

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



**VIABILIDAD ECONÓMICA PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO**  
**PESADO DE LA SELVA NORTE DEL PERÚ**

**TESIS**

Para optar el Título Profesional de:

**INGENIERO PETROQUÍMICO**

Elaborado por:

**DÍAZ DÍAZ, HUGO FERNANDO**

**PROMOCIÓN. 2005-2**

**MEJÍA IBARRA, NIELS ALCIDES**

**PROMOCIÓN. 2006-2**

**LIMA – PERÚ**  
**2009**

## TESIS DE GRADO PROFESIONAL

### VIABILIDAD ECONÓMICA PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO DE LA SELVA NORTE DEL PERU

CONTENIDO	Pág.
I. INTRODUCCIÓN	1
II. VARIACIÓN HISTÓRICA DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO	6
Gráfica de la variación del West Texas Intermediate vs. Tiempo	
III. SITUACIÓN ACTUAL DE LA IMPORTACIÓN DE MATERIA PRIMA (CRUDOS) PARA LAS REFINERÍAS DE PETROPERU	12
Porcentaje de crudos (Nacional e Importado) Pronóstico de Producción de Crudo Nacional (Crudo Talara)	
IV. DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL LOTE N° 67	14
Estación Central de Proceso Paiche Estación Central de Proceso Dorado Estación Central de Proceso Piraña	
V. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO DEL LOTE 67	21
Gravedad API Variación de la Viscosidad con la Temperatura Contenido de Asfaltenos Contenido de Metales (V, Ni) Contenido de Azufre Factor de Caracterización	
VI. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO DE LA SELVA NORTE	32
Diagrama Flujo Volumétrico vs. Tiempo	
VII. OPCIONES DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO HACIA EL TERMINAL BAYOVAR	40
Topografía para el transporte del crudo pesado Mapa de los lotes con contrato para operaciones petroleras en el Perú Modificaciones del ONP y construcción de nuevo ducto para diluyente Tecnología de Upgrading para obtención de crudo Sintético	
VIII. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SELECCIÓN DE UNA DE LAS OPCIONES DE TRANSPORTE	55
IX. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL TERMINAL BAYOVAR Y EN REFINERÍA TALARA	63
1. Situación actual del Terminal Bayobar 2. Ampliación y Mejoras para el Almacenamiento de crudos pesados 3. Capacidad actual de almacenamiento en el patio de tanques 4. Construcción de nuevos tanques	

X.	MÉTODOS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO (LOTE 67) HACIA REFINERÍA TALARA	70
	Construcción de ducto	
	Transporte por Vía Marítima (Buques – Tanque)	
XI.	EXPORTACIÓN DE CRUDO PESADO	77
	Base de referencia del precio de venta del crudo pesado	
	Demanda actual del crudo pesado	
	Tiempo estimado de exportación de acuerdo al pronóstico de producción del Lote 67	
XII.	EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL DEL PROYECTO	82
	Trayecto del Oleoducto Nor Peruano (Ramal Norte y tramo II)	
	Nuevo oleoducto (Lote 67 a Andoas)	
	Terminal Bayóvar	
XIII.	RESULTADOS FINALES	89
XIV.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	101
XV.	ANEXOS	104
XVI.	BIBLIOGRAFÍA	105

**Dedicatoria:**

Dedicamos el presente trabajo de tesis a nuestros padres quienes nos brindaron su apoyo incondicional a lo largo de su desarrollo. Asimismo, agradecemos de una forma especial a la Gerencia Área Producción y Planeamiento de Petróleos del Perú – Petroperu S.A. y a los ingenieros que allí laboran, los cuales, nos han proveído de una u otra manera mucha de la data necesaria para la realización de la presente tesis.

## TESIS DE GRADO PROFESIONAL

### VIABILIDAD ECONÓMICA PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO DE LA SELVA NORTE DEL PERU

#### CONTENIDO

##### I. INTRODUCCIÓN

##### II. VARIACIÓN HISTÓRICA DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO

Gráfica de la variación del West Texas Intermediate vs. Tiempo

##### III. SITUACIÓN ACTUAL DE LA IMPORTACIÓN DE MATERIA PRIMA (CRUDOS) PARA LAS REFINERÍAS DE PETROPERU

Porcentaje de crudos (Nacional e Importado)  
Pronóstico de Producción de Crudo Nacional (Crudo Talara)

##### IV. DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL LOTE N° 67

Estación Central de Proceso Paiche  
Estación Central de Proceso Dorado  
Estación Central de Proceso Piraña

##### V. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO DEL LOTE 67

Gravedad API  
Variación de la Viscosidad con la Temperatura  
Contenido de Asfaltenos  
Contenido de Metales (V, Ni)  
Contenido de Azufre  
Factor de Caracterización

##### VI. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO DE LA SELVA NORTE

Diagrama Flujo Volumétrico vs. Tiempo

##### VII. OPCIONES DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO HACIA EL TERMINAL BAYOVAR

Topografía para el transporte del crudo pesado  
Mapa de los lotes con contrato para operaciones petroleras en el Perú  
Modificaciones del ONP y construcción de nuevo ducto para diluyente  
Tecnología de Upgrading para obtención de crudo Sintético

##### VIII. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SELECCIÓN DE UNA DE LAS OPCIONES DE TRANSPORTE

##### IX. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL TERMINAL BAYOVAR Y EN REFINERÍA TALARA

1. Situación actual del Terminal Bayobar
2. Ampliación y Mejoras para el Almacenamiento de crudos pesados
3. Capacidad actual de almacenamiento en el patio de tanques
4. Construcción de nuevos tanques

X. MÉTODOS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO (LOTE 67) HACIA REFINERÍA TALARA

Construcción de ducto  
Transporte por Vía Marítima (Buques – Tanque)

XI. EXPORTACIÓN DE CRUDO PESADO

Base de referencia del precio de venta del crudo pesado  
Demanda actual del crudo pesado  
Tiempo estimado de exportación de acuerdo al pronóstico de producción del Lote 67

XII. EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL DEL PROYECTO

Trayecto del Oleoducto Nor Peruano (Ramal Norte y tramo II)  
Nuevo oleoducto (Lote 67 a Andoas)  
Terminal Bayóvar

XIII. RESULTADOS FINALES

XIV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

XV. ANEXOS

XVI. BIBLIOGRAFÍA

## Prólogo

La presente tesis busca poseer como características principales la objetividad, análisis actuales del campo del petróleo (explotación, transporte y refinación) y al mismo tiempo servir como un punto de inicio para posteriores y más refinados y/o especializados estudios.

Si bien existen diversas obras que tratan del estudio del crudo pesado, estas solamente incluyen términos y estudios generales y mas aún están destinadas a campos petroleros de otros países tales como Venezuela y Canadá. Sin embargo, el actual trabajo está destinado específicamente a nuestros campos petroleros de crudo pesado de la selva norte del Perú y todos los análisis han sido realizados con la data más actualizada de la cual se pudo disponer en la medida de lo posible.

Esta obra presenta un conjunto de capítulos que están destinados a probar la viabilidad y necesidad económica de la explotación del crudo pesado de la selva norte del Perú, empezando desde una introducción global acerca de la posición y utilización actual de dicho recurso, pasando por su explotación, métodos de transporte y separación, hasta su posible refinación en las refinerías peruanas o su exportación a otros países.

Los autores de la presente somos dos bachilleres de ingeniería petroquímica con experiencia en la industria de la refinación del petróleo, Niels Mejía quien ha laborado en la Gerencia Área Producción y Planeamiento de la Oficina principal de Petróleos del Perú y Hugo Díaz, quien ha laborado en operaciones Repsol, Marconsult y en el Proyecto de Modernización de Refinería Talara de Petroleos del Perú.

La obra ha llevado en su confección correcciones debido a actualización de data, ampliaciones y adición de nuevos capítulos para englobar las diferentes etapas que en ella se incluyen: en su mayor parte debido a temas de transporte, asimismo la obra ha tenido fusión de capítulos debido a la semejanza de sus partes componentes; la toma de data ha sido en su gran mayoría extraída del Área de Producción y Planeamiento de la Oficina Principal de Petróleos del Perú también como de la página web de Perupetro, gráficas y tablas han sido utilizadas para mostrar y analizar los datos.

Se agradece a los ingenieros de la Gerencia Área Producción y Planeamiento, al ingeniero Rita Lopez Saavedra por sus aportes de data concernientes a la mayoría de los capítulos de la presente tesis, al ingeniero Elías Díaz por su muy fundamental y precisa guía en el capítulo de Evaluación Económica, al Ingeniero José Estrada por proveernos la data de compatibilidad de mezcla de crudo pesado con los diferentes tipos de diluyentes, a la Ingeniero Pilar Ramirez que nos brindó data del proyecto de construcción de oleoducto de Bayóvar a Refinería Talara, al Ingeniero Luis Suarez quien nos dio el pronóstico de Producción de Crudos de la costa norte peruana para el periodo 2009 – 2030, y al ingeniero Barreda por sus recomendaciones y pautas a lo largo de la confección de esta tesis.

Se busca asimismo dar a conocer que este proyecto es rentable en el marco actual de los precios internacionales del crudo y sus derivados, y que una evaluación económica global pudiera ser extraída a partir de cada una de las individuales correspondientes a la empresa transportadora como a las productoras. Cabe señalar que este proyecto ya ha comenzado sus operaciones, lo que hace que esta tesis esté orientada a resultados tangibles y reales que se observarán en el periodo de vida del proyecto.

Por último, este proyecto puede ampliarse debido a futuras exploraciones y descubrimientos de campos petroleros ubicados más al Noreste de los que acá se mencionan, haciendo a este trabajo de investigación un pilar a partir del cual se pudieran obtener nuevas evaluaciones económicas para comprobar la factibilidad futura de explotación de tal o cual campo o lote.

Los Autores



## **CAPÍTULO I**

### **INTRODUCCIÓN**

Debido a que existen grandes reservas de crudos pesados principalmente localizadas en Rusia, Canadá, Venezuela, Colombia, Ecuador y actualmente aunque en una menor extensión en el Perú, los crudos pesados representan un suministro de energía significativa. A medida que transcurren los años la industria de la refinación encara nuevos retos entre los cuales se encuentran: el procesar crudos más pesados y el cumplir con las nuevas y más exigentes regulaciones medio ambientales. Esta es una realidad de la cual las refinerías de nuestro país no están exentas; y que tendrán que cumplir en un tiempo no muy lejano.

Con la combinación de un incremento de la demanda mundial de energía y la declinación de petróleos convencionales, los crudos pesados son usualmente presentados como una fuente de hidrocarburos relevante a futuro. Para comprender la importancia estratégica de estos crudos, debería recordarse que ellos son capaces de casi doblar las reservas de petróleo probadas actuales.

Como es de conocimiento en el mundo refinero, el Perú es un país importador de aproximadamente el 50% del petróleo crudo consumido (Informe Mensual Estadístico de la DGH, Enero 2009), se conoce implícitamente que esta importación causa un desbalance económico negativo en nuestra economía y que nuestro mercado de combustibles depende fuertemente de la variación de los precios internacionales de dicho petróleo.

Es en este contexto que debido al descubrimiento de yacimientos de crudo pesado en la selva Norte de nuestro país, que se ha tomado en consideración la explotación de

dicho crudo para suplir nuestra demanda actual y al mismo tiempo se evalúa la instalación de nuevas tecnologías de procesamiento de crudos pesados. Estas tecnologías se vienen aplicando actualmente en crudos pesados, extra pesados y Bitumen en países con gran cantidad de estas reservas como son Venezuela, Canadá y Rusia.

Diferentes categorías de crudo pesado son usualmente definidas de acuerdo con su densidad (Fig. 1):

- Crudos pesados, el API de los cuales está entre 10 y 20 (Crudo Lote 67 cae en esta categoría).
- Crudos extra pesados y Bitumen, el API de los cuales es menor que 10 (el nivel "in-situ" de la viscosidad hace la distinción entre petróleos extra pesados y Bitumen).

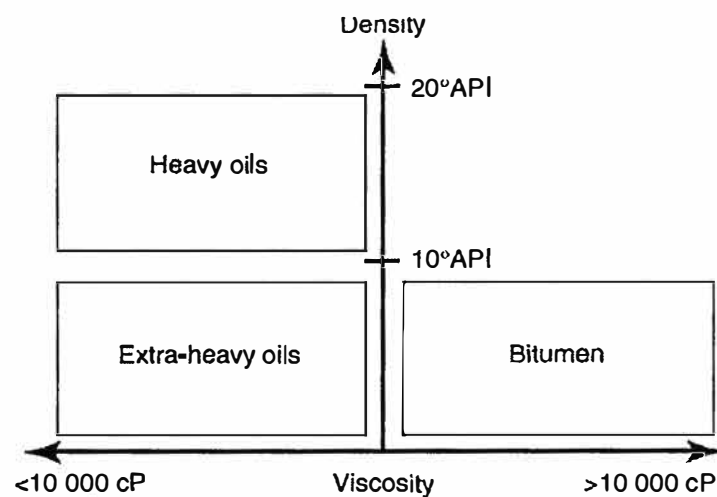


Figure 1  
Heavy, extra-heavy oils and bitumen.

Estas propiedades implican soluciones técnicas avanzadas específicas a través de su explotación, desde la producción, hasta el transporte y la refinación. Además, debido a las

grandes reservas, los proyectos de desarrollo son de largo plazo, lo cual implica inversión específica, mucho más elevada que para crudos convencionales.

El procesamiento de dicho petróleo traerá consigo grandes retos en todas las fases de operación como se estableció anteriormente: reservorios, transporte y refinación, así como también traerá grandes beneficios económicos y sociales, entre los cuales se tendrá el mayor número de puestos de trabajo debido a la instalación de las nuevas unidades de procesamiento (Unidad de Mejoramiento o "Upgrading" en Inglés) y los costos de materia prima los cuales serán de menor valor en el mercado en comparación con petróleos importados. Los volúmenes identificados de crudo pesado, crudo extra pesado y Bitumen son estimados en aproximadamente 4700 GBbls; es decir, el equivalente de los recursos remanentes de los crudos convencionales descubiertos hasta ahora. Muy poco de estos crudos ya han sido producidos, solamente 1% a 2% (Figura 2).

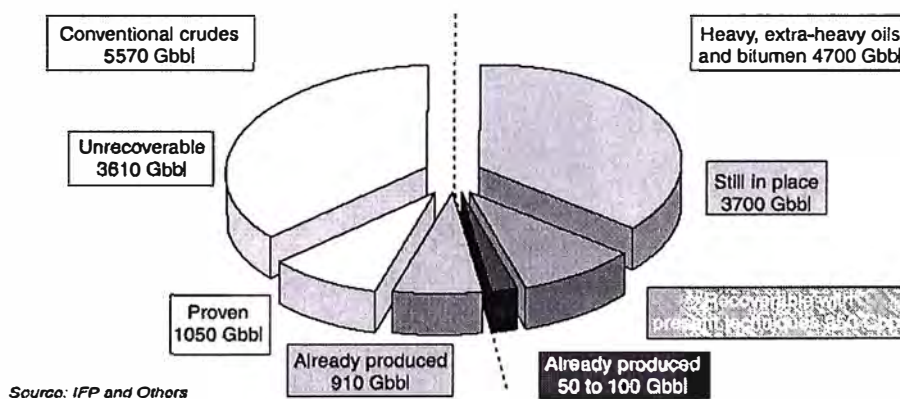


Figure 2

Distribution of identified petroleum resources in 2003.

Aproximadamente el 87% de aquellos recursos están presentados por "tar sands" y Bitumen en Canadá, crudos extra pesados en Venezuela y crudos pesados en Rusia (Figura 3), los recursos en la franja del Orinoco en Venezuela están estimados en 1200 GBbls y aquellos de Bitumen en Canadá en aproximadamente 1700 GBbls. En años recientes, más y más

información ha estado disponible concerniente a los países de la antigua Unión Soviética. De acuerdo a diferentes fuentes, parece que de 600 a 1450 GBbls de crudo pesado y de Bitumen están localizados en Rusia. En tanto que en el Perú se tiene la siguiente cantidad de reservas probadas: el Lote 67 de Barret Resources posee una cantidad total de crudo pesado de aproximadamente 1.907 GBbls, el Lote 39 de Repsol 0.920 GBbls, el Lote 1-AB de Pluspetrol 0.548 GBbls.

Reservas Probadas (Gbbl)	
Canadá	1700.0
Rusia	1450.0
Venezuela	1200.0
Ecuador	188.6
Colombia	8.0
	3.4

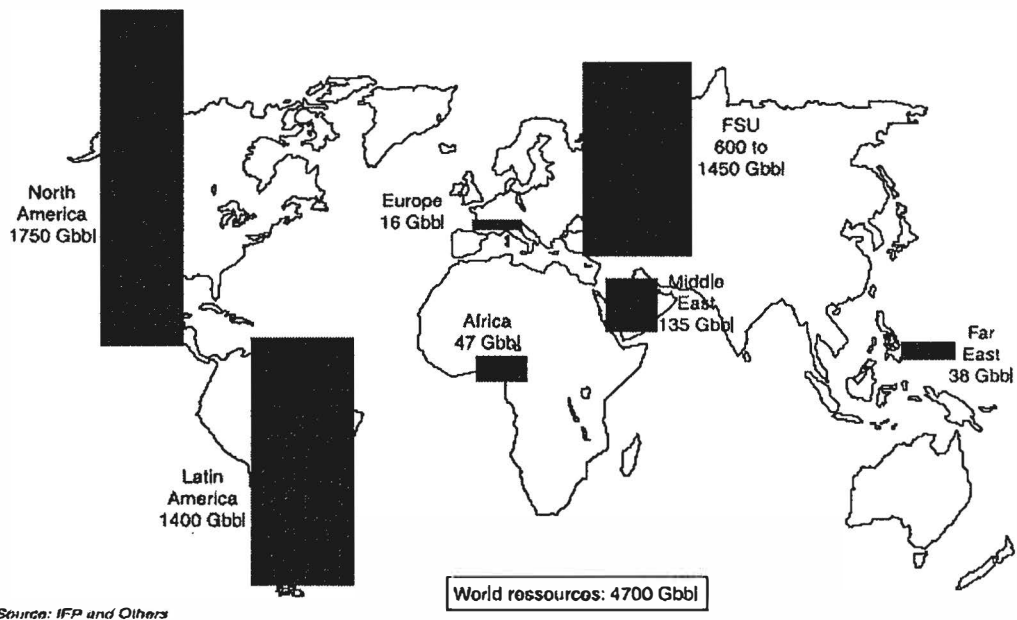


Figure 3  
Geographical distribution of heavy, extra-heavy oils and bitumen resources.

La primera etapa de este proyecto consistirá en la explotación del crudo pesado del lote 67, ubicado en la selva Norte de la amazonía, actualmente de propiedad de la Empresa Francesa Perenco, se analizará el costo de la construcción de un oleoducto (Piraña – Andoas) que conecte tal yacimiento con el Oleoducto Nor Peruano el cual es actualmente operado por la petrolera estatal Petroperu, para hacer posible su traslado a la costa (Terminal Bayovar).

Adicionalmente se tendrá que construir un ducto el cual traslade un diluyente que permita aligerar al crudo y además se considera incrementar la capacidad de almacenamiento en el terminal Bayovar, teniendo el crudo en el terminal Bayovar se evaluará la instalación de una unidad de recuperación de diluyente del crudo pesado, el crudo pesado podrá ser exportado y/o enviado a la refinería Talara para su posterior procesamiento y en tanto el diluyente (nafta liviana) será reciclado debido a su alto costo y a la disponibilidad fluctuante de la misma.

De acuerdo a lo mencionado la tesis llevará el título de:

**VIABILIDAD ECONÓMICA PARA EL TRANSPORTE**  
**DE CRUDO PESADO DE LA SELVA NORTE DEL PERÚ**

## CAPÍTULO II

### VARIACIÓN HISTÓRICA DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO

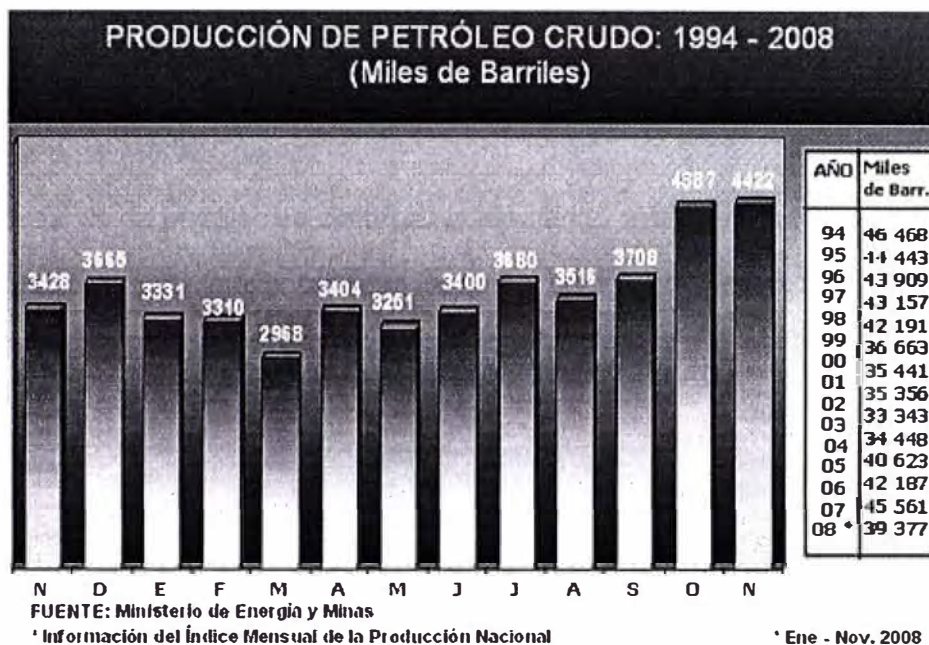
Los principales crudos que sirven como “marcadores” en el mercado internacional son el **West Texas Intermediate (WTI)** es un tipo de petróleo del Golfo de México muy utilizado en EE.UU. desde 1983, el **Brent** es un precio referencial del petróleo utilizado en Europa y el **Dubai** es un precio referencial que rige para Asia y algunos países del Golfo Pérsico. Entre ellos la cotización del WTI es la referencia para la comercialización de petróleo crudo en el continente Americano y por consiguiente para el Perú, por lo tanto el precio referencial de importación es el conocido el WTI.

Los factores que afectan el comportamiento del precio del WTI son principalmente económicos, políticos y climáticos. Estos factores son exógenos, es decir, el Estado Peruano no los puede manejar, por tanto la cotización del petróleo crudo internacional WTI puede subir o bajar dependiendo especialmente de los diferentes acontecimientos de orden político, económicos y climáticos que ocurran en el mundo, especialmente en los países miembros de la OPEP (oferta) y los grandes consumidores (demanda).

#### ***Impacto en el Perú***

Todas las consideraciones sobre el WTI no pasarían de ser un simple análisis académico de no ser porque afectan directamente la comercialización de los crudos y productos refinados peruanos, puesto que ellos se venden en el mercado internacional con un diferencial de precio frente al crudo WTI o con fórmulas que están en forma directa o indirecta relacionadas con ese marcador.

Ese diferencial oscila diariamente y obedece a condiciones de calidad, cantidad, volumen por cargamento, distancia hasta el destino final, valor del fletamento, y a condiciones de oferta y demanda frente a otros crudos y productos competidores.



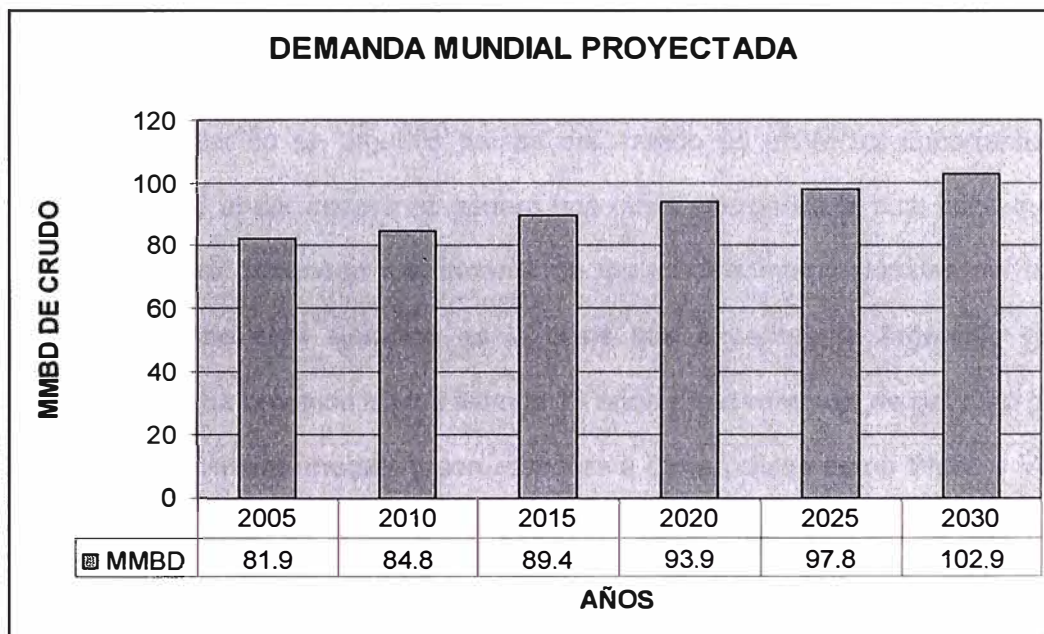
Ahora bien, siendo el petróleo crudo la materia prima de todos los productos refinados, se entiende que sus precios están íntimamente relacionados. Por esa razón, cuando se escucha que el WTI está subiendo de precio se debe entender que la gasolina, el diesel, el jet, el propano y el fuel oil también lo harán. También se debe entender que, bajo circunstancias normales de comercialización, la gasolina, el diesel y el jet deberán estar por encima del precio de su materia prima, cuyo valor está regido por el WTI. De lo contrario, las refinerías estarían trabajando a pérdida.

El marcador internacional del Petróleo (West Texas Intermediate - WTI) tiene un comportamiento variable con el tiempo, aunque en la mayor parte de tiempo tiende a

incrementarse, se darán a conocer los factores que influyen en su aumento así como los que favorecen su disminución.

### Factores que influyen en el aumento:

- La inestabilidad en importantes zonas productoras de petróleo debido a conflictos bélicos en el Medio Oriente.
- La demanda de petróleo va continuar aumentando debido a mercados emergentes que requieren cada vez mayor cantidad de crudo, como por ejemplo, China e India.

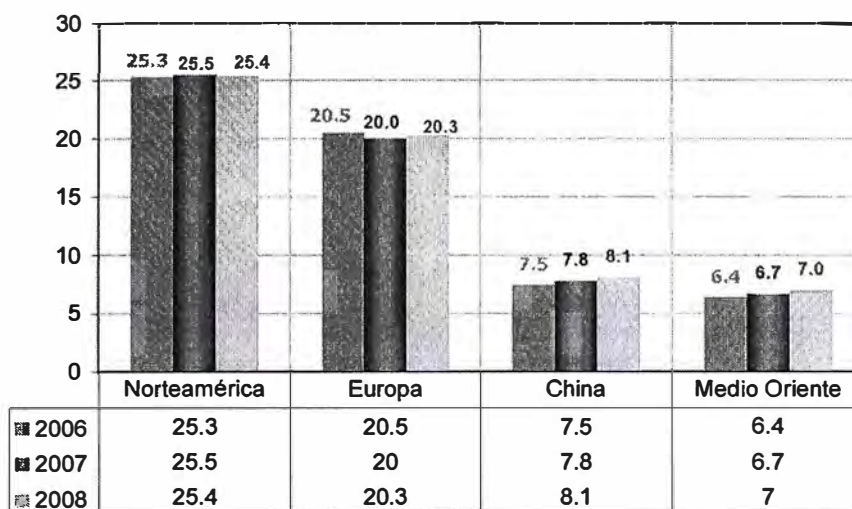


Fuente: Internacional Energy Outlook 2008 – September 2008.

En el mundo, se estima que la demanda crecerá en 1.2 millones de barriles por día en el año entrante, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía.



### Principales Consumidores de Petróleo en el Mundo



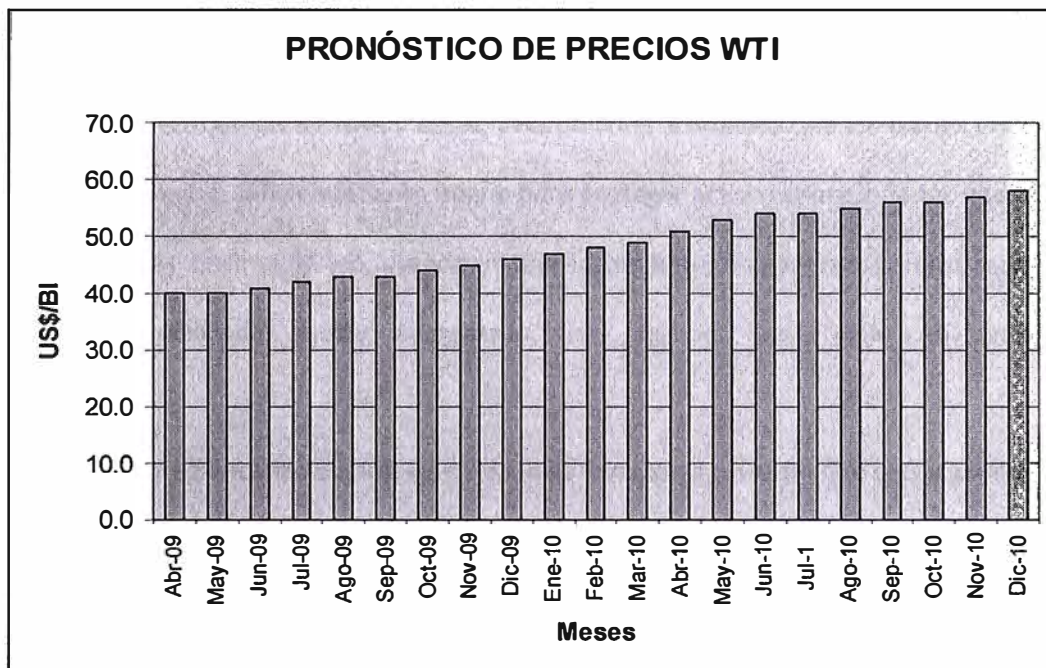
Fuente: Bloomberg

- La poca exploración en algunos países del mundo es un factor importante en este análisis, ya que al ser escasa se genera una crisis energética la cual hace que países como el nuestro dependan fuertemente de los precios internacionales del crudo. Un claro ejemplo de esta situación es la crisis que experimenta Argentina ya que la exploración se ha detenido en los últimos 10 años y sus reservas de petróleo presentan índices de crecimiento negativo con respecto a otros países como Brasil y Venezuela que tienen índices de crecimiento positivos, según los reportes de BN Américas.

#### Factores que influyen en el descenso:

- Baja en la demanda mundial y perspectivas futuras de demanda a la baja en países OCDE y con tendencia a la alza pero menos rápido de lo previsto en los países emergentes.
- Mayor oferta de la OPEP, con Arabia Saudita aumentando su producción.
- Menores tensiones geopolíticas (Nigeria, Irak, Irán).

- Aumento del dólar. Efecto importante ya que el crudo está formulado y viene pagado en esa moneda. Por lo general, la relación entre el precio del crudo y del dólar es inversa.
- La temporada de huracanes en EEUU fue particularmente benévola en el año 2008, habiendo algunos que amenazaron el Golfo de México pero que no provocaron daños importantes.



**Comentario:**

***Solamente llevó 5 meses para que el precio del petróleo cayera desde US\$ 150 hasta US\$ 40 en la segunda mitad del año 2008. Mientras que el consumo del petróleo no se incremento ni siquiera 10%, entonces ¿cual es la causa real de este colapso?***

Durante la primera parte del 2008, las economías occidentales estaban ya reduciendo su actividad notablemente y las compañías de inversión sacaron gradualmente trillones de dólares del mercado y las ubicaron en energía ETF. En aquel momento la sed insaciable por petróleo de China e India y la “desconexión” de las economías de este y oeste hicieron creer a muchos que los bienes eran una “cosa segura”, un seguro tangible suficientemente bueno para proteger activos sobre inflados que aparecieron de suposiciones hechas. Encima de eso, usando un apalancamiento, las ganancias fueron multiplicadas a medida que el precio del crudo aumentaba, un negocio nada malo en una recesión.

Pero cuando la industria bancaria colapso, las compañías inversoras tuvieron que elevar dinero “depalancando”, eliminando sus posiciones en energía ETF enviando el precio del crudo a la baja. Para diciembre del 2008 el precio del crudo había colapsado en 75% y francamente nadie se quejaría del precio bajo de productos derivados del petróleo y del gas.

A medida que ingresamos al año 2009 el panorama petrolero se ha revertido dramáticamente de lo que era el año anterior. El precio del crudo es menor que sus costos de producción y nuevos proyectos de exploración están siendo cancelados. China se apresura a comprar todo el petróleo que pueda obtener para hacerlas sus reservas estratégicas. Los países de la OPEC antes arrogantes ahora desean vender su petróleo a cualquier precio para financiar programas de gobierno y prevenir inestabilidad política. Una constante sin embargo es el termino de reservas en principales campos petroleros, peor de lo predicho en 9.1% año a año cuando terminamos el 2008.

### CAPÍTULO III

#### SITUACIÓN ACTUAL DE LA IMPORTACIÓN DE MATERIA PRIMA (CRUDOS) PARA LAS REFINERÍAS DE PETROPERU

En las refinerías de PETROPERU históricamente se han procesado crudos nacionales:

	<b>API</b>	<b>%S w/w</b>		<b>API</b>	<b>%S w/w</b>
PETROTECH	36.6	0.063	LORETO	18.0	1.330
PETROBRAS	33.6	0.079	OLYMPIC	41.2	0.082
ONO VARIOS	34.2	0.071	BPZ	22.8	0.216
MAYNA	24.8	0.411			

Y también crudos importados:

	<b>Localización</b>	<b>API</b>	<b>%S w/w</b>
ORIENTE	Ecuador	23.0	1.60
LEONA 24	Venezuela	23.9	1.96
VASCONIA	Colombia	23.9	1.13
LAGOTRECO	Venezuela	28.0	1.45
NAPO	Ecuador	18.8	2.18
MARALAGO	Venezuela	22.0	2.97
MESA 30	Venezuela	29.7	1.41
GUAFITA	Venezuela	28.6	0.73
MARLIM P – 37	Brasil	22.8	0.72
ALBACORA	Brasil	18.2	0.64
SOUTH BLEND	Colombia	28.8	0.80
CUSIANA	Colombia	42.3	0.14

**Nota:** En la refinería La Pampilla propiedad del grupo Repsol YPF se procesaron los siguientes crudos importados:

	<b>Localización</b>	<b>API</b>	<b>Contenido S% peso</b>
Nemba	Angola	38.6	0.22
Palanca	Angola	34.0	0.34
Amenaro	Nigeria	38.0	0.12

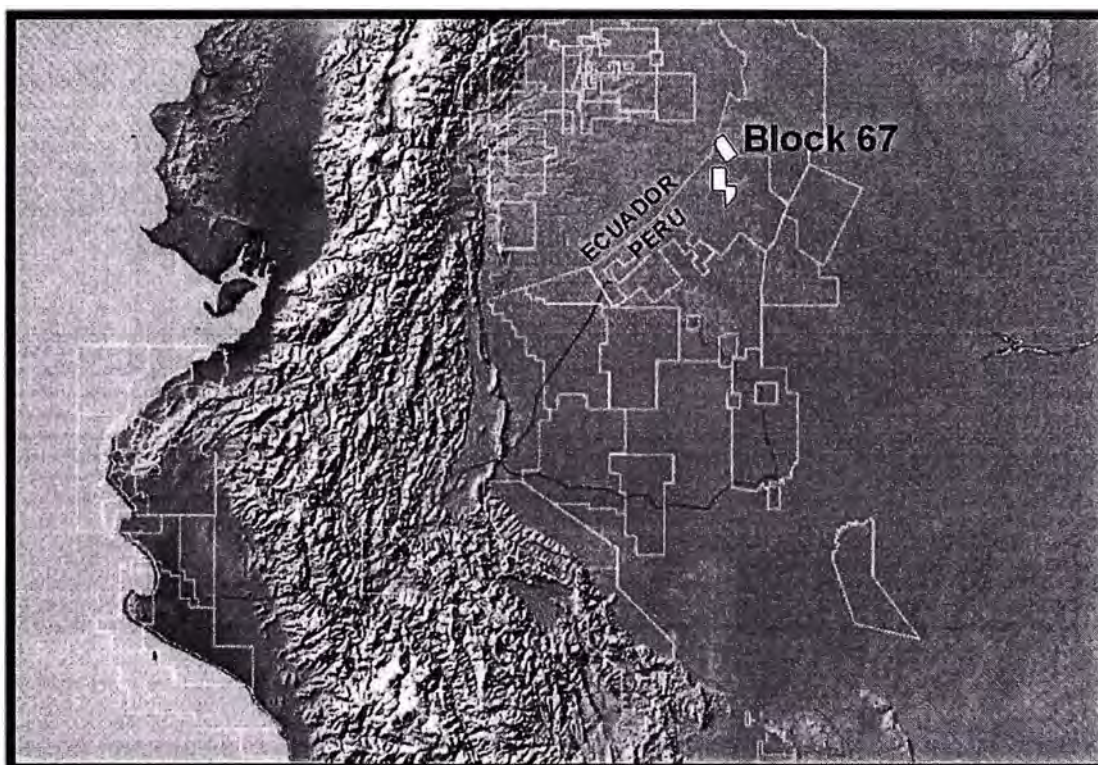
En cantidades variables observándose que el porcentaje de crudo importado aumenta conforme transcurre el tiempo. Este porcentaje ha tenido una variación desde aproximadamente 26%, en el año 2001, hasta alcanzar un porcentaje de 40% en el año 2007, casi duplicando la importación. En adición a este incremento de la importación de crudo se tiene también que el precio internacional de este (visto en el capítulo anterior) aumenta, lo cual produce un mayor costo en la compra de estos crudos foráneos; en vista de esta situación se desea aumentar la producción de crudo nacional para no depender del precio tan variable de los crudos importados; en este punto uno de los objetivos de la presente tesis es aprovechar el potencial de los lotes de Perenco, Pluspetrol y de Repsol para mejorar nuestra balanza comercial de hidrocarburos, mejorando la rentabilidad y competitividad de la empresa al disminuir los costos relacionados de la materia prima del mercado local.

En el anexo 2 se muestran algunas tablas en las cuales se observa los crudos y sus respectivas cantidades que son procesadas en las refinerías de Petroperu para el periodo 2002 - 2008.

## CAPÍTULO IV

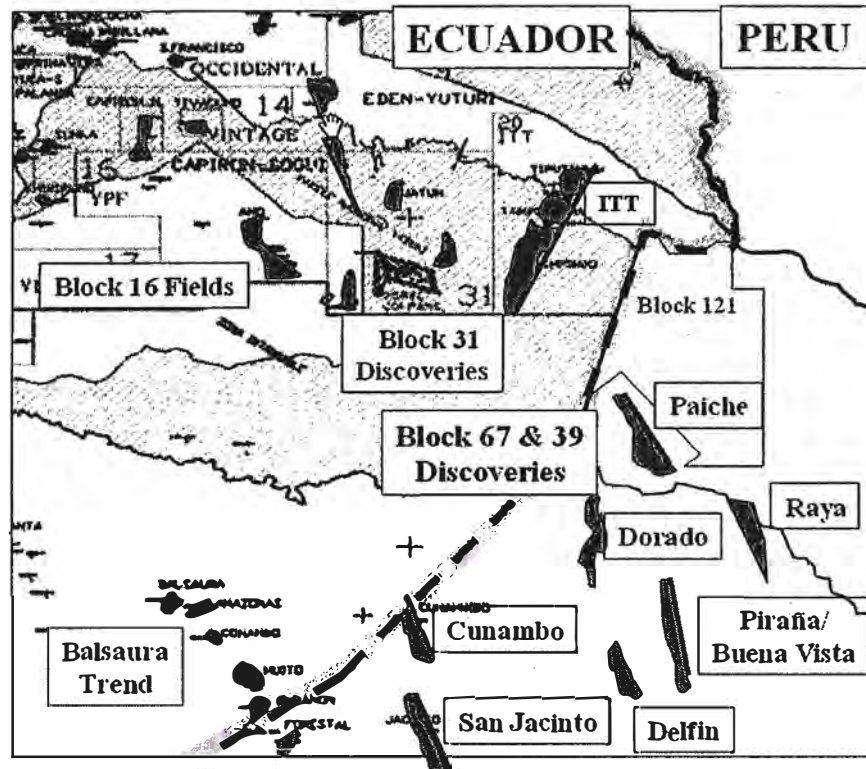
### DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL LOTE N° 67 DE PERENCO

El Lote 67 se encuentra ubicado en el departamento de Loreto, Provincia de Maynas y Loreto. Cuenta con una extensión geográfica de 831 313.298 hectáreas al momento de la aprobación de la Licencia para la Exploración y Explotación el día 13 de diciembre de 1995.



Durante la primera etapa exploratoria realizada por Perenco en el año 1998 se perforaron 3 pozos: Paiche – 1, Dorado – 1 y Piraña - 1. En estos pozos se encontró petróleo con un rango de API de 11 a 21 y con 2.94% en peso de azufre.

## Heavy Oil Belt: Marañón-Oriente Basin



### EL CAMPO PAICHE

El campo Paiche contempla la construcción de tres plataformas, dos de producción y la tercera que incluye la estación de proceso y de re-inyección de agua. Un total de 48 pozos horizontales productores y 9 pozos inyectoros (verticales y direccionales) serán perforados desde las plataformas.

De acuerdo a los modelos geológicos actuales, con la información obtenida durante la fase de exploración, el Petróleo Original en Sitio (POES) se estima en 1,104 MMBO, las reservas se estiman en 197 MMBO, que representa un factor de recuperación de 18%.

La producción más alta de petróleo sería de 60,000 barriles por día y una producción de fluido total de 370,000 barriles por día. La Estación Central de Proceso para Paiche (ECP) será diseñada para el manejo nominal de un volumen de fluido de 400,000 barriles, mediante cuatro trenes de proceso que permita una flexibilización en las operaciones. La generación eléctrica ha instalarse será de 40 Mw-Hr y una capacidad de almacenamiento de crudo en especificación técnica de 100,000 barriles.

El tratamiento de agua será en ciclo cerrado con una capacidad de almacenamiento de agua de 100,000 barriles, se estima que para la re-inyección es necesario utilizar altas presiones en la cabeza de los pozos (2,500 psi a 3,000 psi), para alcanzar un promedio de inyección de agua por pozo de 34,445 barriles diarios.

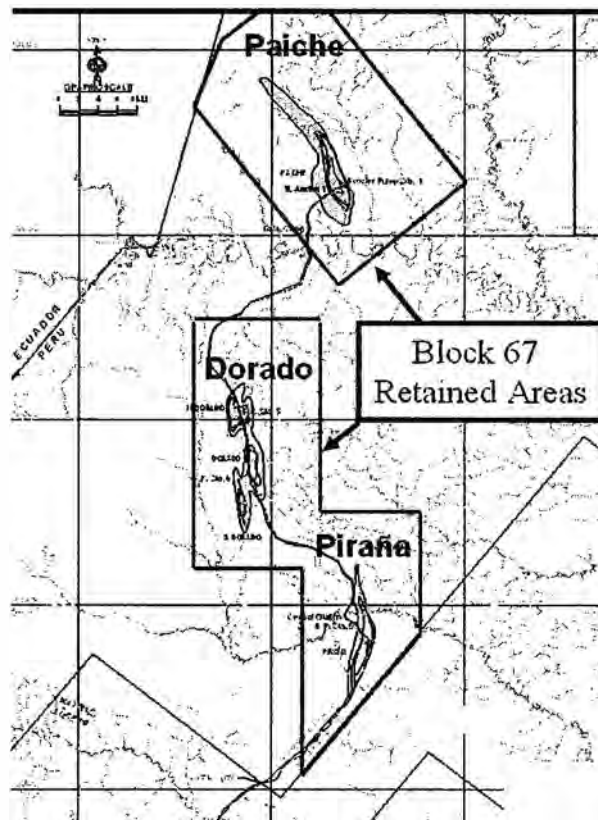
Todo el sistema de proceso será calentado hasta una temperatura de 220° F (104° C), la temperatura promedio en los tanques y el sistema será de 190° F (88° C).

La Base de Operaciones será la que actualmente se encuentra construida a orillas del río Curaray, donde adicionalmente se construirá un aeropuerto para la logística del Lote 67.

### **EL CAMPO DORADO**

El campo Dorado contempla la construcción de cuatro plataformas, tres de producción y la cuarta que incluye la estación de proceso y de re-inyección de agua. Un total de 27 pozos horizontales productores y 4 pozos inyectoros (verticales y direccionales) serán perforados desde las plataformas.





De acuerdo a los modelos geológicos actuales con la información obtenida durante la fase de exploración, el Petróleo Original en Sitio (POES) se estima en 349 MMBO, las reservas se estiman en 84 MMBO, que representa un factor de 24% de recuperación.

