	\$310	\$400
Pago (años)	15.66	16.13	15.24
Ingreso Neto en 2020 (\$ Millones)	\$276	\$261	\$290

Dólares 2006:

Tasa Interna de Retorno (%)	13.5%	13.0%	14.0%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$95	\$64	\$127
Costos de Capital (\$ Millones)	\$1,334	\$1,334	\$1,334

Dólares nominales:

	Caso Base	Baja \$5.00/Barril	Alza \$5.00/Barril
Tasa Interna de Retorno (%)	16.4%	10.6%	20.9%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$355	-\$99	\$809
Pago (Años)	15.66	23.00	12.92
Ingreso Neto en 2020 (\$ Millones)	\$276	\$133	\$418

Dólares 2006:

Tasa Interna de Retorno (%)	13.5%	7.9%	18.0%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$95	-\$223	\$413
Costos de Capital (\$ Millones)	\$1,334	\$1,334	\$1,334

Fuente : Análisis de Arthur D. Little

Según consta en la Figura 3-22, la proyección EIA revisada para 2008 muestra márgenes de refinación superiores a la proyección de 2007, así que puede ser posible un margen de refinación mayor para el proyecto de Modernización de Talara.

9.4 Sensibilidad del Factor de Construcción Peruano

El Caso Base incluye un factor 1.2 para convertir los costos de capital en la Costa del Golfo de los Estados Unidos a aquéllos en Talara. Si, por ejemplo, se proyecta una unidad de refinería a un costo de \$50 millones en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, esa misma unidad podría asumirse a un costo de \$60 millones ($\$50 \text{ millones} \times 1.20$) en Talara.

Si este factor cambia de 1.1 a 1.3, los resultados son como sigue:

Figura 9-4: Análisis de Sensibilidad- Cambios en los Factores de Construcción Peruanos

Dólares nominales:	Caso Base	Alza hasta 1.30	Baja hasta 1.10
Tasa Interna de Retorno (%)	16.4%	15.2%	17.6%
Valor Actual Neto a 12% (\$ Millones)	\$355	\$278	\$433
Pago (años)	15.66	16.76	14.69
Ingreso Neto en 2020 (\$ Millones)	\$276	\$263	\$288

Dólares 2006:	Caso Base	Alza hasta 1.30	Baja hasta 1.10
Tasa Interna de Retorno (%)	13.5%	12.4%	14.8%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$95	\$29	\$162
Costos de Capital (\$ Millones)	\$1,334	\$1,445	\$1,223

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

9.5 Sensibilidad del Factor de Escalamiento del Costo de Construcción

El supuesto del Caso Base se asume que los costos de construcción escalarán un 5% por año durante el periodo de construcción, superior al supuesto general de inflación de 2.5% por año. Como resultado, el estimado del costo de capital de \$1.334 millones en dólares constantes de 2006 aumenta hasta \$1.839 millones cuando se expresa en una base nominal. La tasa general de inflación utilizada en el proyecto para otros costos es de 2.5% por año.

Los resultados del proyecto por un cambio en la tasa de inflación de la construcción del 3% hasta el 10% son como sigue:

Figura 9-5: Análisis de Sensibilidad – Cambios en los Factores de Escalada del Costo de Construcción

Dólares nominales:	Caso Base	Alza a 10%	Baja a 3%
Tasa Interna de Retorno (%)	16.4%	12.8%	17.9%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$355	\$79	\$446
Pago (años)	15.66	20.90	14.50
Ingreso Neto en 2020 (\$ Millones)	\$276	\$234	\$289
Dólares 2006:			
Tasa Interna de Retorno (%)	13.5%	10.1%	15.0%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$95	-\$145	\$175
Costos de Capital (\$ Millones)	\$1,334	\$1,334	\$1,334

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

PetroPerú necesitará monitorear y administrar las tasas de escalamiento de los costos de construcción durante el proyecto en particular, ya que muchos de los gastos de capital ocurren posteriormente en el periodo de construcción.