La producción más alta de petróleo sería de 30,000 barriles por día y una producción de fluido total de 142,500 barriles por día.

La Estación Central de Proceso para Paiche (ECPD), será diseñada para el manejo nominal de un volumen de fluido de 150,000 barriles, mediante dos trenes de proceso que permitan una flexibilización en las operaciones. La generación eléctrica a instalarse será de 30 Mw-Hr y una capacidad de almacenamiento de crudo en especificación técnica de 100,000 barriles.

El tratamiento de agua será en ciclo cerrado con una capacidad de almacenamiento de agua de 100,000 barriles, se estima que para la re-inyección es necesario utilizar altas presiones en la cabeza de los pozos (2,500 psi a 3,000 psi), para alcanzar un promedio de inyección de agua por pozo de 28,125 barriles diarios.

Todo el sistema de proceso será calentado hasta una temperatura de 220° F (104° C), la temperatura promedio en los tanques y el sistema será de 190° F (88° C).

La Base de Operaciones para el campo será construida en la Estación Central de Proceso.

### **EL CAMPO PIRAÑA**

El campo Piraña contempla la construcción de tres plataformas, dos de producción y la tercera que incluye la estación de proceso y de re-inyección de agua. Un total de 23 pozos horizontales productores y 3 pozos inyectoros (verticales y direccionales) serán perforados desde las plataformas.

De acuerdo a los modelos geológicos actuales con la información obtenida durante la fase de exploración, el Petróleo Original en Sitio (POES) se estima en 452 MMBO, las reservas se estiman en 76 MMBO, que representa 17% en factor de recuperación.

La producción más alta de petróleo sería de 26,000 barriles por día y una producción de fluido total de 130,500 barriles por día.

La Estación Central de Proceso para Piraña (ECPPi), será diseñada para el manejo nominal de un volumen de fluido de 150,000 barriles, mediante dos trenes de proceso que permita

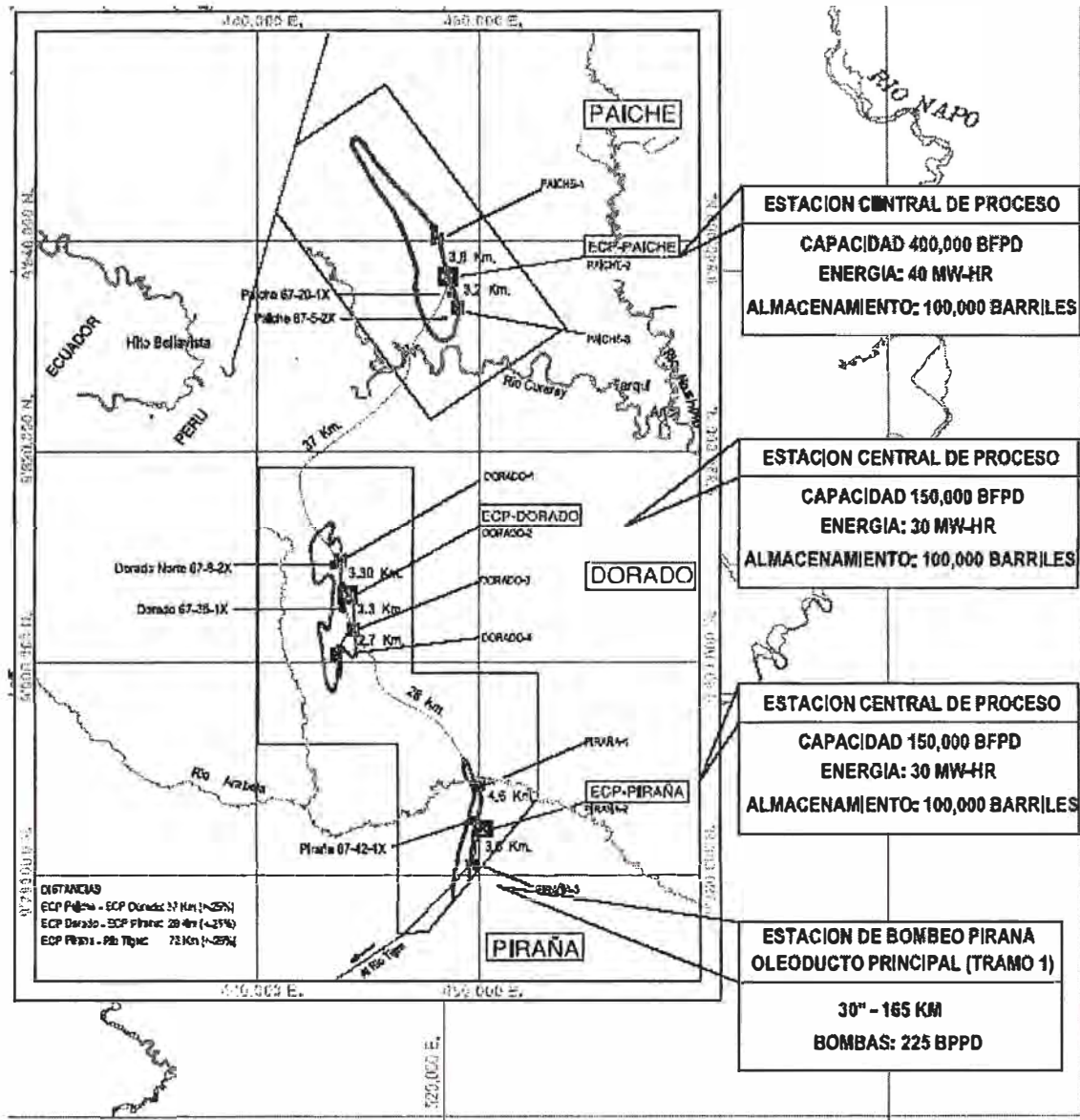
una flexibilización en las operaciones. La generación eléctrica a instalarse será de 30 Mw-Hr y una capacidad de almacenamiento de crudo en especificación técnica de 100,000 barriles.

El tratamiento de agua será en ciclo cerrado con una capacidad de almacenamiento de agua de 100,000 barriles, se estima que para la re-inyección es necesario utilizar altas presiones en la cabeza de los pozos (2,500 psi a 3,000 psi), para alcanzar un promedio de inyección de agua por pozo de 34,834 barriles diarios.

Todo el sistema de proceso será calentado hasta una temperatura de 220° F (104° C), la temperatura promedio en los tanques y el sistema será de 190° F (88° C).

La Base de Operaciones para el campo será construida en la Estación Central de Proceso.

<b><u>CAMPO</u></b>	<b><u>FORMACION</u></b>	<b><u>API</u></b>
Paiche	Basal Tena	12.1
Paiche	Vivian	11.2 - 13.9
Paiche	Chonta	12.4 - 12.9
Dorado	Basal Tena	14.2
Dorado	Chonta	10.8 - 15.9
Piraña	Chonta	12.3 - 21.1



## **CAPÍTULO V**

### **CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO DEL LOTE 67 DE PERENCO**

A continuación se detallan las propiedades físico-químicas de un crudo del Lote 67.

#### **GRAVEDAD**

*Norma ASTM D-1298. Unidad de Medida: °API*

Existen tres (3) estaciones centrales de producción correspondientes al crudo Perenco las cuales son las siguientes:

**PAICHE**

**DORADO**

**PIRAÑA**

Cada una de las cuales tiene pozos productivos; lo que se aprecia en la siguiente tabla:

<b>CAMPOS</b>	<b>API</b>	<b>VISCOSIDAD EN SUPERFICIE @ 80°F</b>	<b>VISCOSIDAD EN RESERVORIO @ 190 - 210</b>
<b>PAICHE</b>			
Tena	13.7	> 100,000	322
Vivian	12.5		392
Chonta Superior	12.9		
Cetico	12.7		592
<b>DORADO</b>			
Tena	11.2	23,080	94
Glauconítico	15.1	17,502	71
Cetico	15.9	5,085	36
<b>PIRAÑA</b>			
Tena	13.7		
Glauconítico	20.8	24,210	128
Cetico A	21.1	12,543	76
Cetico B	12.3	191,106	220

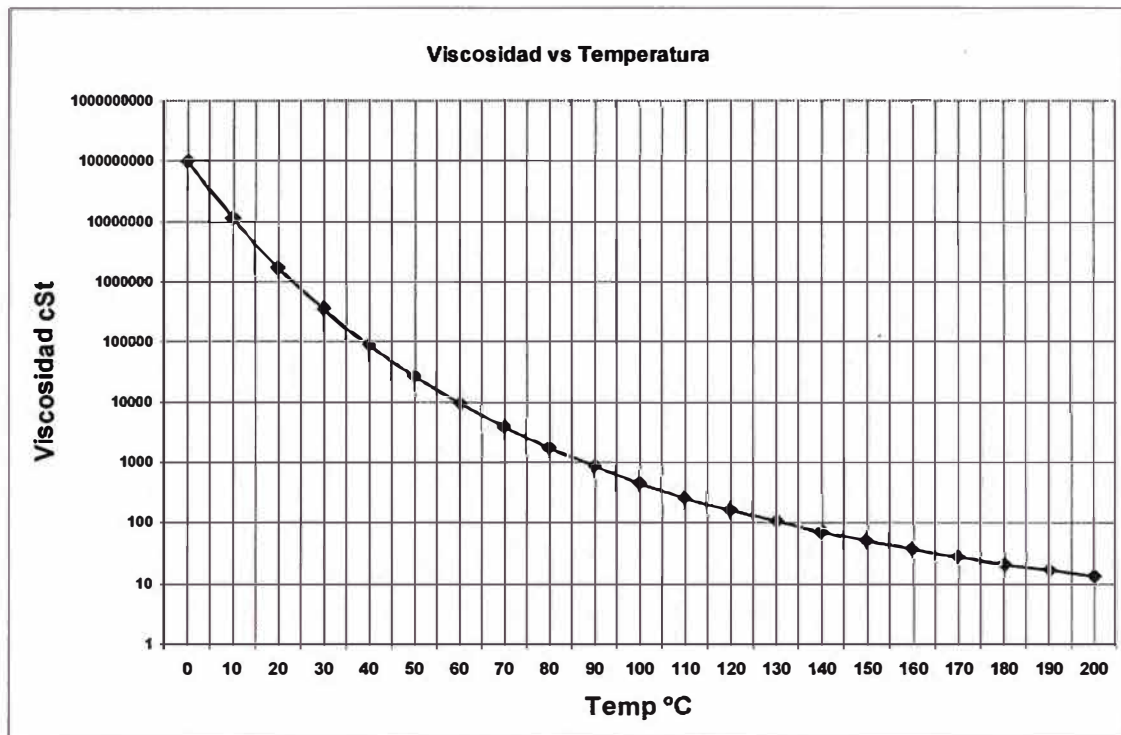
*Nota: Las unidades de la viscosidad están dadas en cSt (Centi Stokes).*

Se considerará una gravedad promedio de 14.7 API. Por lo tanto, el crudo del que dispone el Lote 67 de Perenco tiene la característica de pesado por su gravedad específica menor que 22° API.

**VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD CON LA TEMPERATURA**

*Norma ASTM D-445. Unidad de Medida: cSt*

<b>Temperatura (°C)</b>	<b>Viscosidad (cSt)</b>
0	102863544
10	11402622
20	1750141
30	351398
40	88178
50	26658
60	9425
70	3803
80	1717
90	853
100	460
110	266
120	163
130	106
140	72
150	50
160	37
170	28
180	21
190	17
200	13



#### ESCALA SEMI LOGARÍTMICA

Lo que hace difícil manipular y transportar este crudo pesado no es la densidad sino la viscosidad que este presenta. Caen en la categoría de crudos con elevado contenido de Azufre y exhiben una viscosidad muy alta a temperatura ambiente o de superficie.

Como la viscosidad es una función de la temperatura y el gradiente térmico regional es elevado (entre 92 – 98° C), las viscosidades de los crudos en reservorio son menores que 619 cSt.

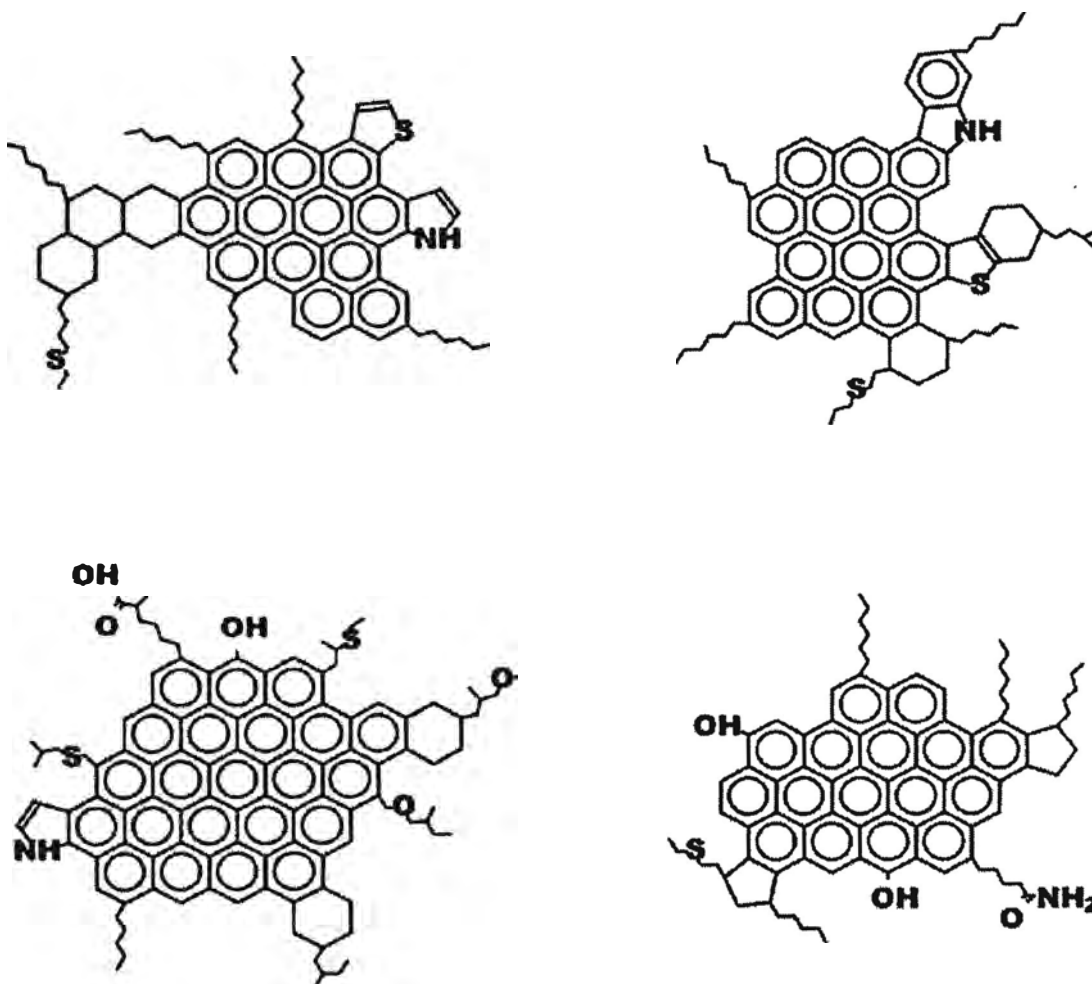


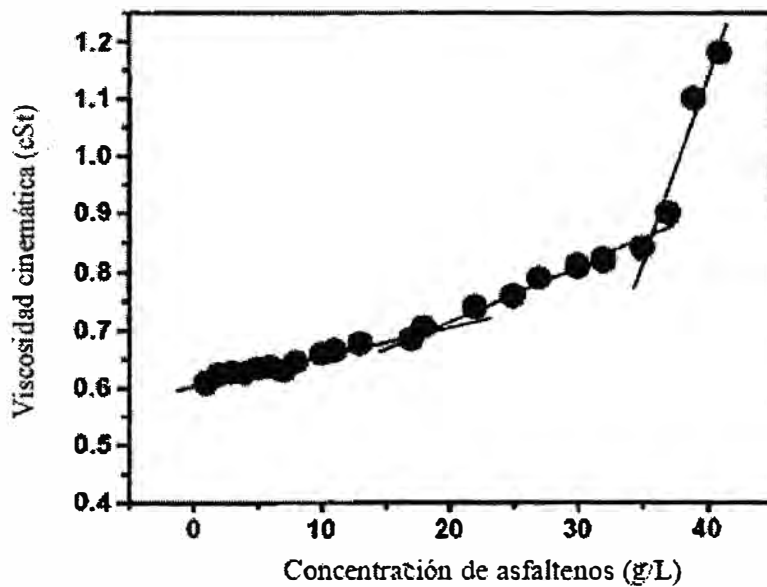
## CONTENIDO DE ASFALTENOS

*Norma ASTM D-6560. Unidad de Medida: wt%*

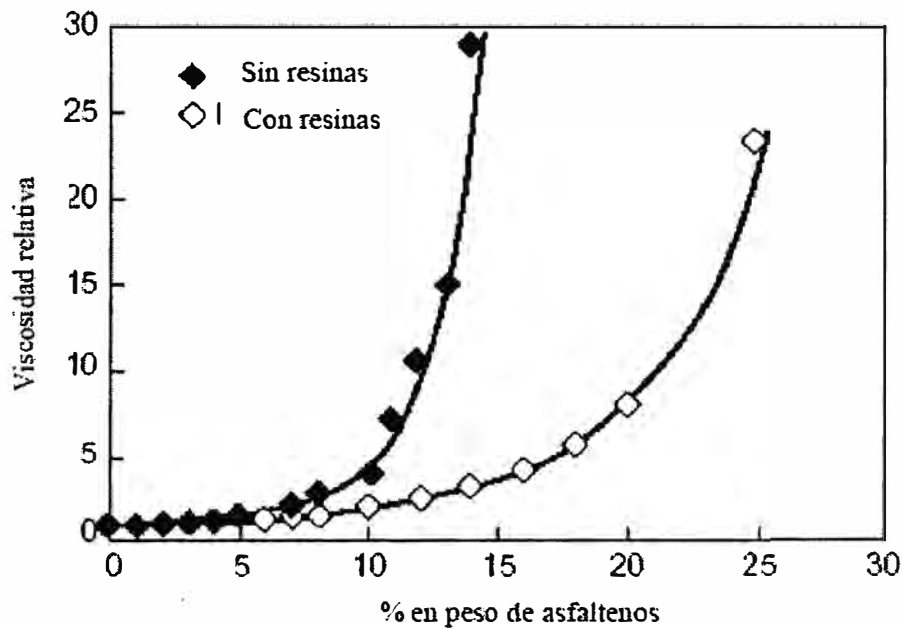
Por otro lado los crudos de los campos del Lote 67 poseen alto contenido de componentes asfálténicos en relación a los componentes nafténicos, parafínicos y aromáticos.

**Asfaltenos, 20.67 wt%**





Viscosidad de soluciones de asfaltenos en Tolueno a 25°C.



Viscosidad relativa de soluciones de asfaltenos en Xileno a 20°C

**CONTENIDO DE METALES (V, Ni)**

*Medida con Absorción Atómica. Unidad de Medida: ppm p/p*

Los valores combinados de estos metales superan los 500 ppm.

***Níquel = 147 ppm***

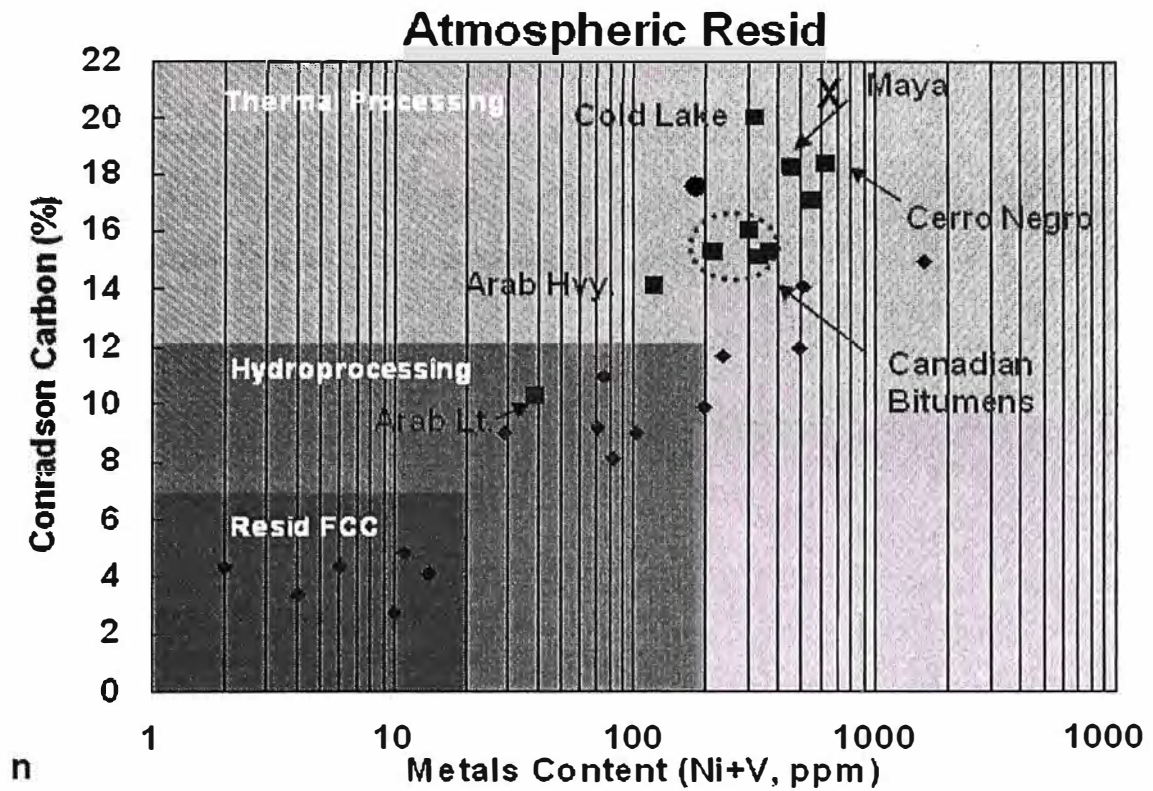
***Vanadio = 502 ppm***

**RESIDUO DE CARBÓN CONRADSON**

*Norma ASTM D-4530. Unidad de Medida: wt%*

El valor para el contenido de Carbón Conradson para el crudo del Lote 67 es en promedio:

**16.28 wt%**



**X = Heavy Peruvian**

#### CONTENIDO DE AZUFRE

*Norma ASTM D-4294. Unidad de medida: %wt*

El contenido total de Azufre en el crudo del Lote 67 es:

**Azufre 2.9 wt%**

**FACTOR DE CARACTERIZACIÓN (KUOP)**

*Método Analítico UOP 375. Unidad de medida: Adimensional*

El factor de caracterización es en promedio de:

**11.6**

**PUNTO DE VERTIDO (POUR POINT)**

Norma ASTM D-97. Unidad de Medida: °C

**21 °C**

**SULFÚRICO DISUELTO**

*Norma ARAMCO H-3. Unidad de Medida: ppm v/v*

**2 ppm v/v**

**NITRÓGENO TOTAL**

*Análisis Elemental. Unidades de Medida: ppm p/p*

Valor correspondiente a:

**4650 ppm p/p**

**NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN**

*Norma ASTM D-664. Unidad de Medida: mg KOH/gr*

**0.81 mg KOH/gr**

**AGUA POR DESTILACIÓN**

*Norma ASTM D-4006. Unidad de Medida: %vol*

**7.30 %vol**

En la tabla siguiente se aprecian algunos crudos venezolanos, entre los cuales está el Boscán Zulia que posee características similares a las del crudo pesado de la Selva Norte.

**Tabla 1-2. Los crudos venezolanos**

Los siguientes ejemplos de análisis de crudos venezolanos dan idea de sus características, contenido y rendimiento.

Nombre Estado	Boscán Zulia	Boscán Zulia	Lagunillas Zulia	Guara Anzoátegui	Ruiz Guárico	Piritál Monagas	Sta. Rosa Anzoátegui
Origen del dato	Richmond	Richmond	Mene G.	Fornerto	Atlántic	Fornerto	Fornerto
Gravedad °API	9.5	10.1	18.0	24.5	29.6	33.2	45.0
% azufre	5.25	5.48	2.06	1.5	0.90	0.80	0.10
Visc. SSU a 100 °F	-	90.000	1.000	188	52	49.3	34.0
Fecha	3-3-48	1956	1942-45	30-11-42	1957	1945	1942
Factor de caracterización							
a 250 °F	12.20	11.75	11.27	11.70	11.59	11.85	11.65
a 450 °F	11.60	11.38	11.40	11.50	11.66	11.65	11.65
a 550 °F	11.40	11.30	-	11.50	11.69	11.65	11.75
a 750 °F	11.40	11.35	-	11.60	11.88	11.90	12.35
Promedio	11.65	11.40	-	11.57	11.70	11.76	11.83
Base	I	IN	-	I	I	I	IP
Pérdida %	-	-	0	-	0.5	0.9	1.0
Gasolina							
% a 300 °F	1.6	1.8	4.0	15.0	11.0	18.7	37.8
Claro N° de octanaje	-	-	71.0	66.0	62.0	64.0	68.0
N° oct. 3cc TEL	-	-	86.3	84.0	81.0	82.0	85.0
% a 400 °F	3.8	4.0	9.2	24.5	20.5	27.1	49.0
Claro N° de octanaje	42.0	57.7	65.5	61.0	53.0	55.0	62.0
N° oct. 3cc TEL	66.0	66.6	81.90	80.0	74.0	78.0	80.0
% a 450 °F	5.2	5.7	11.20	29.6	26.5	32.4	53.3
Calidad	-	-	buena	buena	-	buena	excelente
Resid. reform. O.N.	85.2	89.0	96.0	89.5	88.0	84.0	87.0
	<b>Boscán</b>	<b>Boscán</b>	<b>Lagunillas</b>	<b>Guara</b>	<b>Ruiz</b>	<b>Piritál</b>	<b>Sta. Rosa</b>
Material de propulsión							
% a 550 °F	10.0	10.7	19.0	38.0	40.0	44.0	64.3
Gravedad °API	44.5	35.6	-	42.5	40.0	47.7	55.7
Calidad	-	-	-	buena	buena	buena	buena
Querosén destilado							
% 375-500 °F							
Gravedad °API	39.2	34.5	36.2	37.7	38.7	39.9	39.9
Punto de humo	19.2	15.0	15.7	16.7	18.0	18.6	18.6
% de azufre	3.0	3.0	alto	0.27	0.12	0.14	bajo
Calidad	-	-	-	-	-	regular	buena
Dest. o combustible Diesel							
% 400-700 °F	16.0	16.5	29.6	24.9	40.0	32.7	27.0
Índice Diesel	26.0	31.0	-	47.0	51.0	52.0	53.0
Punto de fluidez	-35.0	-15.0	-	-10	17.0	10.0	5.0
% de azufre	3.3	4.4	1.03	0.72	0.43	0.50	0.10
Calidad	-	-	-	buena	-	buena	excelente
Material destint. (Diesel)							
% 400-900 °F	28.8	30.3	47.0	47.0	60.0	53.0	42.0
N° de octanaje							
(Térmico)	73.0	73.0	-	71.4	69.4	69.2	66.2
Gravedad °API	21.0	23.7	-	27.7	29.1	28.0	31.8
Calidad (térmico)	-	-	-	buena	buena	buena	-
Calidad (catalítico)	-	-	-	-	buena	buena	excelente
Material destint. (residuo)							
% arriba 550 °F	90.0	89.0	81.0	62.0	59.0	55.1	34.7
Gravedad °API	6.5	7.5	-	15.3	22.6	22.3	30.0
°API com. desintegrado	-	-	-	4.9	5.9	6.2	10.4
% de gasolina (en abastec.)	-	-	-	36.5	49.5	48.5	58.5
% de gasolina (en crudo)	-	-	-	22.6	29.4	26.8	20.3
Lubricantes destil. (descerados)							
% 700-900 °F	12.8	13.8	17.4	22.1	20.0	20.3	15.0
Punto de fluidez	55.0	60.0	-	-10.0	105.0	95.0	12.0
Índice de viscosidad	25.0	50.0	-	43.0	85.0	80.0	135.0
% de azufre	4.3	4.7	1.95	1.65	0.98	1.0	0.20
Residuo % más 900 °F	67.4	65.7	43.8	28.0	18.0	19.0	8.0
Calidad de asfalto	excelente	excelente	excelente	buena	-	-	-

## CAPÍTULO VI

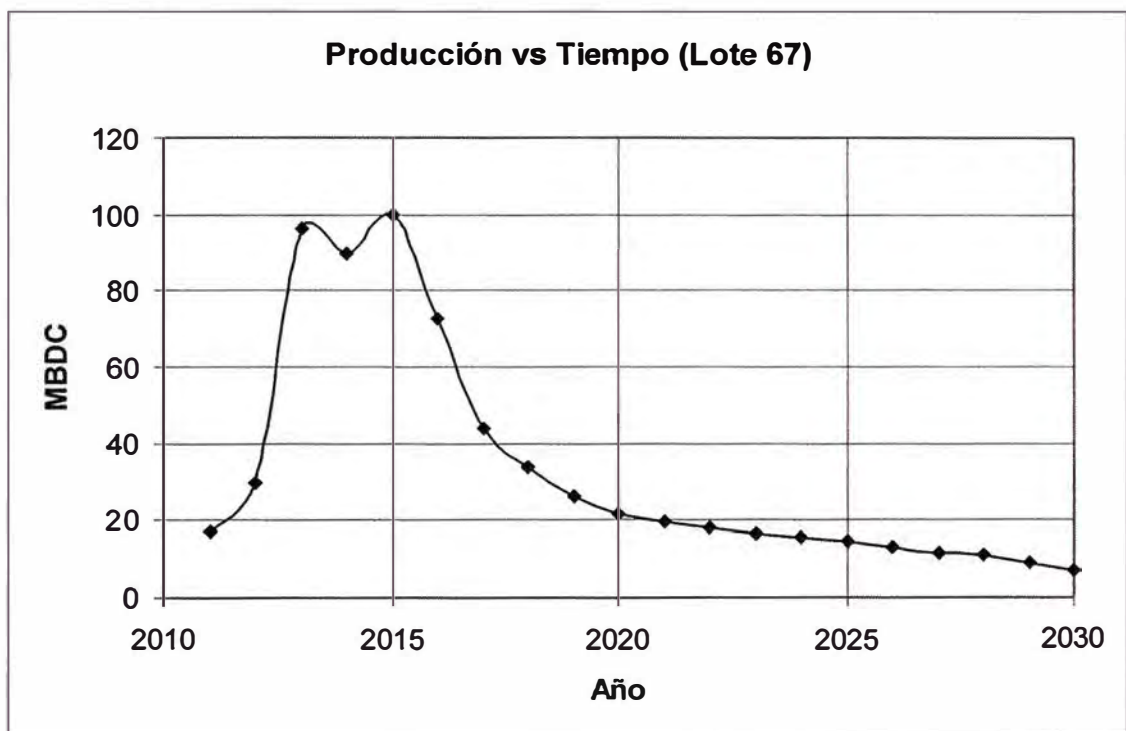
### PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO DE LOS LOTES DE LA SELVA NORTE

Un aspecto importante para la evaluación de este proyecto es la cantidad de crudo que será producido, para lo cual se hace necesario disponer del pronóstico de producción del mismo a lo largo de los años. A continuación se muestran algunos gráficos significativos que muestran la producción versus el tiempo, estos pronósticos corresponden a las empresas Perenco (Lote 67), Pluspetrol (Lote 1-AB) y Repsol (Lote 39).

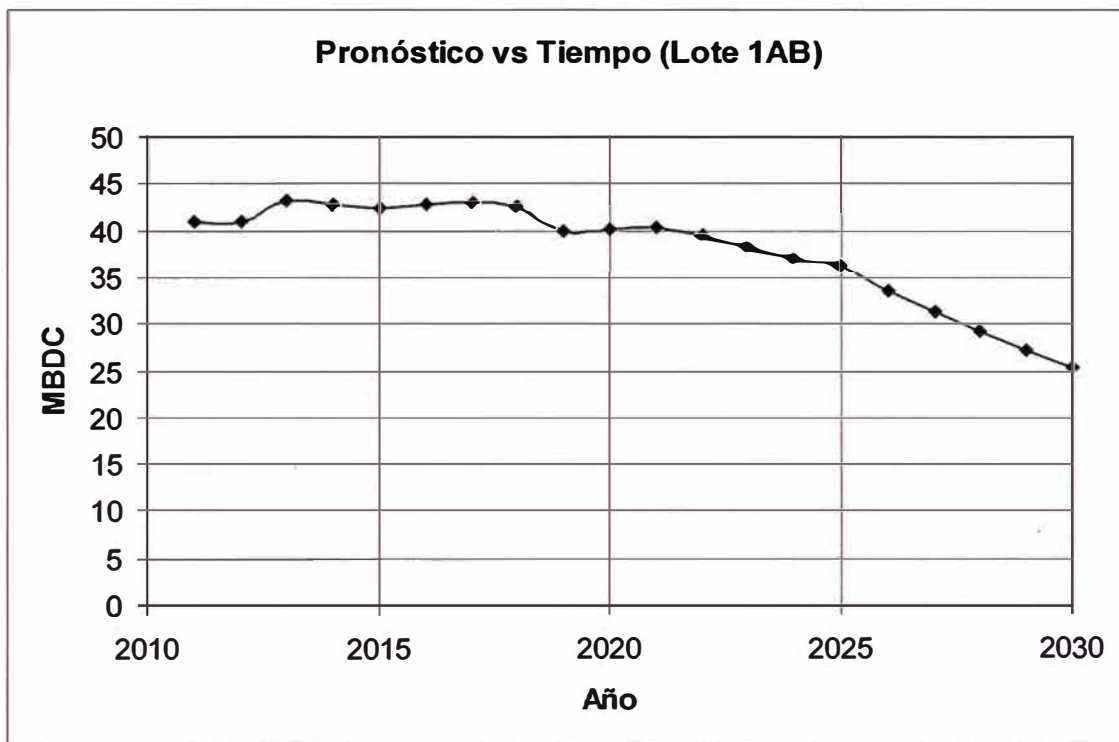
#### Diagramas Flujo Volumétrico vs. Tiempo

AÑO	PRODUCCIÓN CRUDO PESADO LOTE 67 - PERENCO		
	MBDC	API	SG
2011	17.00	14.13	0.9716
2012	30.00	14.83	0.9670
2013	96.29	14.71	0.9678
2014	89.71	14.50	0.9692
2015	100.00	14.43	0.9697
2016	72.79	14.48	0.9693
2017	44.05	14.48	0.9693
2018	33.96	14.49	0.9692
2019	26.34	14.50	0.9691
2020	21.80	14.52	0.9691
2021	19.91	14.53	0.9690
2022	18.18	14.55	0.9689
2023	16.84	14.57	0.9687
2024	15.78	14.59	0.9686
2025	14.86	14.62	0.9684
2026	13.27	14.66	0.9681
2027	11.85	14.70	0.9678
2028	11.30	14.77	0.9674
2029	8.88	14.86	0.9668
2030	7.19	14.99	0.9659

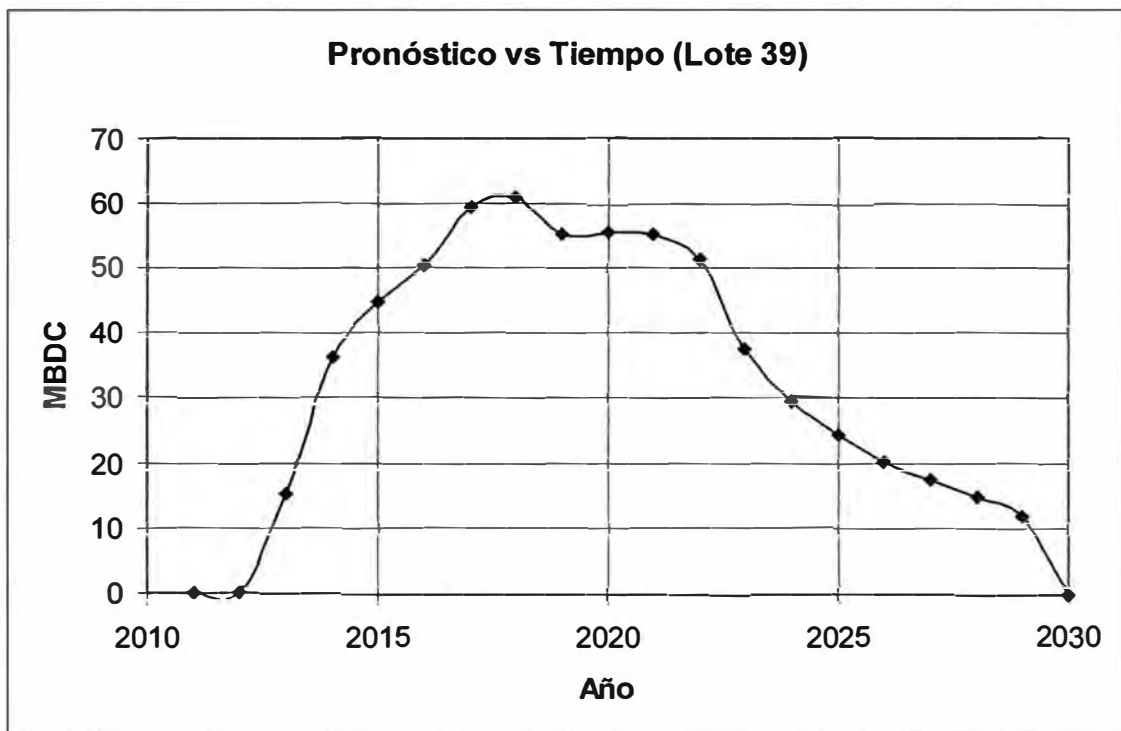




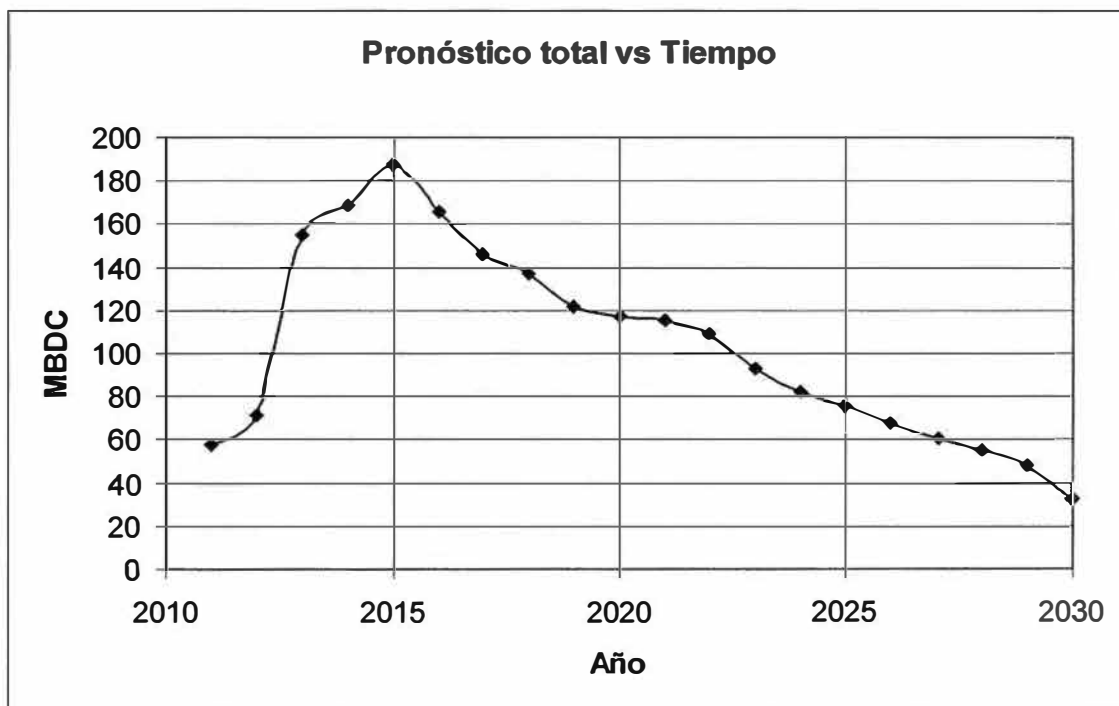
AÑO	PRODUCCIÓN ACTUAL + CRUDO PESADO LOTE 1AB - PLUSPETROL		
	MBDC	API	SG
2011	40.86	17.90	0.9471
2012	40.89	17.90	0.9471
2013	43.25	17.90	0.9471
2014	42.73	17.90	0.9471
2015	42.37	17.90	0.9471
2016	42.75	17.90	0.9471
2017	43.00	17.90	0.9471
2018	42.50	17.90	0.9471
2019	40.00	17.90	0.9471
2020	40.13	17.90	0.9471
2021	40.34	17.90	0.9471
2022	39.50	17.90	0.9471
2023	38.25	17.90	0.9471
2024	37.13	17.90	0.9471
2025	36.12	17.90	0.9471
2026	33.61	17.90	0.9471
2027	31.34	17.90	0.9471
2028	29.15	17.90	0.9471
2029	27.21	17.90	0.9471
2030	25.31	17.90	0.9471



AÑO	PRODUCCIÓN CRUDO PESADO LOTE 39 - REPSOL		
	MBDC	API	SG
2011	0.00	0.00	0.0000
2012	0.00	0.00	0.0000
2013	15.47	0.00	0.0000
2014	36.07	14.00	0.9725
2015	44.83	14.00	0.9725
2016	50.32	14.00	0.9725
2017	59.22	14.00	0.9725
2018	60.69	14.00	0.9725
2019	55.22	14.00	0.9725
2020	55.49	14.00	0.9725
2021	55.28	14.00	0.9725
2022	51.43	14.00	0.9725
2023	37.35	14.00	0.9725
2024	29.39	14.00	0.9725
2025	24.30	14.00	0.9725
2026	20.27	14.00	0.9725
2027	17.62	14.00	0.9725
2028	14.95	14.00	0.9725
2029	11.94	14.00	0.9725
2030	0.00	14.00	0.9725



AÑO	PRODUCCIÓN CRUDO PESADO TOTAL		
	MBDC	API	SG
2011	57.86	0.00	0.00
2012	70.89	0.00	0.00
2013	155.01	0.00	0.00
2014	168.51	0.00	0.00
2015	187.21	0.00	0.00
2016	165.87	0.00	0.00
2017	146.27	0.00	0.00
2018	137.15	0.00	0.00
2019	121.56	0.00	0.00
2020	117.42	0.00	0.00
2021	115.53	0.00	0.00
2022	109.11	0.00	0.00
2023	92.44	0.00	0.00
2024	82.30	0.00	0.00
2025	75.28	0.00	0.00
2026	67.15	0.00	0.00
2027	60.81	0.00	0.00
2028	55.40	0.00	0.00
2029	48.02	0.00	0.00
2030	32.49	0.00	0.00



## CAPÍTULO VII

### OPCIONES DE TRANSPORTE DEL CRUDO PESADO HACIA EL TERMINAL BAYOVAR

Una vez que se obtenga una producción constante de crudo pesado proveniente de los lotes 67 de Perenco, Lote 39 de Repsol y Lote 1-AB de Pluspetrol, será necesario enviar este hasta su destino final de procesamiento o posterior exportación, existen diferentes opciones para dicho transporte, cada cual involucra diversas configuraciones tanto de sistema de oleoductos como de sustancias para disminuir la fricción en la tubería por la cual es transportado el crudo o diluir el crudo y mejorar su viscosidad para un transporte adecuado.

Se darán a conocer primero los métodos de transporte que existen hoy en día y su importancia relativa.

Existen cinco métodos de transporte. Los principales son dilución y mejorado parcial (upgrading) los cuales son frecuentemente asociados en un mismo proyecto, ver la siguiente figura.

	Heating	Dilution	Upgrading	Emulsion	Annular flow
Required pipe diameter	Normal	Larger	Normal	Larger	Normal
Corrosion	Potential	None	None	Potential	Potential
Additional investments	Normal (heaters)	High (parallel diluent system)	High (field refinery)	Normal/high (supply system)	Normal/high (apply system)
Environmental problems	Electricity source	No specificity	No specificity	Water separation/treatment	Water treatment

Traditional solutions

Solutions to be developed



## **01. MEJORADO PARCIAL (UPGRADING)**

En el método de mejorado parcial (Upgrading), el crudo pesado es mejorado y se convierte en un crudo más ligero. Este método es aplicado en Canadá donde 588 Mbb/d de crudo sintético son producidos para exportación. Allí, la unidad de mejorado está localizada en el sitio de producción: el coque producido es almacenado en la mina abierta y el crudo sintético es transportado a las refinerías de los Estados Unidos.

## **02. DILUCIÓN**

La dilución puede ser usada de dos formas diferentes, dependiendo de si el diluyente es reciclado o no:

- En Canadá, en proyectos que exportan mezcla de bitumen, el diluyente no es reciclado y la mezcla bitumen más diluyente es vendida. En el año 2003 en Canadá, aproximadamente 385 Mbb/d de mezcla de bitumen fueron producidos. Esa solución depende de la disponibilidad y del precio del diluyente. El diluyente más común actualmente usado es un condensado muy ligero del gas natural (C5+ o "Pentano más") el cual es un producto secundario del procesamiento del gas natural, o un hidrocarburo ligero. Un diluyente típicamente constituye de 25 – 50% de la mezcla de bitumen. Sin embargo, hidrocarburos ligeros adecuados para la dilución son costosos y el condensado del gas natural no está disponible en grandes cantidades. Eso es por lo que ciertas compañías reciclan el diluyente.
- En cuatro proyectos del Orinoco en Venezuela, el diluyente es usado para transportar el crudo extra pesado desde el lugar de producción hasta un mejorador especial ubicado en la costa, donde es separado y puede ser reusado.

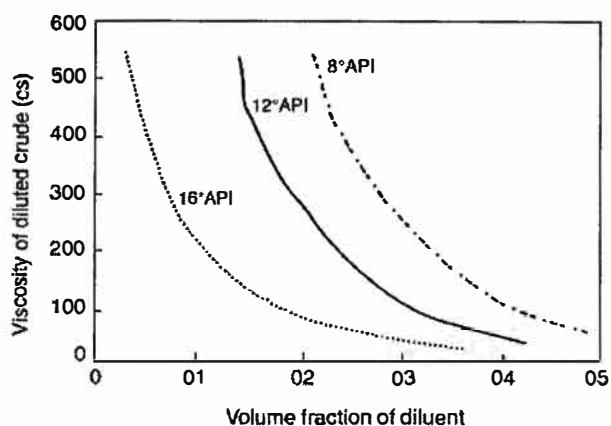


Figure 8  
Effect of dilution with condensate on crude oil viscosity for different API gravities [8].

En Canadá, la mina Muskeg River construida por Albion Oil Sands Energy Inc. es explotada de la misma forma: el bitumen primero es diluido, luego transportado vía el sistema de oleoducto Corridor a un mejorador regional en Scotford donde es transformado en crudo sintético. El sistema de oleoducto Corridor es un sistema dual que transporta el bitumen diluido hasta el mejorador Scotford y el diluyente de vuelta a la mina.

Separar el diluyente, construir un oleoducto separado para el retorno del diluyente y operar un oleoducto adicional es costoso. Una ventaja, sin embargo, es que el método consume menos solvente que para la exportación de mezcla de bitumen y está por lo tanto menos sujeto a problemas de disponibilidad y de precio del solvente.

### **03. CALENTAMIENTO**

Una tercera forma de transportar el crudo pesado es calentar el crudo ya que la viscosidad disminuye muy rápidamente con el incremento de la temperatura. En Canadá, los proyectos que quieren enviar sus productos a un mejorador regional o a un terminal principal del oleoducto sin diluyente requerirán un oleoducto calentado/aislado. Enbridge Pipeline ha construido recientemente tal oleoducto para PetroCanada para enviar bitumen desde el

lugar de producción MacKay River hasta Fort McMurray donde es mezclado antes de ser exportado hacia el mercado de Norteamérica. Terasen también está considerando construir un tramo desde Fort McMurray hasta Edmonton. Este método de transporte también es usado en África y en América del Sur.

#### 04. EMULSIÓN DE AGUA

Crudo en emulsión de agua es usado en Venezuela para producir ORIMULSION. En este proceso la emulsión no es rota y es usada como tal para alimentar plantas de generación de energía.

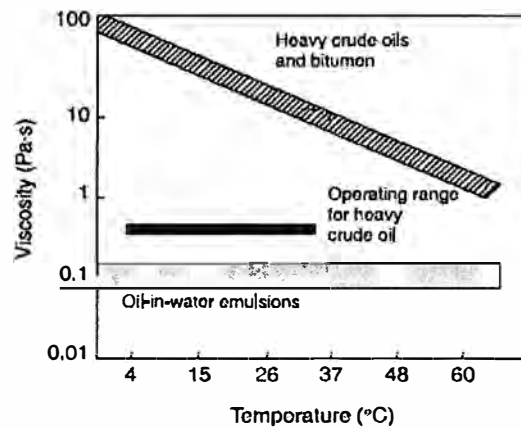


Figure 9

Reduction of viscosities of heavy crude oils and bitumen by conversion to oil-in-water emulsions, adapted from [2].

#### 05. FLUJO ANULAR

Con respecto al flujo anular, ha habido solamente dos ejemplos industriales desde 1970 y parece que ningún proyecto que involucre este método es planeado hoy en día excepto por el hidro transporte de sand oil desarrollado por Syncrude en Canadá. Parece que este método lleva consigo muchos problemas técnicos.

Según las opciones de transporte antes mencionadas se evaluaron las siguientes alternativas:

**A) Transporte de crudo pesado mediante emulsión de agua**

- Instalación de sistema de mezcla de crudo con agua dulce y surfactante en estación Andoas para formar emulsión de crudo agua, para su bombeo hasta el terminal Bayóvar.
- Construcción de un oleoducto desde estación Andoas hasta Estación 5 para el bombeo de la producción de los lotes 67, 39 y 1AB.
- Instalación de planta de separación de crudo agua en Bayóvar.
- Facilidades de almacenamiento y despacho en estaciones del oleoducto nor peruano hasta el terminal Bayóvar.

Esta alternativa fue eliminada debido a los problemas hidráulicos en las zonas de caída libre del tramo II del Oleoducto NorPeruano (Paso de Porcuya) en este sector se rompería la emulsión crudo agua, resultando inviable esta alternativa.

**B) Transporte de crudo pesado mediante calentamiento**

- Instalación de sistemas de calentamiento en Estación Andoas, Estación Morona y Estación 5 para bombear crudo hasta terminal Bayóvar.
- Construcción de un oleoducto desde Estación Andoas hasta Estación 5 para el bombeo de la producción de los lotes 67, 39 y 1AB.
- Facilidades de almacenamiento y despacho en estaciones del Oleoducto Nor Peruano hasta el Terminal Bayóvar.

Se descartó esta alternativa, debido a la elevada inversión por mayores requerimientos de energía para la instalación de sistemas de calentamiento de crudo en todo el recorrido del Oleoducto Nor Peruano.

### **C) Transporte de crudo pesado mediante aditivación**

- Utilización de aditivo para recubrimiento de tubería del Oleoducto Nor Peruano desde la Estación Andoas hasta el Terminal Bayóvar, que permita disminuir la fricción durante el transporte de crudo.
- Construcción de un oleoducto desde Estación Andoas hasta Estación 5 para el bombeo de la producción de los lotes 67, 39 y 1AB.
- Facilidades de almacenamiento y despacho en Estaciones del Oleoducto Nor Peruano hasta el Terminal Bayóvar.

Esta alternativa se descartó, debido a que la disminución de la fricción durante el transporte de crudo pesado es mínima.

### **D) Transporte de crudo pesado mediante dilución**

- Construcción de un Oleoducto para el transporte de diluyente desde Estación 5 hasta Terminal Bayóvar.
- Adecuación del Oleoducto Ramal Norte existente para transporte de diluyente desde Estación Andoas hasta Estación 5.
- Construcción de un oleoducto para el transporte de crudo con diluyente desde Estación Andoas hasta Estación 5.

- Facilidades de almacenamiento y despacho en las Estaciones del oleoducto Nor Peruano hasta el Terminal Bayóvar.
- Instalación de una Fraccionadora en Bayóvar, en el caso que se desee recuperar el diluyente del crudo.

## **TRANSPORTE DE CRUDO PESADO MEDIANTE DILUCIÓN**

**Descripción:** Desde la estación de proceso más cercana a la estación Andoas (ECP PIRAÑA), se construirá un oleoducto de una longitud aproximada de 163 km y que tendrá un diámetro de 30 pulgadas, a través de este nuevo oleoducto se transportará el crudo caliente, en la ECP deberá de instalarse facilidades para el calentamiento del crudo con la finalidad de reducir la viscosidad y se adecue al diseño de tal oleoducto nuevo.

Desde el Terminal Bayóvar se construirá un nuevo oleoducto hasta la Estación 5 de 550 km y de 12 pulgadas de diámetro, el cual empalmará con el Ramal Norte del Oleoducto Nor Peruano ya existente de 252 km y de 16 pulgadas, a través de estos dos últimos oleoductos se llevará Nafta Estabilizada de una gravedad API promedio de 60°.

También se construirá un Oleoducto desde la Estación Andoas hasta la Estación 5 de 24 pulgadas de diámetro y de 252 km el cual se unirá al oleoducto Nor Peruano Tramo II de 36 pulgadas y 550 km para llevar la mezcla de crudo + diluyente que se hará en la Estación Andoas hasta el Terminal Bayóvar.

## **TECNOLOGÍAS DE UPGRADING PARA OBTENCIÓN DE CRUDO SINTÉTICO**

Antes de comenzar un análisis completo de los procesos, es imprescindible reconocer las limitaciones físicas de la zona de Lote 67 y de sus crudos a fin de limitar la discusión a sólo los procesos aplicables. En términos químicos, la diferencia entre hidrocarburos livianos y pesados es la relación entre el porcentaje de carbón e hidrógeno. Un típico crudo liviano de 30° API está compuesto por 79% carbón y 19% hidrógeno, con el restante 2% de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales. Un crudo de 12° API, como los del Lote 67, está compuesto por 84% carbón, 12% hidrógeno y 4% de restante.

Los crudos pesados tienen sólo 5% a 8% más carbón que los crudos livianos. Para mejorar el crudo pesado, en principio, hay dos opciones. Se puede quitar el carbón, con un resultado neto de reducción de volumen, o se puede agregar hidrógeno, con un resultado neto de aumentar el volumen.

Durante los procesos de mejoramiento de crudos pesados por la introducción de hidrógeno, como "hydrotreating", las moléculas de los componentes más valiosos del crudo son reorganizadas, incorporando hidrógeno en su estructura química. En la mayoría de los casos, la fuente de este hidrógeno es mediante el proceso llamado Steam Reforming o Reformado con Vapor del gas metano (gas natural). Desafortunadamente, todos los campos de la Cuenca Marañón producen crudos subsaturados, es decir tienen un contenido bajo de gas. Con la imposibilidad de generar hidrógeno a costos factibles en la selva, quedan descartados los procesos que exigen su presencia como elemento fundamental. Cabe mencionar que una planta puesta en la costa en vez de selva, podría contar con fuentes de hidrógeno, como las demás refinerías que utilizan este paso de hidrotratamiento en la actualidad. Sólo los procesos que utilicen la reducción del carbón son aptos para mejorar los crudos pesados del Lote 67. Se pueden dividir en tres categorías. 1) Los procesos de separación física, como la extracción por solvente, "Solvent Deasphalting", 2) Los procesos



termales que aplican calor para romper los lazos moleculares y liberar el carbón, y 3) Los procesos que utilizan catalizadores para aislar y atrapar el carbón.

**Figura 1.1**  
**TABLA COMPARATIVA**

<b>PROCESOS DE MEJORAMIENTO DE CRUDOS PESADOS</b>				
	<b>CAPEX</b>	<b>OPEX</b>	<b>YIELD</b>	<b>PRODUCT</b>
	<b>\$ MM</b>	<b>\$ BO</b>	<b>%</b>	<b>API</b>
ATM / VTM	470	\$ 2.00	48	18°
ROSE	850	\$ 3.00	70	20°
FCC	1,400	\$ 4.25	97	28°
VISBREAKING	750	\$ 2.60	65	16°
COKING	1,800	\$ 3.50	80	19°

Se asume 12° API, 2% Azufre, 20% Asfaltinas, < 200ppm Metales totales ubicado donde hay infraestructura existente (GOM)

Volumen de ingreso de 100,000 bppd

ATM/ATM	Bajo Costo, Bajo rendimiento, Inaceptable porcentaje Residual
ROSE	Moderado Costo, Bajo rendimiento, Inaceptable porcentaje residual
FCC	Alta inversión, Alto costo operativo (catalizador), No apto para Lote 67 por metal / azufre.
VIS	Moderado Costo, Bajo rendimiento, Inaceptable porcentaje residual
COKE	Alta inversión, Aceptable rendimiento, Acepta alto porcentaje de azufre y metal

**Figura 1.1** – Tabla comparando los costos de inversión (CAPEX), costos de operación (OPEX) y rendimiento de un producto final para los procesos de mejorar el crudo pesado. (Fuentes: ExxonMobil, UOP, KBR, Foster Wheeler.)

## **A. EXTRACCIÓN POR SOLVENTE**

Varios procesos que utilizan una separación física, incluso el patentado ROSE de Kellogg BR, fueron evaluados para mejorar los crudos del Lote 67. La ventaja de este proceso simple es su bajo costo de capital para instalar y operar. Fue considerado como una opción de mejoramiento parcial, sólo para mejorar la viscosidad para el transporte ya que el producto requería una refinación antes de ser comercial. Es más aplicable para crudos parafínicos ya que no hay una conversión molecular. Los crudos de Lote 67 y campos alrededor son asfálticos en extremo, con porcentajes de asfaltina que se aproximan a 30%. El problema principal de este proceso para los crudos de Lote 67 es que, sin conversión molecular, el rendimiento del volumen líquido es muy bajo. Un porcentaje no aceptable del crudo termina como residuo, concentrado en metales y azufre. Como se puede apreciar en la Figura 1.1, el problema de una cantidad de residuo no deseable no está limitado al proceso de separación por solvente. Pero la reducción exagerado del componente líquido por el bajo rendimiento, combinado con un residuo alto, fue suficiente para descartar el método para los crudos del Lote 67.

## **B. CRAQUEO CATALÍTICO**

El proceso de craqueo catalítico (FCC) es usado con éxito en muchas refinerías para tratar la porción residual que queda después de procesos térmicos leves como "visbreaking". Aunque no hay ejemplo en la actualidad, no hay razón de pensar que el proceso no sea aplicable al mejoramiento de crudos pesados, siempre que satisfagan los requisitos de las reacciones químicas. Las principales ventajas de este proceso para crudos pesados son dos: 1) El producto de la conversión es tan liviana (> 30° API) que puede usarse como diluyente, evitando la necesidad de procesar todo el crudo, y 2) La conversión es altamente eficaz, con un rendimiento de líquido por volumen alto (> 95%), que significa muy poco residuo para deshacerse.

El costo de capital de este proceso es mucho mayor al de los métodos de extracción por solvente o térmico moderado como visbreaking. Los costos operativos pueden ser considerablemente superiores también (vea Figura 1.1) dependiendo de la cantidad requerida de catalizador, su costo y transporte. Pero las limitaciones principales del craqueo catalítico tienen que ver con el crudo por procesar "feed stock". Por ser el único proceso que pretende una conversión total del crudo sin una elevación significativa de la temperatura, depende de una reacción eficiente. El catalizador usado para la reacción es un mineral, como zeolita, que necesita mantener un área de superficie máxima en contacto con los hidrocarburos. La presencia de impurezas, especialmente metales, envenena el catalizador, reduciendo su habilidad de fomentar la reacción. El resultado no sólo es un rendimiento bajo del volumen líquido por una reacción incompleta, sino problemas de mantenimiento y el aumento en la cantidad de catalizador requerido. El proceso redistribuye azufre pero no lo elimina, por lo tanto, el producto final puede sufrir descuentos si los valores de azufre del crudo superan a 1%. Desafortunadamente, todas las limitaciones de este proceso en cuanto a los crudos son aplicables al petróleo en el Lote 67. Típicos de crudos que resultan de la biodegradación, los crudos del lote son asfálticos, y tienen altos porcentajes de azufre (hasta casi 3%). Peor aún es que son enriquecidos en metales como Vanadio y Níquel, componentes que disminuyen la eficacia del catalizador. Como se explico en la sección de los crudos del Lote 67, los valores combinados de estos metales superan el 500 ppm. Como consecuencia, el proceso de craqueo catalítico (FCC), inicialmente el preferido, también tuvo que ser descartado como opción.

## **PROCESOS TÉRMICOS**

La aplicación de calor es el método de mayor eficacia para romper los lazos atómicos a fin de liberar el carbón. Los dos procesos térmicos comúnmente usados para el mejoramiento de los crudos pesados son el "Visbreaker" y el "Coker".

### **C. VISBREAKER**

Visbreaking es un proceso convencional de temperatura moderada que ha sido utilizado en muchas refinerías para tratar el componente residual. Ha sido usado eficazmente para crudos pesados, pero generalmente como parte de un proceso de refinación en serie, es decir, en conjunto con una unidad de "Hydrotreating" o Craqueo Catalítico (FCC). El costo, tanto capital inicial y operativo, es relativamente bajo comparado con el proceso termal de mayor conversión, el "coking". Sin embargo, su uso como proceso único estaría limitado por su bajo porcentaje de conversión, especialmente para crudos asfálticos, como los de Lote 67, además de las limitaciones de estabilidad. Crudos que han pasado por un proceso de visbreaking son inestables porque son propensos a precipitar asfaltinas. Por lo tanto, para petróleos que tengan un componente alto de asfaltinas, se recomienda no procesar más de 20 wt % del crudo. Esta limitación, en combinación con el bajo rendimiento del proceso, condiciona el visbreaking a un proceso intermedio de mejorar viscosidad y no de producir un producto final, listo para comercializar. El porcentaje de residuo que arroja el proceso en forma de alquitrán es alto, más difícil de manejar que el residuo sólido "coke" y más complicado de deshacerse, especialmente en la selva.

## **D. COKING**

El proceso de Coking es un craqueo térmico que es el más eficaz de los procesos para liberar el carbón de crudos pesados. Por la alta temperatura de los reactores, la conversión química es la más completa, resultando en el rendimiento más alto del componente líquido (% wt) de todos los procesos (Figura 1.1) En los reactores de coking, las temperaturas llegan a más de 1,400° F. Las moléculas complejas de las asfaltinas se desintegran, liberando los radicales como nitrógeno, azufre, y oxígeno. El proceso de coking no está limitado por el contenido de azufre en el crudo, tampoco por el contenido de metales, que terminan concentrados en el carbón residual no reactivo (coke). La única complicación del proceso desde el punto de vista química es la posible inestabilidad de los componentes nafténicos. En la actualidad, todas las plantas de mejoramiento que usan crudo pesado como "feedstock" emplean un proceso de hidrotratamiento para la porción de nafténicos. Si la decisión hubiera sido de colocar una planta de Coking donde no hay hidrógeno, sería necesario estudios adicionales para asegurar la estabilidad de este componente. Debido a su diseño, complejidad y exigencias metalúrgicas, las refinerías de coking están entre las más costosas. Como se aprecia en la Figura 1.1, el costo alto se aplica al capital inicial y los gastos operativos. Las plantas de coking requieren además una superficie amplia e infraestructura diversa, requisitos difíciles de compatibilizar con el compromiso de minimizar el impacto en la selva Amazónica.

El desafío del residuo es otra complicación. Una planta convencional de "Delayed Coking" que procesa 100,000 barriles por día de un crudo con las características del Lote 67, produce 2,000 t (toneladas) por día de residuo en forma de coke. En cualquier otra parte del mundo, este coke, en formas de partículas sólidas y manejables, se comercializa por los menos a un valor que cubre su transporte. Pero no es así necesariamente en la Selva Amazónica, donde la falta de infraestructura y mercados de compra dificultan su comercialización. Fue descontado por razones de medio ambiente.

El método de "Flexicoking" patentado por ExxonMobil, es una alternativa del proceso de coking que no arroja residual. El coke producido del craqueo térmico se consume en una regeneradora que aprovecha del calor del reactor para generar un gas combustible de bajo BTU. Este gas sería quemado en una caldera de diseño especial para producir vapor que se utilizaría en turbinas convencionales para la generación de electricidad. En el caso de un crudo pesado, como los del Lote 67, la cantidad de gas que resulte del proceso es significativo. Empleando el método "Flexicoking", en vez de producir 2,000 TM de residuo en forma de coke, se producirá suficiente gas para generar hasta 400 Mw de electricidad. Coking es el único proceso de mejoramiento que satisface los requisitos del crudo del Lote 67, debido a su alto rendimiento de líquidos y la falta de restricciones por impurezas como azufre y metal. Empleando el variante de "Flexicoking", es posible hasta de reducir el residuo y convertirlo en electricidad, producto necesario para las operaciones del desarrollo. Es comprensible porque, de los cuatro proyectos de crudo pesado en la faja de Orinoco en Venezuela, todos optaron por Coking. Sin embargo, la decisión de no construir una refinería en la selva Amazónica, con toda la infraestructura necesaria para mantenerla y abastecerla, no fue una decisión difícil. El concepto es incompatible con nuestra meta de llevar a cabo las operaciones de desarrollo del Lote 67 de una forma tal que minimice el impacto ambiental y social.

## CAPÍTULO VIII

### EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SELECCIÓN DE UNA DE LAS OPCIONES DE TRANSPORTE

La evaluación económica del transporte de crudo pesado involucra muchos retos, tales como la viscosidad del crudo en superficie y a condiciones ambientales, disposición de crudo liviano en la zona para dilución, la cual es nula por consiguiente se tiene que bombear nafta virgen de 60 °API (obtenida de la unidad de destilación primaria de crudo), además, esto involucra la construcción de un nuevo oleoducto (para diluyente) y otro para la mezcla crudo – diluyente. Sin embargo, podemos analizar de qué manera PDVSA y otras empresas del medio local sudamericano, manejan la tecnología y sus costos para el transporte de crudo pesado. Empecemos por La faja del Orinoco que contiene básicamente crudo extrapesado, lo que quiere decir, crudo con gravedad menor a 10° API, mejor dicho más pesado que el agua (10° API es la gravedad del agua). Los crudos pesados y extrapesados muestran un rango de gravedad API desde 0° hasta 21.9 ° API, los crudos medios o medianos desde 22° hasta 29.9° API, y los crudos livianos, desde 30° API a más, por lo cual estos últimos son los más caros.

El crudo pesado y extrapesado, si bien fluyen a condiciones naturales en el yacimiento, en superficie, a temperatura ambiental y presión atmosférica, se vuelven pastosos similar a un bitumen. De allí que el crudo extrapesado presente problemas para su transporte, lo cual, tradicionalmente, se ha manejado aplicando dos soluciones. Primero, el calentamiento del crudo, se calienta para mantenerlo en estado líquido y a una viscosidad determinada de manera tal que sea transportable, sea por oleoducto o por barco. Sin embargo, esta alternativa presenta limitaciones de distancia, por eficiencia y costos. De hecho, este es el procedimiento utilizado usualmente para el manejo de los crudos pesados destinados a la manufactura de asfalto. La segunda solución considera su mezcla con diluyente, ya sea con un crudo más liviano o con un derivado como, por ejemplo, la nafta o el querosén. El área

de transporte también requiere atención especial, ya que el aprovechamiento de la infraestructura existente es fundamental para el ahorro en costos de capital y pudiera ser un factor decisivo a la hora de viabilizar este tipo de proyectos.

La incorporación de los crudos pesados al mercado exige otro gran paso tecnológico: su mejoramiento o conversión en crudo más liviano. La refinación directa de crudos pesados presenta muchas dificultades operativas, que en conjunto hacen imposible enviarlos directamente a las refinerías convencionales. Algunas de esas dificultades están relacionadas con la desproporción entre destilados y fracciones residuales. Otras tienen que ver con la adición de hidrógeno necesaria para lograr varias fracciones bajo especificaciones o, más importante, con el daño causado a las unidades refinadoras debido al considerable contenido de contaminantes tales como metales, azufre y micro carbón (coke). Por tales razones los grandes desarrollos de crudos pesados, como los de Canadá y Venezuela, han incorporado centros de mejoramiento que permiten la obtención de crudos sintéticos de una calidad tal que pueden ser comercializados como crudos convencionales.

Adicionalmente, el diluyente utilizado para el transporte se recupera durante el procesamiento y es reciclado al campo de producción. Finalmente, se debe enfatizar que la importancia de los proyectos de crudos pesados radica no sólo en la rentabilidad de los mismos, sino también en el efecto multiplicador que tienen en el desarrollo de la economía de la región y del país. Además de los ingresos directos, se encuentran los ingresos por vía impositiva, y la generación de empleos directos e indirectos y la compra de equipos y materiales nacionales.

Por ende la mejor selección para el transporte de crudo pesado de la selva norte es mediante su dilución. En este capítulo evaluaremos las diferentes configuraciones de



transporte tomando en consideración las diferentes producciones de los campos (Perenco, Pluspetrol y Repsol), asimismo esta evaluación está dividido en dos etapas, la etapa 1 que finaliza en septiembre de 2011 y la segunda etapa que finaliza en diciembre de 2012. A continuación se describe cada etapa y las acciones que involucran:

### **ETAPA I**

(US\$ 56 Millones)

- Adecuar el oleoducto existente en 30 Km., construyendo ductos paralelos (loops) cercanos a la localidad de Sarameriza (Estación 5).
- Transportar nafta virgen vía terrestre-fluvial, hasta Andoas, existiendo cuatro alternativas.
- Producción 30 mil barriles diarios (MBD) por Perenco y 20 MBD adicional por Pluspetrol.

### **ETAPA II**

(US\$ 865 Millones)

- Construir ductos adicionales de Bayovar a Estación 5 y de Andoas a la misma.
- Modelo Societario: Asociación público-privado; Petroperú con Perenco + Pluspetrol + Repsol y Petrobras. Han sido invitados todos ellos.

Para esta etapa se tiene presente las siguientes consideraciones:

01. Adecuación del oleoducto ramal norte el cual será convertido para el transporte de diluyente, tiene 16 pulgadas y 252 km.

02. Construcción de nuevo oleoducto Andoas – Estación 5 para la mezcla de crudos y diluyente, el cual tendrá 24 pulgadas y 252 km.
03. Construcción de nuevo oleoducto Bayóvar – Estación 5 para transporte de diluyente el cual tendrá 12 pulgadas y 550 km.
04. Construcción de un nuevo oleoducto que lleve el crudo pesado con diluyente desde el terminal Bayóvar hasta la Refinería Talara (Caso 1 para los escenarios) o transporte del mismo mediante buques – tanques (Caso 2 para los escenarios).

**ESCENARIO 1:** Considera los volúmenes de los pronósticos actuales de producción de crudos de los lotes 8 (Mayna) y 1AB (Loreto) de Pluspetrol y el pronóstico de producción de crudo pesado de la empresa Perenco.

- **Caso 1:** Mediante transporte por ducto desde terminal Bayóvar hasta Refinería Talara. **Tarifa de transporte:** 10.70 US\$/Bl.
- **Caso 2:** Mediante transporte por buques-tanque desde el terminal Bayóvar hasta Refinería Talara. **Tarifa de transporte:** 10.58 US\$/Bl.

**ESCENARIO 2:** Considera los volúmenes de los pronósticos actuales de producción de crudos de los lotes 8 (Mayna) y 1AB (Loreto) de Pluspetrol, incremento de la producción de crudo del Lote 1AB y el pronóstico de producción de crudo pesado de la empresa Perenco.

- **Caso 1:** Mediante transporte por ducto desde terminal Bayóvar hasta Refinería Talara. **Tarifa de transporte:** 8.52 US\$/Bl.
- **Caso 2:** Mediante transporte por buques-tanque desde el terminal Bayóvar hasta Refinería Talara. **Tarifa de transporte:** 8.41 US\$/Bl.

**ESCENARIO 3:** Considera los volúmenes de los pronósticos actuales de producción de crudos de los lotes 8 (Mayna) y 1AB (Loreto) de Pluspetrol, incremento de la producción de crudo del Lote 1AB y el pronóstico de producción de crudos pesados de las empresas Perenco y Repsol.

- **Caso 1:** Mediante transporte por ducto desde terminal Bayóvar hasta Refinería Talara. **Tarifa de transporte:** 6.69 US\$/Bl.
- **Caso 2:** Mediante transporte por buques-tanque desde el terminal Bayóvar hasta Refinería Talara. **Tarifa de transporte:** 6.61 US\$/Bl.

## EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS EMPRESAS PRODUCTORAS

Este proyecto de transporte de crudo pesado no solamente debe ser rentable para la empresa que transporta el crudo pesado mezclado con el diluyente. Sino también para las empresas productoras (Perenco, Pluspetrol y Repsol). A continuación, algunos resultados hallados al realizar el flujo de caja de las mismas. Ver anexo 5 para el análisis detallado de los flujos de caja de las productoras.

### PERENCO

#### RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (PRIMERA ETAPA PERENCO)

INDICADORES ECONÓMICOS	High Price WTI	Basecase WTI	Low Price WTI
Flete (US\$/BL)	3.46	4.15	3.61
Tasa de descuento	15%	8%	8%
VAN (MMUS\$)	47.6	59.9	40.8
TIR (%)	25%	18%	15%
Periodo de recupero (meses)	5.9	6.3	7.4
Inversión realizada (MMUS\$)	104.09	104.09	104.09

#### RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (SEGUNDA ETAPA PERENCO)

INDICADORES ECONÓMICOS	High Price WTI	Basecase WTI	Low Price WTI
Flete (US\$/BL)	5.87	6.15	7.44
Tasa de descuento	15%	15%	8%
VAN (MMUS\$)	1665.1	897.4	411.8
TIR (%)	40%	30%	15%
Periodo de recupero (años)	2.2	2.9	4.5
Inversión realizada (MMUS\$)	1229.47	1229.47	1229.47

**PLUSPETROL****RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (PRIMERA ETAPA PLUSPETROL)**

<b>INDICADORES ECONÓMICOS</b>	<b>High Price WTI</b>	<b>Basecase WTI</b>	<b>Low Price WTI</b>
<b>Flete (US\$/BL)</b>	<b>3.58</b>	<b>3.28</b>	<b>3.47</b>
<b>Tasa de descuento</b>	<b>8%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>
<b>VAN (MMUS\$)</b>	<b>40.9</b>	<b>33.2</b>	<b>16.0</b>
<b>TIR (%)</b>	<b>16%</b>	<b>11%</b>	<b>8%</b>
<b>Periodo de recupero (meses)</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9.7</b>
<b>Inversión realizada (MMUS\$)</b>	<b>90.71</b>	<b>90.71</b>	<b>90.71</b>

**RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (SEGUNDA ETAPA PLUSPETROL)**

<b>INDICADORES ECONÓMICOS</b>	<b>High Price WTI</b>	<b>Basecase WTI</b>	<b>Low Price WTI</b>
<b>Flete (US\$/BL)</b>	<b>7.77</b>	<b>5.55</b>	<b>6.84</b>
<b>Tasa de descuento</b>	<b>15%</b>	<b>8%</b>	<b>3%</b>
<b>VAN (MMUS\$)</b>	<b>878.3</b>	<b>903.5</b>	<b>364.5</b>
<b>TIR (%)</b>	<b>21%</b>	<b>13%</b>	<b>5%</b>
<b>Periodo de recupero (años)</b>	<b>8.2</b>	<b>9.8</b>	<b>15.3</b>
<b>Inversión realizada (MMUS\$)</b>	<b>1806.55</b>	<b>1806.55</b>	<b>1806.55</b>

**REPSOL****RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (SEGUNDA ETAPA REPSOL)**

<b>INDICADORES ECONÓMICOS</b>	<b>High Price WTI</b>	<b>Basecase WTI</b>	<b>Low Price WTI</b>
<b>Flete (US\$/BL)</b>	6.45	5.51	5.47
<b>Tasa de descuento</b>	15%	15%	8%
<b>VAN (MMUS\$)</b>	1295.3	682.8	559.2
<b>TIR (%)</b>	30%	24%	15%
<b>Periodo de recupero (años)</b>	4.8	6.2	7.3
<b>Inversión realizada (MMUS\$)</b>	959.11	959.11	959.11

## CAPÍTULO IX

### CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL TERMINAL BAYÓVAR Y EN REFINERÍA TALARA

#### 1. Situación actual del Terminal Bayóvar

Bayóvar cuenta con catorce tanques de crudo los cuales se detallan en la siguiente tabla:

<i>Tipo de Crudo</i>	<i>Nº de TK's</i>	<i>Capacidad (MB)</i>
Crudo Loreto	4	480
Crudo Mayna	3	360
Residual	2	240
Crudo Importado	3	360
Multiuso	1	120
Mantenimiento	1	120
<b>Total</b>	<b>14</b>	<b>1680</b>

Adicionalmente Bayóvar cuenta con las siguientes características:

- Sistema de carga o capacidad de embarque de 10 hasta 100 MBPH.
- El Rate de descarga para crudo es de 10.5 MBPH.
- Muelle de carga con un calado de 26.8 mt a sólo 127 mt de la costa, la profundidad del muelle permite recibir buques de gran calado, de hasta 1.5 MMBIs de capacidad.
- Capacidad de almacenamiento neto es de 1.68 MMBIs
- Gran área disponible para construcción de tanques.
- Área poco impactada ecológicamente.



## **2. Ampliación y Mejoras para el Almacenamiento de crudos pesados**

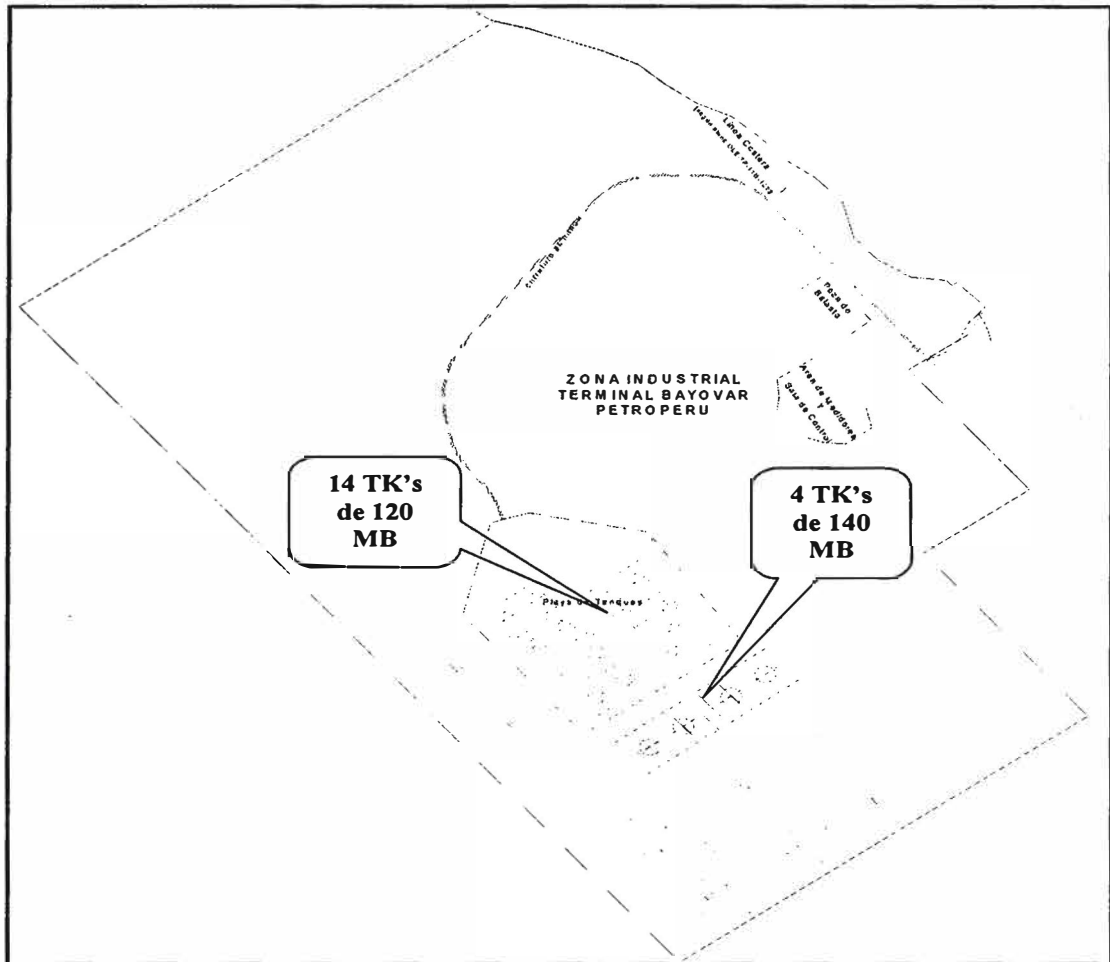
Debido a la ubicación y a las características anteriormente mencionadas, Petroperú tiene varios proyectos por realizar entre ellos está el de almacenamiento y mezcla de crudos pesados provenientes de la selva norte del país y también se tiene pensado convertir a Bayóvar en un centro de acopio y distribución de derivados de petróleo el primero de Sudamérica. Para efectos de la tesis, en este capítulo presentaremos las ampliaciones y mejoras concernientes al almacenamiento de crudos pesados.

Como se mencionó en el punto anterior, Bayóvar cuenta con una gran área natural disponible para el almacenamiento de crudos pesados. En el anexo 6 correspondiente a este capítulo se



presenta la distribución de los tanques, equipos e instrumentos en la actualidad y una proyección de la misma que incluye, a parte del tema en cuestión, las modificaciones respectivas para convertir a Bayóvar en el primer centro de acopio y distribución de derivados de Sudamérica.

En la siguiente figura (**Fig. N° 1**) se muestran los 14 tanques de 120 MB actuales y los 4 tanques de mezcla de 140 MB considerados en la evaluación económica, materia de estudio de la presente tesis. Se puede observar en ambas figuras, la zona industrial del Terminal Bayóvar cuya extensión es aproximadamente de 28 Ha las cuales pueden ser utilizadas para proyectos futuros.



**Figura N° 1**

En el cuadro *“Facilidades requeridas en estación Bayóvar”* del anexo se presentan los costos de las dichas facilidades en Terminal Bayóvar y observamos que el mayor porcentaje de la inversión viene de los tanques para mezcla de 140 MB y para diluyente de 80 MB, le sigue los gastos generales y utilidad de contratistas, la ingeniería básica y de detalle y finalmente los equipos de bombeo e instalación de válvulas.

A continuación se muestran fotos del Terminal Bayóvar y del muelle donde se pueden observar los brazos de carga con los que dispone el terminal para realizar las operaciones de carga y descarga.



**Foto N° 1**



**Foto N° 2**

**ALMACENAMIENTO DE CRUDO PESADO EN REFINERÍA TALARA**

**1. CAPACIDAD DE CRUDO PESADO EN REFINERÍA TALARA**

La Refinería Talara cuenta con tanques para todas sus materias primas y también para todos sus productos intermedios y finales, actualmente cuenta para almacenamiento de crudos con los siguientes tanques:

<b>TANQUES PARA CRUDO ORIENTE</b>	
<b>CÓDIGO</b>	<b>CAPACIDAD (MB)</b>
TQ-000250	64.400
TQ-000254	76.140
TQ-000255	71.475
TQ-000293	162.72
TQ-000294	165.731
TQ-156006	126.148
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>666.614</b>

<b>TANQUES PARA CRUDO MAYNA</b>	
<b>CÓDIGO</b>	<b>CAPACIDAD (MB)</b>
TQ-000257	74.413
TQ-000259	81.031
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>155.444</b>

<b>TANQUES PARA CRUDO ONO</b>	
<b>CÓDIGO</b>	<b>CAPACIDAD (MB)</b>
TQ-000050	4.184
TQ-000253	60.664
TQ-000559	70.708
TQ-001646	26.627
TQ-001647	25.979
TQ-001648	35.559
TQ-001651	52.884
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>276.605</b>

<b>CAP. TOTAL ALMACENAMIENTO</b>	<b>1098.663 MB</b>
	<b>1.098 MMB</b>

La cantidad de crudo pesado que llegará a la refinería será en promedio 2 cargamentos de 400 MB, los cuales tendrán que ser almacenados en los tanques destinados para crudo Oriente, ya que este dejará de ser importado del Ecuador.

## CAPÍTULO X

### MÉTODOS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO DESDE BAYÓVAR HACIA REFINERÍA TALARA

#### TRANSPORTE POR OLEODUCTO BAYÓVAR - TALARA

##### **1. Objetivo:**

Determinar el presupuesto de construcción a nivel de ingeniería básica de un oleoducto Bayóvar – Talara, oleoducto que servirá y es parte del de crudo pesado de la selva norte hasta la refinería Talara.

##### **2. Descripción:**

Se realizó un estudio para determinar el presupuesto de construcción en el ámbito de ingeniería básica de un Oleoducto Bayóvar – Talara. Este estudio se efectuó con el fin de presupuestar la construcción de un oleoducto para transportar crudo de 19° API y 200 cSt a 35°C a razón de 80 mil barriles por día de Bayóvar a Talara y compararlo con el costo de transporte de este mismo crudo mediante buques – tanque. Operación directa desde Bayóvar a Talara (sin estaciones intermedias).

##### **3. Cálculos y resultados obtenidos:**

###### **3.1 Obtención de la longitud del oleoducto**

Para la obtención de la longitud del oleoducto se tomó en cuenta la geografía del terreno, llegando a tener tres posibles rutas: Ruta A de 174.8 Km., Ruta B de 185.25 Km., y Ruta C de 176.15 Km.

La geografía del terreno en el tramo Bayóvar – Talara es uniforme, desde el punto de vista constructivo, por tal motivo, para la selección final del recorrido se tomó en cuenta la longitud y accesibilidad de cada una de las alternativas, seleccionándose la ruta de menor longitud, es decir 174.8 Km.

### **3.2 Obtención de tipo de tubería**

Para la obtención de tubería a usar en la construcción del oleoducto se partió de las características del fluido a bombear: caudal de diseño, diámetro de tubería, posibles longitudes del oleoducto y rugosidad de la tubería.

Caudal de diseño:	80 MBDC
Diámetro:	4", 6", 8", 10", 12", 14", 16", 18" y 20".
API:	19°
Viscosidad:	200 cSt
Longitud:	174.8 Km.
Rugosidad de tubería:	0.08 mm.

Luego de los cálculos realizados se determinó que los tipos de tubería factible para el proyecto son:

- A. Para bombeo directo: Diámetro de tubería de 16", 18" y 20".
- B. Para bombeo indirecto: Diámetro de tubería de 14", 16", 18" y 20".

Se llegó a determinar cuales serían los tipos de tuberías apropiadas para este proyecto teniendo en cuenta presiones de descarga, presiones admisibles y las características del cuadro anterior. (Ver anexo 7 cálculos técnicos).

Para cada una de las opciones técnicas presentadas en cada alternativa, se determinó la inversión requerida. Al comparar cada caso, se determinó que la construcción de un oleoducto con bombeo directo con una tubería de 18" de diámetro y una inversión de 80 millones de dólares americanos sería la mejor alternativa. (Ver anexo 7 cálculos presupuestales).



## **TRANSPORTE POR BUQUES – TANQUE**

### **1. Objetivo:**

Esta es una segunda alternativa para el transporte de crudo pesado, daremos a conocer los tipos existentes de buques – tanque y a partir de estos se determinará el más adecuado para este proyecto, asimismo se determinará el gasto en el que se incurre durante todo el periodo de vida del proyecto:

### **2. Descripción:**

Para el transporte de crudos pesados mediante buques – tanques se debe considerar: la cantidad de crudo a transportar, el tipo de buque – tanque empleado, la ruta que deberá seguir dicho buque y el costo por barril transportado para poder compararlo con la alternativa de poder transportar este mismo crudo mediante el oleoducto del método anterior.

#### **2.1 Tipos de Buques – Tanques Petroleros:**

La mayoría de los buques petroleros del mundo pesan entre 70,000 y 500,000 toneladas netas/muertas (DWT). Dentro de este rango, los cuatro tamaños más populares son:

**Panamax:** El tanquero petrolero de mayor tamaño el cual puede viajar a través del Canal de Panamá (hasta 70.000 DWT o Toneladas de Peso Muerto).

	Mínimo	Promedio	Máximo
Largo (pies)	726	761	797
Bao (pies)	106	107	118
Tracción (pies)	38	44	45
DWT	61,938	67,009	69,999
Capacidad de Barriles	419,000	455,709	527,285

**Aframax:** Pesa entre 70,000 a 120,000 toneladas netas/muertas y tiene una capacidad aproximada para 750,000 barriles, creado originalmente para obtener la mejor calificación dentro de la medida ponderada para fletes de todas las tasas practicadas en el tráfico marítimo mundial Average Freight Rate Assessment Scale que publica mensualmente por el London Tanker Brokers Panel.

	Mínimo	Promedio	Máximo
Largo (pies)	700	797	840
Bao (pies)	106	137	150
Tracción (pies)	38	43	57
DWT	70,000	101,603	116,283
Capacidad de Barriles	293,000	705,917	817,000

**Suezmax:** Pesa entre 120,000 a 200,000 toneladas netas/muertas y tiene una capacidad aproximada para 1,000,000 barriles. Es el buque de mayor tamaño capaz de transitar por el Canal de Suez con carga completa.