9.6 Sensibilidad al precio del coque

El Caso Base supone que PetroPerú puede vender hasta 500 toneladas diarias de coque en el mercado local como combustible, principalmente, para la industria del cemento a un precio de \$20 por tonelada. La comercialización de este volumen de coque representará importantes retos logísticos y de mercadeo y el precio resultante para el coque puede variar ampliamente.

Los resultados del proyecto de un cambio en el precio de venta del coque de cero hasta \$40/tonelada son como sigue:

Figura 9-6: Análisis de Sensibilidad – Cambios en el Precio de Venta del Coque

Dólares nominales:	Caso Base	Coque \$0/Tonelada	Coque: \$40/Tonelada
Tasa Interna de Retorno (%)	16.4%	16.3%	16.5%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$355	\$345	\$365
Pago (Años)	15.66	15.76	15.57
Ingreso Neto en 2020 (\$ Millones)	\$276	\$273	\$279
Dólares 2006:			
Tasa Interna de Retorno (%)	13.5%	13.4%	13.6%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$95	\$88	\$102
Costos de Capital (\$ Millones)	\$1,334	\$1,334	\$1,334

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

El coque producido en Talará tendrá mucho mayor contenido de azufre que aquel producido, por ejemplo, en algunas refinerías brasileñas. Como resultado, el precio del coque de Talará será mucho menor que aquél para Brasil. Además, Perú no tiene un mercado interno de aluminio que pudiese comprar coque de bajo azufre, aún si la refinería estuviese en capacidad de producirlo.

10. Análisis de Sostenibilidad

El proyecto de modernización de refinería Talara suministrará distintas oportunidades para que PetroPerú desarrolle nuevas capacidades y crezca como organización. PetroPerú podrá desarrollar y mejorar varios acuerdos institucionales con empresas de ingeniería, refinación, finanzas, industrias y de desarrollo de proyectos. El gran proyecto de construcción, por ejemplo, necesitará estrechas relaciones laborales con compañías de ingeniería y gerencia de proyecto. PetroPerú, por necesidad, desarrollará acuerdos progresivos y relaciones laborales con licenciadores de tecnología a medida que concluye el diseño pormenorizado de las nuevas instalaciones.

PetroPerú desarrollará además relaciones con proveedores de financiación del proyecto tales como CAF y otros potenciales asesores e inversionistas. Se necesitarán análisis ambientales detallados así como también relaciones con proveedores de catalizadores, compañías especializadas en mantenimiento y otros proveedores de servicios. PetroPerú necesitará desarrollar nuevas capacidades para comercialización de ácido sulfúrico y coque y esto exigirá que PetroPerú entienda estos mercados y desarrolle relaciones y acuerdos con distintos clientes e instituciones logísticas. Por último, como uno de los más grandes proyectos de capital en Perú, PetroPerú necesitará continuar manteniendo una estrecha relación laboral con el gobierno peruano a medida que obtiene varias aprobaciones para el proyecto.

La sección Plan de Implementación de este informe contiene un marco detallado para construir y operar el proyecto. Varias partes interesadas dentro del Perú tendrán la oportunidad de participar y beneficiarse del proyecto. El proyecto requerirá, por ejemplo, de distintos servicios de mantenimiento y construcción de contratistas peruanos tales como compra e instalación de concreto, agregados, materiales básicos de construcción y obras de mantenimiento y construcción directa, todas estas actividades beneficiarán la economía peruana y a los ciudadanos peruanos.

11. Viabilidad Ambiental

11.1 Resumen de Viabilidad Ambiental

Desde un punto de vista de viabilidad ambiental, uno puede concluir que la modernización de Talara afectará de manera positiva el aire que la población respira en Talara y en Perú y mejorará la calidad de las aguas receptoras cercanas. No creará residuos aceitosos sólidos que son nocivos para el medio ambiente. De hecho, dos de las nuevas unidades de control de polución/procesamiento (el flexicoker y la planta de ácido sulfúrico) reducen, en efecto, la polución al tiempo que crean derivados comerciables.