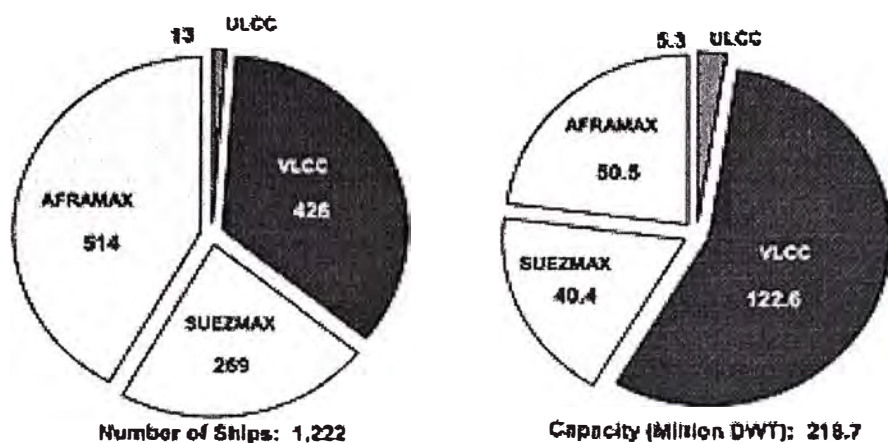
	Mínimo	Promedio	Máximo
Largo (pies)	817	896	952
Bao (pies)	136	154	174
T racción (pies)	48	55	61
DWT	121,000	152,765	169,204
Capacidad de Barriles	808,000	1,023,882	1,142,000

**Very Large Crude Carrier (VLCC):** Es un súpertanquero que pesa entre 200,000 y 325,000 toneladas netas/muertas con capacidad aproximada para 2,000,000 barriles.

	Mínimo	Promedio	Máximo
Largo (pies)	1037	1091	1092
Bao (pies)	184	193	196
Tracción (pies)	62	71	74
DWT	258,096	300,118	319,430
Capacidad de Barriles	1,920,000	2,089,087	2,221,000

**Ultra Large Crude Carrier (ULCC):** es un buque tanquero extremadamente grande que pesa entre 326,000 a 550,000 toneladas netas/muertas con capacidad aproximada para 4,000,000 barriles.

## Composition of the World Long Haul Tanker Fleet



De acuerdo al pronóstico de producción de hidrocarburos líquidos para el periodo 2009 – 2030, se deduce que la cantidad total en millones de dólares que se gastaría por concepto de transporte del crudo pesado sería de 406 MMUS\$. Con un flete promedio de 1.4 US\$/bl para buques – tanques de 400 MB. (Ver cálculos en Anexo 7).

## **CAPÍTULO XI**

### **EXPORTACIÓN DE CRUDO PESADO**

#### **1. BASE DE REFERENCIA DEL PRECIO DE VENTA DEL CRUDO PESADO**

Debido a las grandes cantidades de crudo pesado que serán producidos en la selva norte, existirá una cantidad excedentaria del mismo destinada a la exportación, en este capítulo se determinará el precio al cual podrá ser vendido dicho crudo, pero antes veamos los diferentes métodos que se usan para la determinación del precio del crudo en el mercado internacional.

##### **A. Precios de ventas oficiales (Official Selling Prices, OSP por sus siglas en inglés)**

Son precios oficiales de venta fijados por las empresas gubernamentales. Fueron utilizados extensamente por los países miembros de la OPEC (Organización de países exportadores de petróleo). Normalmente reflejan el mercado en el área de influencia de dichos crudos.

##### **B. Fórmulas de precio**

Es el caso específico de México, por ejemplo, que para la venta de un crudo usa fórmulas de precio, las cuales reflejan de cierto modo el rendimiento esperado en un esquema de proceso determinado.

### Mexico crude postings (\$/barrel)

Crude	Formula	Constant	Price
<b>Americas</b>			
Maya to USG	$0.4(\text{WTS} + \text{USGC No. 6 3\%S}) + 0.1(\text{LLS} + \text{Dated Brent})$	-1.05	+111.25
Isthmus	$0.4(\text{WTS} + \text{LLS}) + 0.2(\text{Dated Brent})$	-3.40	+116.89
Olmeca	$0.333(\text{WTS} + \text{LLS} + \text{Dated Brent})$	2.65	+122.34
<b>Europe</b>			
Maya	$0.527(\text{Dtd Brent}) + 0.467(\text{No. 6 3.5\%}) - 0.25(\text{No. 6 1\%} - \text{No. 6 3.5\%})$	2.85	+109.98
Isthmus	$0.887(\text{Dtd Brent}) + 0.113(\text{No. 6 3.5\%}) - 0.16(\text{No. 6 1\%} - \text{No. 6 3.5\%})$	0.89	+115.56
<b>Asia</b>			
Maya	$(\text{Oman} + \text{Dubai}) / 2$	-14.55	+97.88
Isthmus	$(\text{Oman} + \text{Dubai}) / 2$	1.10	+113.53

#### C. Fórmula net back

La cual garantiza un margen al refinador después de procesado el crudo y pagado los costos. Las partes deben acordar un perfil de rendimiento de productos y la publicación y su fecha para efectos del cálculo del precio. En muchas transacciones se utiliza la fecha de la carga, o la de la descarga, o el promedio de los días entre la carga y la descarga, etc., según se haya establecido. Se utilizó en épocas de mercado excedentario, cuando los suplidores buscan colocar sus excedentes.

#### D. Precio fijo

No es usado extensamente, pero se conocen algunas transacciones realizadas a precio fijo durante los años 80.

### E. Precio relacionado con un crudo marcador

Muy usado hoy en día para crudos que incursionan en el mercado abierto. Son vendidos al precio del WTI o Brent, dependiendo de su destino final, más o menos una constante, la cual refleja las condiciones del mercado al momento de la venta.

### F. Majors posting

Son los precios fijados por los Majors para la entrega de productos en el mercado de las Islas del Caribe.

## PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

El crudo considerado tiene una gravedad API de 14.7 y un porcentaje de Azufre de 2.74, a continuación se muestra el precio de venta considerando el método de canasta de crudos. La canasta que se considerará en el caso de este crudo pesado serán: el crudo Napo, el crudo Loreto y el crudo Castilla ya que tienen propiedades parecidas al crudo pesado de la selva norte.

### CÁLCULO DEL PRECIO CRUDO MEREY USANDO MÉTODO CANASTA DE CRUDOS (Fórmulas Precio)

Propiedades	CRUDOS DE CANASTA			CRUDO A CALCULAR MEREY (*)
	NAPO	LORETO	CASTILLA	
% Peso Azufre	2.18	1.33	1.97	2.74
Gravedad API	18.80	18.00	18.80	14.70
<b>PRECIO (US\$/BL)</b>	43.04	44.54	46.94	<b>40,17</b>

(\*) El procedimiento de cálculo de este valor será mostrado en el Anexo 8.

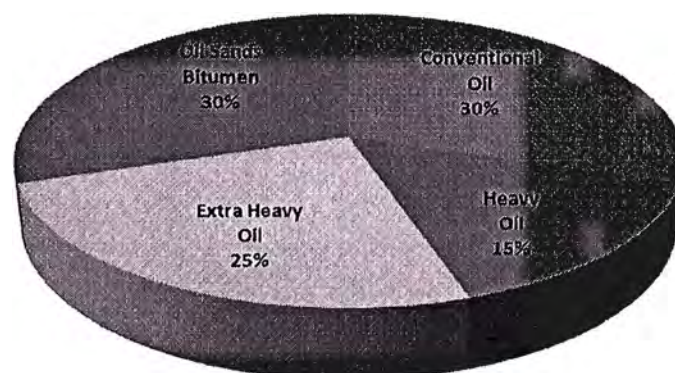
## 2. DEMANDA DE CRUDO PESADO

La demanda de crudo pesado crecerá a medida que la producción de crudo convencional disminuya gradualmente con el tiempo; Venezuela es la primera reserva de crudo pesado en el mundo, de acuerdo con los recursos existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco, en la cual ya se han certificado 100 mil millones de barriles y se encuentran por certificar unos 216 mil millones de barriles.

Se estima que para el año 2012 se produzcan en la Faja 1.2 millones de barriles de petróleo pesado diarios, mientras que la demanda será de 118 millones de barriles diarios a escala mundial.

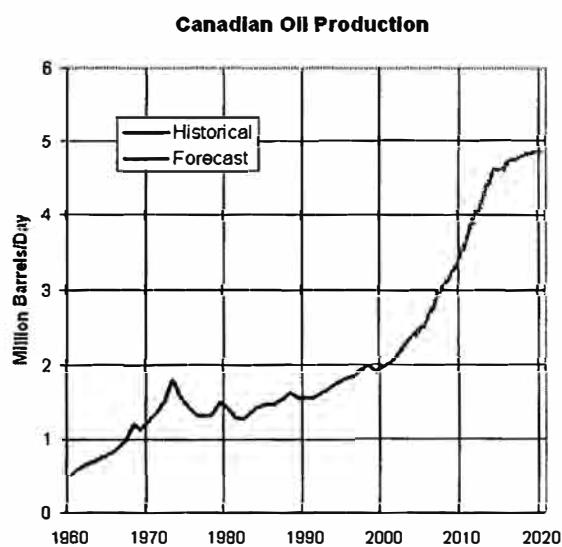
En Colombia se extraen más de 16.500 barriles de petróleo pesado diariamente.

### Total World Oil Reserves



El porcentaje de reservas de crudos pesados, extrapesados y bitúmenes es mucho mayor que la de los crudos convencionales.





Canadá aumenta su producción debido a la explotación de crudos pesados y tar sands.

### **3. TIEMPO ESTIMADO DE EXPORTACIÓN DEL CRUDO PESADO PERUANO**

Según el pronóstico de producción de crudos para el periodo 2009 – 2030 se tiene que se podrá exportar hasta el año 2021, después de este año serán necesarias importaciones para la refinería Talara. Ver anexo 7.

## **CAPÍTULO XII**

### **EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL DEL PROYECTO**

El objetivo primario de la presente evaluación es la puesta en marcha del proyecto (ruteo del ducto, procedimientos de construcción, etc.) de modo que se maximicen los beneficios y se minimicen los efectos ambientales y sociales negativos del proyecto para facilitar así la aprobación por parte de las autoridades del gobierno.

#### **1. REQUERIMIENTOS LEGALES Y ESTÁNDARES DEL EIAS**

El estudio de impacto ambiental y social cumplirá o excederá los estándares internacionales relevantes para la evaluación de impactos sociales y ambientales en proyectos de oleoductos. Se cumplirá con las leyes, regulaciones y estándares siguientes:

- Ley del Sistema de Gestión Ambiental Nacional (Ley 28611).
- Ley del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental Nacional (Ley 27446).
- Ley de Áreas Naturales Protegidas (Ley 26834) y sus Regulaciones (D.S. 038-2001-AG).
- Las Leyes de protección ambiental del sector de Hidrocarburos (D.S 015-2006-EM).
- Las regulaciones para la participación ciudadana en los estudios y evaluaciones ambientales del sector energético (Resolución Ministerial 535-2004-MEM-DM).
- Guía Ambiental del Ministerio de Energía y Minas para la preparación de Estudios de Impacto Ambiental y Guía de Relaciones Comunitarias (R.D N° 010-2001-EM-DGAA).
- Estándares del Banco Mundial y EximBank incluyendo:
  - Política Operacional 4.01 (Evaluaciones Ambientales).
  - Política Operacional 4.04 (Hábitats Naturales).

- Política Operacional 4.11 (Propiedad Cultural).
- Política Operacional 4.12 (Reasentamiento Involuntario).
- Política Operacional 4.20. (Poblaciones Indígenas).
- Manual de Prevención y Reducción de la Contaminación y (Banco Mundial).
- Políticas y Estándares Ambientales del Banco Interamericano de Desarrollo.
- Manual de buenas prácticas y estándares de desempeño de la Corporación Internacional de Finanzas (IFC) 1-8.

### RESUMEN DE CRITERIOS Y GRADOS

Niveles	Criterios					
	Magnitud (M)	Duración (D)	Extensión (E)	Acumulación (A)	Fragilidad (F)	Reversibilidad (R)
1	Muy Pequeña	Días	Áreas específicas	No Acumulativo	Resistente	Reversible en un muy corto plazo
2	Pequeña	Semanas	Segmentos del ducto	Bajo	Bastante resistente	Reversible en un corto plazo
3	Moderada	Meses	A lo largo de todo el ducto	Moderado	Moderadamente Frágil	Reversible en un mediano plazo
4	Alta	Años	A nivel distrital o provincial	Alto	Frágil	Reversible en un largo plazo
5	Muy Alta	Décadas	A nivel departamental	Muy Alto	Extremadamente Frágil	Irreversible

Cuadro extraído del estudio de impacto ambiental realizado por la consultora Walsh Peru, ver detalle en anexo XII.

## **IMPACTO AMBIENTAL**

### **1. Caracterización del área de influencia del Proyecto**

El área del Proyecto comprende un amplio territorio que se inicia en la estación Andoas (Ramal Norte), ubicada en el departamento de Loreto y continúa en las estaciones de bombeo Morona, 5, 6, 7, 8, 9, hasta culminar en el terminal Bayóvar ubicado en la costa del Departamento de Piura.

En su recorrido, el Oleoducto Nor Peruano atraviesa cuatro cuencas sedimentarias: Marañón, Santiago, Bagua y Sechura. El Sector Oriente (Ramal Norte), se ubica enteramente en las cuencas del río Marañón y Santiago, en Selva Baja y Alta, en zonas de vida bosque húmedo tropical y bosque muy húmedo tropical, caracterizada por su gran biodiversidad y alta sensibilidad. Es habitado por comunidades nativas como Aguarunas, Ashuales, Huambizas, y por algunos asentamientos humanos con predominancia mestiza. Se han identificado treinta y seis (36) comunidades nativas aledañas a este ramal.

En el sector occidente (Tramo II), en Estaciones 7, 8 y 9 se encuentran en zona de sierra y el terminal Bayóvar en una zona desértica de la costa peruano. Es habitado predominantemente por las comunidades urbanas y campesinas. Los poblados relevantes son: Chiriaco, El Muyo, Salinas y Pucará.

Las vías de acceso para el ramal Norte son mediante transporte aéreo, mientras que para el tramo II se efectúa por medios de transporte terrestre.

## **2. Identificación y Evaluación de los Impactos Ambientales**

Un aspecto importante a tomarse en cuenta, es que en la zona del proyecto, PETROPERU cuenta con infraestructura que ya viene operando la empresa, realizando actividades de mitigación correspondientes, para minimizar el impacto de las actividades de transporte de crudo.

### **Impactos Positivos**

#### **Construcción**

- Entre los impactos positivos de moderada significación está el incremento de oportunidades de empleo durante las actividades constructivas.
- Mejora temporal en la calidad de vida de las personas del lugar por la generación de empleos y las atenciones médicas que realiza la operación.

#### **Operación y Mantenimiento**

- Disminución de las radiaciones electromagnéticas no ionizantes debido a la implementación de un sistema de comunicación de fibra óptica en reemplazo del sistema satelital.
- Mejora la calidad de vida de los habitantes de la zona por la generación de empleos.

## **Impactos Negativos**

### **Construcción**

- Generación de potenciales conflictos socio políticos por desplazamiento de viviendas y/o negocios (grifos, molinos, restaurantes, tierras cultivadas, etc.) ubicados en el derecho de vía; en el Sector Oriente los conflictos pueden ser con comunidades nativas agrupadas en federaciones y organizaciones de la CORPI – SL, Estructura de la AIDSESP (Asociación Interétnica de Desarrollo de la Selva Peruana) que está incorporada a la COICA (Coordinadora de las Organizaciones Indígenas de la Cuenca Amazónica), y personas particulares. En la zona de Occidente con personas particulares y comunidades campesinas.
- Alteración temporal de los ecosistemas por generación de ruidos.
- Contaminación temporal de aire por emisión de hidrocarburos livianos y material particulado (polvo).
- Contaminación de suelos y cuerpos de agua por generación de residuos sólidos.
- Alteración temporal del paisaje local por movimiento de tierras y emplazamiento de las obras de construcción a ejecutarse.
- Impacto por diferencia de culturas por presencia de personal foráneo.
- Riesgo en la salud de la población por mal manejo de residuos sólidos.
- Incrementos de mecanismos de erosión debido a actividades de deforestación y desbroce, explotación de canteras, disminución permanente de herbáceas, árboles y arbustos por construcciones civiles para la obra de almacenamiento.
- Probable incremento temporal de la delincuencia, alcoholismo, prostitución, drogadicción o la incidencia de algunas enfermedades infecto contagiosas.

### **Operación y Mantenimiento**

- Contaminación de suelos y cuerpos de agua por potenciales derrames de hidrocarburos y generación de residuos sólidos.
- Contaminación de aire por emisión de hidrocarburos livianos durante la operación, mantenimiento y reparación de línea.
- Riesgo en la salud de la población por mal manejo de residuos sólidos.
- Probable incremento temporal de la delincuencia, alcoholismos, prostitución, drogadicción o la incidencia de algunas enfermedades infecto contagiosas.
- Contaminación del aire por potencial ocurrencia de incendios y/o explosiones.
- Perjuicio económico y destrucción de la propiedad privada por probable ocurrencia de incendio y/o explosión.

### **Cierre del Proyecto**

- Paralización de actividades.
- Desaparición de fuentes de trabajo.

### **Plan de Manejo Ambiental**

- Efectuar un análisis de riesgo, que forme parte del Plan de Manejo Ambiental.
- Establecer y ejecutar un programa de responsabilidad social sostenible, en base a una política de Responsabilidad Social de la Empresa, que comprenda un Plan de Relaciones comunitarias, con una política de acercamiento y cooperación entre la Empresa y los principales actores sociales del entorno (Organizaciones nativas, frente de defensa, ONG's, Iglesias, Autoridades, Colegios, poblados), de tal manera que se logre una fidelización sostenida. Este plan comprenderá entre otros, la

implementación de cadenas productivas domésticas, formación y capacitación de líderes.

- Realizar monitoreos sociales en las comunidades, con la finalidad de verificar la sostenibilidad del desarrollo local.
- Realizar monitoreos de la calidad del ambiente.
- Revisar y actualizar los planes de contingencia.
- Cumplir con el Plan de Manejo de Residuos Sólidos en sus etapas de generación, almacenamiento, transporte y disposición final de acuerdo a la legislación vigente.
- Realizar y cumplir, de manera estricta con el Programa de Mantenimiento de planta, tubería y derecho de vía.
- Cumplir con lo establecido en el Sistema de Gestión Ambiental.
- Desarrollar un Plan de Cierre.

#### **Plan de Abandono**

- Equipos e instalaciones deberán desinstalarse y extraerse de sus lugares de ubicación.
- Para el caso de las tuberías se podrán extraer o dejar en el terreno, si se deja en el terreno se deberá desconectar toda la instalación, se limpiará con agua fresca, aire o gas inerte y se cerrará herméticamente todos los extremos abiertos con tapa resistente a la humedad.
- Las vías de acceso, si no se necesitan para otra actividad se deberán cerrar.



## CAPÍTULO XIII

### RESULTADOS FINALES

Los resultados finales de la evaluación económica de la presente tesis se muestran en los cuadros siguientes, tomando en cuenta cada etapa del proyecto por separado:

#### RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA PETROPERU

##### PRIMERA ETAPA (Septiembre 2011 a Diciembre 2012)

###### RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO)

INDICADORES ECONÓMICOS	ruta 1	ruta 2	ruta 3	ruta 4
Flete (US\$/BL)	3.37	4.00	3.33	3.57
VAN (MMUS\$)	32.4	35.40	32.2	33.4
TIR (%)	18%	18%	18%	18%
Periodo de recupero (meses)	6.3	6.3	6.3	6.3
Inversión realizada (MMUS\$)	56.26	61.49	55.91	57.94

Nota: La tasa de descuento para el cálculo del VAN es del 8%.

##### SEGUNDA ETAPA (Enero 2013 a Diciembre 2030)

###### RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (SEGUNDA ETAPA DEL PROYECTO) Nafta Bajo Precio

INDICADORES ECONÓMICOS	ESCENARIO 1		ESCENARIO 2		ESCENARIO 3	
	CASO 1 (*)	CASO 2 (**)	CASO 1	CASO 2	CASO 1	CASO 2
Flete (US\$/BL)	10.70	10.58	8.52	8.41	6.69	6.61
VAN (MMUS\$)	357.8	303.7	454.7	401.5	517.6	463.8
TIR (%)	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Periodo de recupero (años)	5.2	4.8	6.5	6.3	7.0	6.9
Inversión realizada (MMUS\$)	864.65	779.41	864.65	779.41	864.65	779.41

(\*) Transporte Bayovar - Talara mediante ducto

(\*\*) Transporte Bayovar - Talara mediante buque tanque

INVERSIÓN TOTAL REALIZADA = INV. PRIMERA ETAPA + INV. SEGUNDA ETAPA

920.56 MMUS\$

Nota: La tasa de descuento para el cálculo del VAN es del 8%.

**RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LAS PRODUCTORAS****PRIMERA ETAPA****EMPRESA PERENCO****RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (PRIMERA ETAPA PERENCO)**

<b>INDICADORES ECONÓMICOS</b>	<b>High Price WTI</b>	<b>Basecase WTI</b>	<b>Low Price WTI</b>
<b>Flete (US\$/BL)</b>	<b>3.46</b>	<b>4.15</b>	<b>3.61</b>
<b>Tasa de descuento</b>	<b>15%</b>	<b>8%</b>	<b>8%</b>
<b>VAN (MMUS\$)</b>	<b>47.6</b>	<b>59.9</b>	<b>40.8</b>
<b>TIR (%)</b>	<b>25%</b>	<b>18%</b>	<b>15%</b>
<b>Periodo de recuero (meses)</b>	<b>5.9</b>	<b>6.3</b>	<b>7.4</b>
<b>Inversión realizada (MMUS\$)</b>	<b>104.09</b>	<b>104.09</b>	<b>104.09</b>

Nota: La tasa de descuento para el cálculo del VAN es del 8% para el Basecase y Low Price mientras que para el High Price dicha tasa es de 15%.

**EMPRESA PLUSPETROL****RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (PRIMERA ETAPA PLUSPETROL)**

<b>INDICADORES ECONÓMICOS</b>	<b>High Price WTI</b>	<b>Basecase WTI</b>	<b>Low Price WTI</b>
<b>Flete (US\$/BL)</b>	<b>3.58</b>	<b>3.28</b>	<b>3.47</b>
<b>Tasa de descuento</b>	<b>8%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>
<b>VAN (MMUS\$)</b>	<b>40.9</b>	<b>33.2</b>	<b>16.0</b>
<b>TIR (%)</b>	<b>16%</b>	<b>11%</b>	<b>8%</b>
<b>Periodo de recuero (meses)</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9.7</b>
<b>Inversión realizada (MMUS\$)</b>	<b>90.71</b>	<b>90.71</b>	<b>90.71</b>

Nota: La tasa de descuento para el cálculo del VAN es del 5% para el Basecase y Low Price mientras que para el High Price es de 8%.

**SEGUNDA ETAPA****RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (SEGUNDA ETAPA PERENCO)**

<b>INDICADORES ECONÓMICOS</b>	<b>High Price WTI</b>	<b>Basecase WTI</b>	<b>Low Price WTI</b>
<b>Flete (US\$/BL)</b>	5.87	6.15	7.44
<b>Tasa de descuento</b>	15%	15%	8%
<b>VAN (MMUS\$)</b>	1665.1	897.4	411.8
<b>TIR (%)</b>	40%	30%	15%
<b>Periodo de recupero (años)</b>	2.2	2.9	4.5
<b>Inversión realizada (MMUS\$)</b>	1229.47	1229.47	1229.47

Nota: La tasa de descuento para el cálculo del VAN es del 15% para el Basecase y para el High Price mientras que para el Low Price es de 8%.

**RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (SEGUNDA ETAPA PLUSPETROL)**

<b>INDICADORES ECONÓMICOS</b>	<b>High Price WTI</b>	<b>Basecase WTI</b>	<b>Low Price WTI</b>
<b>Flete (US\$/BL)</b>	7.77	5.55	6.84
<b>Tasa de descuento</b>	15%	8%	3%
<b>VAN (MMUS\$)</b>	878.3	903.5	364.5
<b>TIR (%)</b>	21%	13%	5%
<b>Periodo de recupero (años)</b>	8.2	9.8	15.3
<b>Inversión realizada (MMUS\$)</b>	1806.55	1806.55	1806.55

Nota: La tasa de descuento para el cálculo del VAN es del 8% para el Basecase, 3% para el Low Price mientras que para el High Price es de 15%.

**RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS (SEGUNDA ETAPA REPSOL)**

<b>INDICADORES ECONÓMICOS</b>	<b>High Price WTI</b>	<b>Basecase WTI</b>	<b>Low Price WTI</b>
<b>Flete (US\$/BL)</b>	6.45	5.51	5.47
<b>Tasa de descuento</b>	15%	15%	8%
<b>VAN (MMUS\$)</b>	1295.3	682.8	559.2
<b>TIR (%)</b>	30%	24%	15%
<b>Periodo de recupero (años)</b>	4.8	6.2	7.3
<b>Inversión realizada (MMUS\$)</b>	959.11	959.11	959.11

Nota: La tasa de descuento para el cálculo del VAN es del 15% para el Basecase y para el High Price mientras que para el Low Price es de 8%.

**RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD - PETROPERU**

**SENSIBILIDAD AL PRECIO DE LA NAFTA (DILUYENTE)**

<b>Evaluación Segunda Etapa Petroperu</b>				
<b>Escenario 3 Caso 1</b>	<b>Escenario ganador</b>			
<b>Inversion y Produccion 100%</b>	<b>Unidad</b>	<b>Low Price</b>	<b>Base Case</b>	<b>High Price</b>
Precio Promedio de Nafta	US\$/BI	61.4	90.6	144.8
Flete	US\$/BI	6.69	6.93	7.41
VAN al 8%	MMUS\$	517.6	539.7	583.1
Tasa Interna de Retorno	%	15	15	15
Periodo de Recuperación	Años	7.0	7.1	7.4
Inversión	MMU\$	864.7	864.7	864.7
Producción	MMB	739.90	739.90	739.90

**SENSIBILIDAD A LA PRODUCCIÓN**

<b>Escenario 3 Caso 1 Base Case</b>	<b>Unidad</b>	<b>Producción</b>			
		<b>90%</b>	<b>100%</b>	<b>110%</b>	<b>120%</b>
Precio Promedio de Nafta	US\$/BI	90.6	90.6	90.6	90.6
Flete	US\$/BI	7.35	6.93	6.58	6.28
VAN al 8%	MMUS\$	529.4	539.7	549.8	559.8
Tasa Interna de Retorno	%	15	15	15	15
Periodo de Recuperación	Años	7.1	7.1	7.2	7.3
Inversión	MMU\$	864.65	864.65	864.65	864.65
Producción	MMB	676.5	739.9	803.2	866.6

<b>Escenario 3 Caso 1 Low Price</b>	<b>Unidad</b>	<b>Producción</b>			
		<b>90%</b>	<b>100%</b>	<b>110%</b>	<b>120%</b>
Precio Promedio de Nafta	US\$/BI	61.4	61.4	61.4	61.4
Flete	US\$/BI	7.11	6.69	6.33	6.03
VAN al 8%	MMUS\$	509.6	517.6	525.5	533.3
Tasa Interna de Retorno	%	15	15	15	15
Periodo de Recuperación	Años	7.0	7.0	7.1	7.1
Inversión	MMU\$	864.65	864.65	864.65	864.65
Producción	MMB	676.5	739.9	803.2	866.6

**SENSIBILIDAD A LA INVERSIÓN REALIZADA**

Escenario 3 Caso 1 Base Case	Unidad	Inversión			
		100%	110%	120%	130%
Precio Promedio de Nafta	US\$/BI	90.6	90.6	90.6	90.6
Flete	US\$/BI	6.93	7.27	7.61	7.95
VAN al 8%	MMUS\$	539.7	581.8	623.9	666.1
Tasa Interna de Retorno	%	15	15	15	15
Periodo de Recuperación	Años	7.1	7.1	7.0	7.0
Inversión	MMU\$	864.65	951.12	1037.58	1124.05
Producción	MMB	739.9	739.9	739.9	739.9

Escenario 3 Caso 1 Low Price	Unidad	Inversión			
		100%	110%	120%	130%
Precio Promedio de Nafta	US\$/BI	61.4	61.4	61.4	61.4
Flete	US\$/BI	6.69	7.03	7.37	7.71
VAN al 8%	MMUS\$	517.6	559.8	601.9	644.0
Tasa Interna de Retorno	%	15	15	15	15
Periodo de Recuperación	Años	7.0	7.0	6.9	6.9
Inversión	MMU\$	864.65	951.12	1037.58	1124.05
Producción	MMB	739.9	739.9	739.9	739.9

**RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD - PRODUCTORAS****SENSIBILIDAD AL MARCADOR WTI**

Inversion y Produccion 100%	PERENCO			
	Unidad	Low Price	Base Case	High Price
Precio Promedio WTI	US\$/BI	56.4	85.6	112.7
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	33.8	51.4	67.6
Flete	US\$/BI	7.44	6.15	5.87
VAN	MMUS\$	411.8	897.4	1,665.1
Tasa de Descuento	%	8%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	15%	30%	40%
Periodo de Recuperación	Años	4.5	2.9	2.2
Inversión	MMU\$	1,229.47	1,229.47	1,229.47
Producción 18 años	MMB	227.4	227.4	227.4

Inversion y Produccion 100%	PLUSPETROL			
	Unidad	Low Price	Base Case	High Price
Precio Promedio WTI	US\$/BI	58.7	93.5	149.7
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	35.2	56.1	89.8
Flete	US\$/BI	6.84	5.55	7.77
VAN	MMUS\$	364.5	903.5	878.3
Tasa de Descuento	%	3%	8%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	5%	13%	21%
Periodo de Recuperación	Años	15.3	9.8	8.2
Inversión	MMU\$	1,806.55	1,806.55	1,806.55
Producción 23 años	MMB	284.0	284.0	284.0

Inversion y Produccion 100%	REPSOL			
	Unidad	Low Price	Base Case	High Price
Precio Promedio WTI	US\$/BI	55.7	83.9	110.5
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	33.4	50.4	66.3
Flete	US\$/BI	5.47	5.51	6.45
VAN	MMUS\$	559.2	682.8	1,295.3
Tasa de Descuento	%	8%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	15%	24%	29%
Periodo de Recuperación	Años	7.3	6.2	4.8
Inversión	MMU\$	959.11	959.11	959.11
Producción 17 años	MMB	233.5	233.5	233.5

**SENSIBILIDAD A LA PRODUCCIÓN****PERENCO**

Low Price WTI	Unidad	PERENCO			
		Producción			
		90%	100%	110%	120%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	56.4	56.4	56.4	56.4
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	33.8	33.8	33.8	33.8
Flete	US\$/BI	5.99	7.60	6.36	6.21
VAN	MMU\$	413.5	419.0	741.4	949.6
Tasa de Descuento	%	8%	8%	8%	8%
Tasa Interna de Retorno	%	15%	15%	20%	23%
Periodo de Recuperación	Años	4.6	4.7	3.2	2.8
Inversión	MMUS\$	1,229.47	1,229.47	1,229.47	1,229.47
Producción 18 años	MMB	204.7	227.4	250.1	272.9

Base Case WTI	Unidad	PERENCO			
		Producción			
		90%	100%	110%	120%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	85.6	85.6	85.6	85.6
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	51.4	51.3	51.3	51.3
Flete	US\$/BI	6.57	7.44	6.31	6.39
VAN	MMU\$	642.3	769.7	1097.0	1303.2
Tasa de Descuento	%	15%	15%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	26%	28%	33%	36%
Periodo de Recuperación	Años	3.5	3.1	2.6	2.4
Inversión	MMUS\$	1,229.47	1,229.47	1,229.47	1,229.47
Producción 18 años	MMB	204.7	227.4	250.1	272.9

High Price WTI	Unidad	PERENCO			
		Producción			
		90%	100%	110%	120%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	112.7	112.7	112.7	112.7
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	67.6	67.6	67.6	67.6
Flete	US\$/BI	5.95	7.35	6.39	6.76
VAN	MMU\$	1363.8	1518.5	1902.7	2147.9
Tasa de Descuento	%	15%	15%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	36%	38%	43%	46%
Periodo de Recuperación	Años	2.5	2.3	2.0	1.9
Inversión	MMUS\$	1,229.47	1,229.47	1,229.47	1,229.47
Producción 18 años	MMB	204.7	227.4	250.1	272.9

**PLUSPETROL**

Low Price WTI	Unidad	PLUSPETROL			
		Producción			
		90%	100%	110%	120%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	58.7	58.7	58.7	58.7
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	35.2	35.2	35.2	35.2
Flete	US\$/BI	6.06	7.08	6.52	6.14
VAN	MMU\$	584.3	371.7	921.1	1158.2
Tasa de Descuento	%	8%	3%	8%	8%
Tasa Interna de Retorno	%	14%	5%	17%	19%
Periodo de Recuperación	Años	8.9	15.1	6.9	5.9
Inversión	MMUS\$	1,806.55	1,806.55	1,806.55	1,806.55
Producción 23 años	MMB	255.6	284.0	312.4	340.8

Base Case WTI	Unidad	PLUSPETROL			
		Producción			
		90%	100%	110%	120%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	93.5	93.5	93.5	93.5
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	56.1	56.1	56.1	56.1
Flete	US\$/BI	7.09	6.95	7.94	7.09
VAN	MMU\$	431.2	726.5	903.9	1235.4
Tasa de Descuento	%	15%	8%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	18%	12%	21%	23%
Periodo de Recuperación	Años	11.0	11.2	8.2	6.9
Inversión	MMUS\$	1,806.55	1,806.55	1,806.55	1,806.55
Producción 23 años	MMB	255.6	284.0	312.4	340.8

High Price WTI	Unidad	PLUSPETROL			
		Producción			
		90%	100%	110%	120%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	149.7	149.7	149.7	149.7
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	89.8	89.8	89.8	89.8
Flete	US\$/BI	5.75	7.14	5.79	7.72
VAN	MMU\$	1206.8	888.3	1901.8	2095.9
Tasa de Descuento	%	15%	15%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	23%	21%	27%	28%
Periodo de Recuperación	Años	7.0	8.3	5.4	5.1
Inversión	MMUS\$	1,806.55	1,806.55	1,806.55	1,806.55
Producción 23 años	MMB	255.6	284.0	312.4	340.8



**REPSOL**

Low Price WTI	Unidad	REPSOL			
		Producción			
		90%	100%	110%	120%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	55.7	55.7	55.7	55.7
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	33.4	33.4	33.4	33.4
Flete	US\$/BI	5.69	5.47	6.74	6.33
VAN	MMU\$	383.4	559.2	560.4	750.6
Tasa de Descuento	%	8%	8%	8%	8%
Tasa Interna de Retorno	%	13%	15%	15%	17%
Periodo de Recuperación	Años	8.3	7.3	7.3	6.5
Inversión	MMUS\$	959.11	959.11	959.11	959.11
Producción 17 años	MMB	210.2	233.5	256.9	280.2

Base Case WTI	Unidad	REPSOL			
		Producción			
		90%	100%	110%	120%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	83.9	83.9	83.9	83.9
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	50.4	50.4	50.4	50.4
Flete	US\$/BI	6.75	7.82	6.50	7.28
VAN	MMU\$	433.0	516.0	773.9	867.9
Tasa de Descuento	%	15%	15%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	21%	22%	25%	26%
Periodo de Recuperación	Años	7.5	7.0	5.9	5.7
Inversión	MMUS\$	959.11	959.11	959.11	959.11
Producción 17 años	MMB	210.2	233.5	256.9	280.2

High Price WTI	Unidad	REPSOL			
		Producción			
		90%	100%	110%	120%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	110.5	110.5	110.5	110.5
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	66.3	66.3	66.3	66.3
Flete	US\$/BI	7.63	7.85	6.56	6.52
VAN	MMU\$	988.0	1193.9	1517.6	1751.0
Tasa de Descuento	%	15%	15%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	27%	29%	32%	34%
Periodo de Recuperación	Años	5.5	5.0	4.5	4.2
Inversión	MMUS\$	959.11	959.11	959.11	959.11
Producción 17 años	MMB	210.2	233.5	256.9	280.2

**SENSIBILIDAD A LA INVERSIÓN****PERENCO**

Low Price WTI	Unidad	PERENCO			
		Inversión			
		100%	110%	120%	130%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	56.4	56.4	56.4	56.4
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	33.8	33.8	33.8	33.8
Flete	US\$/BI	7.60	6.22	5.00	5.61
VAN	MMU\$	419.0	456.8	501.8	301.9
Tasa de Descuento	%	8%	8%	8%	8%
Tasa Interna de Retorno	%	15%	15%	15%	12%
Periodo de Recuperación	Años	4.7	4.6	4.6	6.4
Inversión	MMUS\$	1,229.47	1,352.42	1,475.37	1,598.31
Producción 18 años	MMB	227.4	227.4	227.4	227.4

Base case WTI	Unidad	PERENCO			
		Inversión			
		100%	110%	120%	130%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	85.6	85.6	85.6	85.6
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	51.3	51.3	51.3	51.3
Flete	US\$/BI	7.44	6.16	5.74	5.54
VAN	MMU\$	769.7	776.7	697.6	597.5
Tasa de Descuento	%	15%	15%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	28%	27%	25%	23%
Periodo de Recuperación	Años	3.1	3.3	3.7	4.1
Inversión	MMUS\$	1,229.47	1,352.42	1,475.37	1,598.31
Producción 18 años	MMB	227.4	227.4	227.4	227.4

High Price WTI	Unidad	PERENCO			
		Inversión			
		100%	110%	120%	130%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	112.7	112.7	112.7	112.7
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	67.6	67.6	67.6	67.6
Flete	US\$/BI	7.35	6.30	6.33	6.69
VAN	MMU\$	1518.5	1503.2	1380.2	1224.1
Tasa de Descuento	%	15%	15%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	38%	36%	33%	30%
Periodo de Recuperación	Años	2.3	2.5	2.7	3.0
Inversión	MMUS\$	1,229.47	1,352.42	1,475.37	1,598.31
Producción 18 años	MMB	227.4	227.4	227.4	227.4

**PLUSPETROL**

Low Price WTI	Unidad	PLUSPETROL			
		Inversión			
		100%	110%	120%	130%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	58.7	58.7	58.7	58.7
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	35.2	35.2	35.2	35.2
Flete	US\$/BI	7.08	6.45	6.21	6.13
VAN	MMUS\$	371.7	643.9	575.4	489.7
Tasa de Descuento	%	3%	8%	8%	8%
Tasa Interna de Retorno	%	5%	14%	13%	12%
Periodo de Recuperación	Años	15.1	8.9	9.8	10.8
Inversión	MMU\$	1,806.55	1,987.21	2,167.86	2,348.52
Producción 23 años	MMB	284.0	284.0	284.0	284.0

Base Case WTI	Unidad	PLUSPETROL			
		Inversión			
		100%	110%	120%	130%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	93.5	93.5	93.5	93.5
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	56.1	56.1	56.1	56.1
Flete	US\$/BI	6.95	6.08	5.84	5.87
VAN	MMUS\$	726.5	1239.3	1101.9	934.1
Tasa de Descuento	%	8%	8%	8%	8%
Tasa Interna de Retorno	%	12%	14%	13%	12%
Periodo de Recuperación	Años	11.2	9.3	10.1	11.1
Inversión	MMU\$	1,806.55	1,987.21	2,167.86	2,348.52
Producción 23 años	MMB	284.0	284.0	284.0	284.0

High Price WTI	Unidad	PLUSPETROL			
		Inversión			
		100%	110%	120%	130%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	149.7	149.7	149.7	149.7
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	89.8	89.8	89.8	89.8
Flete	US\$/BI	7.14	6.43	5.00	6.82
VAN	MMUS\$	888.3	1329.6	1247.7	943.1
Tasa de Descuento	%	15%	15%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	21%	23%	22%	20%
Periodo de Recuperación	Años	8.3	7.0	7.6	9.0
Inversión	MMU\$	1,806.55	1,987.21	2,167.86	2,348.52
Producción 23 años	MMB	284.0	284.0	284.0	284.0

**REPSOL**

Low Price WTI	Unidad	REPSOL			
		Inversión			
		100%	110%	120%	130%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	55.7	55.7	55.7	55.7
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	33.4	33.4	33.4	33.4
Flete	US\$/BI	5.47	5.08	4.80	4.64
VAN	MMU\$	559.2	516.1	459.6	390.1
Tasa de Descuento	%	8%	8%	8%	8%
Tasa Interna de Retorno	%	15%	14%	13%	12%
Periodo de Recuperación	Años	7.3	7.8	8.3	8.8
Inversión	MMUS\$	959.11	1,055.02	1,150.93	1,246.85
Producción 17 años	MMB	233.5	233.5	233.5	233.5

Base case WTI	Unidad	REPSOL			
		Inversión			
		100%	110%	120%	130%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	83.9	83.9	83.9	83.9
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	50.4	50.4	50.4	50.4
Flete	US\$/BI	7.82	7.07	7.74	7.37
VAN	MMU\$	516.0	476.5	334.4	368.3
Tasa de Descuento	%	15%	15%	15%	14%
Tasa Interna de Retorno	%	22%	21%	19%	18%
Periodo de Recuperación	Años	7.0	7.5	8.6	8.6
Inversión	MMUS\$	959.11	1,055.02	1,150.93	1,246.85
Producción 17 años	MMB	233.5	233.5	233.5	233.5

High Price WTI	Unidad	REPSOL			
		Inversión			
		100%	110%	120%	130%
Precio Promedio WTI	US\$/BI	110.5	110.5	110.5	110.5
Precio Promedio 40% dif	US\$/BI	66.3	66.3	66.3	66.3
Flete	US\$/BI	7.85	6.57	7.05	6.27
VAN	MMU\$	1193.9	1193.6	1065.0	1027.8
Tasa de Descuento	%	15%	15%	15%	15%
Tasa Interna de Retorno	%	29%	28%	26%	25%
Periodo de Recuperación	Años	5.0	5.2	5.7	6.0
Inversión	MMUS\$	959.11	1,055.02	1,150.93	1,246.85
Producción 17 años	MMB	233.5	233.5	233.5	233.5

## **CAPÍTULO XIV**

### **CONCLUSIONES**

1. Actualmente, la capacidad del Oleoducto Nor Peruano está siendo sub-utilizada, por cuanto solamente transporta en la actualidad el 22.5% del volumen de sus capacidad de bombeo de crudo, debido a la disminución de la producción de petróleo por parte de la compañía Pluspetrol. Se prevé que esta tendencia continuará, generándose mayores costos de operación y mantenimiento, lo cual originaría que no sea rentable esta operación.
2. Los precios internacionales del crudo tienen un impacto significativo en el proyecto ya que en un escenario de WTI bajo no es factible llevar a cabo el proyecto. Caso contrario, con WTI alto es más factible llevar a cabo el proyecto ya que la rentabilidad aumenta tanto para las productoras como para la empresa encargada del transporte.
3. Para la primera etapa del proyecto correspondiente a la empresa Perenco se demuestra que existe una buena rentabilidad para el mismo aun siendo evaluado con un WTI bajo considerando el escenario actual, esta rentabilidad se origina en el perfil de producción estimada de la empresa.
4. El proyecto que consistirá de dos etapas tendrá un monto de inversión total de 920.56 MMUS\$, los cuales están divididos en: Primera Etapa 55.91 MMUS\$ y Segunda Etapa 864.65 MMUS\$.
5. En la primera etapa la nafta requerida será transportada desde la Costa hasta la Selva (Talara – Conchán – Pucallpa – Iquitos – Andoas). La segunda etapa considera el transporte de la nafta por oleoductos y el crudo pesado se transportará de

Bayóvar hasta Talara mediante un oleoducto nuevo construido para tal fin.

6. Al comparar tarifas de transporte en evaluaciones con y sin financiamiento, se aprecia que cuando el proyecto es financiado la tarifa de transporte de este crudo pesado es menor.
7. En línea con los objetivos del Sector Hidrocarburos, la ejecución del Proyecto contribuirá con revertir el déficit en la balanza nacional de hidrocarburos, reduciendo las importaciones de crudos, convirtiendo al Perú en un posible país exportador de petróleo.
8. El proyecto contribuirá con mayores ingresos para el Estado, por mayor captación de impuestos.
9. El Proyecto no afectará significativamente las áreas verdes aledañas al Oleoducto Nor Peruano, por cuanto se aprovechará parcialmente las áreas disponibles en el actual sistema de transporte de crudo. Además, incrementará la demanda de mano de obra especializada y no especializada, contribuyendo con mejorar la calidad de vida de los habitantes de la zona.
10. De acuerdo a los datos de la primera etapa del proyecto, se definió la rentabilidad en 18% para justificar la inversión realizada en dicha etapa. Ya que el flete calculado a una rentabilidad del 15% es menor que el flete que se cobra en la actualidad.

## **RECOMENDACIONES**

1. Es necesario repotenciar el Oleoducto Nor Peruano con la ejecución del Proyecto, permitiendo incrementar la rentabilidad del negocio de transporte de crudo de la Empresa, teniendo un impacto positivo en los resultados económicos de PETROPERU, asimismo, permitirá llevar a cabo la explotación de crudo pesado de los lotes de la selva norte lo cual incentivará la actividad petrolera y económica de aquellas regiones.
2. Para garantizar la rentabilidad del 15%, es imprescindible obtener los ingresos anuales del caso que se seleccione, motivo por el cual se deberá suscribir un convenio de pago por parte de los Contratistas por el servicio de transporte que le brindará a la empresa de transporte, transporte o no todo el volumen considerado en la evaluación.
3. Debido a variaciones periódicas en los pronósticos de producción de las empresas productoras, se debería confirmar constantemente (actualización) el perfil de producción y las reservas para hacer una evaluación económica más certera, ya que la rentabilidad del proyecto depende fuertemente de los mismos.
4. Se deberá tener en cuenta la evaluación de criterios para determinar la significancia de impactos ambientales y sociales para mitigar los mismos a lo largo de la vida del proyecto.
5. Se recomienda que en años posteriores la exploración de nuevos lotes ubicados más hacia el noreste de los lotes acá evaluados, como son los lotes 121 de Perenco, 117 de Petrobras y los Lotes de Convenio entre Petroperu – Petrobras – Ecope-trol (XXVII, XXVIII, XIX, XXX, XXXI); los cuales pudieran contener reservas de crudo pesado que serían en su momento añadidos a una nueva evaluación económica.

**CAPÍTULO XV****ÍNDICE DE ANEXOS**

- ANEXO 1. VARIACIÓN HISTÓRICA DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO (Capítulo II)
- ANEXO 2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA IMPORTACIÓN DE MATERIA PRIMA (CRUDOS) PARA LAS REFINERÍAS DE PETROPERU (Capítulo III)
- ANEXO 3. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO DEL LOTE 67 (Capítulo V)
- ANEXO 4. OPCIONES DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO HACIA EL TERMINAL BAYOVAR (Capítulo VII)
- ANEXO 5. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SELECCIÓN DE UNA DE LAS OPCIONES DE TRANSPORTE (Capítulo VIII)
- ANEXO 6. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL TERMINAL BAYOVAR Y EN REFINERÍA TALARA (Capítulo IX)
- ANEXO 7. MÉTODOS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO (LOTE 67) HACIA REFINERÍA TALARA (Capítulo X)
- ANEXO 8. EXPORTACIÓN DE CRUDO PESADO (Capítulo XI)
- ANEXO 9. EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL DEL PROYECTO (Capítulo XII)



## **CAPÍTULO XVI**

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

#### **CAPÍTULO I**

1. ECOPETROL, CO. (2007). Carta Petrolera. En el corazón de Magdalena (en línea). Bogotá, CO. Consultado 25 ene. 2008. Disponible en [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera109/rev\\_produccion.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera109/rev_produccion.htm)
2. PERUPETRO. (2007). Relación de Contratos de Exploración / Explotación vigentes al 31 – 12 – 2007 (en línea). Lima, PE. Consultado 20 ene. 2008. Disponible en <http://www.minem.gob.pe/archivos/dgh/estadisticas/informens/2007/diciembre/contratos.pdf>
3. SANIERE, A.; HÉNAUT, I.; ARGIWIER, J.F. (2004). Pipeline Transportation of Heavy Oils a Strategic, Economic and Technological Challenge (en línea). París, FR. IFP. Consultado 15 oct. 2007. Disponible en [http://ogst.ifp.fr/index.php?option=article&access=standard&Itemid=129&url=/articles/ogst/pdf/2004/05/saniere\\_vol59n5.pdf](http://ogst.ifp.fr/index.php?option=article&access=standard&Itemid=129&url=/articles/ogst/pdf/2004/05/saniere_vol59n5.pdf)

#### **CAPÍTULO II**

1. EIA (Energy Information Administration, US). (2009). Annual Energy Outlook. World Oil Prices in three cases 1980 – 2030 (en línea). Washington, US. Consultado 12 abr. 2009. Disponible en [http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/excel/figure32\\_data.xls](http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/excel/figure32_data.xls)
2. LÓPEZ S., R. (2008). Informe Semanal de Evolución y Proyección del WTI. Lima, PE. Consultado 14 abr. 2008. Petróleos del Perú. Gerencia Área Producción y Planeamiento. Unidad Técnica.

#### **CAPÍTULO III**

1. BAUTISTA I., F. (2008) Informe de Balance de Carga y Producción de las Refinerías de Petroperu. Lima, PE. Consultado 16 may. 2008. Petróleos del Perú. Gerencia Área Producción y Planeamiento. Unidad Coordinación Operativa.

**CAPÍTULO IV**

1. BARRET RESOURCES LLC, PE. (2007). Plan Inicial de Desarrollo del Lote 67. Lima, PE. Consultado 26 may. 2008.

**CAPÍTULO V**

1. AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. (2006). Annual Book of ASTM Standards 2006. Section Five: Petroleum Products, Lubricants, and fossil fuels. Standard Test Method for Viscosity-Temperature Charts for Liquid Petroleum Products D 341 – 03. Pennsylvania, US. Consultado 9 jun. 2008. Páginas 183 – 187.
2. BARRET RESOURCES LLC, PE. (2007). Plan Inicial de Desarrollo del Lote 67. Lima, PE. Consultado 7 jun. 2008.
3. GATEAU, P.; HENAUT, I.; BARRE, L.; Y ARGILLIER, J.F. (2004). Heavy Oil Dilution (en línea). París, FR. IFP. Consultado 17 jul. 2008. Disponible en [http://ogst.ifp.fr/index.php?option=article&access=standard&Itemid=129&url=/articles/ogst/pdf/2004/05/gateau\\_vol59n5.pdf](http://ogst.ifp.fr/index.php?option=article&access=standard&Itemid=129&url=/articles/ogst/pdf/2004/05/gateau_vol59n5.pdf)
4. REPSOL YPF. (2006). Informe Técnico de la Evaluación del Crudo Chonta. Lima, PE. Consultado 8 jun. 2008

**CAPÍTULO VI**

1. PERENCO, PE. (2008). Carta BAR 2008 – 269 de Pronósticos de Producción Lote 67. Lima, PE. Consultado 19 jul. 2008.
2. PLUSPETROL, PE. (2008). Carta PPN – GG – 08 – 0020 de Pronósticos de Producción Lote 1AB. Lima, PE. Consultado 19 jul. 2008.
3. REPSOL, PE. (2008). Carta GE – 136 – 08 de Pronósticos de Producción Lote 69. Lima, PE. Consultado 19 jul. 2008.

## **CAPÍTULO VII**

1. SANIERE, A.; HÉNAUT, I.; ARGIWIER, J.F. (2004). Pipeline Transportation of Heavy Oils a Strategic, Economic and Technological Challenge (en línea). París, FR. IFP. Consultado 20 nov. 2007. Disponible en [http://ogst.ifp.fr/index.php?option=article&access=standard&Itemid=129&url=/articles/ogst/pdf/2004/05/saniere\\_vol59n5.pdf](http://ogst.ifp.fr/index.php?option=article&access=standard&Itemid=129&url=/articles/ogst/pdf/2004/05/saniere_vol59n5.pdf)

## **CAPÍTULO VIII**

1. BARREDA T., E. (2008). Optimización del Oleoducto Nor - Peruano para el Transporte de Crudo Pesado. Lima, PE. Consultado 24 sep. 2008. Petróleos del Perú. Gerencia Área Producción y Planeamiento.
2. LÓPEZ S., R. (2008). Descripción del Proyecto de Transporte de Crudo Pesado por el Oleoducto Nor-Peruano. Lima, PE. Consultado 16 nov. 2008. Petróleos del Perú. Gerencia Área Producción y Planeamiento. Unidad Técnica.
3. SUAREZ, L. (2008). Pronóstico de hidrocarburos líquidos 2009 – 2030 zona norte del Perú. Lima, PE. Consultado 09 sep. 2008. Petróleos del Perú. Gerencia Área Producción y Planeamiento. Unidad Exploración y Producción.

## **CAPÍTULO X**

1. DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO, UNIDAD INGENIERÍA. (2002). Construcción Oleoducto Bayóvar – Talara. Lima, PE. Consultado 20 oct. 2008. Petróleos del Perú. Gerencia Operaciones Oleoducto.
2. PACIFIC L. A. MARINE TERMINAL LLC PIER 400, US. (2008). Tipos y Características de los banqueros (en línea). Los Angeles, US. Consultado 28 ago. 2008. Disponible en <http://www.pacificenergypier400.com/indexS.php?id=16>

## **CAPÍTULO XI**

1. DEPARTAMENTO MERCADO EXTERNO. (2008). Resumen de Contratos de Suministro de Petróleos Crudo Talara a Refinería Talara. Lima, PE. Consultado 10 ago. 2008. Petróleos del Perú. Gerencia de Comercialización.
2. OREN J., H. (2006). Fundamentos de la Comercialización de Hidrocarburos. Maracaibo, VE. Ediciones Astro Data S.A. Páginas 29 – 30; 85 – 102.

**CAPÍTULO XII**

1. WALSH PERU S.A. (2007). Propuesta Técnico – Económica para Elaborar Un EIAS (Estudio de Impacto Ambiental y Social) para el Oleoducto de Barret Resources. Lima, PE. Consultado 15 dic. 2008.

## **ANEXO 1**

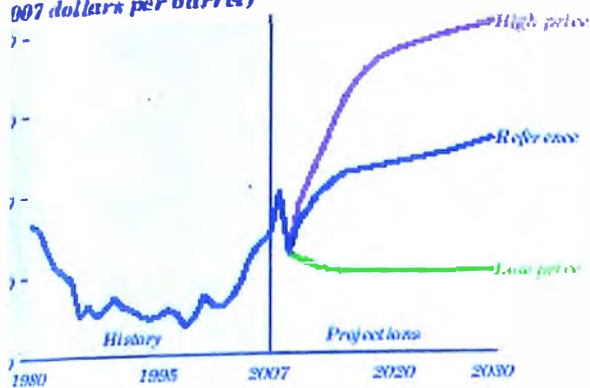
### **VARIACIÓN HISTÓRICA DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO (Capítulo II)**

- Se incluye gráficos de la variación histórica del precio del Crudo Napo, WTI y el precio de Nafta Virgen.

# O Y PRONÓSTICO DE PRECIOS INTERNACIONALES DEL CRUDO

Report #: DOE/EIA-0383(2009)  
 Base Date Full Report: March 2009  
 Report Release Date Full Report: March 2010

Figure 32. World oil prices in three cases, 1980-2030 (2007 dollars per barrel)



	Reference	High price	Low price
<b>1980</b>	83.11		
1981	80.25		
1982	66.84		
1983	56.33		
1984	52.13		
1985	47.93		
1986	25.30		
1987	31.43		
1988	25.28		
1989	29.95		
<b>1990</b>	36.01		
1991	30.56		
1992	28.53		
1993	24.98		
1994	22.83		
1995	23.97		
1996	28.24		
1997	25.88		
1998	17.91		
1999	23.68		
<b>2000</b>	36.40		
2001	30.40		
2002	30.11		
2003	34.99		
2004	45.36		
2005	60.04		
2006	67.80		
<b>2007</b>	72.32	72.32	72.3
2008	99.70	99.70	99.7
2009	61.34	61.34	61.3
<b>2010</b>	79.75	90.63	58.2
2011	87.73	104.22	56.0
2012	96.50	117.77	53.2
2013	101.32	130.72	52.2
2014	106.39	145.10	51.1
2015	109.76	156.71	50.0
2016	110.86	165.33	50.0
2017	111.97	171.94	50.0
2018	113.09	177.03	50.0
2019	114.22	180.57	50.0
<b>2020</b>	115.36	183.28	50.0
2021	116.52	185.11	50.0
2022	117.68	186.96	50.0
2023	118.86	188.83	50.0
2024	120.05	190.72	50.0
2025	121.25	192.63	50.0
2026	122.76	194.13	50.0
2027	124.61	195.57	50.0
2028	126.47	197.04	50.0
2029	128.37	198.51	50.0
<b>2030</b>	130.00	200.00	50.0

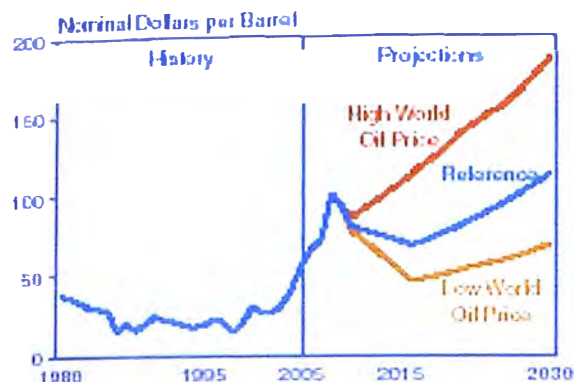
Fuente:

Documento "Annual Energy Outlook 2009" elaborado por la Administración de Información de Energía (EIA).  
 Emitido en marzo de 2009.

# O Y PRONÓSTICO DE PRECIOS INTERNACIONALES DEL CRUDO

Doc EIA/DDE/EIA-0464 (2008)  
 Release Date: September 2008  
 Last Release Date: May 2009

Figure 18. World Oil Prices in Three Price Cases, 1980-2030



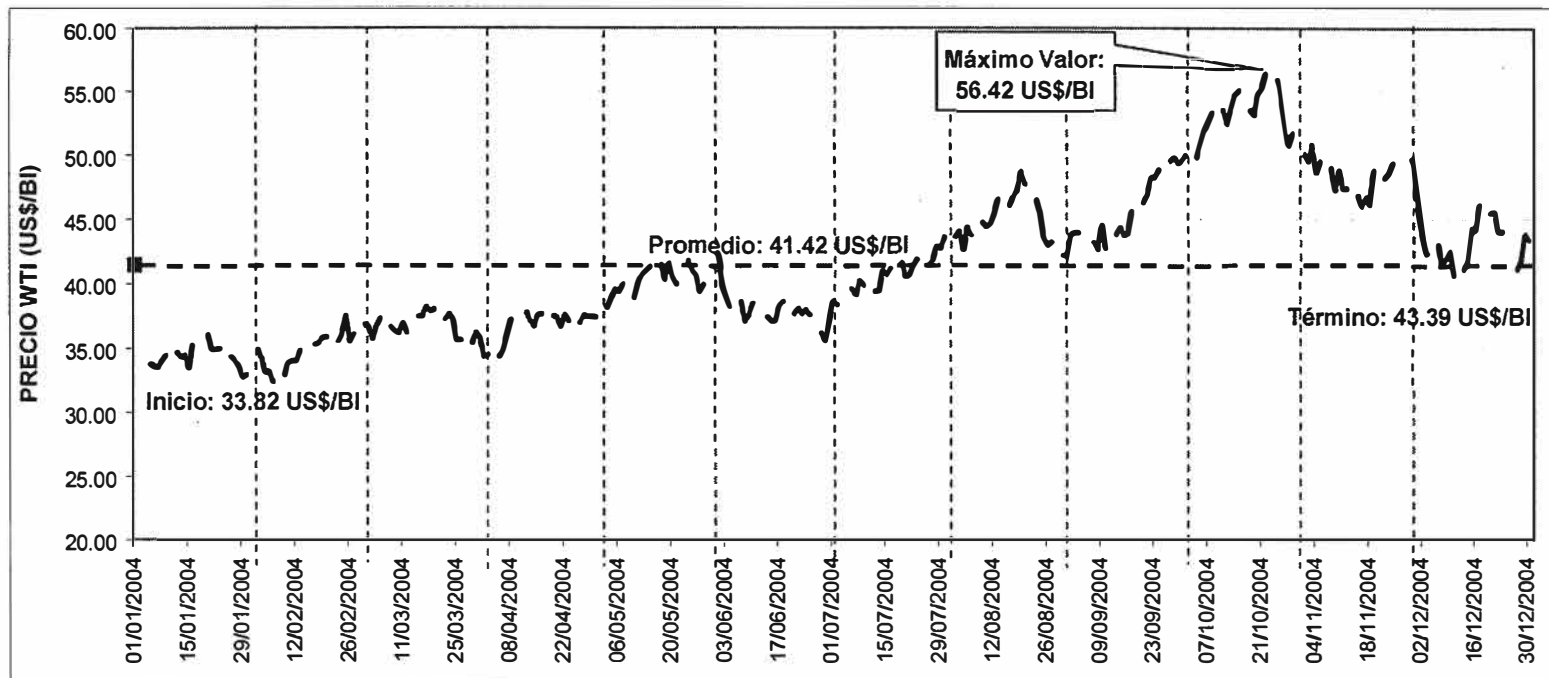
Source: Energy Information Administration (EIA), Annual Energy Outlook 2008, DOE/EIA-0383(2008) (Washington, DC, Jul 2008), web site: [www.eia.doe.gov/cinf/aec](http://www.eia.doe.gov/cinf/aec).

	Reference Case	High Price	Low Price
1980	38.0	38.0	38.0
1981	36.1	36.1	36.1
1982	33.7	33.7	33.7
1983	30.3	30.3	30.3
1984	29.4	29.4	29.4
1985	28.0	28.0	28.0
1986	15.1	15.1	15.1
1987	19.2	19.2	19.2
1988	16.0	16.0	16.0
1989	19.6	19.6	19.6
1990	24.5	24.5	24.5
1991	21.5	21.5	21.5
1992	20.6	20.6	20.6
1993	18.4	18.4	18.4
1994	17.2	17.2	17.2
1995	18.4	18.4	18.4
1996	22.1	22.1	22.1
1997	20.6	20.6	20.6
1998	14.4	14.4	14.4
1999	19.3	19.3	19.3
2000	30.4	30.4	30.4
2001	26.0	26.0	26.0
2002	26.2	26.2	26.2
2003	31.1	31.1	31.1
2004	41.4	41.4	41.4
2005	56.5	56.5	56.5
2006	66.0	66.0	66.0
2007	72.3	72.3	72.3
2008	100.6	100.6	100.6
2009	92.5	92.5	92.5
2010	80.0	85.7	77.1
2011	78.3	89.7	72.4
2012	76.5	94.0	67.5
2013	74.6	98.5	62.4
2014	72.7	102.9	57.2
2015	70.6	107.5	51.8
2016	68.5	111.9	46.3
2017	70.0	117.7	47.2
2018	72.5	121.7	48.1
2019	75.2	126.9	49.6
2020	77.9	132.1	51.0
2021	80.6	138.7	52.8
2022	83.5	142.7	54.3
2023	86.6	146.9	56.0
2024	89.8	151.5	57.4
2025	93.3	154.5	58.7
2026	96.9	159.9	60.5
2027	100.8	165.7	62.2
2028	104.8	172.1	64.4
2029	108.8	178.7	66.6
2030	113.1	185.7	68.9

**Fuente:**

Doc E to "Annual Energy Outlook 2008" elaborado por la Administración de Información de Energía (EIA), septiembre del 2008.

### EVOLUCIÓN MARCADOR WTI - AÑO 2004



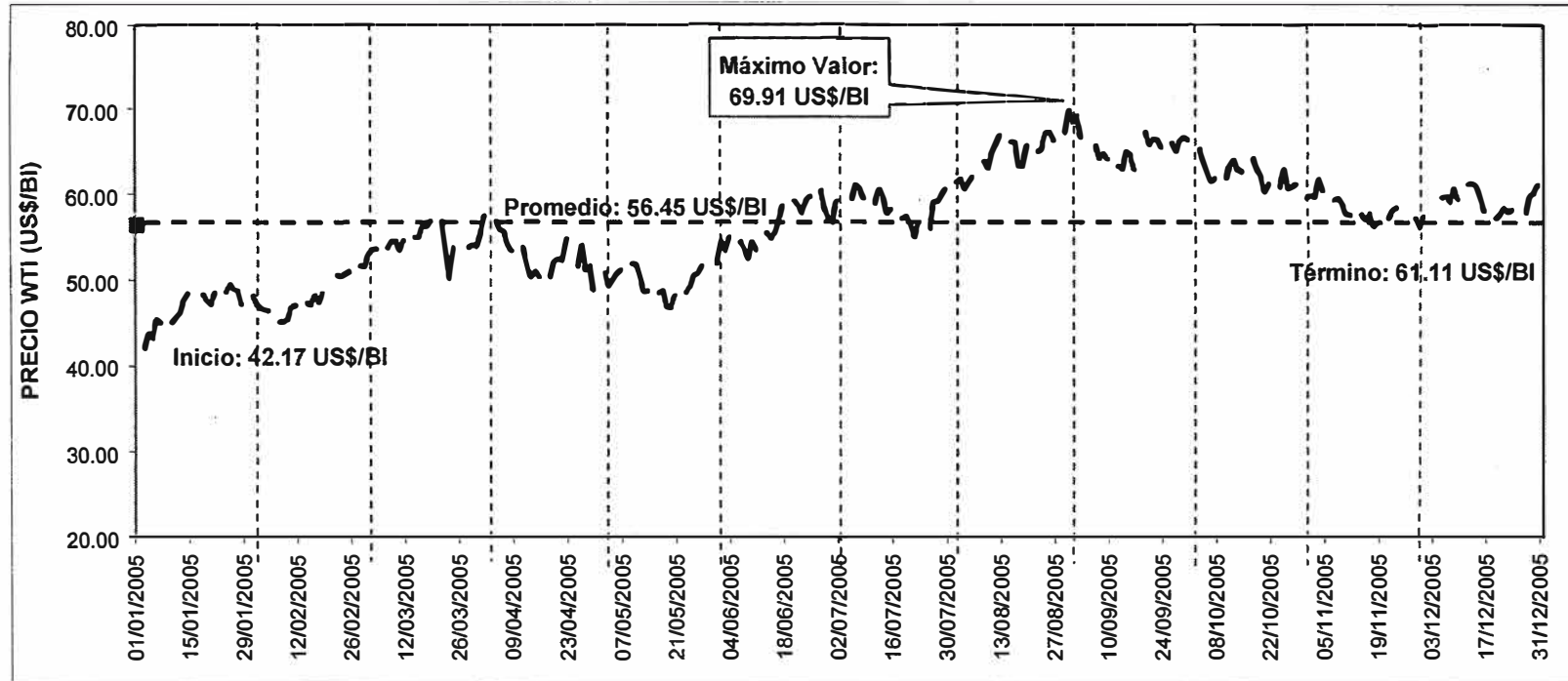
US\$/BI	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM. 2004
<b>Precio</b>	34.2403	34.7442	36.7148	36.6902	40.2388	37.9964	40.7893	44.8973	45.9002	53.2390	48.4355	43.1974	<b>41.4236</b>
<b>Variación</b>		0.5039	1.9706	-0.0245	3.5485	-2.2423	2.7929	4.1080	1.0030	7.3388	-4.8035	-5.2381	<b>0.8143</b>

#### COMENTARIOS

- El 2004 se caracterizó por el alza sostenida del precio del petróleo, que elevó su promedio anual de 31.13 US\$/BI en el 2003 a 41.42 US\$/BI en el 2004. El 22 de octubre de 2004, el precio del petróleo WTI marcó un récord, cuando su cotización alcanzó los 56.42 US\$/BI.
- El elevado nivel del precio del petróleo se atribuye al crecimiento de la demanda mundial de productos petroleros –impulsada por el auge de las economías de la China, y los Estados Unidos de América–, y a la limitada capacidad de manejo de la OPEP para regular el precio internacional del petróleo. La coyuntura de ambos factores causó la reducción del nivel de inventarios de petróleo en Estados Unidos, el mayor consumidor de combustibles del mundo.
- El alza también fue impulsada eventualmente por la temporal interrupción del suministro mundial de petróleo en países exportadores como Irak y Nigeria, debido a la inestabilidad política, la crisis de la empresa estatal Yukos en Rusia y el impacto de los huracanes en la producción petrolera del Golfo de México.



### EVOLUCIÓN MARCADOR WTI - AÑO 2005

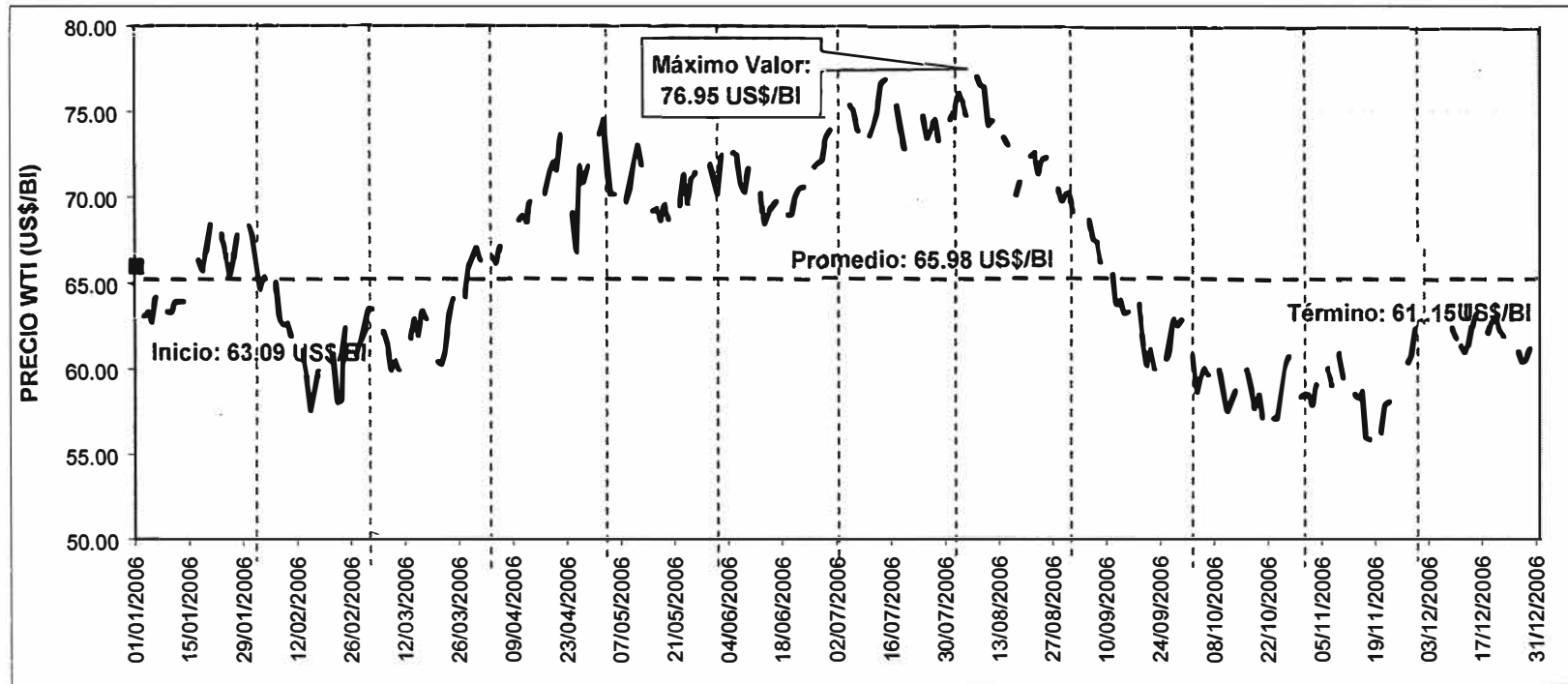


US\$/BI	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM. 2005
Precio	46.8290	47.9403	54.3307	52.8900	49.8398	56.3627	58.6793	64.9591	65.5640	62.2788	58.2710	59.4597	<b>56.4504</b>
Variación		1.1113	6.3904	-1.4407	-3.0502	6.5230	2.3165	6.2799	0.6049	-3.2852	-4.0078	1.1887	<b>1.1482</b>

#### COMENTARIOS

- El año 2005 la cotización internacional del WTI alcanzó los 69.91US\$/BI. Durante los primeros 8 meses del año, el precio de este crudo se incrementó en 18.13 US\$/BI y en el año, 36% respecto del promedio en el 2004.
- La demanda de petróleo se fortaleció debido a la recuperación económica de Estados Unidos y el continuo crecimiento de China. Asimismo, entre agosto y setiembre, el impacto de los huracanes Katrina y Rita a las instalaciones de producción y refinación de petróleo de la Costa del Golfo en Estados Unidos, restringió el suministro de petróleo y gas, impulsando su precio a cerca de 70 US\$/bl.
- También, diversos problemas en países de importante producción petrolera; entre ellos, violencia en el medio oriente, inestabilidad política en Nigeria y huelgas en Noruega, perturbaron el frágil equilibrio entre oferta y demanda generando eventuales alzas en el precio del crudo.

### EVOLUCIÓN MARCADOR WTI - AÑO 2006

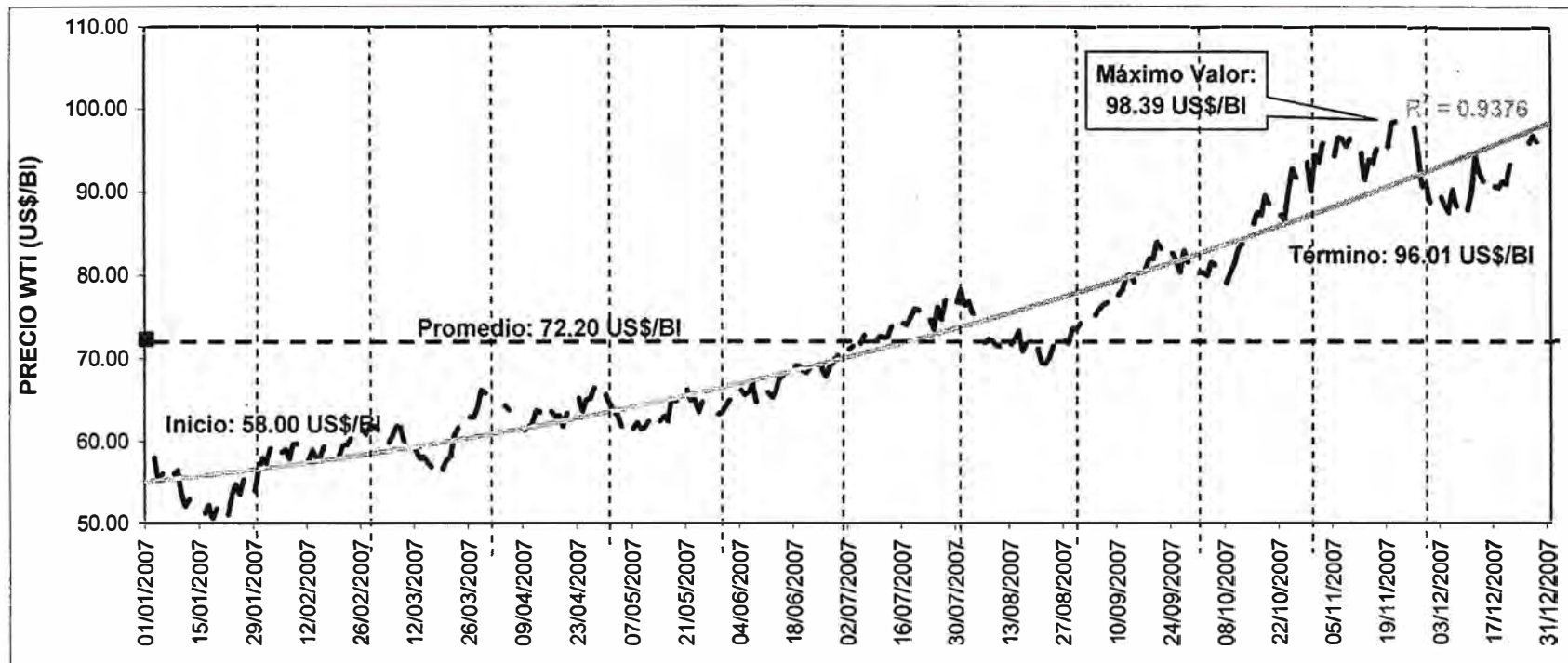


US\$/BI	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM. 2006
Precio	65.4645	61.5708	62.8237	69.5633	70.8670	70.8750	74.4597	73.0673	63.7410	58.8202	58.7664	61.7844	65.9836
Variación		-3.8937	1.2529	6.7396	1.3037	0.0080	3.5847	-1.3924	-9.3263	-4.9208	-0.0538	3.0180	-0.3346

#### COMENTARIOS

- El año 2006 la cotización internacional del WTI alcanzó los 76.95 US\$/BI. Durante este año, el alza en el precio del crudo ha sido motivada por la inquietud que genera el Programa Nuclear de Irán, la inseguridad en Nigeria y la fuerte demanda de combustibles en China Y Estados Unidos.
- El continuo descenso en los precios del crudo en Estados Unidos después de los meses de verano, fue consecuencia en gran medida de la ausencia de huracanes que afectasen a la producción de crudo y gas en el Golfo de México, al contrario de lo que ocurrió en 2005.
- En agosto de 2006, la OPEP anunció un recorte en su producción de crudo en 1,2 millones de barriles su producción a partir de noviembre, a fin de parar el descenso del precio de crudo y mantener un equilibrio entre la oferta y demanda del petróleo.

## EVOLUCIÓN Y PROYECCIÓN MARCADOR WTI - AÑO 2007

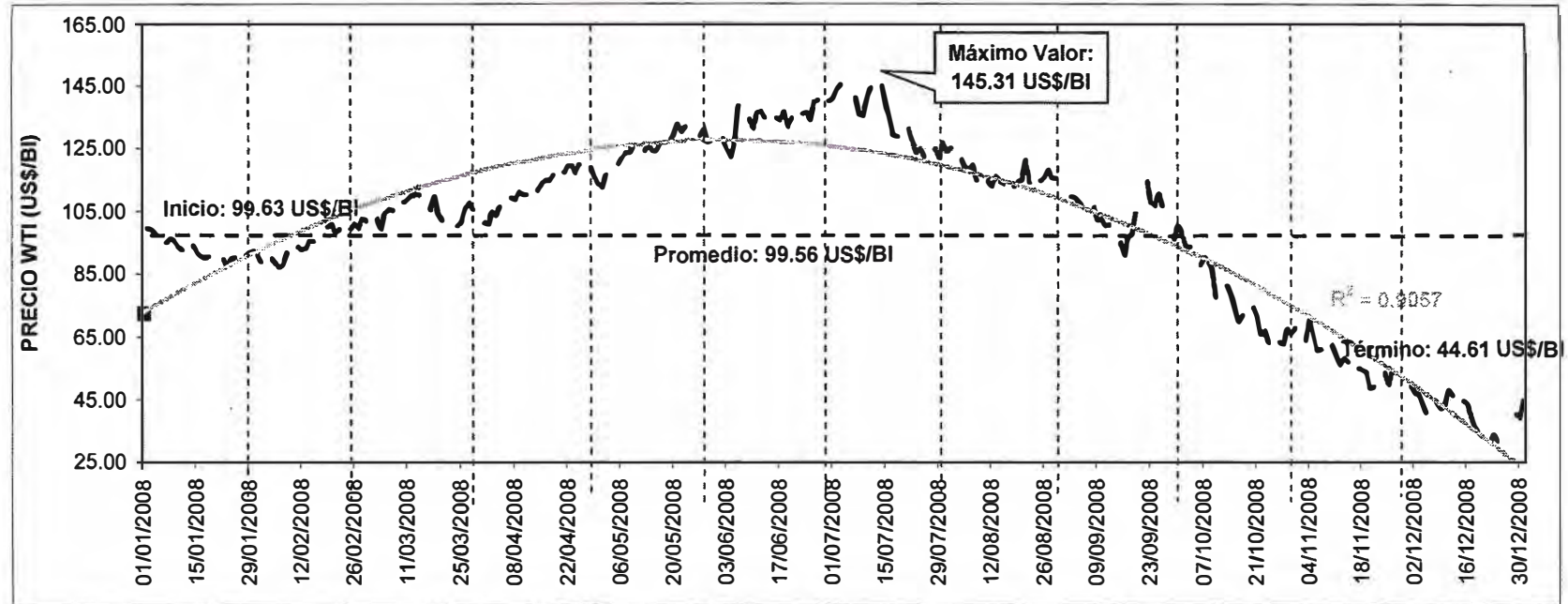


US\$/BI	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM. 2007
<b>Precio</b>	54.1853	59.2008	60.6239	63.8095	63.4045	67.4364	74.1010	72.3648	79.9842	85.8743	94.7371	91.3650	<b>72.2572</b>
<b>Variación</b>		5.0155	1.4231	3.1856	-0.4049	4.0319	6.6645	-1.7362	7.6194	5.8901	8.8628	-3.3721	<b>3.3800</b>

### COMENTARIOS:

- Durante el año 2007, se ha observado un continuo incremento en el precio de petróleo WTI. El valor máximo fue de 98.39 US\$/BI el 21 de Noviembre del mismo año.
- La cada vez mayor demanda de petróleo ha favorecido la tendencia alcista del precio del crudo, sumado a falta de capacidad de refinación para abastecer el mercado. Asimismo, en las últimas semanas el aumento en los precios ha sido impulsado por la tensión creciente entre Turquía e Irak, al existir la probabilidad de un enfrentamiento militar entre estos países que afectaría la producción de petróleo del norte de Irak, afectando la oferta mundial de crudo.
- La OPEP informó que la demanda mundial de petróleo será elevada en lo que resta del año y durante el 2008.

## EVOLUCIÓN Y PROYECCIÓN MARCADOR WTI - AÑO 2008

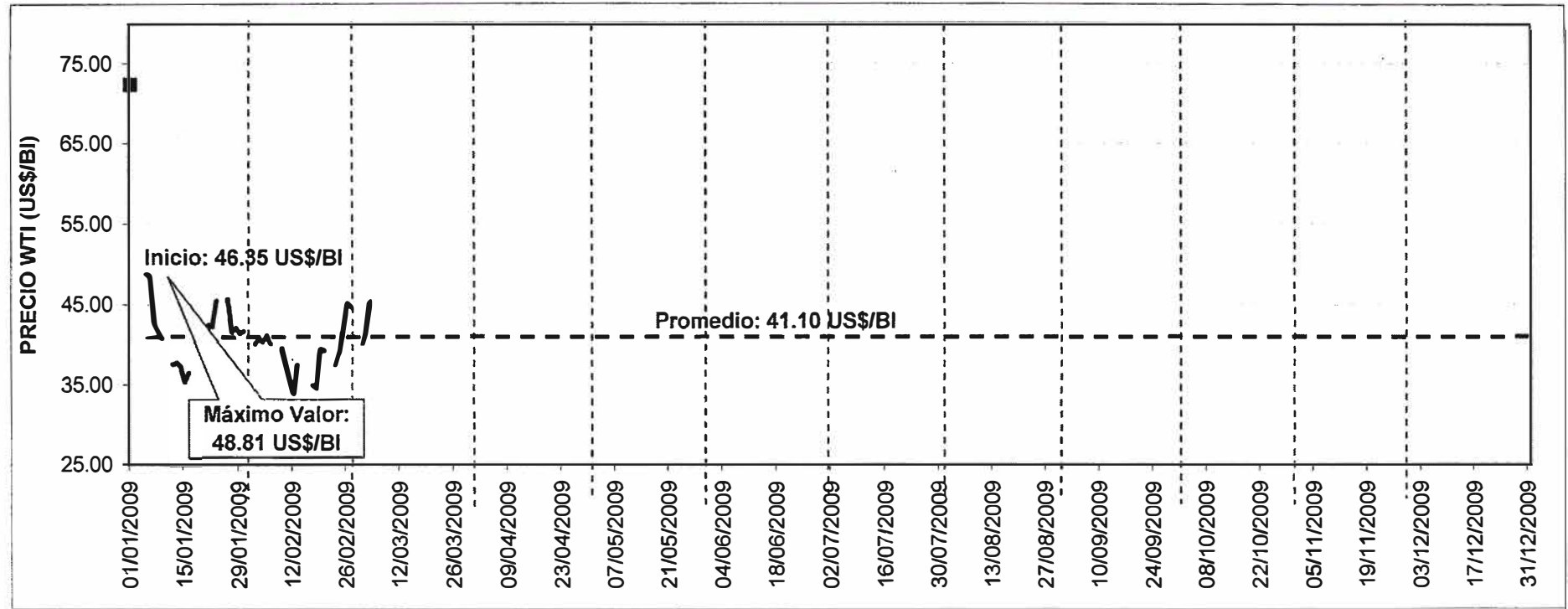


US\$/BI	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM. 2008
Precio	92.9805	95.3930	105.4525	112.6320	125.3805	133.9331	133.2950	116.5817	103.6105	76.6170	57.4117	41.4524	99.5616
Variación		2.4125	10.0595	7.1795	12.7484	8.5526	-0.6381	-16.7133	-12.9712	-26.9935	-19.2053	-15.9593	-4.6844

### COMENTARIOS:

- Durante el año 2008, se ha observado un continuo incremento en el precio de petróleo WTI hasta el mes de Julio, al 03 de julio de 2008, el máximo valor alcanzado fue 145.31 US\$/BI; luego se presentó un descenso en el precio debido a la crisis financiera, la cual conllevó a la ralentización de la actividad económica de los grandes mercados lo que trajo consigo reducción en la demanda de productos derivados de petróleo.
- Con el fuerte desarrollo que tienen países como China, la India, Rusia e Irlanda, entre otros la demanda de petróleo ha aumentado enormemente.
- Otro elemento que influye en el alza de los precios del petróleo son los pronósticos mundiales de reserva - producción - oferta contra la demanda futura. Algunos expertos estiman que la producción se estancará en 100 millones de barriles diarios.
- Un factor para el alza del precio del petróleo es que el mercado petrolero es uno signado por la incertidumbre en el que confluyen diversos factores - económicos, técnicos y políticos - y en la determinación del precio privan las relaciones entre los agentes del mercado: OPEP, NO OPEP, Compañías y Consumidores.

## EVOLUCIÓN Y PROYECCIÓN MARCADOR WTI - AÑO 2009

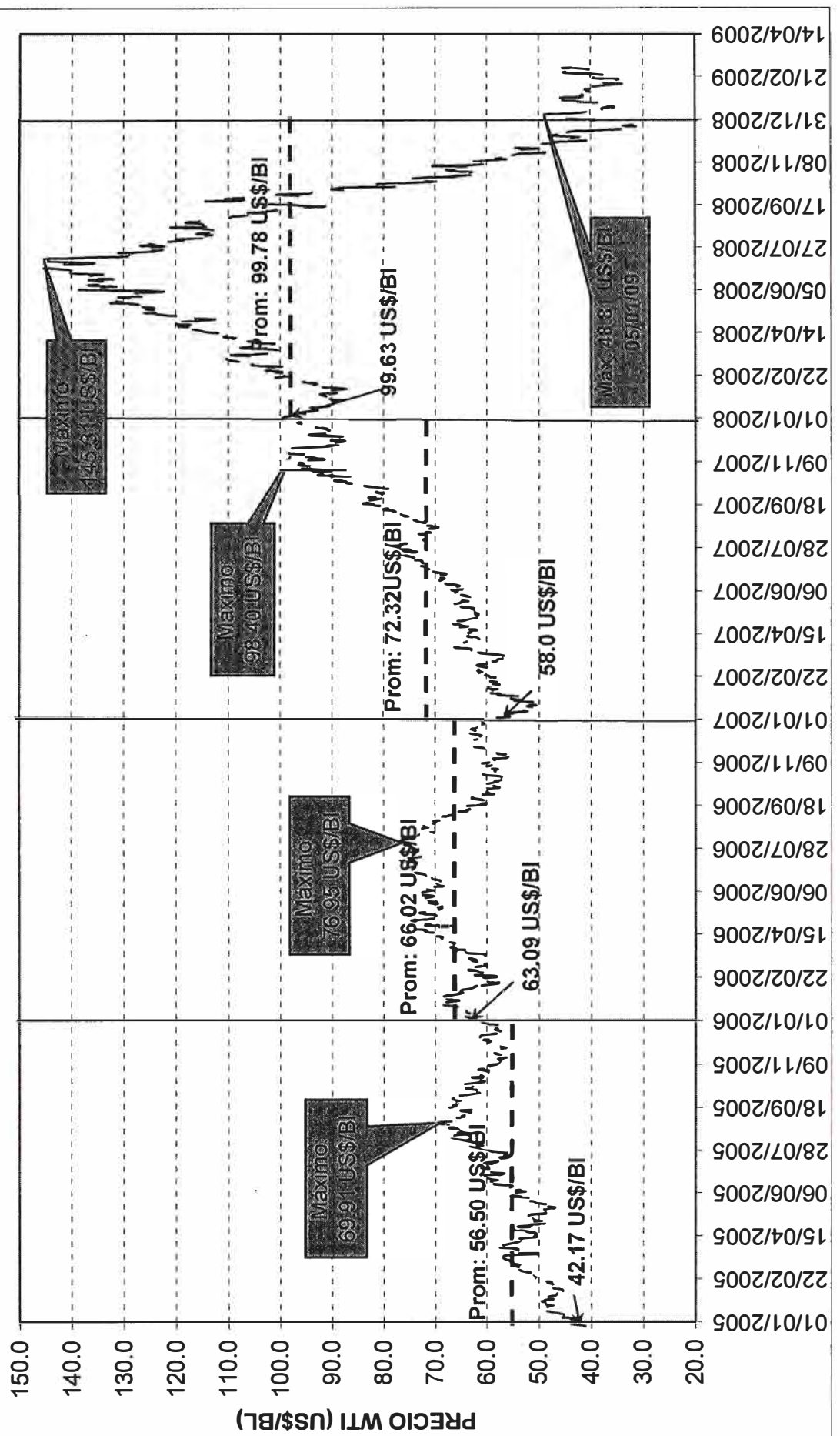


US\$/BI	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM. 2008
<b>Precio</b>	41.7533	39.1603	42.4000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	<b>41.1045</b>
<b>Variación</b>		-2.5930	3.2397	-42.4000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	<b>0.3234</b>

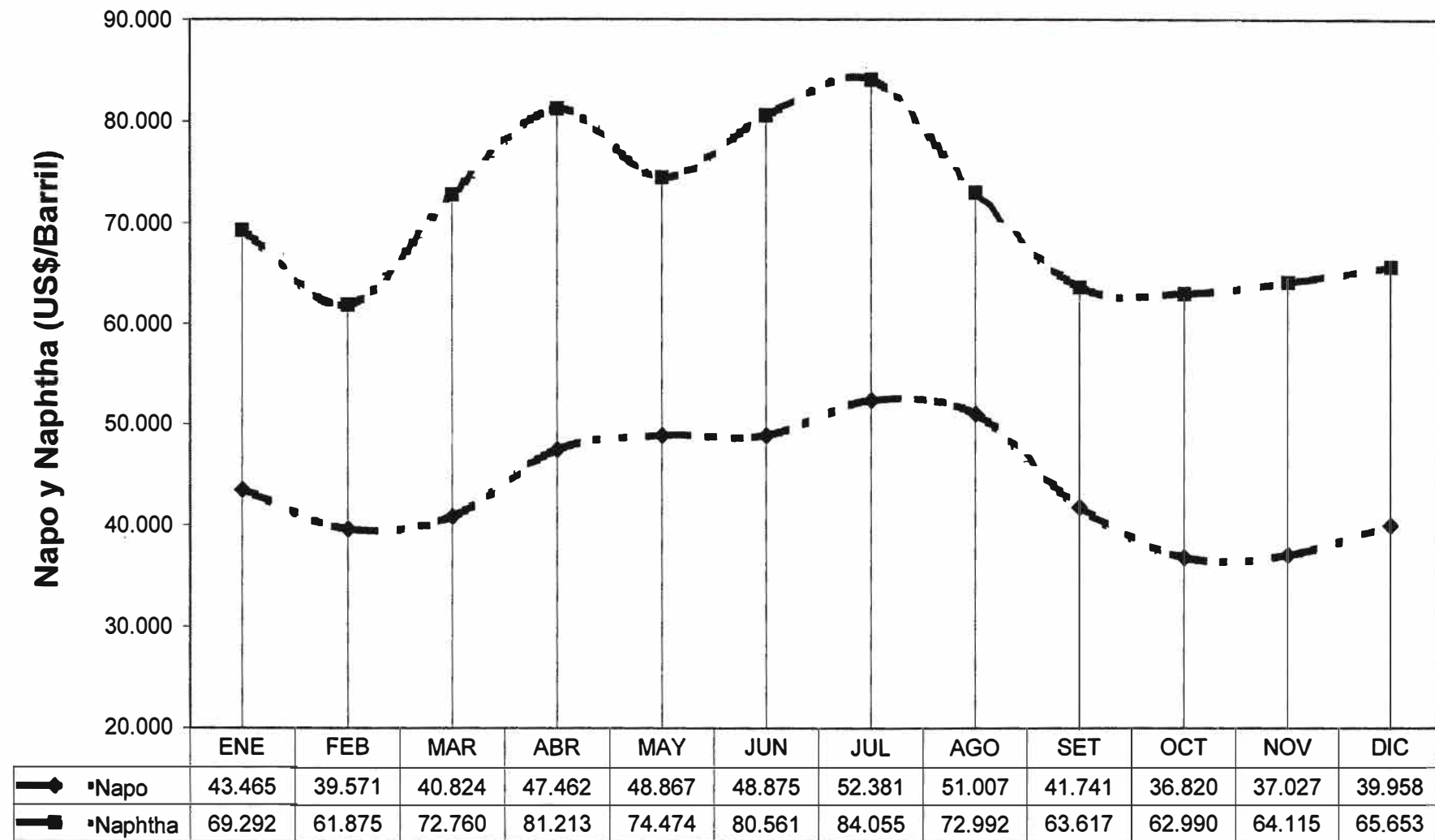
### COMENTARIOS:

- En el año 2009, se ha observado un valor constante en el precio de petróleo WTI. Registrándose el máximo de 48.81 US\$/BI el 5 de enero y un mínimo de 33.98 US\$/BL el 12 de febrero.
- Con la economía en recesión las grandes industrias disminuyen sus actividades debido a la reducción en la demanda de sus productos.
- El precio se mantiene constante y con una tendencia discreta al alza en los próximos meses ya que según los expertos llevará tiempo a las grandes economías salir de la crisis actual.