Estos derivados (coque para alimentar plantas de cemento y ácido sulfúrico utilizado en productos de minería) tienen dos beneficios económicos (1) Proporcionar dos nuevas corrientes de ingresos para PetroPerú [Que no estaban antes de la expansión], (2) Mejorar el tema de la balanza de pagos del país porque Perú no tendrá que importar tanto ácido sulfúrico o coque para las plantas de cemento. También, si la refinería usará flexigas para operar las calderas de la planta, sería un uso del flexigas beneficioso para el ambiente y mejoraría la conservación de energía reduciendo la formación de emisiones de NO_x mediante el uso de quemadores de bajo NO_x y la operación de los hornos de la refinería a temperaturas más frías.

Además, hay otro beneficio general a nivel comunitario y regional. Es decir: la refinería estará produciendo combustible con bajo azufre para uso en transporte. Esto creará un efecto positivo sobre la calidad del aire porque los camiones y los carros estarán utilizando combustible de mejor calidad. Esto es un beneficio que está por encima y es superior a cualquier mejoramiento que resulte de mejores medidas de control de polución en la refinería misma.

Con base en el uso del terreno actual y sin exigencias de terrenos adicionales para el proyecto, se anticipa que el impacto ambiental del proyecto será mínimo para el área de Talara. La única alteración de las áreas exteriores de la refinería será la instalación de un muelle de embarque adicional y una bocatoma de ingreso de agua de mar y tuberías de descargue en el Océano Pacífico. La nueva bocatoma de agua de mar y tuberías de descargue mejorarán el sistema de enfriamiento del agua de mar utilizando bocatomas de baja velocidad para proteger la vida marina en el Océano Pacífico. También, una descarga en lo profundo del mar cumple con la legislación peruana que prohíbe descarga de aguas residuales en la playa.

Las modernizaciones propuestas y las nuevas unidades que serán añadidas a la refinería serán todas diseñadas para cumplir o superar los estándares del Banco Mundial, los estándares nacionales peruanos y las regulaciones locales. El efecto neto será que toda la refinería será modernizada para que cumpla con los estándares antes mencionados. El agua que *actualmente es* descargada en el Océano Pacífico supera algunas veces el límite de las 10 partes por millón (ppm) de aceite y grasa libre fijados por el Banco Mundial. Las emisiones de aire de los equipos nuevos, modificados y existentes serán diseñadas para que estén dentro de los estándares peruanos y del Banco Mundial.

El estado de los procesos de tecnología ambiental y de equipamiento pueden mejorar algunas de las condiciones actuales de las instalaciones. Se hizo una revisión unidad por unidad para considerar los potenciales contaminantes. Se consideran los efectos de la expansión en el aire, el agua, los residuos sólidos, y las emisiones gaseosas (emisiones en la atmósfera), los cuales son los tema más importantes que son considerados por el proyecto. Las emisiones gaseosas son las emisiones que se advierten primero por la comunidad y pueden impactar la calidad de vida a corto plazo. Esto se debe al que el volumen (o peso) de los materiales que llegan al aire es más digno de atención que el caso de contaminantes en las descargas de agua o aquéllos de residuos sólidos.