**EVOLUCIÓN DEL PRECIO INTERNACIONAL DE CRUDO  
MARCADOR WEST TEXAS INTERMEDIATE (WTI)**

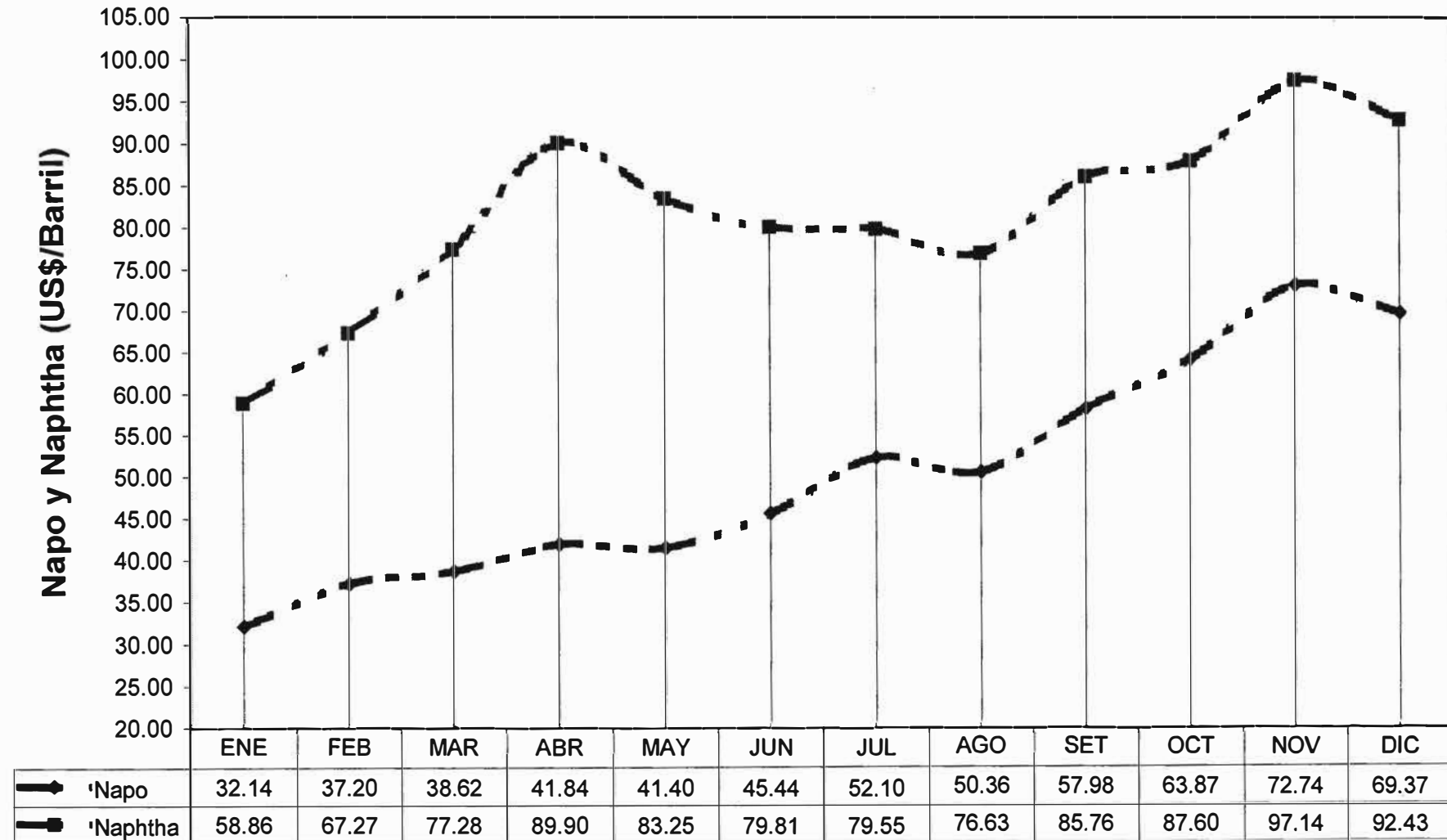


## Histórico Napo y Naphtha 2006



**Meses**

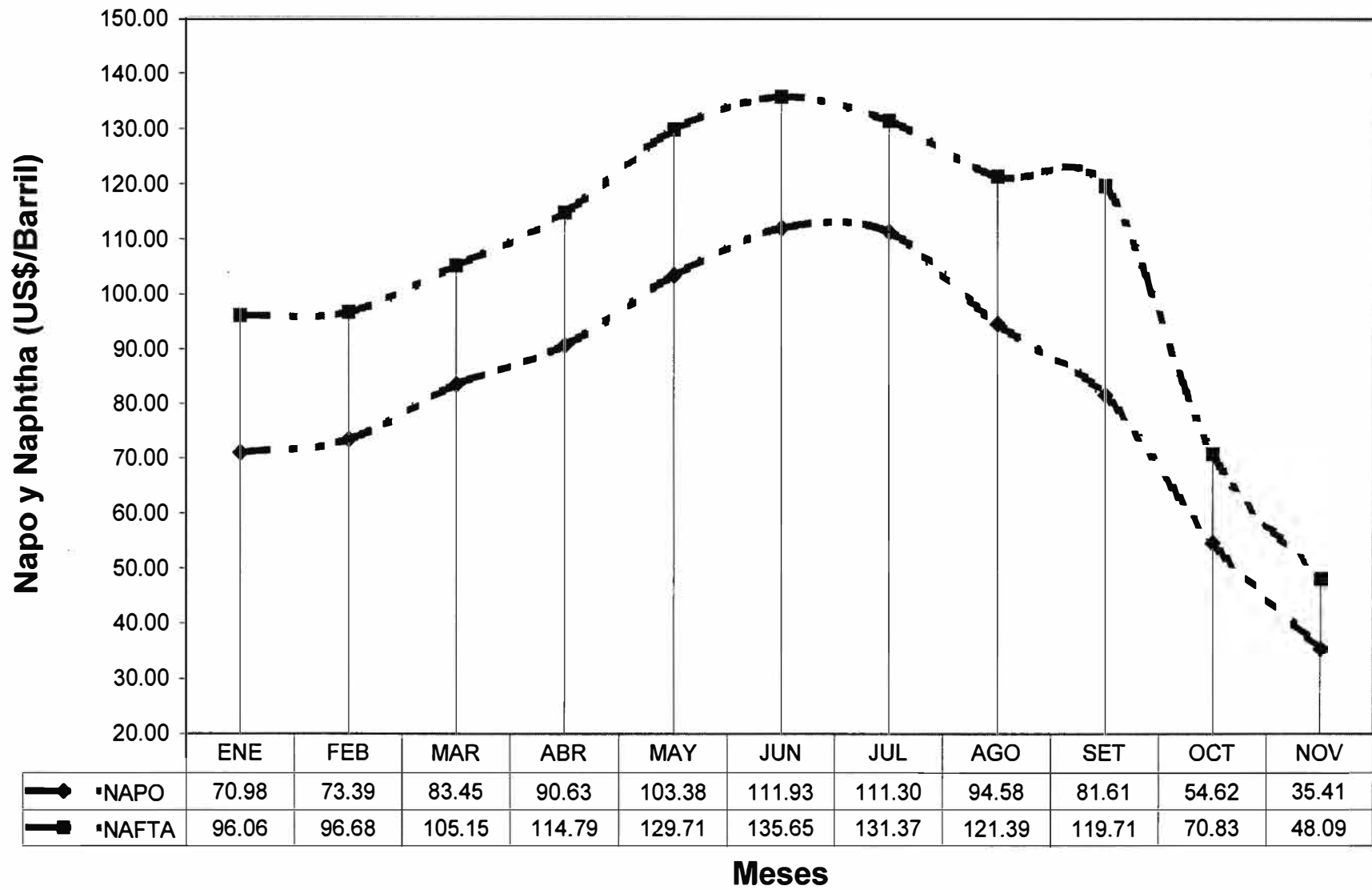
## Histórico Napo y Naphtha 2007



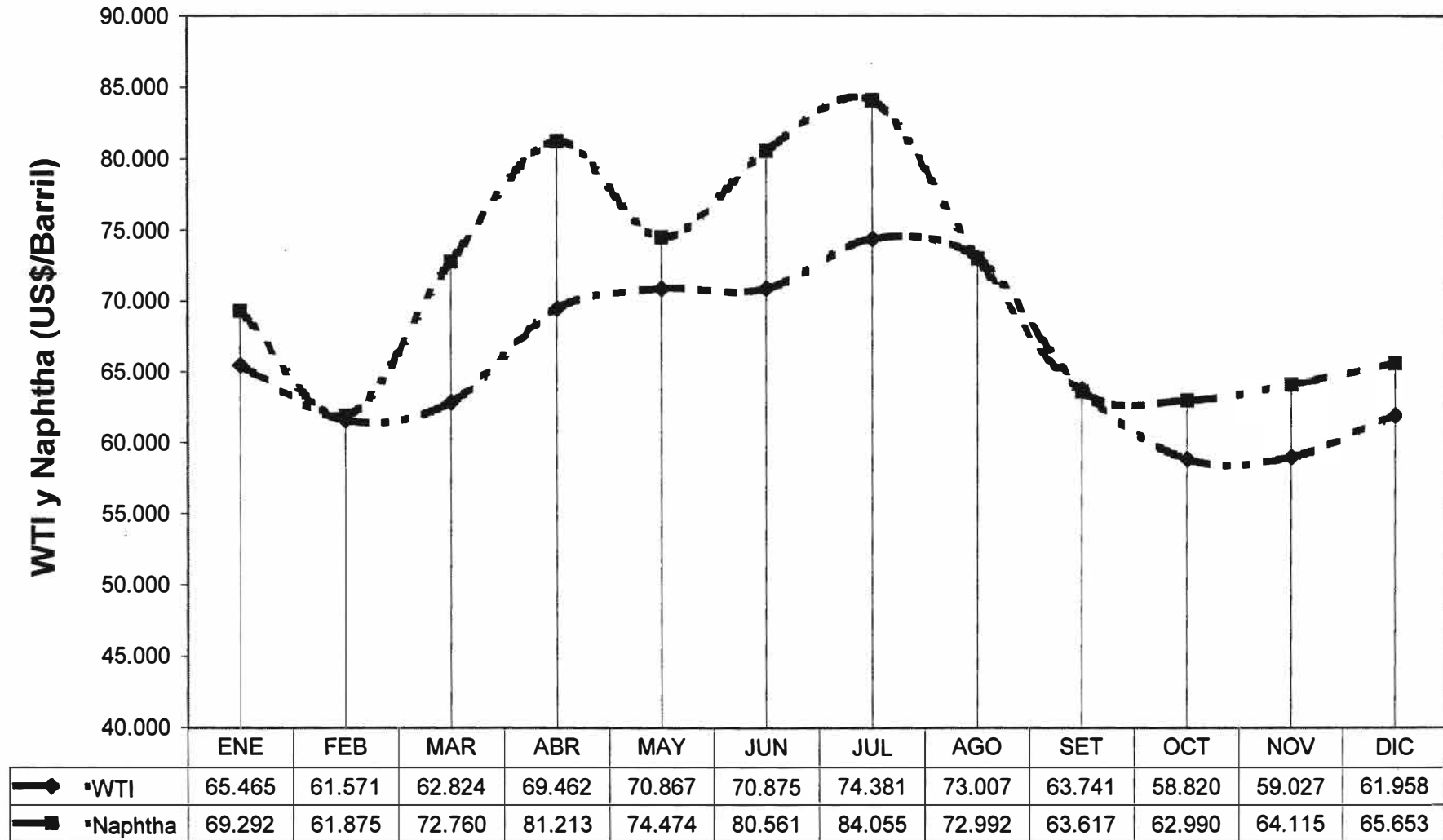
**Meses**



## Histórico Napo y Naphtha 2008

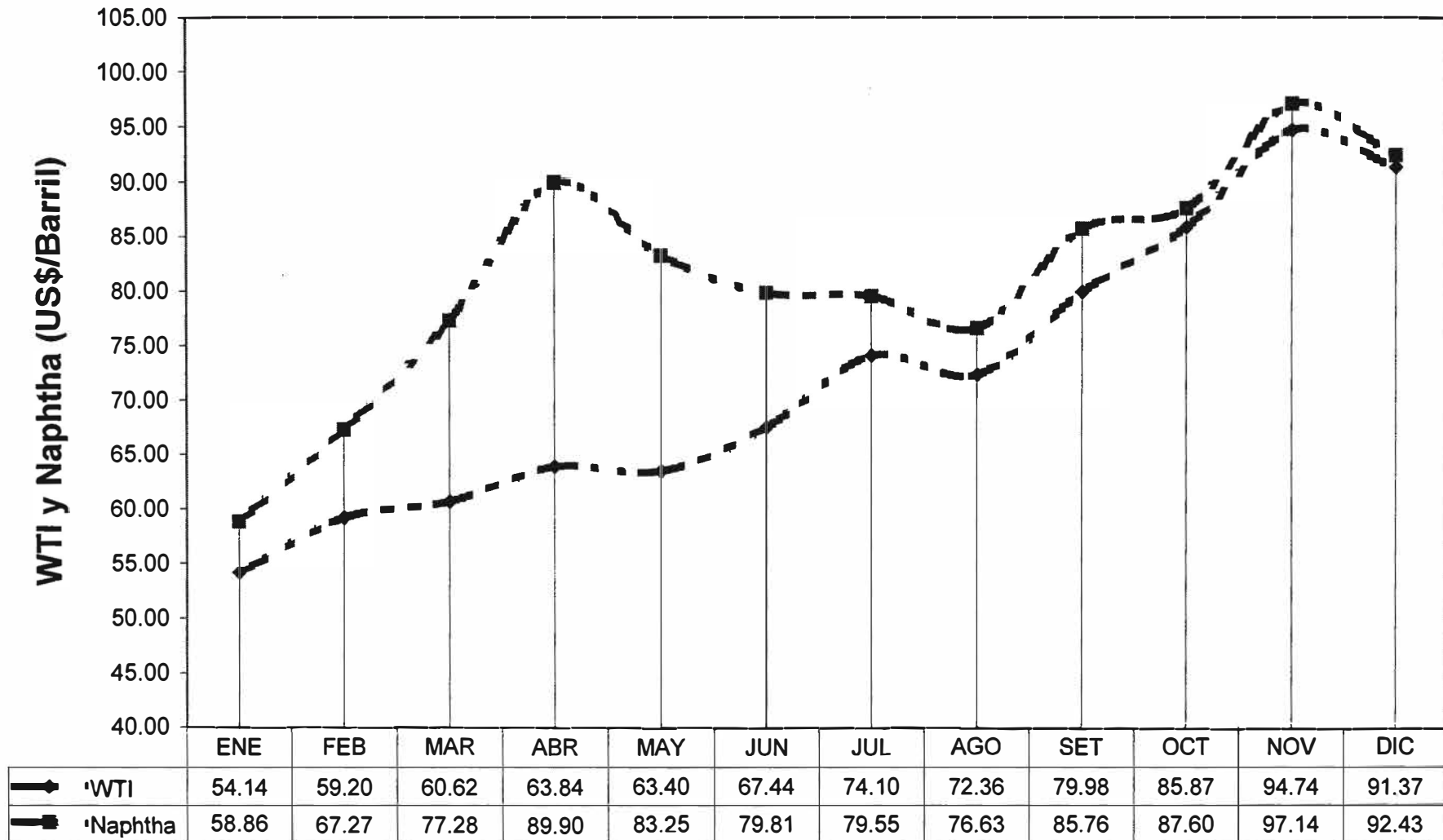


## Histórico WTI y Naphtha 2006



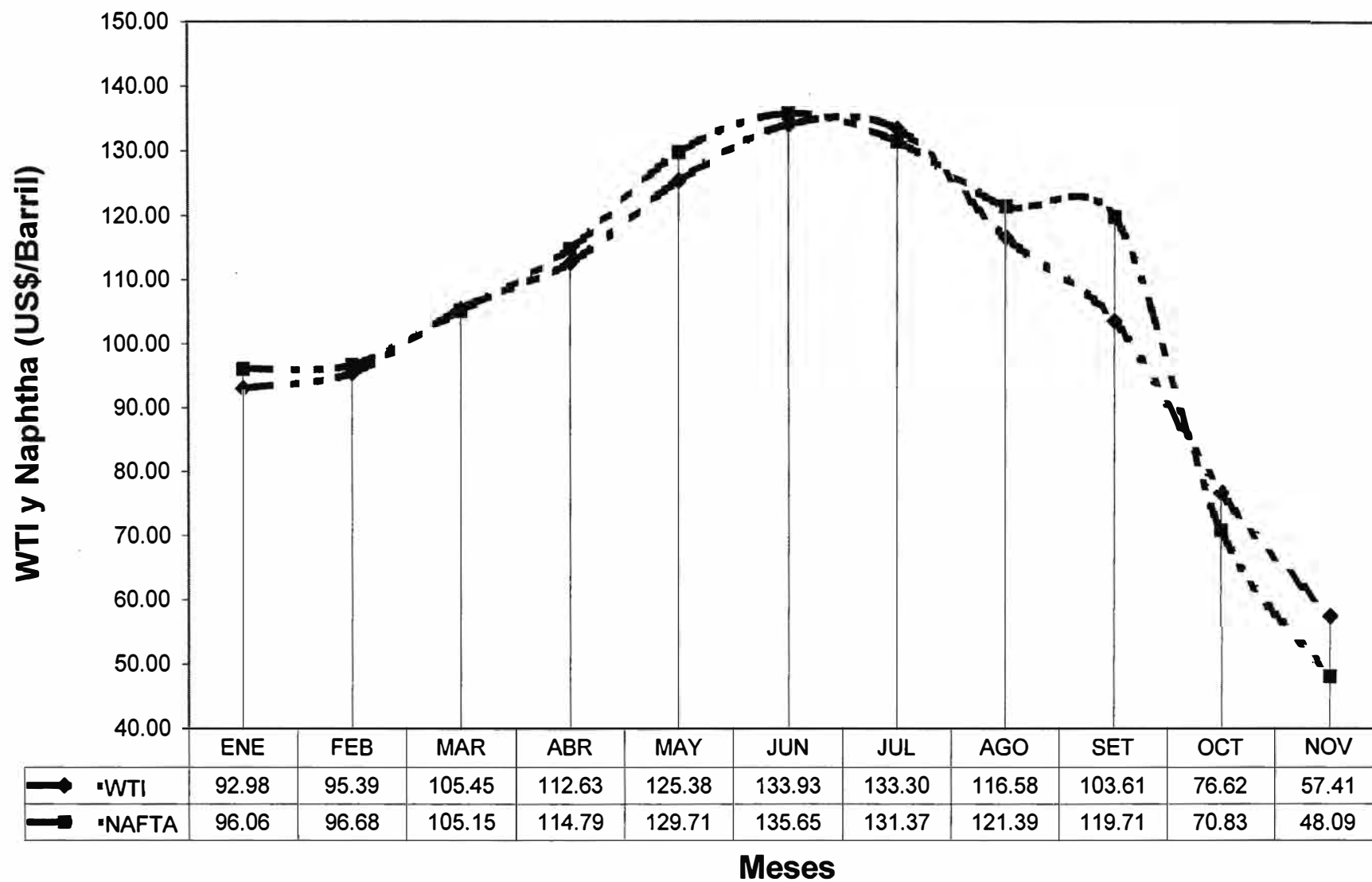
**Meses**

# Histórico WTI y Naphtha 2007



**Meses**

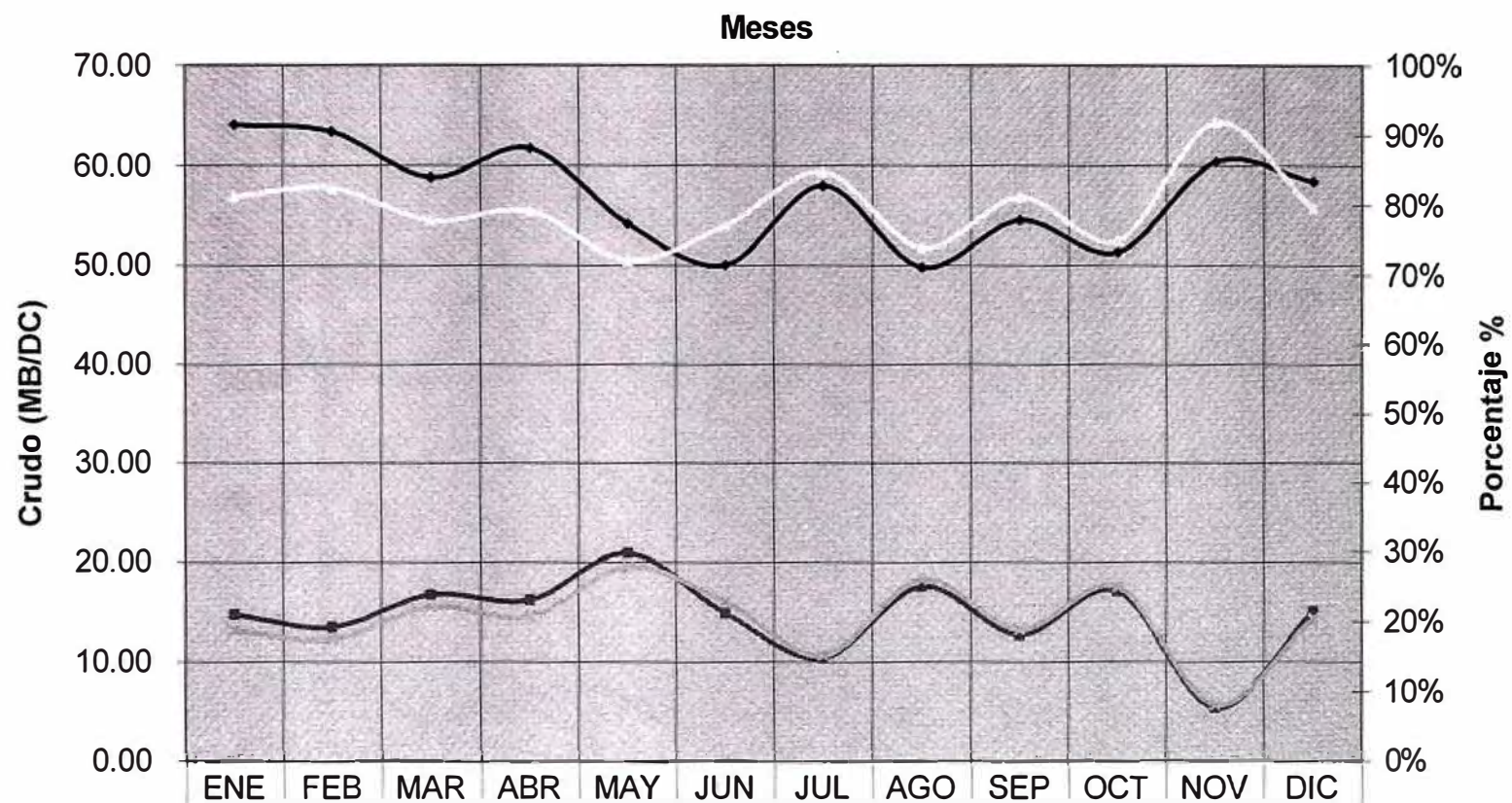
## Histórico WTI y Naphtha 2008



## **ANEXO 2**

### **SITUACIÓN ACTUAL DE LA IMPORTACIÓN DE MATERIA PRIMA (CRUDOS) PARA LAS REFINERÍAS DE PETROPERU (Capítulo III)**

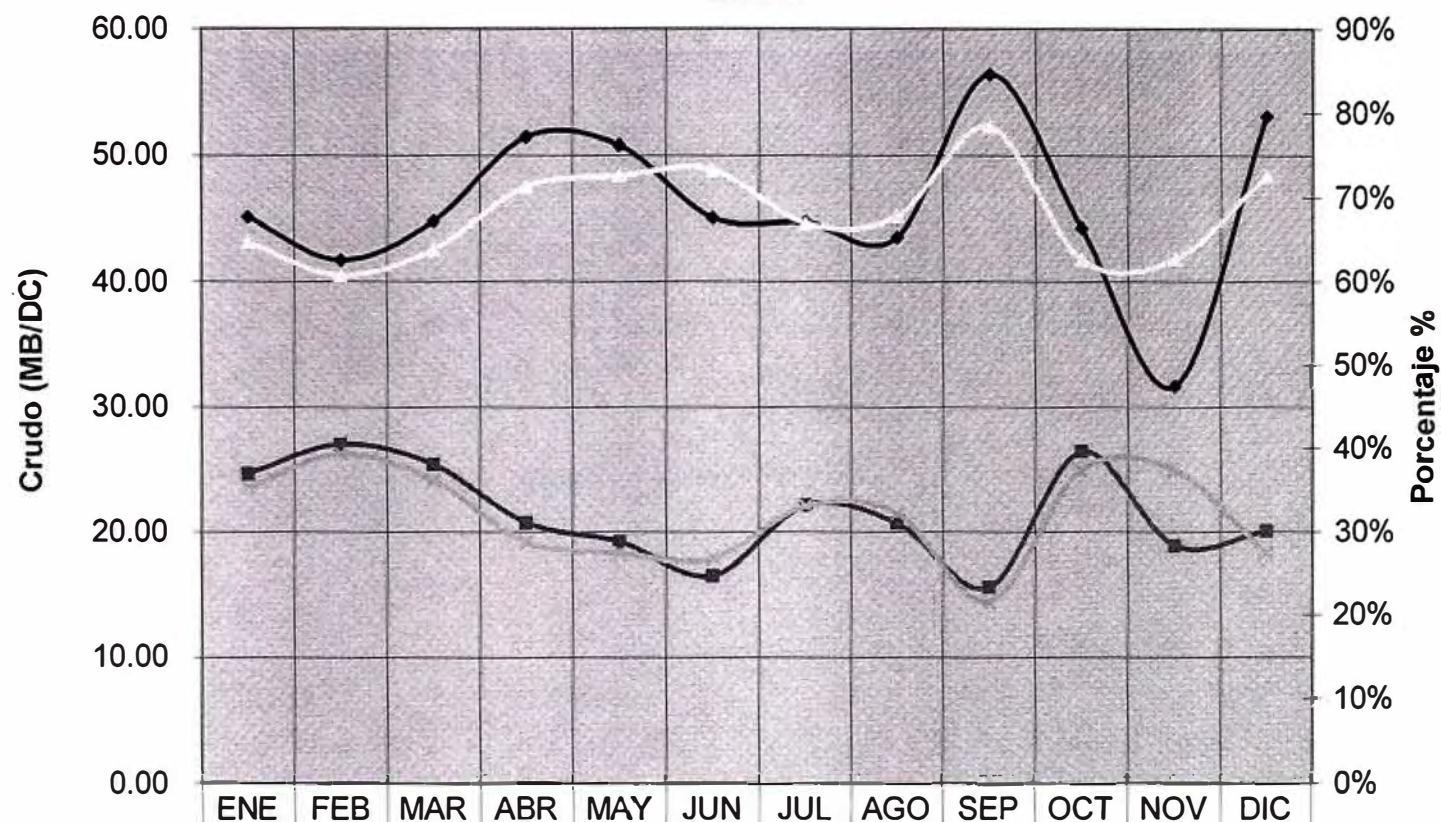
## Variación de la Importación de Crudo para Petroperu año 2002



—●— TOTAL CARGA CRUDO NACIONAL (MB/DC)	64.09	63.36	58.81	61.70	54.18	50.03	57.97	49.79	54.55	51.32	60.36	58.43
—●— TOTAL CARGA CRUDO IMPORTADO (MB/DC)	14.71	13.45	16.73	16.21	20.91	14.86	10.39	17.56	12.67	17.11	5.35	14.99
% CRUDO NACIONAL	81%	82%	78%	79%	72%	77%	85%	74%	81%	75%	92%	80%
—●— % CRUDO IMPORTADO	19%	18%	22%	21%	28%	23%	15%	26%	19%	25%	8%	20%

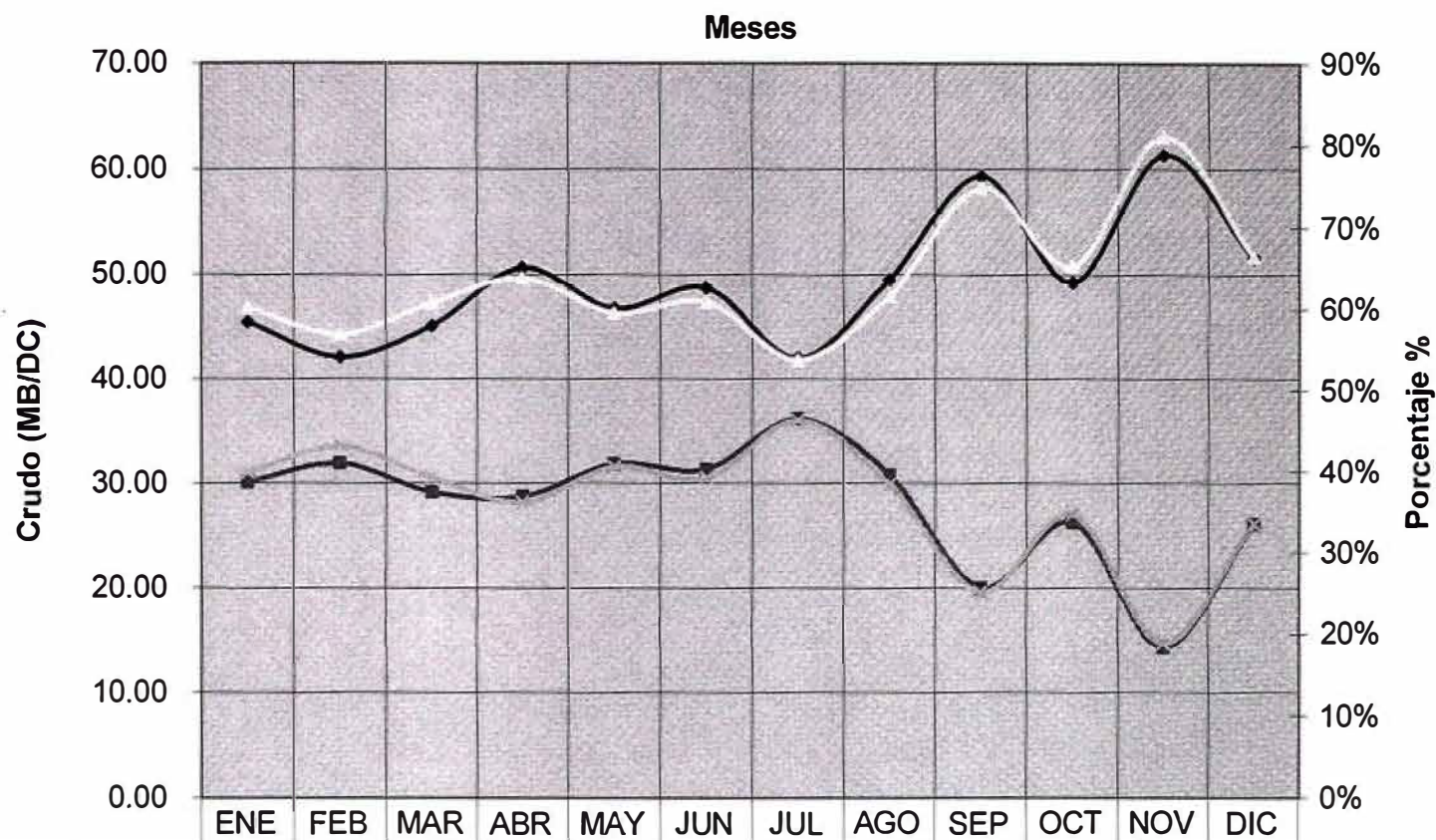
## Variación de la Importación de Crudo para Petroperu año 2003

Meses



◆ TOTAL CARGA CRUDO NACIONAL (MB/DC)	45.10	41.70	44.80	51.45	50.81	45.06	44.70	43.51	56.40	44.26	31.62	53.08
■ TOTAL CARGA CRUDO IMPORTADO (MB/DC)	24.62	27.00	25.37	20.74	19.17	16.47	22.11	20.67	15.56	26.39	18.84	20.03
● % CRUDO NACIONAL	65%	61%	64%	71%	73%	73%	67%	68%	78%	63%	63%	73%
◆ % CRUDO IMPORTADO	35%	39%	36%	29%	27%	27%	33%	32%	22%	37%	37%	27%

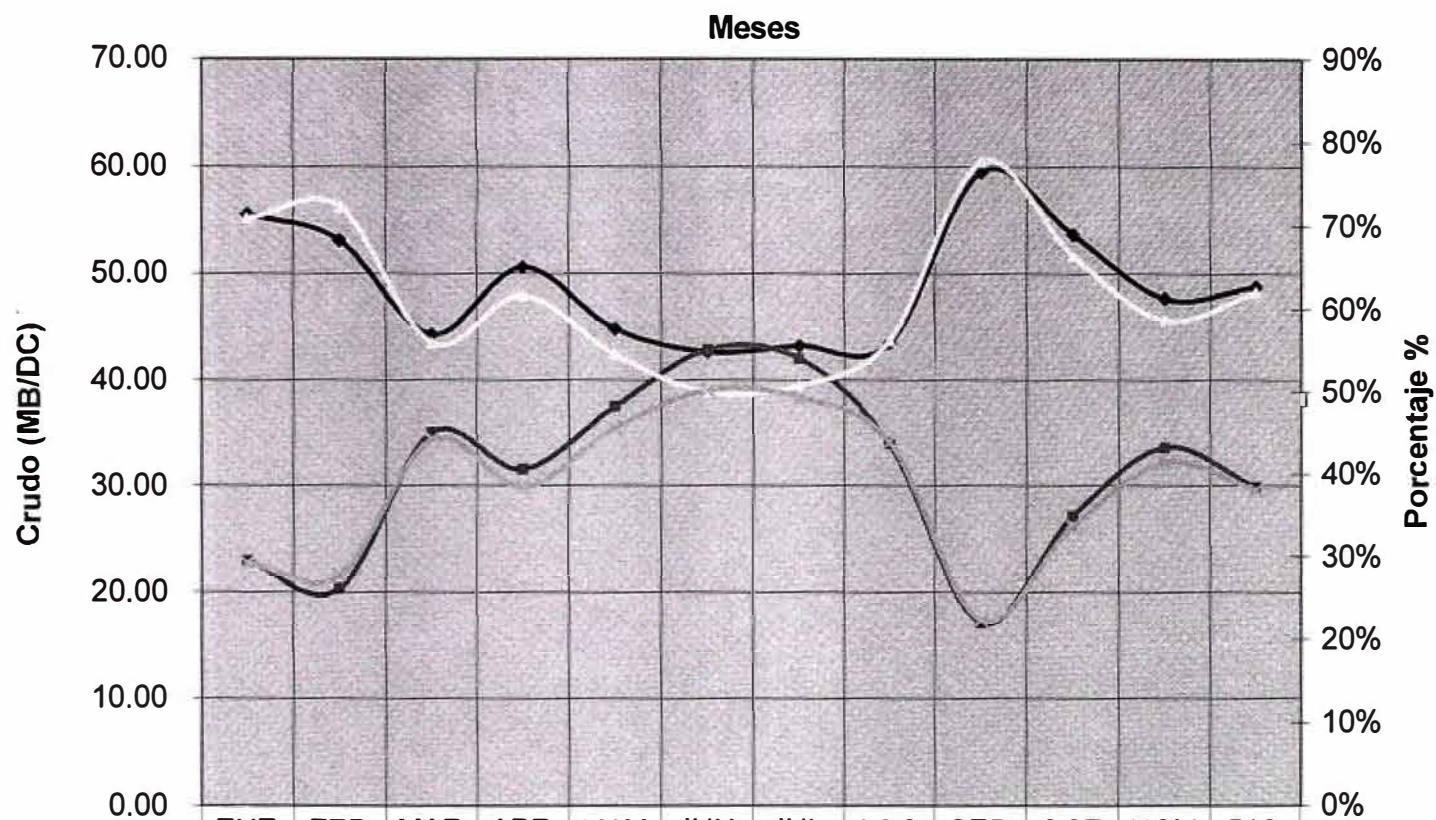
### Variación de la Importación de Crudo para Petroperu año 2004



—●— TOTAL CARGA CRUDO NACIONAL (MB/DC)	45.43	42.09	45.08	50.63	46.75	48.71	42.00	49.52	59.32	49.25	61.31	51.62
—■— TOTAL CARGA CRUDO IMPORTADO (MB/DC)	30.09	31.87	29.12	28.68	31.84	31.33	36.19	30.79	19.94	26.22	14.27	26.04
% CRUDO NACIONAL	60%	57%	61%	64%	59%	61%	54%	62%	75%	65%	81%	66%
—◆— % CRUDO IMPORTADO	40%	43%	39%	36%	41%	39%	46%	38%	25%	35%	19%	34%

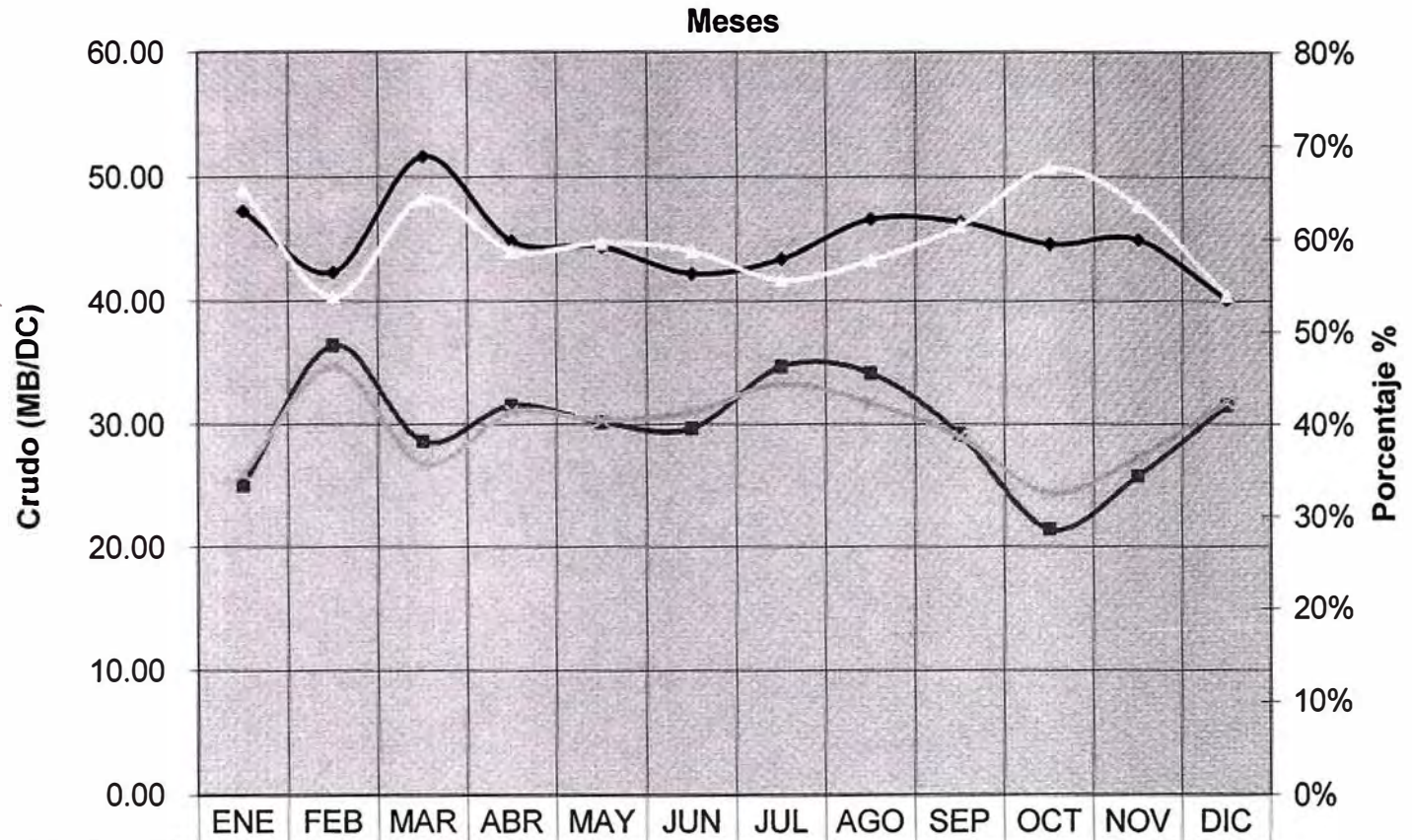


## Variación de la Importación de Crudo para Petroperu año 2005



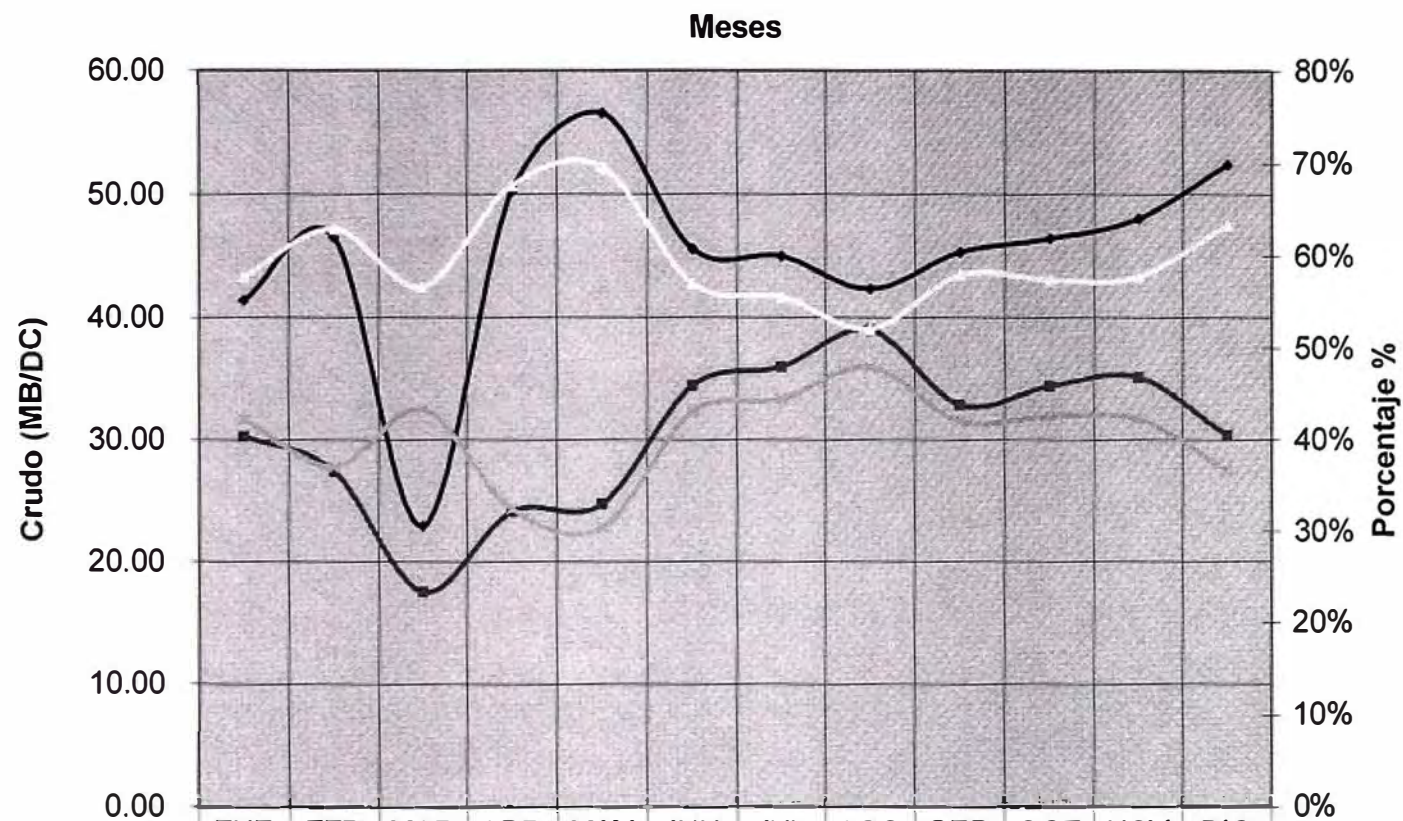
◆ TOTAL CARGA CRUDO NACIONAL (MB/DC)	55.53	53.08	44.27	50.60	44.77	42.62	43.18	43.41	59.46	53.62	47.67	48.75
◆ TOTAL CARGA CRUDO IMPORTADO (MB/DC)	22.84	20.32	34.99	31.52	37.45	42.83	41.98	33.92	17.05	27.10	33.61	29.86
% CRUDO NACIONAL	71%	72%	56%	62%	54%	50%	51%	56%	78%	66%	59%	62%
◆ % CRUDO IMPORTADO	29%	28%	44%	38%	46%	50%	49%	44%	22%	34%	41%	38%