Las emisiones de aire incluyen Compuestos Orgánicos Volátiles (VOCs), Óxidos de Azufre (SO_x), y Óxidos de Nitrógeno (NO_x). El Monóxido de Carbono (CO) es permisible a niveles más altos y los particulados no serán detectables en un clima desértico con una planta que quema la mayoría de los combustibles gaseosos sin azufre. La mayor cantidad de emisiones de aire será NO_x, el cual será generado por la quema de gas combustible de refinería y Flexigas de bajo Btu (unidades térmicas británicas). Las emisiones de VOC serán altas pero no llegaran a ser una fuente importante de emisiones. Las emisiones VOC son típicas para una refinería de este tamaño. La refinería será diseñada para remover gas de sulfuro de hidrógeno de las corrientes del proceso y convertirlo en ácido sulfúrico, un producto comerciable. La planta de ácido sulfúrico reduce los compuestos de azufre emitidos dentro de los niveles permitidos y convierte el amoníaco en nitrógeno elemental. Los óxidos de azufre fuera de la unidad de recuperación de azufre estarán por debajo de la norma de 150 ppm. Los óxidos de nitrógeno estarán cerca del 20 ppm promedio con todos los equipos en funcionamiento que usaran gas combustible y las emisiones de particulados estarán por debajo de 50 ppm.

Los líquidos que salen de la planta serán principalmente la descarga de enfriamiento de agua de mar, la cual, básicamente es agua de mar limpia con algún aumento en temperatura -y un leve residuo de cloro (menos de 0.1 ppm). El resto de los efluentes líquidos serán las

aguas residuales de la purga de la caldera y el agua aceitosa tratada de distintas fuentes. Estas corrientes de aguas residuales serán solo una pequeña fracción del sistema de descarga de agua de mar. La planta de tratamiento de aguas residuales utilizará la Mejor Tecnología Disponible para el Control (BACT). El uso en circuito abierto de agua de mar para el enfriamiento eliminará el uso de agua fresca para transferencia de calor. El agua de enfriamiento se separará para que la descarga de agua de enfriamiento no se contamine con hidrocarburos.

Los sólidos consistirán principalmente de basura doméstica de empaques y actividad humana ya que los contenedores químicos y catalizadores serán todos reciclados (para los proveedores de estos materiales), dejando solo algunas cosas como fragmentos de metal y una pequeña cantidad de desechos peligrosos. Después del arranque, los residuos pesados y sólidos del proceso serán destruidos en el Flexicoker, el cual los convertirá en gas combustible y/o productos refinados.

Se generará ruido por la construcción de las instalaciones pero será temporal y será mitigado en lo tocante a reducir el impacto a la comunidad usando amortiguadores en el equipo de construcción y se recibirá tantos suministros como sea práctico por vía marítima para reducir el tráfico por la comunidad. La construcción ruidosa se limitará a las horas del día únicamente si se convierte en un problema. No se espera problema porque la parte principal del esfuerzo de construcción estará en un área remota de la comunidad protegida por el patio de tanques de la planta existente. El único problema potencial para la construcción es accionar el conjunto de pilotes para el nuevo muelle de embarque de productos. Esto puede mitigarse fácilmente, si es necesario, mediante el uso de métodos de accionamiento de pilotes más silenciosos.

Las emisiones de ruido después que el proyecto esté concluido serán mínimas ya que la comunidad estará resguardada de los ruidos de los equipos en funcionamiento por el patio de tanques y se adquirirá equipos con especificaciones en límites de ruidos, para mitigar estos ya que los equipos son potencialmente ruidosos. Muchas piezas del nuevo equipo, tales como los motores grandes, son diseñadas ahora con bajas salidas de decibeles (dB) en mente, de forma que, la expansión de la refinería se beneficiará de estos avances en tecnología. El ruido no debe ser problema para este proyecto.

Una de las mayores cargas para la economía local será la afluencia de trabajadores de la construcción los cuales tendrán que tener servicios temporales de vivienda, servicios sanitarios y alimentación. La comunidad no está equipada para manejar el gran número de trabajadores adicionales y no está en capacidad de suministrar la mayoría de los

trabajadores calificados requeridos. Una vez agotado el suministro de mano de obra, se requerirán trabajadores de otros lugares de manera temporal. Los servicios de protección contra incendios, seguridad, rutina y servicios médicos de emergencia deben ser suministrados por los contratistas de la construcción para reducir la carga a la economía local durante la construcción.

Otro impacto a corto plazo será un inconveniente marginal y un impacto potencial de corto plazo para la industria pesquera debido a la construcción del muelle. Este asunto se mantendrá tan confinado como sea posible y se hará el intento de planear la llegada de las embarcaciones en la tarde para no interferir con las actividades pesqueras. En el largo plazo el impacto será neutralizado ya que la parte mayor de la Bahía será utilizada para embarque y recibo de productos pero la bocatoma de agua de mar y descargas de aguas residuales a la Bahía no estarán en servicio. Esto reducirá el impacto sobre peces jóvenes y vida marina en menor escala, mejorando la pesca. El nuevo muelle proporcionará además áreas artificiales de arrecifes que mejorarán la cantidad de peces en la Bahía. La descarga de agua de mar tibia al Océano Pacífico puede conducir a un aumento localizado de la población de peces en el punto de descarga, lo que ayudará a los pescadores locales.

Los 10.000 metros cuadrados de área que serán afectadas a nivel ambiental por todas las unidades nuevas estarán ubicados en un terreno que ya es de uso industrial y de propiedad de la refinería con excepción de la construcción que tendrá lugar en los dos muelles. El edificio de laboratorio y administración se reubicará lejos de las unidades existentes y nuevas y actuará como una valla entre la comunidad y las nuevas unidades de refinería. El área cerca a la comunidad tendrá diseño de paisaje, como lo es ahora, para dar una apariencia atractiva a la comunidad.

En general, el impacto económico sobre la comunidad será positivo para los cinco años de la construcción pero la afluencia de gente adicional puede forzar la economía a proporcionar bienes adecuados y servicios causando una potencial inflación a nivel local. Cuando la construcción esté concluida y la fuerza laboral que no pertenezca a la comunidad salga del área, la comunidad experimentará una leve recesión ya que la demanda de bienes y servicios disminuirá. La economía resultante será mayor de lo que es ahora ya que la capacidad añadida traerá puestos de trabajo permanentes y oportunidades para servicios de apoyo. La planeación estratégica de PETROPERÚ en colaboración con el gobierno de la comunidad, debe abordar los temas durante y después de la construcción.

El impacto detallado de la expansión de la refinería al área de Talara estará cubierto en la Evaluación del Impacto Ambiental (EIA) a ser realizada durante la siguiente fase del

proyecto. En las últimas etapas del proyecto, podría examinarse también si el proyecto pudiese calificar para créditos de emisiones en virtud del Mecanismo para un Desarrollo Limpio.

La expansión de la refinería tendrá un impacto social y económico en el área de Talara. La fase de construcción creará puestos de trabajos y con el arranque de la refinería habrá puestos de trabajo a largo plazo para la comunidad local y flujo de efectivo adicional a largo plazo en la comunidad. La expansión proporcionará combustible con bajo azufre no solo para la comunidad local sino también para el Perú, reduciendo la cantidad de emisiones de SOx de los vehículos.

11.2 Costos de Inversión para Medidas Ambientales de Mitigación

Las proyecciones de inversión ambiental están incluidas en la inversión del capital general requeridos para la modernización. El estimado actual es que la inversión del capital ambiental estará cerca de los \$13 millones. Puede discutirse que la unidad WSA debe añadirse a esta cifra, la cual debe ser de unos \$37 millones y la unidad de amino debe incluirse junto con el Flexicoker. Cuando se incluyan unidades que son consideradas de inversión ambiental es posible argumentar que con excepción del aumento del rendimiento de la refinería, todas las unidades que producen combustibles de bajo azufre y reducen residuos que de otra manera terminarían como petróleos residuales con alto azufre y convertidos en gas combustible con bajo azufre y productos, son inversiones ambientales también. Si se utiliza esta lógica la mayoría de la inversión es ambiental. Esto sería de unos \$ 734 millones de dólares sin los factores. Estas cifras no incluyen el factor de contingencia ni el factor de ubicación.