### Variación de la Importación de Crudo para Petroperu año 2006



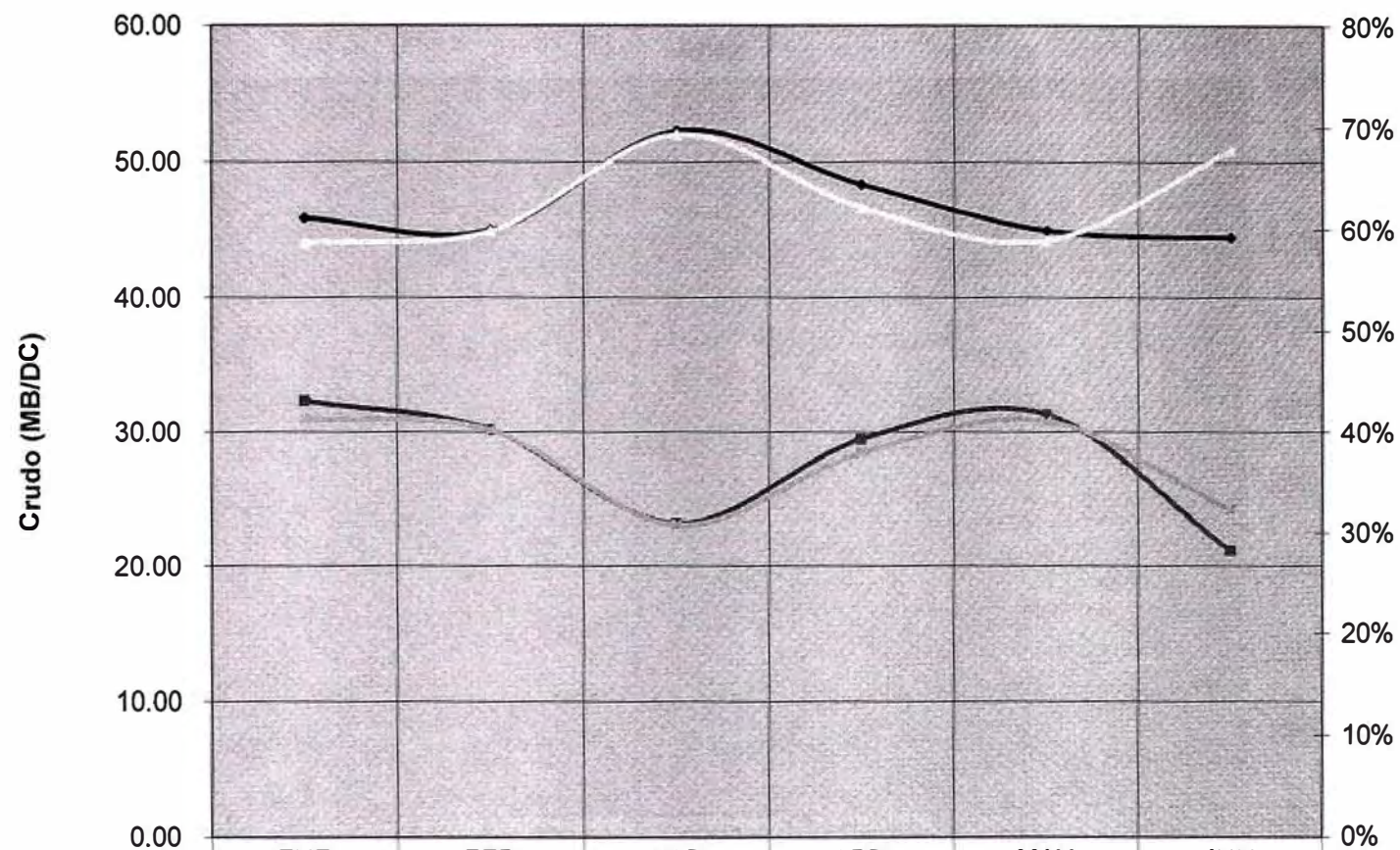
—●— TOTAL CARGA CRUDO NACIONAL (MB/DC)	47.26	42.34	51.65	44.83	44.38	42.20	43.41	46.61	46.40	44.60	44.94	40.07
—■— TOTAL CARGA CRUDO IMPORTADO (MB/DC)	25.05	36.41	28.63	31.51	30.11	29.67	34.68	34.13	29.15	21.43	25.75	31.49
% CRUDO NACIONAL	65%	54%	64%	59%	60%	59%	56%	58%	61%	68%	64%	54%
—◆— % CRUDO IMPORTADO	35%	46%	36%	41%	40%	41%	44%	42%	39%	32%	36%	42%

### Variación de la Importación de Crudo para Petroperu año 2007



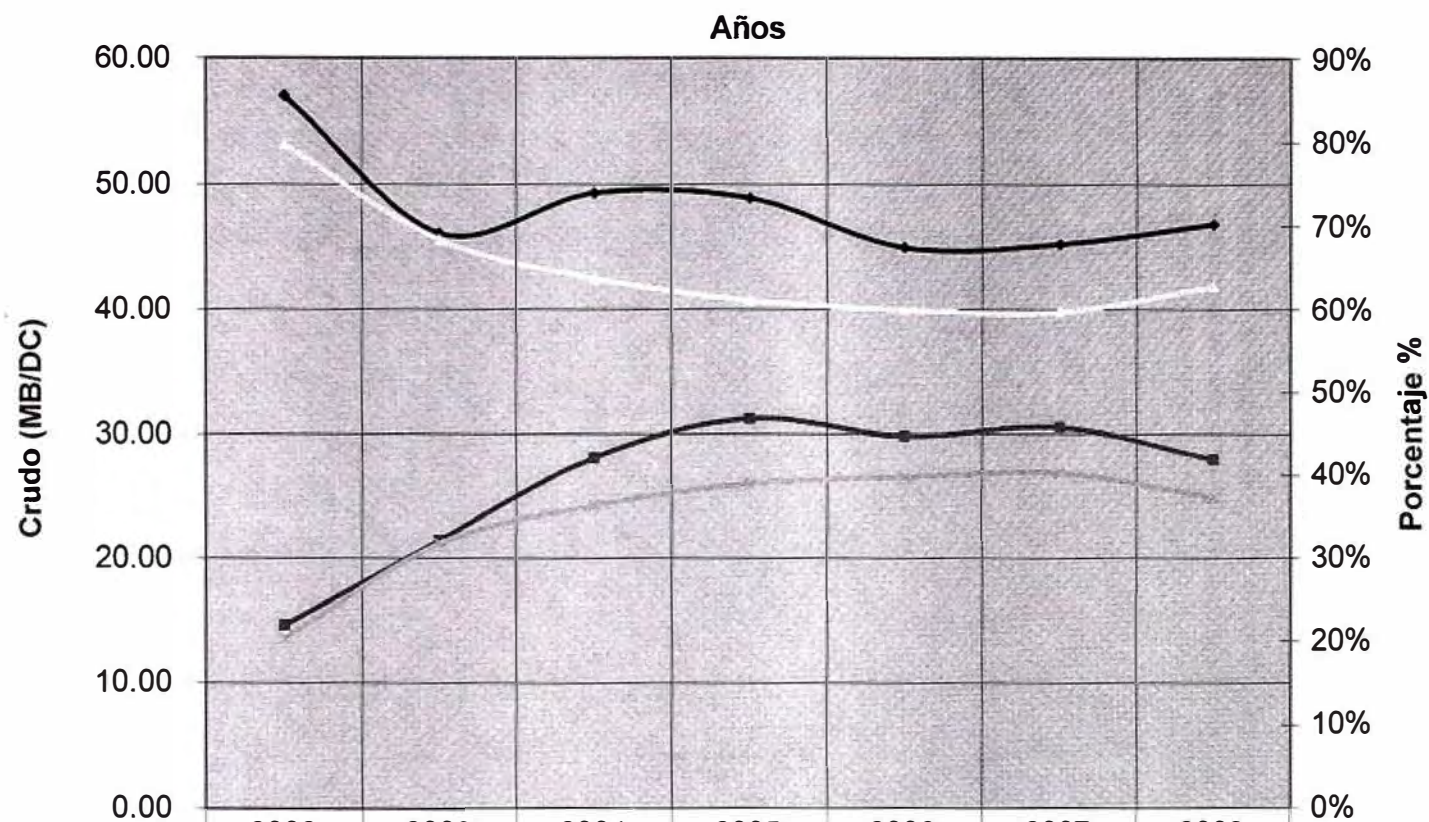
—●— TOTAL CARGA CRUDO NACIONAL (MB/DC)	41.40	46.51	22.93	50.19	56.56	45.56	44.97	42.34	45.31	46.41	48.08	52.43
—●— TOTAL CARGA CRUDO IMPORTADO (MB/DC)	30.27	27.38	17.54	24.08	24.69	34.41	35.98	38.98	32.86	34.36	35.10	30.31
% CRUDO NACIONAL	58%	63%	57%	68%	70%	57%	56%	52%	58%	57%	58%	63%
—●— % CRUDO IMPORTADO	42%	37%	43%	32%	30%	43%	44%	48%	42%	43%	42%	37%

### Variación de la Importación de crudo para Petroperu año 2008



—●— TOTAL CARGA CRUDO NACIONAL (MB/DC)	45.86	44.92	52.25	48.30	44.93	44.43
—■— TOTAL CARGA CRUDO IMPORTADO (MB/DC)	32.30	30.15	23.18	29.46	31.30	21.14
% CRUDO NACIONAL	59%	60%	69%	62%	59%	68%
—□— % CRUDO IMPORTADO	41%	40%	31%	38%	41%	32%

### Variación de la Importación de Crudo Promedio (ultimos 6 años)



◆ TOTAL CARGA CRUDO NACIONAL (MB/DC)	57.00	46.08	49.29	48.87	44.92	45.19	46.80
■ TOTAL CARGA CRUDO IMPORTADO (MB/DC)	14.61	21.41	28.06	31.21	29.79	30.51	27.93
○ % CRUDO NACIONAL	80%	68%	64%	61%	60%	60%	63%
■ % CRUDO IMPORTADO	20%	32%	36%	39%	40%	40%	37%

### **ANEXO 3**

#### **CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO DEL LOTE 67 (Capítulo V)**

- En este anexo se incluyen gráficos de viscosidades de mezclas de crudos con distintos solventes versus temperatura. La data empleada en la elaboración de dichos gráficos proviene del análisis de compatibilidad de crudos de Pluspetrol.

**INFORME DE ENSAYO**

<b>CLIENTE</b>	PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A.
<b>PRODUCTO</b>	PETROLEO CRUDO / SOLVENTES
<b>REPORT N°</b>	RDW 217080
<b>DATE</b>	JULIO / AGOSTO, 2007

<b>ORIGEN DE LA MUESTRA</b>	Entregada por el cliente Pozo San Jacinto / Pozo Jibarito
<b>ANALISIS REALIZADO POR</b>	Laboratorio de SGS del Perú S.A.C – Callao
<b>METODO DE ANALISIS</b>	SGS-INO-ME-18 “Viscosidad de Petróleo Crudo por el Viscosímetro Brookfield”

**RESULTADOS DE VISCOSIDAD EN % DE DILUCIÓN**

MUESTRA	% de dilución a 35.0 °C					
	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Crudo San Jacinto - Nafta Virgen de Petroperú , cP	5818.33	3266.67	830.50	374.17	204.80	
Crudo San Jacinto - Nafta Craqueada de Petroperú , cP	6050.00	2420.00	828.50	276.33		
Crudo San Jacinto - LCO de Petroperú , cP	5796.67	2126.67	782.00	362.00	200.40	
Crudo San Jacinto - Nafta Virgen Repsol, cP	6120.00	1980.00	773.50	317.00	202.60	
Crudo San Jacinto - Nafta Craqueada Repsol, cP	3765.00	1948.33	541.50	84.27		
Crudo San Jacinto -LCO Repsol, cP	4693.33	2323.33	1120.67	589.00	319.00	189.40
Crudo San Jacinto - Nafta Pisco , cP	4140.00	2046.33	671.00	363.00	207.00	
Crudo San Jacinto - Nafta Coke Argentina, cP	4155.00	1975.00	729.33	321.17	182.00	
Crudo Jibarito - Nafta Virgen de Petroperú, cP	10026.67	2830.00	771.67	271.83	154.40	
Crudo Jibarito - Nafta Craqueada Petroperú, cP	13120.00	2196.00	727.40	321.20	164.16	
Crudo Jibarito - LCO Petroperú, cP	8946.00	2414.00	1165.60	472.60	243.04	
Crudo Jibarito - Nafta Virgen Repsol, cP	14992.00	2990.40	1033.20	393.80	180.64	
Crudo Jibarito - Craqueada Repsol, cP	17432.00	2267.20	922.80	366.08	157.92	
Crudo Jibarito - LCO Repsol, cP	17224.00	4580.00	2052.00	895.20	454.80	253.12
Crudo Jibarito - Nafta Pisco, cP	13960.00	2849.60	1129.20	443.40	211.72	
Crudo Jibarito -Nafta Coke Argentina, cP	11888.40	2567.20	912.80	373.36	173.76	
Crudo Jibarito - LCO Argentina , cP	20588.0	5344.00	3240.00	1256.00	634.00	396.00

**RESULTADOS VISCOSIDAD EN DIFERENTES RANGOS DE TEMPERATURA**

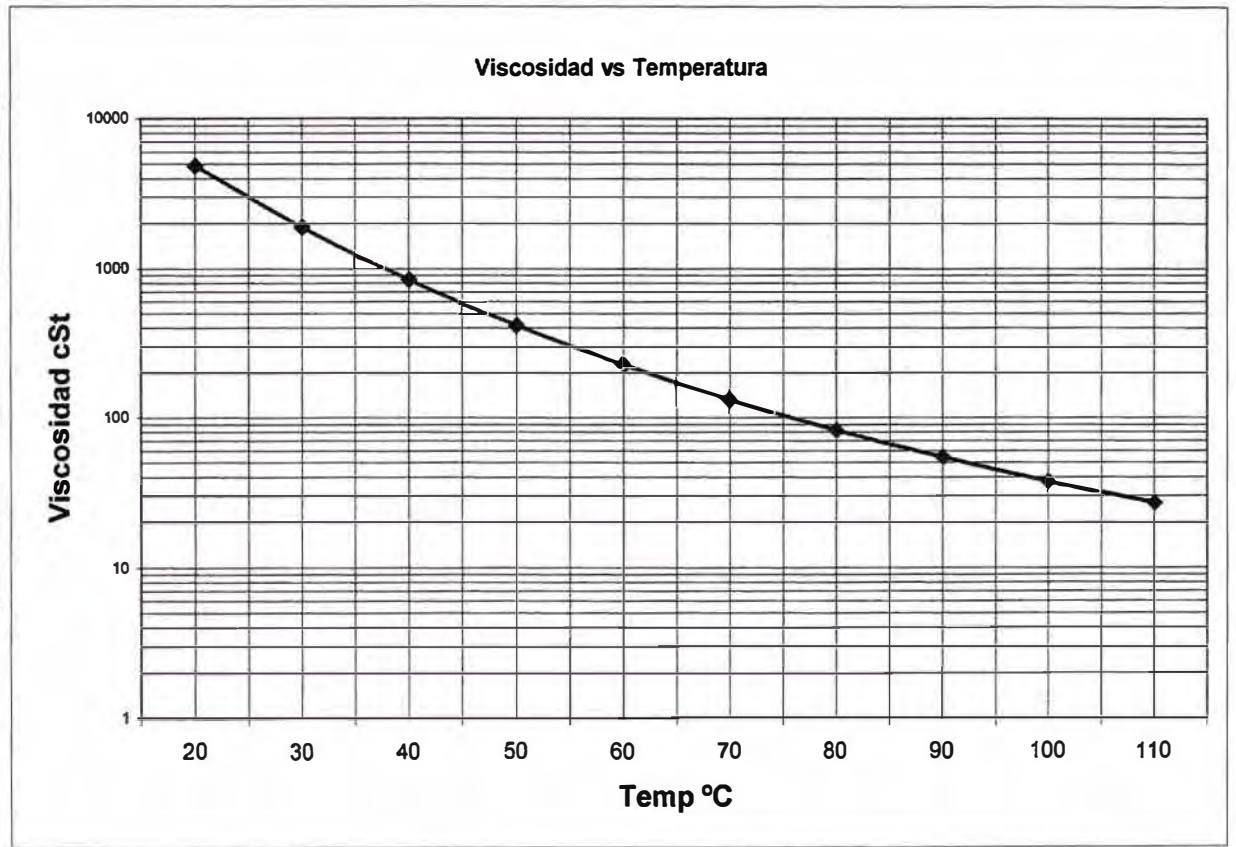
MUESTRA	TEMPERATURA (°C)					
	35.0	40.0(*)	55.0	65.0	75.0	85.0
Crudo San Jacinto, cP	26953.33	14867.35	3111.33	1244.00	478.00	223.93
Crudo San Jacinto - Nafta Virgen de Petroperú (25%), cP	204.80	168.00	108.00	92.00	78.53	68.20
Crudo San Jacinto - Nafta Craqueada de Petroperú (20%), cP	276.33	210.43	112.00	80.40	62.40	48.40
Crudo San Jacinto - LCO de Petroperú (25%), cP	200.40	168.37	110.40	82.60	65.53	54.83
Crudo San Jacinto - Nafta Virgen Repsol (25%), cP	202.60	166.29	105.00	84.40	68.60	58.27
Crudo San Jacinto - Nafta Craqueada Repsol (20%), cP	262.47	207.06	123.42	101.57	84.27	71.80
Crudo San Jacinto -LCO Repsol (30%), cP	189.40	157.75	100.87	80.53	65.00	52.60
Crudo San Jacinto - Nafta Pisco (25%), cP	207.00	167.80	106.20	84.60	71.47	61.73
Crudo San Jacinto - Nafta Coke Argentina (25%), cP	182.00	151.51	100.27	79.80	67.00	57.00
Crudo Jibarito Puro, cP	30830.00	15754.02	3068.00	1246.40	529.60	264.24
Crudo Jibarito - Nafta Virgen de Petroperú (25%), cP	154.40	125.55	79.23	62.25	53.57	44.45
Crudo Jibarito - Nafta Craqueada Petroperú (25%), cP	164.16	132.87	83.38	64.54	52.32	45.16
Crudo Jibarito - LCO Petroperú (25%), cP	243.04	176.06	86.56	70.62	55.34	44.54
Crudo Jibarito - Nafta Virgen Repsol (25%), cP	180.64	136.98	81.58	64.94	55.22	53.94
Crudo Jibarito - Craqueada Repsol (25%), cP	157.92	129.57	84.32	67.50	57.06	50.58
Crudo Jibarito - LCO Repsol (30%), cP	253.12	199.96	120.96	76.68	62.56	51.96
Crudo Jibarito - Nafta Pisco (25%), cP	211.72	160.58	91.06	70.28	58.20	51.52
Crudo Jibarito - Nafta Coke Argentina (25%), cP	173.76	134.17	77.46	60.20	49.86	42.34
Crudo Jibarito - LCO Argentina (30%), cP	396.00	270.93	119.92	84.80	63.50	50.12

(\*) VALORES CALCULADOS DE LAS GRAFICAS DE VISCOSIDAD

	Crudo Merey	°API 14.7	Azufre %W 2.74	Acido Sulfhídrico disuelto ppm v/v		
Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
100	37.78	310.93	992.1	992.8	0.4767	2.4927
210	98.89	372.04	38.8	39.5	0.2032	2.5706

K1 9.2242  
K2 3.5093

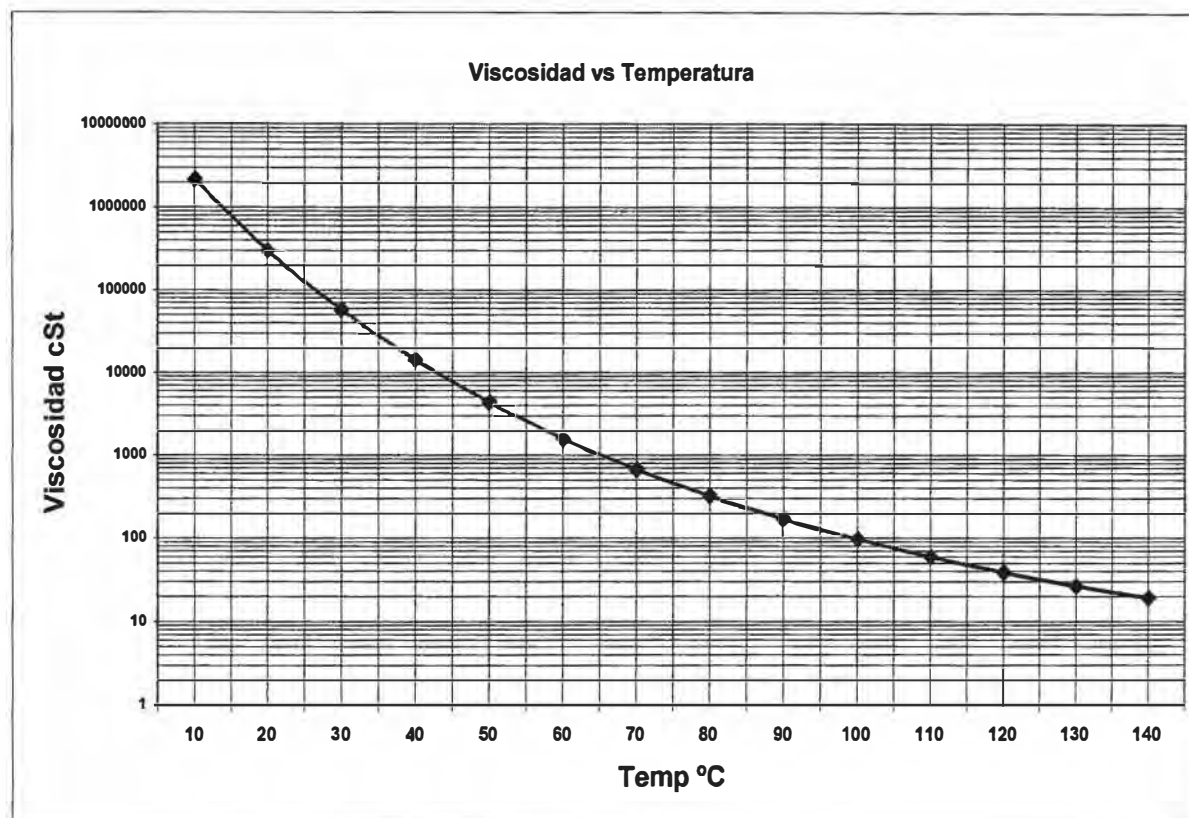
Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
32	0	273.15	52737	0.67414	0.67414
50	10	283.15	14532	0.61934	0.61934
68	20	293.15	4841	0.56644	0.56644
86	30	303.15	1886	0.51532	0.51532
104	40	313.15	837	0.46586	0.46586
122	50	323.15	414	0.41795	0.41795
140	60	333.15	224	0.37150	0.37150
158	70	343.15	131	0.32643	0.32643
176	80	353.15	82	0.28265	0.28265
194	90	363.15	54	0.24009	0.24009
212	100	373.15	37	0.19869	0.19869
230	110	383.15	27	0.15838	0.15838
248	120	393.15	20	0.11912	0.11912
266	130	403.15	15	0.08084	0.08084
284	140	413.15	12	0.04349	0.04349
302	150	423.15	10	0.00704	0.00704
320	160	433.15	8	-0.02855	-0.02855
338	170	443.15	7	-0.06334	-0.06334
356	180	453.15	6	-0.09735	-0.09735
374	190	463.15	5	-0.13062	-0.13062
392	200	473.15	4	-0.16317	-0.16317





	Crudo San Jacinto	°API 13	GS 0.9792	Azufre %W 2.83	Acido Sulhídrico disuelto 2 ppm v/v		
Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	26953.33	27524.78	27525.5	0.6474	2.4888
185	85	358.15	223.93	228.68	229.4	0.3730	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1 11.1029	K2 4.2011
32	0	273.15	23318105	0.86733	0.86733
50	10	283.15	2161465	0.80173	0.80173
68	20	293.15	298721	0.73841	0.73840
86	30	303.15	56963	0.67721	0.67720
104	40	313.15	14107	0.61799	0.61799
122	50	323.15	4326	0.56064	0.56064
140	60	333.15	1581	0.50503	0.50503
158	70	343.15	668	0.45107	0.45107
176	80	353.15	319	0.39866	0.39866
194	90	363.15	168	0.34772	0.34772
212	100	373.15	96	0.29816	0.29816
230	110	383.15	59	0.24991	0.24990
248	120	393.15	39	0.20290	0.20290
266	130	403.15	27	0.15707	0.15707
284	140	413.15	19	0.11237	0.11237
302	150	423.15	14	0.06873	0.06873
320	160	433.15	11	0.02611	0.02611
338	170	443.15	9	-0.01553	-0.01553
356	180	453.15	7	-0.05624	-0.05624
374	190	463.15	6	-0.09607	-0.09607
392	200	473.15	5	-0.13504	-0.13504

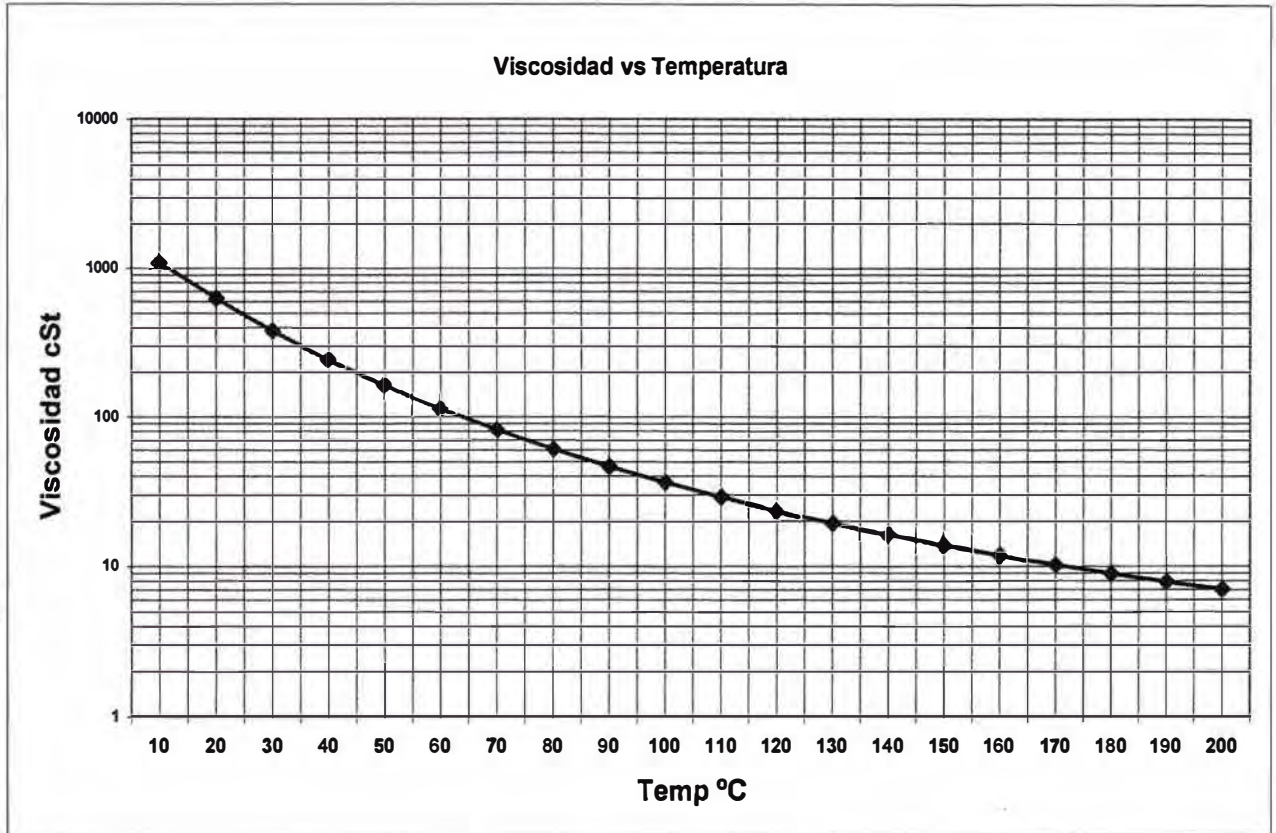


Mezcla crudo San Jacinto y Nafta craqueada de petroperu en 80% y 20% respectivamente

Crudo	°API	GS	Azufre %W	Io Sulhídrico disu	API Mezcla	GS
San Jacinto	13	0.9792	2.83	2 ppm v/v	22.84	0.9168
Nafta craqueada	62.2	0.7305				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	276.33	301.40	302.1	0.3945	2.4888
185	85	358.15	48.4	52.79	53.5	0.2376	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
32	0	273.15	2056	6.3727	2.4021
50	10	283.15	1094	0.52026	0.52025
68	20	293.15	624	0.48275	0.48275
86	30	303.15	379	0.44654	0.44654
104	40	313.15	243	0.41155	0.41155
122	50	323.15	162	0.37769	0.37769
140	60	333.15	113	0.34490	0.34490
158	70	343.15	82	0.31310	0.31310
176	80	353.15	61	0.28225	0.28225
194	90	363.15	46	0.25228	0.25228
212	100	373.15	36	0.22315	0.22315
230	110	383.15	29	0.19481	0.19481
248	120	393.15	23	0.16723	0.16723
266	130	403.15	19	0.14035	0.14035
284	140	413.15	16	0.11414	0.11414
302	150	423.15	14	0.08858	0.08858
320	160	433.15	12	0.06363	0.06363
338	170	443.15	10	0.03927	0.03927
356	180	453.15	9	0.01546	0.01546
374	190	463.15	8	-0.00782	-0.00782
392	200	473.15	7	-0.03059	-0.03059
				-0.05288	-0.05288

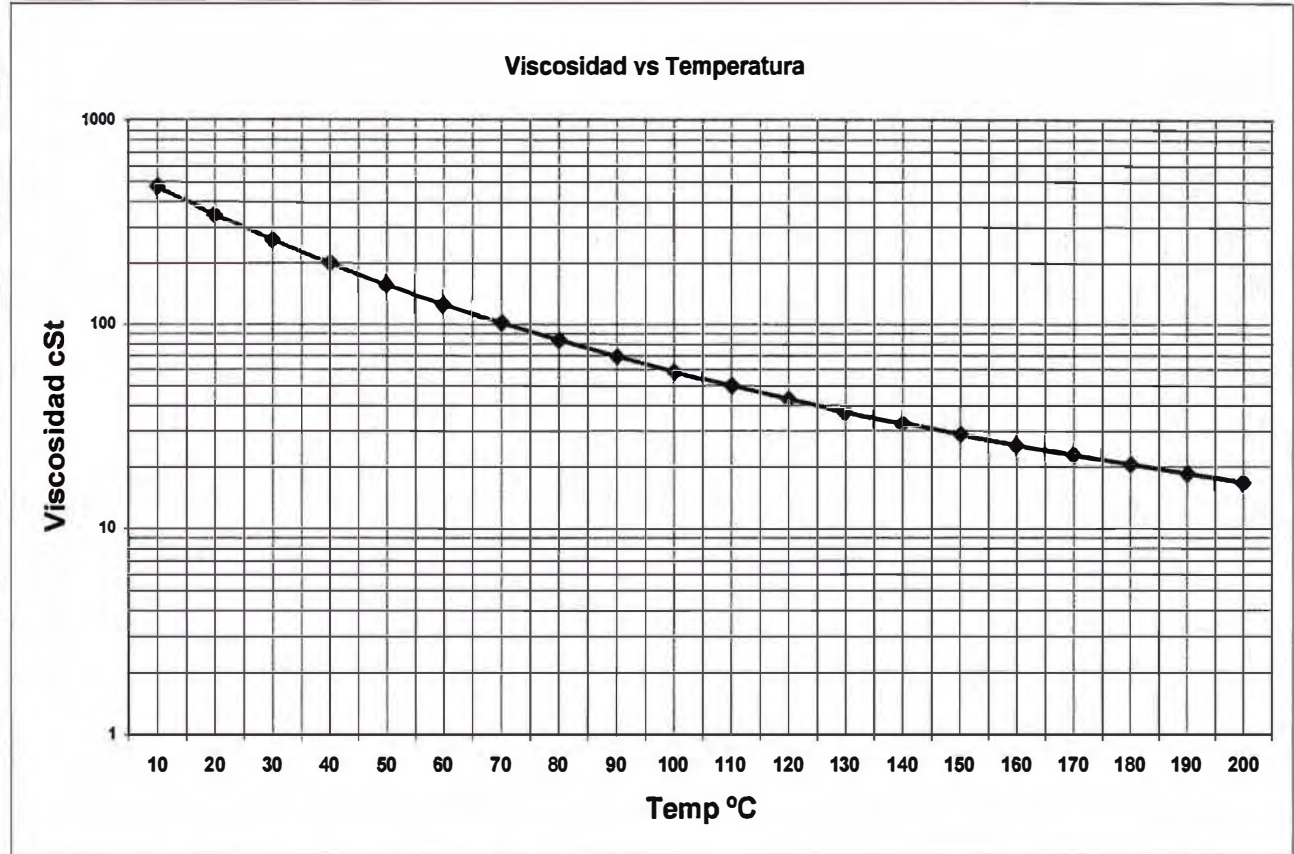


Mezcla crudo San Jancinto y Nafta Virgen de petroperu en 75% y 25% respectivamente

Crudo	°API	GS	Azufre %W	Acido Sulfhídrico disuelto	API Mezcla	GS
San Jacinto	13	0.9792	2.83	2 ppm v/v	25.575	0.9008
Nafta Virgen	63.3	0.7264				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	204.8	227.34	228.0	0.3725	2.4888
185	85	358.15	68.2	75.71	76.4	0.2749	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
32	0	273.15	666	4.0947	1.4956
50	10	283.15	474	0.45086	0.45086
68	20	293.15	347	0.42750	0.42750
86	30	303.15	260	0.40496	0.40496
104	40	313.15	200	0.38317	0.38317
122	50	323.15	156	0.36209	0.36209
140	60	333.15	125	0.34168	0.34168
158	70	343.15	101	0.32188	0.32188
176	80	353.15	83	0.30267	0.30267
194	90	363.15	69	0.28401	0.28401
212	100	373.15	58	0.26588	0.26588
230	110	383.15	50	0.24823	0.24823
248	120	393.15	43	0.23106	0.23106
266	130	403.15	37	0.21432	0.21432
284	140	413.15	32	0.19801	0.19801
302	150	423.15	29	0.18209	0.18209
320	160	433.15	25	0.16656	0.16656
338	170	443.15	23	0.15139	0.15139
356	180	453.15	20	0.13656	0.13656
374	190	463.15	18	0.12207	0.12207
392	200	473.15	17	0.10789	0.10789
				0.09401	0.09401

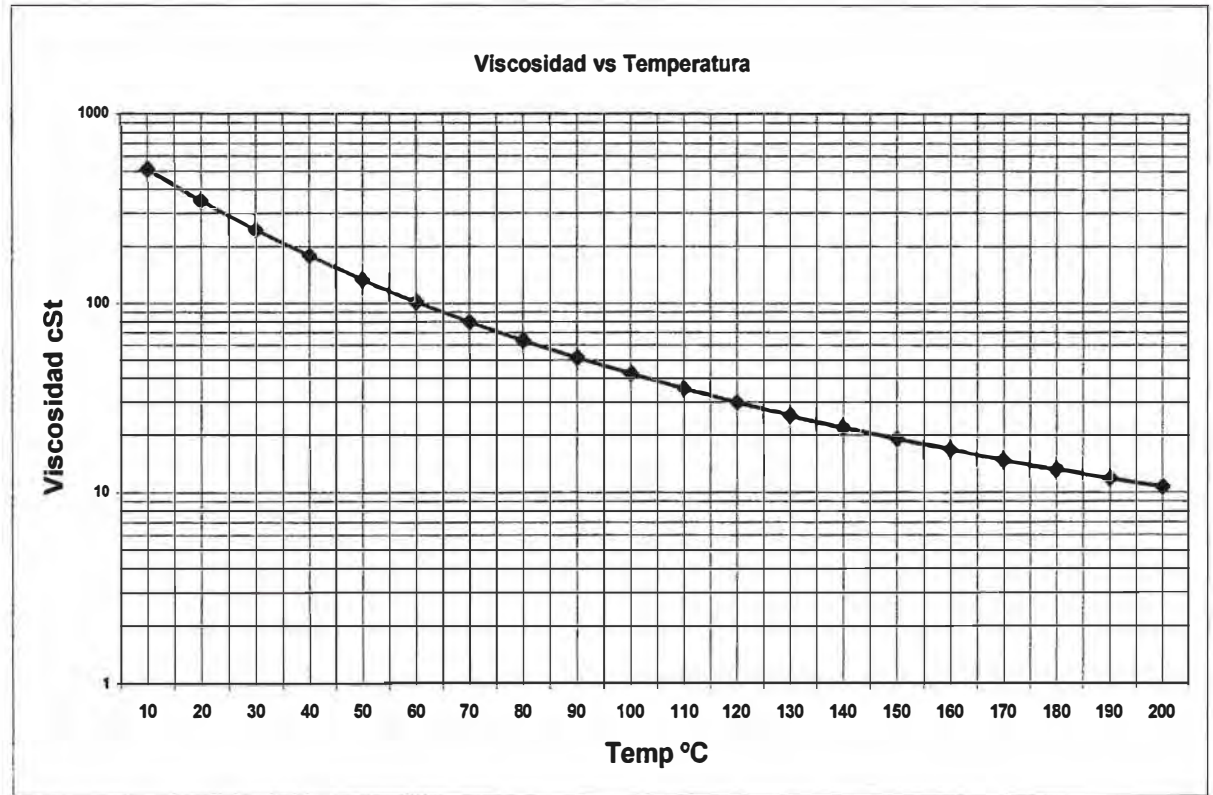


Mezcla crudo San Jacinto y LCO de petroperu en 75% y 25% respectivamente

Crudo	°API	GS	Azufre %W	Acido Sulfhídrico disuelto	API Mezcla	GS
San Jacinto	13	0.9792	2.83	2 ppm v/v	15.3	0.9639
LCO	22.2	0.9206				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	200.4	207.91	208.6	0.3654	2.4888
185	85	358.15	54.83	56.88	57.6	0.2456	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
				4.9301	1.8342
32	0	273.15	782	0.46140	0.46140
50	10	283.15	511	0.43276	0.43276
68	20	293.15	347	0.40511	0.40511
86	30	303.15	245	0.37839	0.37839
104	40	313.15	178	0.35254	0.35254
122	50	323.15	133	0.32750	0.32750
140	60	333.15	102	0.30323	0.30323
158	70	343.15	79	0.27967	0.27967
176	80	353.15	63	0.25679	0.25679
194	90	363.15	51	0.23454	0.23454
212	100	373.15	42	0.21291	0.21290
230	110	383.15	35	0.19184	0.19184
248	120	393.15	30	0.17131	0.17132
266	130	403.15	25	0.15131	0.15131
284	140	413.15	22	0.13179	0.13179
302	150	423.15	19	0.11274	0.11274
320	160	433.15	17	0.09413	0.09413
338	170	443.15	15	0.07595	0.07595
356	180	453.15	13	0.05818	0.05818
374	190	463.15	12	0.04079	0.04079
392	200	473.15	11	0.02377	0.02378

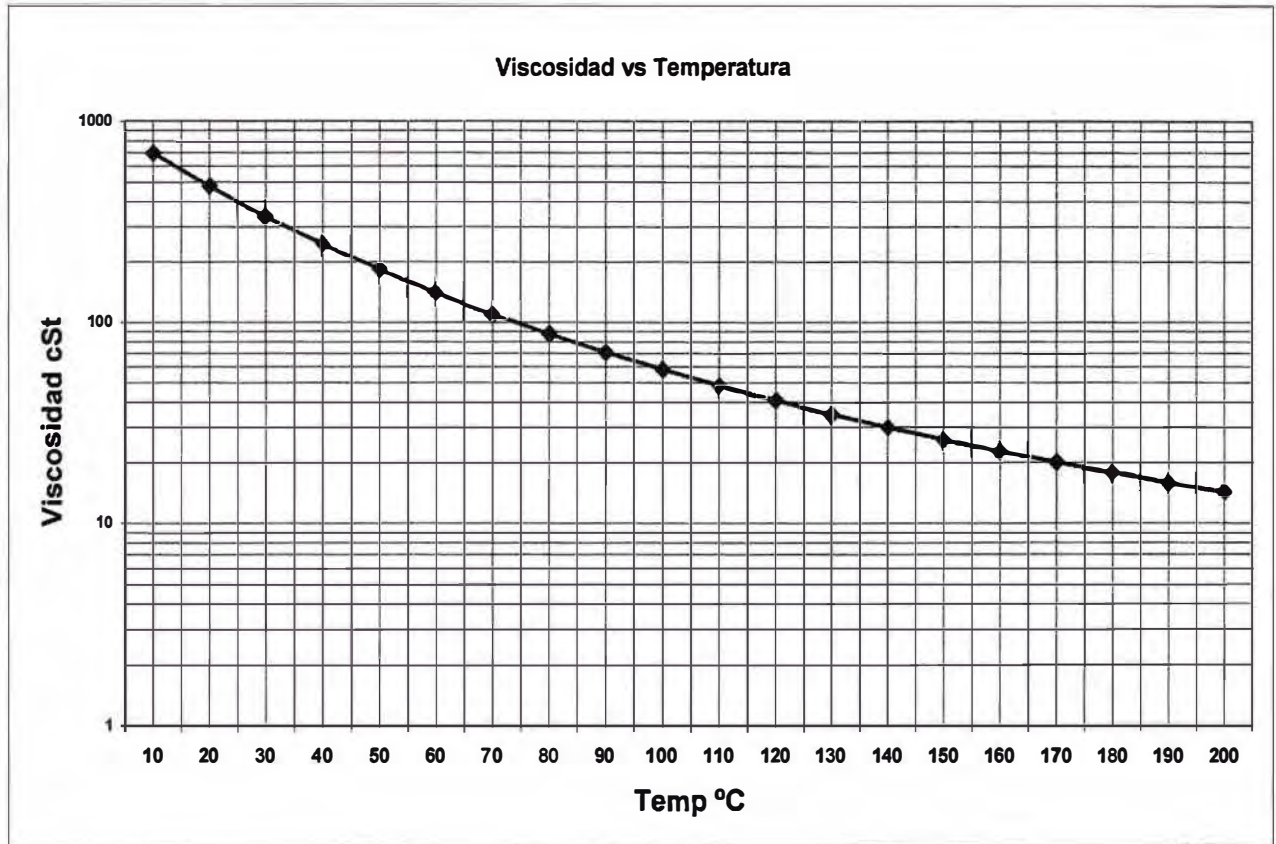


Mezcla crudo San Jacinto y Nafta craqueada de Repsol en 80% y 20% respectivamente