Puede ser posible que el proyecto genere créditos de carbono. El proyecto incluirá la construcción de nuevas unidades y la modernización de las unidades existentes y como resultado, es probable que las emisiones de carbono se reduzcan en algunas unidades. Si estos créditos de carbono pueden estar respaldados por el análisis y vendido en los mercados de carbono, las ganancias de estas ventas pueden mejorar los rendimientos económicos del proyecto. Sin embargo, debido a la construcción de nuevas unidades y el rendimiento, no es claro si las emisiones totales de carbono aumentarán o declinarán. A fin de someter esto a prueba, se necesitará concluir un estudio más detallado que está por fuera del alcance del estudio de factibilidad.

12. Plan de Puesta en Marcha

El plan preliminar para este proyecto tiene cuatro fases principales: Ingeniería Preliminar y Tecnología, Finanzas y Administración del Contrato, Ingeniería de Detalle y Compras y Construcción y Arranque. La fase de Ingeniería Preliminar y Tecnología comenzará en el segundo trimestre de 2008 y se espera que la expansión esté en línea el primer trimestre de 2015. El cronograma preliminar para todas las fases consta en la Figura 12-1 y el diagrama Gantt para el cronograma del proyecto se adjunta en Project Microsoft como Apéndice B. Este es un plan estimado sobre una base vía rápida con un rango de más o menos tres meses con base a la información del estudio de factibilidad conforme a las pautas PMBOK. El plan supone que utiliza el mismo contratista para las fases FEED y EPC.

Figura 12-1: Disponibles Principales

Ítem	Disponibles	Fecha
1.	Diseño de Tecnología	Q1-2009
2.	Valoración Ambiental	Q2-2009
3.	Ingeniería y Diseño Inicial	Q3-2009
4.	Financiación del Proyecto aprobada	Q3-2009
5.	Ingeniería de Detalle	Q3-2011
6.	Compra	Q3-2011
7.	Construcción	Q4-2014
8.	Alistamiento y Arranque	Q4-2014

13. Organización y Gerencia

El diagrama para que el Equipo del Proyecto de PetroPerú organice y administre el proyecto se ha dividido en Fases siguiendo el cronograma del proyecto y la Estructura de Organización de los trabajos. El diagrama de la organización clasificado en cargos y funciones se adjunta como Apéndice K. Se espera que el equipo del proyecto propuesto para PetroPerú incluya 22 personas durante las fases de Ingeniería Preliminar y Finanzas, 37 personas durante la fase de Ingeniería de Detalle y Compra y 69 personas durante la Construcción y el Arranque. Los costos de esta organización y la administración se han incluido en el presupuesto de inversión y operación.

14. Financiación y Evaluación Financiera

14.1 Análisis de la Financiación

Los análisis anteriores del proyecto de modernización de Talara han supuesto que PetroPerú financia todos los costos de capital con sus propios recursos. Es más probable que PetroPerú tenga acceso a mercados de capital extranjero para gran parte de los costos de capital del proyecto.

CAF (Asesor financiero de PetroPerú) ha entregado a Arthur D. Little, detalles sobre el plan de financiación propuesto; las premisas puntuales para la financiación de dicho proyecto son como sigue:

- Tasa de interés LIBOR + 3.75%; con tasas recientes en el rango de 4-6%, se asumió una tasa de interés en conjunto de 10%.
- 75% de los gastos de capital del proyecto a ser financiados por deuda. Durante 2008, ninguna suma de los gastos de capital sería financiada por deuda y durante el 2009, solo el 25% de los gastos de capital serían aptos para financiación por deuda.
- Dos tramos de la deuda: un tramo multilateral de 25% de la deuda total, amortización a 15 años y un segundo tramo banco comercial por el resto con amortización a 12 años.
- Amortización de la deuda con pagos iguales y pago de intereses.
- Tasa inicial de 1% de la emisión de la deuda, tasa de línea de crédito de 0.5% por año
- No se requiere pagos de amortización de uso de la deuda durante la construcción.

PetroPerú necesitará considerar varios factores cuando financie el proyecto, que incluyen:

- Garantías: Activo, renta corporativa, garantía soberana, etc. Se supone que PetroPerú no tendrá garantía soberana para el proyecto.
- Flexibilidad de los condiciones de pago frente al tiempo para completar la financiación.

El financiamiento de parte o de la mayor parte de las necesidades de capital del proyecto afecta el aspecto económico como sigue:

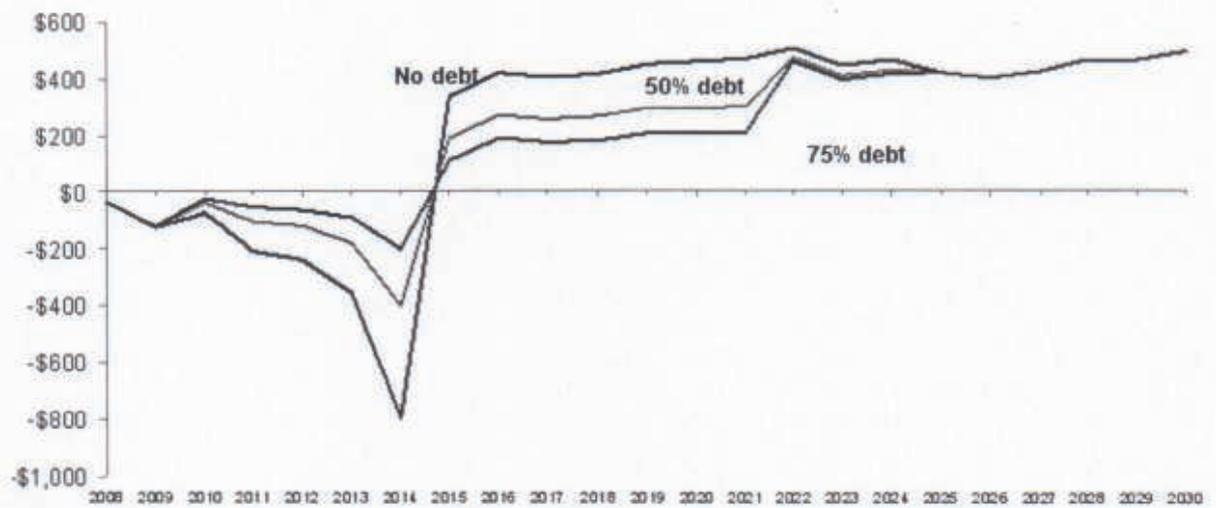
Figura 14-1: Análisis de Financiación – Asumiendo una Financiación del Proyecto del 50% y del 75%

Dólares nominales:	Caso Base	Deuda del 50%	Deuda del 75%
Tasa Interna de Retorno (%)	16.4%	19.5%	21.9%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$355	\$452	\$484
Pago (años)	15.66	14.32	13.71
Ingreso Neto en 2020 (\$ Millones)	\$276	\$247	\$227
Dólares 2006:			
Tasa Interna de Retorno (%)	13.5%	16.6%	18.9%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$95	\$211	\$256
Costos de Capital (\$ Millones)	\$1,334	\$1,334	\$1,334
Deuda Emitida Proyecto (\$ Millones, Nominal)	\$0	\$923	\$1,442

Fuente : Análisis de Arthur D. Little.

La financiación del proyecto con deuda proporciona beneficios importantes. Pueden reducirse los grandes flujos negativos de efectivo durante el período de construcción y los flujos resultantes de efectivo para estos dos escenarios son como sigue:

Figura 14-2: Flujo de Efectivo anual del Proyecto con Financiación del Proyecto (\$Millones de dólares nominales)



Fuente: Análisis de Arthur D. Little

14.2 Sensibilidad de la Tasa de Interés

El proyecto es sensible a los cambios en las tasas de interés. Dando por hecho una estructura de financiación de la deuda de 75%, la tasa de interés supuesta afecta el aspecto económico del proyecto como sigue:

Figura 14-3: Análisis de sensibilidad de la Tasa de Interés – Dando por sentada una Financiación del Proyecto del 75%

Dólares nominales:	Tasa de interés de 10%	Tasa de Interés del 12%	Tasa de Interés del 8%
Tasa Interna de Retorno (%)	21.9%	21.1%	22.6%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$484	\$446	\$518
Pago (Años)	13.71	14.27	13.03
Ingreso Neto en 2020 (\$ Millones)	\$227	\$214	\$239
Dólares 2006:			
Tasa Interna de Retorno (%)	18.9%	18.2%	19.6%
Valor presente neto a 12% (\$ Millones)	\$256	\$228	\$282
Costos de capital (\$ Millones)	\$1,334	\$1,334	\$1,334
Deuda Emitida Proyecto (\$ Millones, Nominal)	\$1,442	\$1,479	\$1,407

Fuente: Análisis de Arthur D. Little

15. Estructura Lógica del Proyecto

15.1 Descripción del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara

Objetivo: Diseñar un plan de modernización de la refinería Talara a fin de producir productos conforme a las nuevas exigencias ambientales y mejorar la competitividad y rentabilidad de PetroPerú. La refinería debe procesar más mezcla de crudo pesado y explorar nuevos mercados internacionales.

Perspectiva: El balance de oferta y demanda muestra que si no se hacen modificaciones al sistema de refinería en Perú se observa que se tendrán importantes aumentos en el déficit de destilados medios. En el caso esperado, el déficit de destilados medios se espera que aumente de 11.3 kbd en 2005 a 83.6 kbd en 2030. Al mismo tiempo, las proyecciones de producción petrolera (volumen y calidad) indican una mayor participación de crudo más pesado que plantea retos mayores a la infraestructura de transporte de crudo (midstream) y refinación(downstream.)

Escala: Aumentar la producción de la Refinería Talara a 90.000 barriles por día y añadir flexicoking y unidades de hidrotratamiento para aumentar la producción de diesel y gasolina con la nueva especificación ambiental y permitir el procesamiento de crudo Napo.

15.2 Generación de Valor

Si la refinería Talara no es modernizada, ésta debe cerrarse. Con su configuración actual, no podrá estar en capacidad de producir productos que satisfagan las nuevas especificaciones de calidad, en particular combustibles de bajo azufre para medios de transporte que Perú estará utilizando en los próximos años. El análisis del modelo económico confirmó que sin modernizar la refinería, los flujos de efectivo serían negativos después que las nuevas especificaciones sean aplicadas.

Con las modificaciones a la refinería se espera que la refinería produzca un 16.4% IRR (nominal \$), o 13.5% IRR (dólares 2006).

15.3 Puesta en Marcha

El cronograma preliminar para este proyecto tiene cuatro fases principales: Ingeniería Preliminar y Tecnología, Finanzas y Administración del Contrato, Ingeniería de Detalle y Compra y Construcción y Arranque. Con una base vía rápida, se prevé que la fase de Ingeniería Preliminar y Tecnología inicie en el segundo trimestre de 2008 y se espera que la ampliación de la refinería esté en línea para el primer trimestre de 2015. Los indicadores de avance serán la terminación de:

- Contratación del contratista FEED/EPC y licenciadores de tecnología (Q1 2009)
- Valoración del Impacto Ambiental (Q2 2009)
- Ingeniería y Diseño Inicial (Q3 2009)
- Financiación del Proyecto (Q3 2009)
- Ingeniería de Detalle (Q3 2009)
- Compra (Q3 2011)
- Construcción (Q4 2014)
- Arranque y Prueba Operativa (Q4 2014)

El proyecto estará terminado cuando las ampliaciones de las nuevas unidades y la refinería estén operando totalmente.