Crudo	%API	GS	Azufre %W	Acido Sulfidrico disuelto	API Mezcla	GS
San Jacinto	13.0	0.9792	2.83	2 ppm v/v	22.8	0.9168
Nafta craqueada	62.2	0.7305				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	262.47	286.29	287.0	0.3906	2.4888
185	85	358.15	71.80	78.32	79.0	0.2782	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
32	0	273.15	1057	4.6715	1.7201
50	10	283.15	696	0.45376	0.45376
68	20	293.15	476	0.42784	0.42784
86	30	303.15	337	0.40278	0.40278
104	40	313.15	245	0.37853	0.37853
122	50	323.15	183	0.35505	0.35505
140	60	333.15	140	0.33229	0.33229
158	70	343.15	110	0.31019	0.31019
176	80	353.15	87	0.28873	0.28873
194	90	363.15	71	0.26787	0.26787
212	100	373.15	58	0.24758	0.24758
230	110	383.15	48	0.22783	0.22782
248	120	393.15	41	0.20858	0.20858
266	130	403.15	35	0.18981	0.18981
284	140	413.15	30	0.17151	0.17151
302	150	423.15	26	0.15364	0.15364
320	160	433.15	23	0.13620	0.13620
338	170	443.15	20	0.11915	0.11915
356	180	453.15	18	0.10248	0.10248
374	190	463.15	16	0.08617	0.08617
392	200	473.15	14	0.07021	0.07021

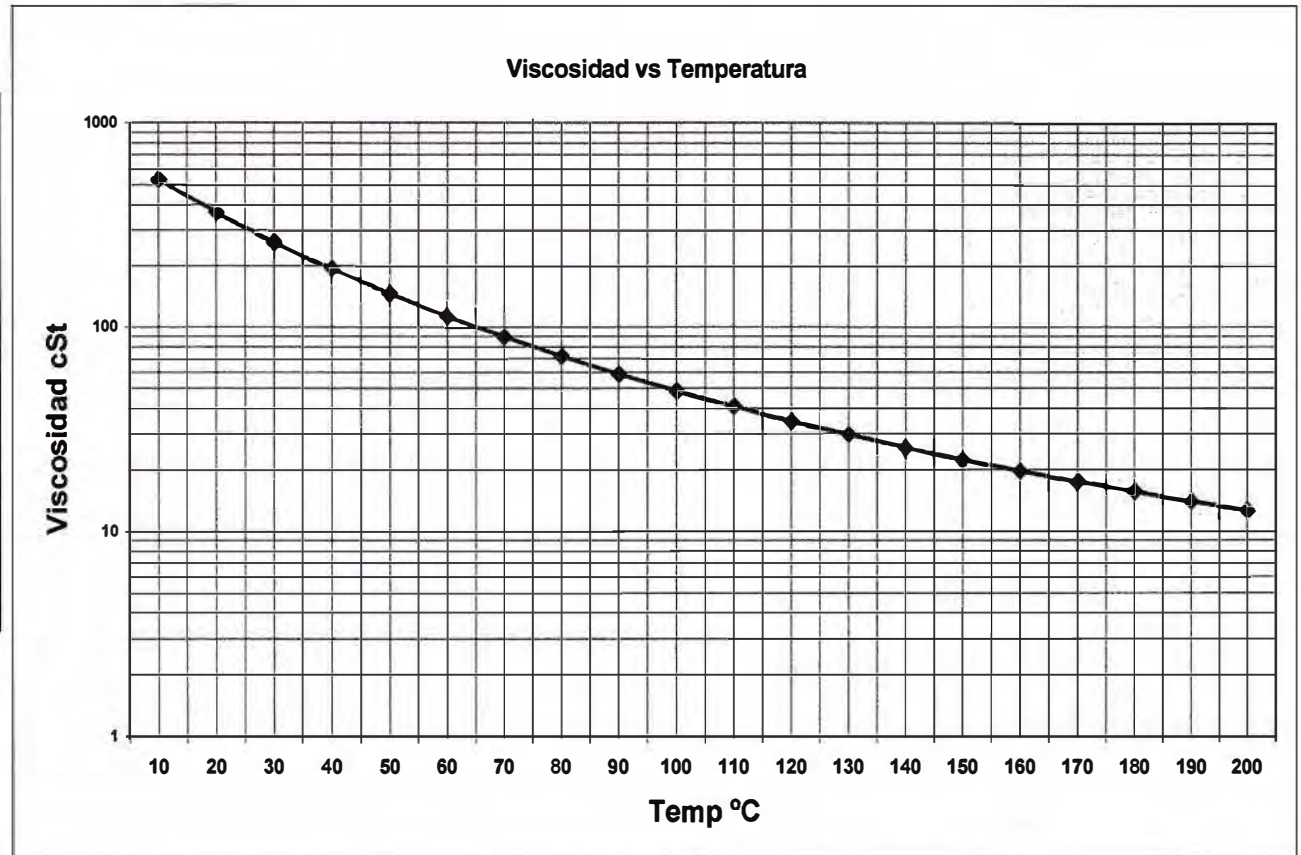


Mezcla crudo San Jancinto y Nafta Virgen de Repsol en 75% y 25% respectivamente

Crudo	°API	GS	Azufre %W	Acido Sulhídrico disuelto	API Mezcla	GS
San Jacinto	13	0.9792	2.83	2 ppm v/v	25.575	0.9008
Nafta Virgen	63.3	0.7264				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	202.60	224.90	225.6	0.3717	2.4888
185	85	358.15	58.27	64.68	65.4	0.2590	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
				4.6666	1.7257
32	0	273.15	789	0.46205	0.46205
50	10	283.15	528	0.43510	0.43510
68	20	293.15	367	0.40909	0.40909
86	30	303.15	263	0.38395	0.38395
104	40	313.15	194	0.35962	0.35962
122	50	323.15	147	0.33606	0.33606
140	60	333.15	113	0.31322	0.31322
158	70	343.15	89	0.29105	0.29105
176	80	353.15	72	0.26953	0.26953
194	90	363.15	59	0.24860	0.24860
212	100	373.15	48	0.22824	0.22824
230	110	383.15	41	0.20842	0.20842
248	120	393.15	34	0.18911	0.18911
266	130	403.15	30	0.17028	0.17028
284	140	413.15	26	0.15192	0.15192
302	150	423.15	22	0.13399	0.13400
320	160	433.15	20	0.11649	0.11649
338	170	443.15	17	0.09938	0.09938
356	180	453.15	16	0.08266	0.08266
374	190	463.15	14	0.06630	0.06630
392	200	473.15	13	0.05029	0.05029

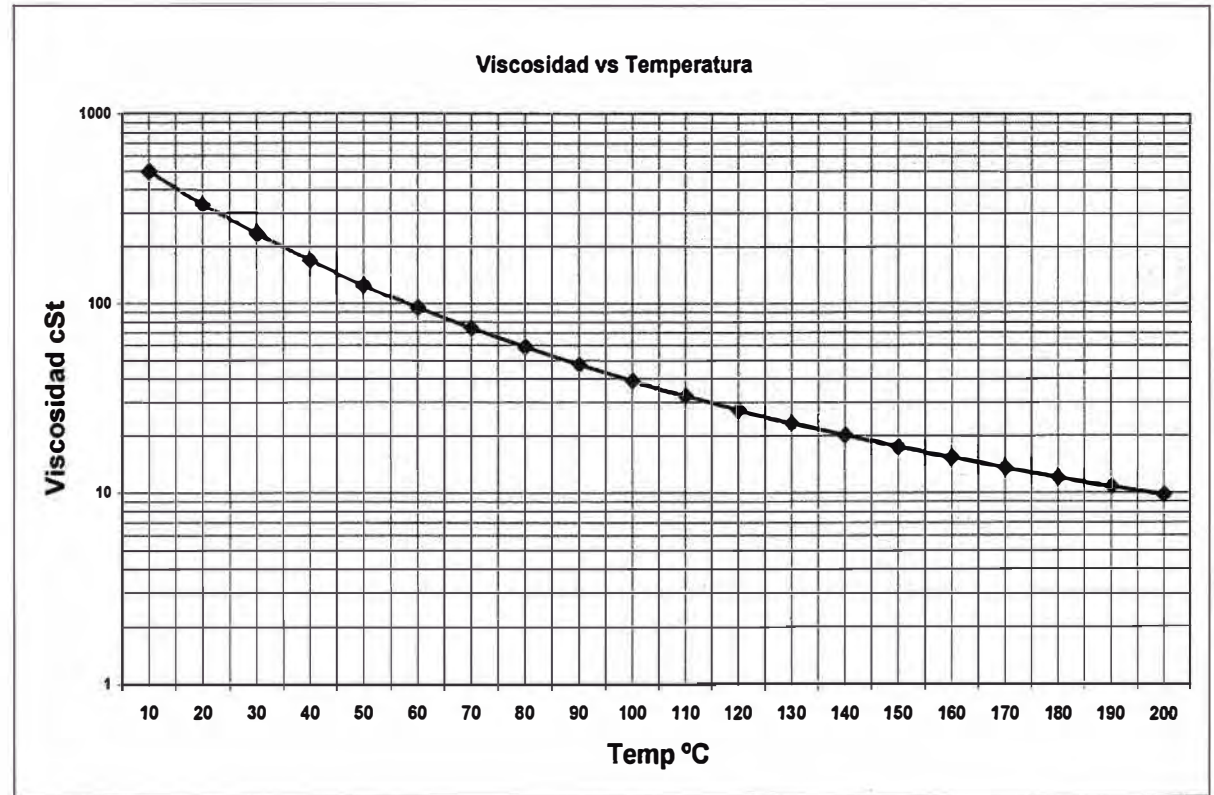


Mezcla crudo San Jacinto y LCO de Repsol en 70% y 30% respectivamente

Crudo	°API	GS	Azufre %W	Acido Sulfidrico disuelto	API Mezcla	GS
San Jacinto	13	0.9792	2.83	2 ppm v/v	15.76	0.9609
LCO	22.2	0.9206				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	189.4	197.11	197.8	0.3610	2.4888
185	85	358.15	54.83	52.60	53.3	0.2372	2.5541

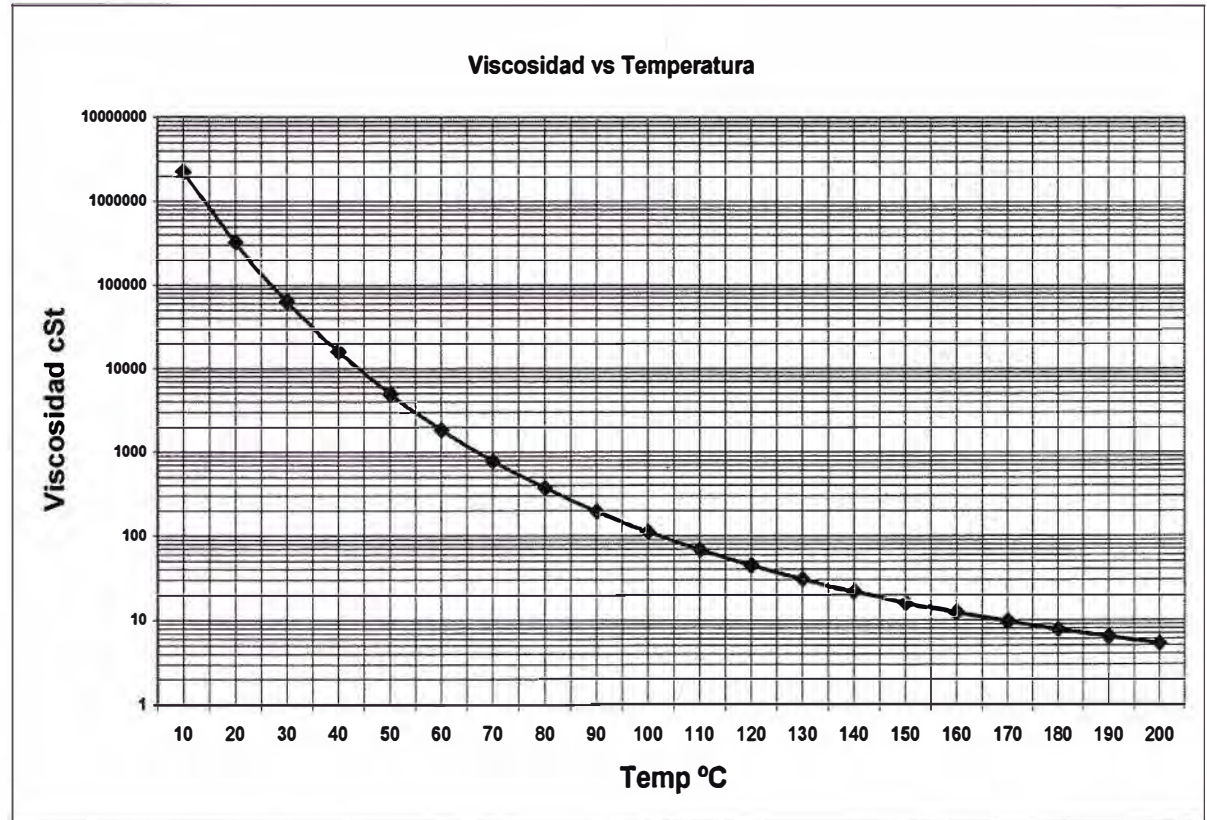
Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
				5.0790	1.8957
32	0	273.15	768	0.46028	0.46028
50	10	283.15	496	0.43068	0.43068
68	20	293.15	334	0.40210	0.40210
86	30	303.15	233	0.37449	0.37449
104	40	313.15	168	0.34777	0.34777
122	50	323.15	125	0.32189	0.32189
140	60	333.15	95	0.29680	0.29680
158	70	343.15	74	0.27245	0.27245
176	80	353.15	59	0.24880	0.24880
194	90	363.15	47	0.22581	0.22581
212	100	373.15	39	0.20345	0.20345
230	110	383.15	32	0.18167	0.18167
248	120	393.15	27	0.16046	0.16046
266	130	403.15	23	0.13978	0.13978
284	140	413.15	20	0.11961	0.11961
302	150	423.15	17	0.09992	0.09992
320	160	433.15	15	0.08069	0.08069
338	170	443.15	14	0.06190	0.06190
356	180	453.15	12	0.04353	0.04353
374	190	463.15	11	0.02556	0.02556
392	200	473.15	10	0.00797	0.00797



Crudo Jibarito °API 11 GS 0.9930 Azufre %W 2.83 Acido Sulhídrico disuelto 2 ppm v/v

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	30830.00	31047.88	30830.7	0.6521	2.4888
185	85	358.15	264.24	266.11	264.9	0.3844	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
32	0	273.15	22882806	10.8571	4.1004
50	10	283.15	2242243	0.86685	0.86685
68	20	293.15	322294	0.80282	0.80282
86	30	303.15	63158	0.74101	0.74101
104	40	313.15	15932	0.68128	0.68128
122	50	323.15	4944	0.62349	0.62349
140	60	333.15	1820	0.56751	0.56751
158	70	343.15	772	0.51324	0.51324
176	80	353.15	368	0.46057	0.46057
194	90	363.15	194	0.40942	0.40942
212	100	373.15	111	0.35969	0.35969
230	110	383.15	68	0.31132	0.31132
248	120	393.15	44	0.26422	0.26422
266	130	403.15	30	0.21834	0.21834
284	140	413.15	22	0.17361	0.17361
302	150	423.15	16	0.12998	0.12998
320	160	433.15	12	0.08739	0.08739
338	170	443.15	10	0.04580	0.04580
356	180	453.15	8	0.00515	0.00515
374	190	463.15	6	-0.03459	-0.03459
392	200	473.15	5	-0.07346	-0.07346
				-0.11150	-0.11150



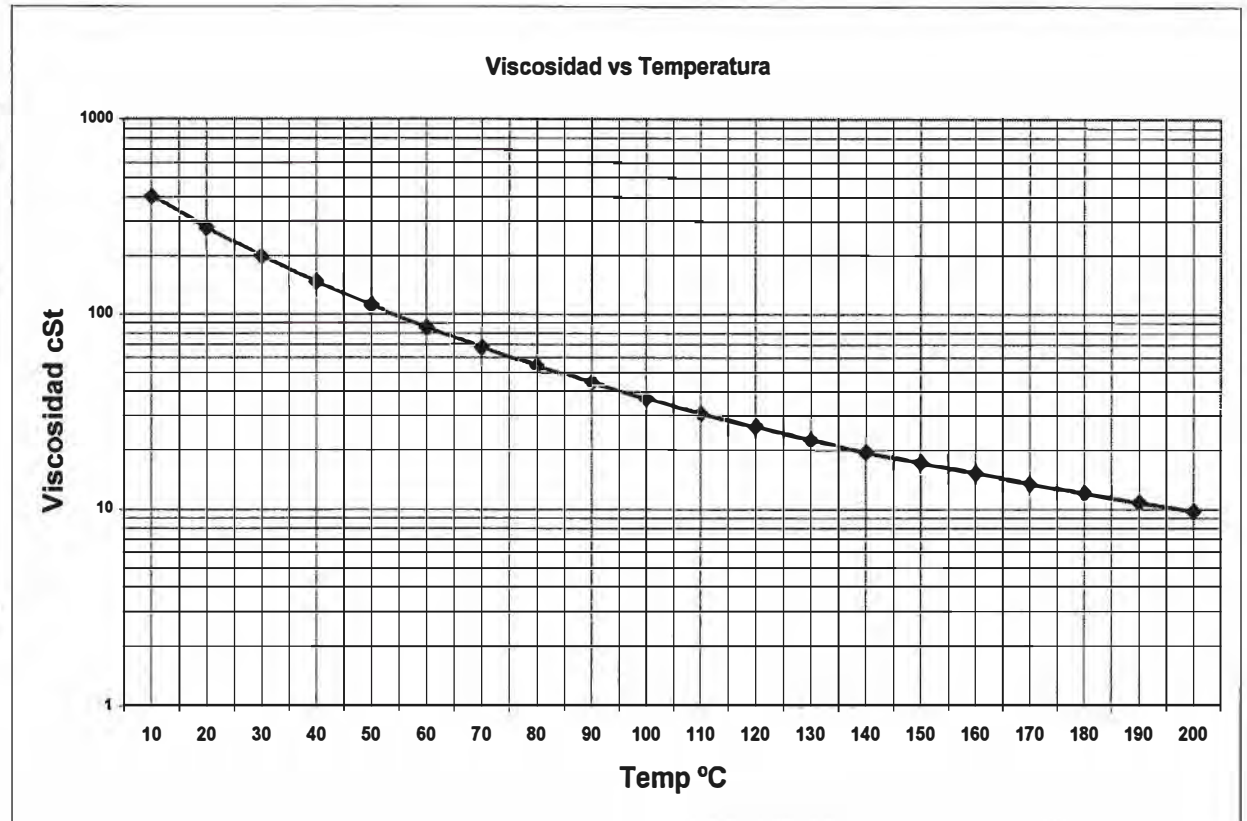


Mezcla crudo Jibarito y Nafta Virgen Petroperu en 75% y 25% respectivamente

Crudo	°API	GS	Azufre %W	Acido Sulhídrico disuelto	API Mezcla	GS
Jibarito	11	0.9930	2.83	2 ppm v/v	24.075	0.9095
Nafta Virgen	63.3	0.7264				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	154.4	169.76	170.5	0.3486	2.4888
185	85	358.15	44.45	48.87	49.6	0.2292	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
32	0	273.15	605	4.8987	1.8283
50	10	283.15	402	0.44435	0.44435
68	20	293.15	278	0.41580	0.41580
86	30	303.15	199	0.38824	0.38824
104	40	313.15	146	0.36161	0.36161
122	50	323.15	110	0.33584	0.33584
140	60	333.15	85	0.31088	0.31088
158	70	343.15	67	0.28668	0.28668
176	80	353.15	54	0.26320	0.26320
194	90	363.15	44	0.24039	0.24039
212	100	373.15	37	0.21822	0.21822
230	110	383.15	31	0.19665	0.19665
248	120	393.15	26	0.17565	0.17565
266	130	403.15	22	0.15520	0.15520
284	140	413.15	20	0.13525	0.13525
302	150	423.15	17	0.11580	0.11580
320	160	433.15	15	0.09681	0.09681
338	170	443.15	13	0.07826	0.07826
356	180	453.15	12	0.06014	0.06014
374	190	463.15	11	0.04242	0.04242
392	200	473.15	10	0.02509	0.02509
				0.00813	0.00813

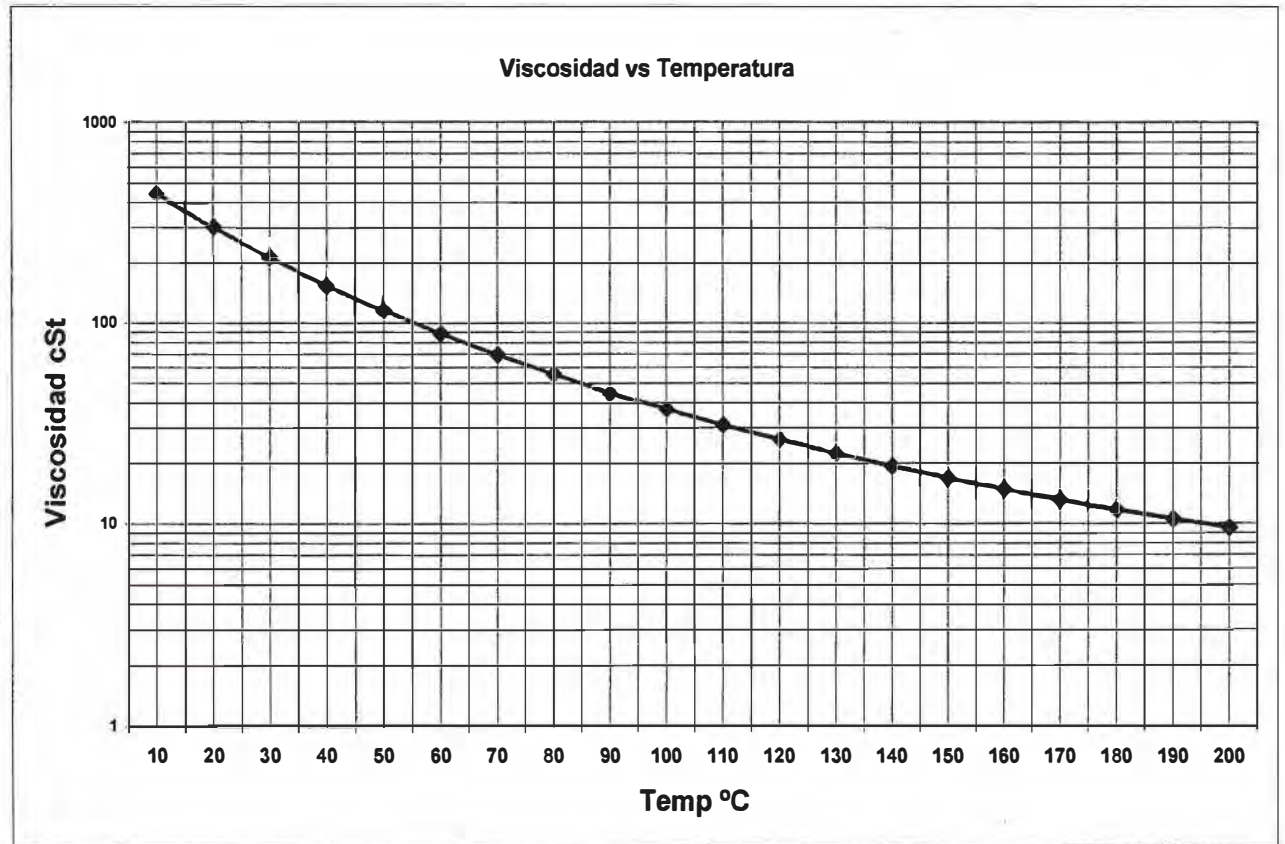


Mezcla crudo Jibarito y Nafta craqueada de petroperu en 75% y 25% respectivamente

Crudo	°API	GS	Azufre %W	Acido Sulhídrico disuelto	API Mezcla	GS
Jibarito	11	0.9930	2.83	2 ppm v/v	23.8	0.9111
Nafta craqueada	62.2	0.7305				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	164.16	180.17	180.9	0.3536	2.4888
185	85	358.15	45.16	49.56	50.3	0.2308	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
				5.0348	1.8810
32	0	273.15	678	0.45209	0.45209
50	10	283.15	443	0.42272	0.42272
68	20	293.15	301	0.39437	0.39437
86	30	303.15	212	0.36697	0.36697
104	40	313.15	154	0.34045	0.34045
122	50	323.15	115	0.31478	0.31478
140	60	333.15	88	0.28988	0.28988
158	70	343.15	69	0.26572	0.26572
176	80	353.15	55	0.24226	0.24226
194	90	363.15	45	0.21945	0.21945
212	100	373.15	37	0.19725	0.19725
230	110	383.15	31	0.17565	0.17565
248	120	393.15	26	0.15460	0.15460
266	130	403.15	22	0.13409	0.13409
284	140	413.15	19	0.11407	0.11407
302	150	423.15	17	0.09454	0.09453
320	160	433.15	15	0.07545	0.07545
338	170	443.15	13	0.05681	0.05681
356	180	453.15	12	0.03858	0.03858
374	190	463.15	10	0.02075	0.02075
392	200	473.15	9	0.00330	0.00330

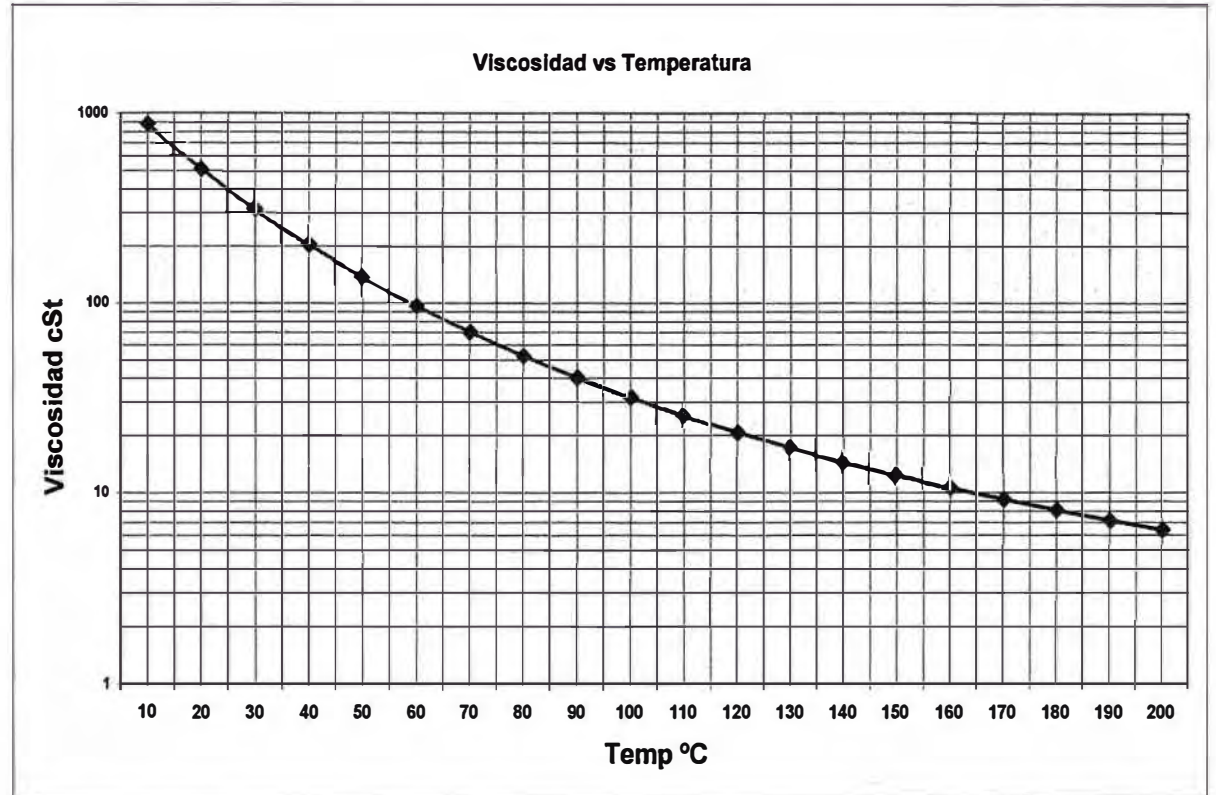


Mezcla crudo Jibarito y LCO de petroperu en 75% y 25% respectivamente

Crudo	°API	GS	Azufre %W	Acido Sulfhídrico disuelto	API Mezcla	GS
Jibarito	11	0.9930	2.83	2 ppm w/v	13.8	0.9738
LCO	22.2	0.9206				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	243.04	249.57	250.3	0.3799	2.4888
185	85	358.15	44.54	45.74	46.4	0.2219	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
32	0	273.15	1625	6.4024	2.4199
50	10	283.15	877	0.50663	0.50663
68	20	293.15	508	0.46884	0.46884
86	30	303.15	312	0.43237	0.43237
104	40	313.15	202	0.39712	0.39711
122	50	323.15	137	0.36301	0.36301
140	60	333.15	96	0.32997	0.32997
158	70	343.15	70	0.29794	0.29794
176	80	353.15	52	0.26686	0.26686
194	90	363.15	40	0.23667	0.23667
212	100	373.15	32	0.20733	0.20733
230	110	383.15	25	0.17878	0.17878
248	120	393.15	21	0.15099	0.15099
266	130	403.15	17	0.12391	0.12391
284	140	413.15	14	0.09751	0.09751
302	150	423.15	12	0.07176	0.07176
320	160	433.15	11	0.04663	0.04663
338	170	443.15	9	0.02208	0.02208
356	180	453.15	8	-0.00190	-0.00191
374	190	463.15	7	-0.02536	-0.02536
392	200	473.15	6	-0.04830	-0.04830
				-0.07075	-0.07075

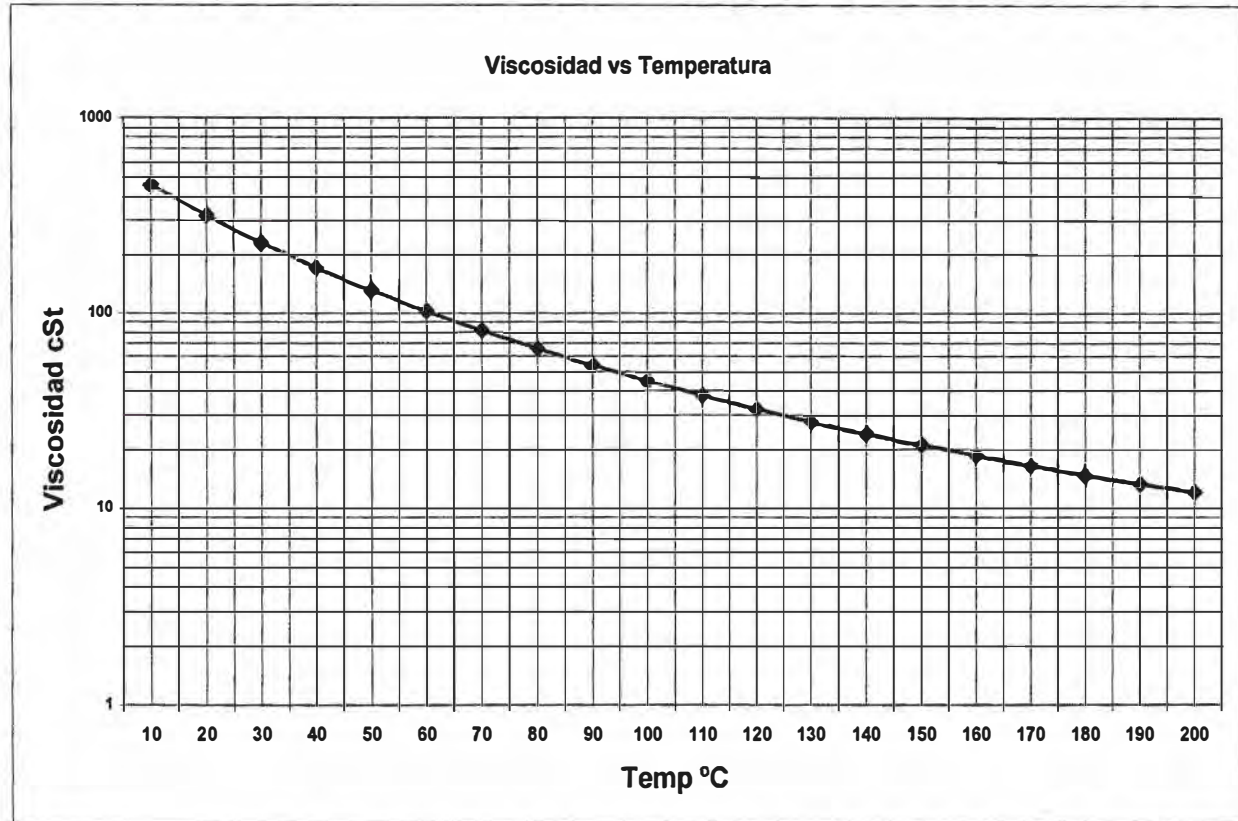


Mezcla crudo Jibarito y Nafta Virgen Repsol en 75% y 25% respectivamente

Crudo	°API	GS	Azufre %W	Acido Sulfídrico disuelto	API Mezcla	GS
Jibarito	11	0.9930	2.83	2 ppm v/v	24.075	0.9095
Nafta Virgen	63.3	0.7264				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	180.64	198.61	199.3	0.3616	2.4888
185	85	358.15	53.94	59.31	60.0	0.2500	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
32	0	273.15	669	4.6171	1.7099
50	10	283.15	454	0.45117	0.45117
68	20	293.15	319	0.42447	0.42447
86	30	303.15	231	0.39870	0.39870
104	40	313.15	172	0.37379	0.37379
122	50	323.15	131	0.34969	0.34969
140	60	333.15	102	0.32634	0.32634
158	70	343.15	81	0.30371	0.30371
176	80	353.15	66	0.28175	0.28175
194	90	363.15	54	0.26042	0.26042
212	100	373.15	45	0.23968	0.23968
230	110	383.15	38	0.21951	0.21951
248	120	393.15	32	0.19987	0.19987
266	130	403.15	28	0.18074	0.18074
284	140	413.15	24	0.16209	0.16209
302	150	423.15	21	0.14389	0.14389
320	160	433.15	19	0.12613	0.12613
338	170	443.15	16	0.10879	0.10879
356	180	453.15	15	0.09184	0.09184
374	190	463.15	13	0.07527	0.07527
392	200	473.15	12	0.05906	0.05906
				0.04320	0.04320

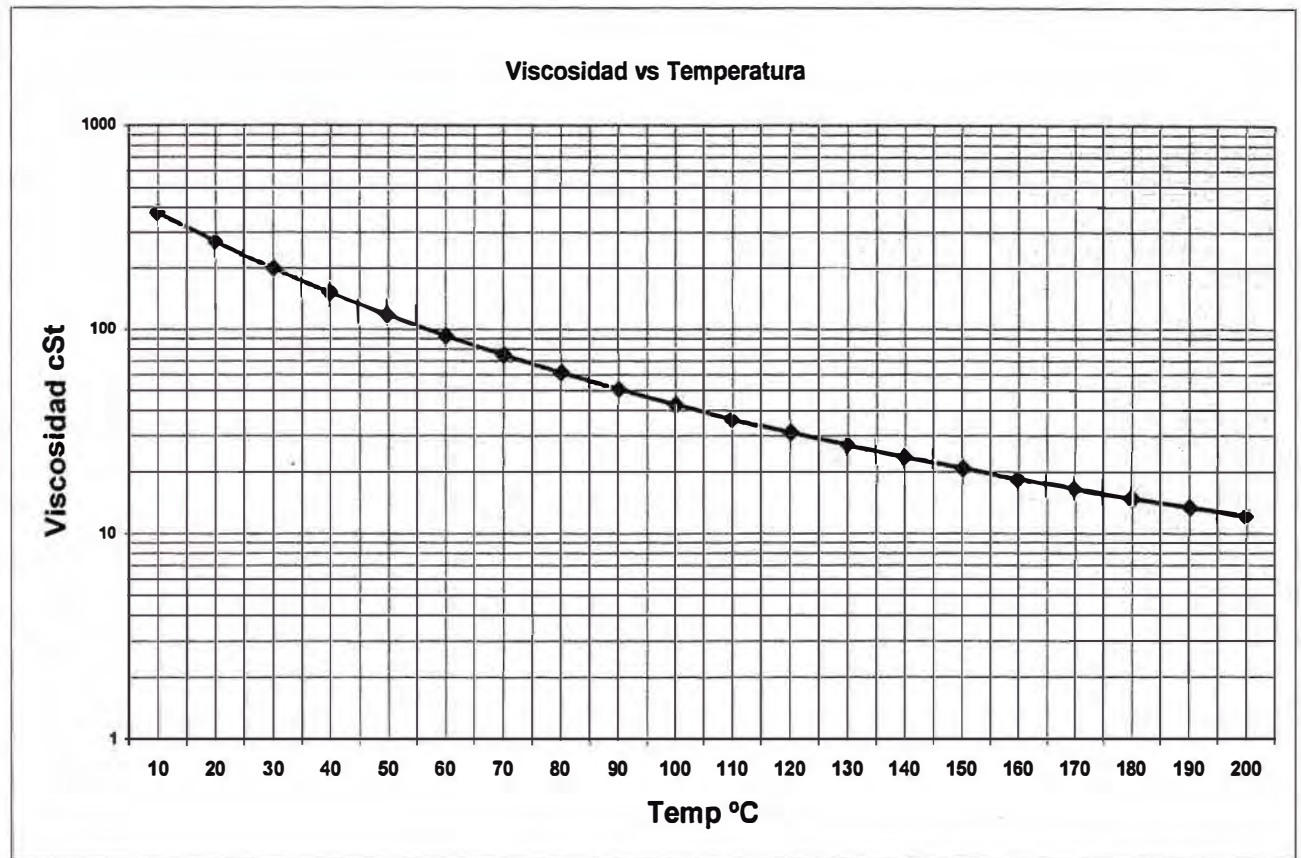


Mezcla crudo Jibarito y Nafta craqueada de petroperu en 75% y 25% respectivamente

Crudo Jibarito	°API 11	GS 0.9930	Azufre %W 2.83	Acido Sulhídrico disuelto 2 ppm v/v	API Mezcla 23.8	GS 0.9111
Nafta craqueada	62.2	0.7305				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	157.92	173.32	174.0	0.3504	2.4888
185	85	358.15	50.58	55.51	56.2	0.2430	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
32	0	273.15	539	4.4423	1.6441
50	10	283.15	375	0.43645	0.43645
68	20	293.15	270	0.41078	0.41078
86	30	303.15	200	0.38600	0.38600
104	40	313.15	151	0.36205	0.36205
122	50	323.15	117	0.33887	0.33887
140	60	333.15	93	0.31643	0.31643
158	70	343.15	75	0.29467	0.29466
176	80	353.15	61	0.27355	0.27355
194	90	363.15	51	0.25304	0.25304
212	100	373.15	43	0.23310	0.23310
230	110	383.15	36	0.21370	0.21370
248	120	393.15	31	0.19482	0.19482
266	130	403.15	27	0.17642	0.17642
284	140	413.15	23	0.15849	0.15849
302	150	423.15	21	0.14099	0.14099
320	160	433.15	18	0.12391	0.12391
338	170	443.15	16	0.10723	0.10723
356	180	453.15	15	0.09094	0.09094
374	190	463.15	13	0.07500	0.07500
392	200	473.15	12	0.05942	0.05942
				0.04416	0.04416

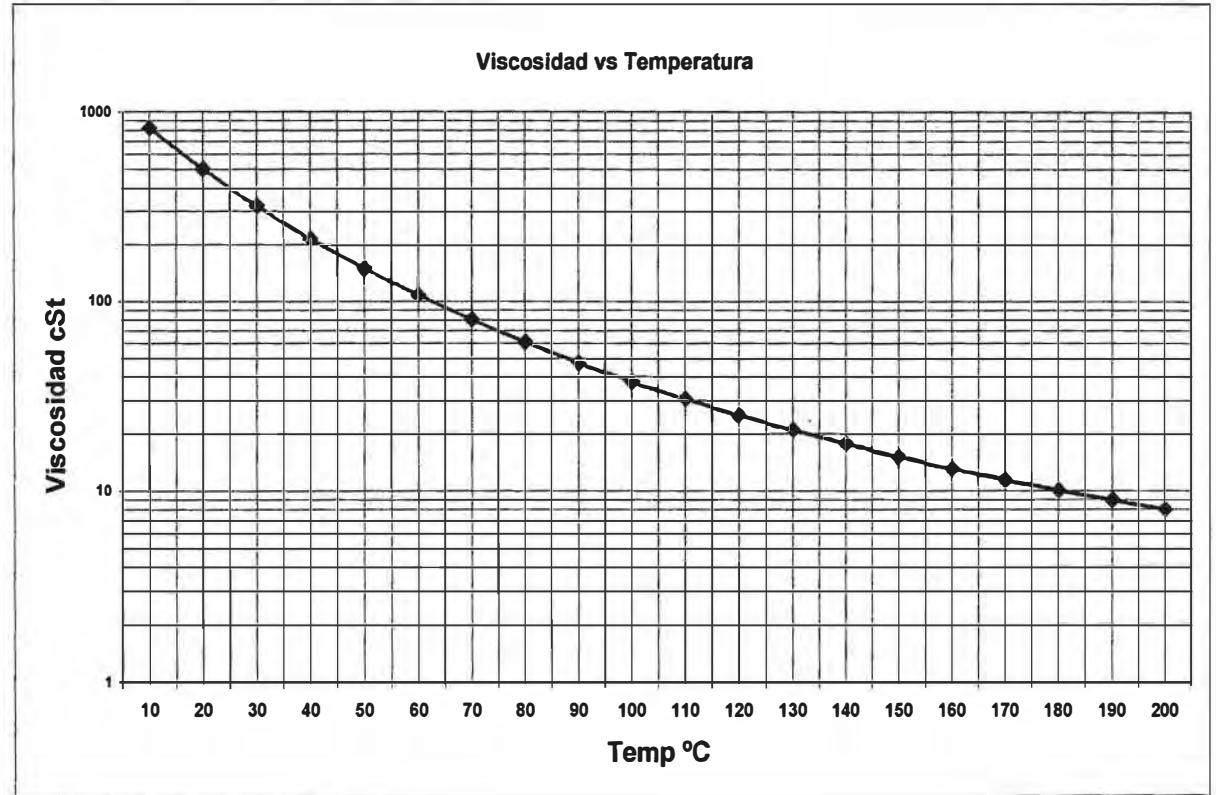


Mezcla crudo Jibarito y LCO de petroperu en 70% y 30% respectivamente

Crudo	°API	GS	Azufre %W	Acido Sulhídrico disuelto	API Mezcla	GS
Jibarito	11	0.9930	2.83	2 ppm v/v	14.36	0.9701
LCO	22.2	0.9206				

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cP)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
95	35	308.15	253.12	260.92	261.6	0.3834	2.4888
185	85	358.15	51.96	53.56	54.3	0.2392	2.5541

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
32	0	273.15	1429	5.8800	2.2086
50	10	283.15	820	0.49904	0.46455
68	20	293.15	500	0.43126	0.43126
86	30	303.15	320	0.39909	0.39909
104	40	313.15	215	0.36796	0.36796
122	50	323.15	150	0.33781	0.33781
140	60	333.15	108	0.30858	0.30858
158	70	343.15	80	0.28021	0.28021
176	80	353.15	61	0.25266	0.25266
194	90	363.15	47	0.22587	0.22587
212	100	373.15	38	0.19982	0.19982
230	110	383.15	31	0.17445	0.17445
248	120	393.15	25	0.14974	0.14974
266	130	403.15	21	0.12565	0.12565
284	140	413.15	18	0.10215	0.10215
302	150	423.15	15	0.07921	0.07921
320	160	433.15	13	0.05680	0.05680
338	170	443.15	11	0.03491	0.03491
356	180	453.15	10	0.01351	0.01351
374	190	463.15	9	-0.00743	-0.00743
392	200	473.15	8	-0.02792	-0.02792

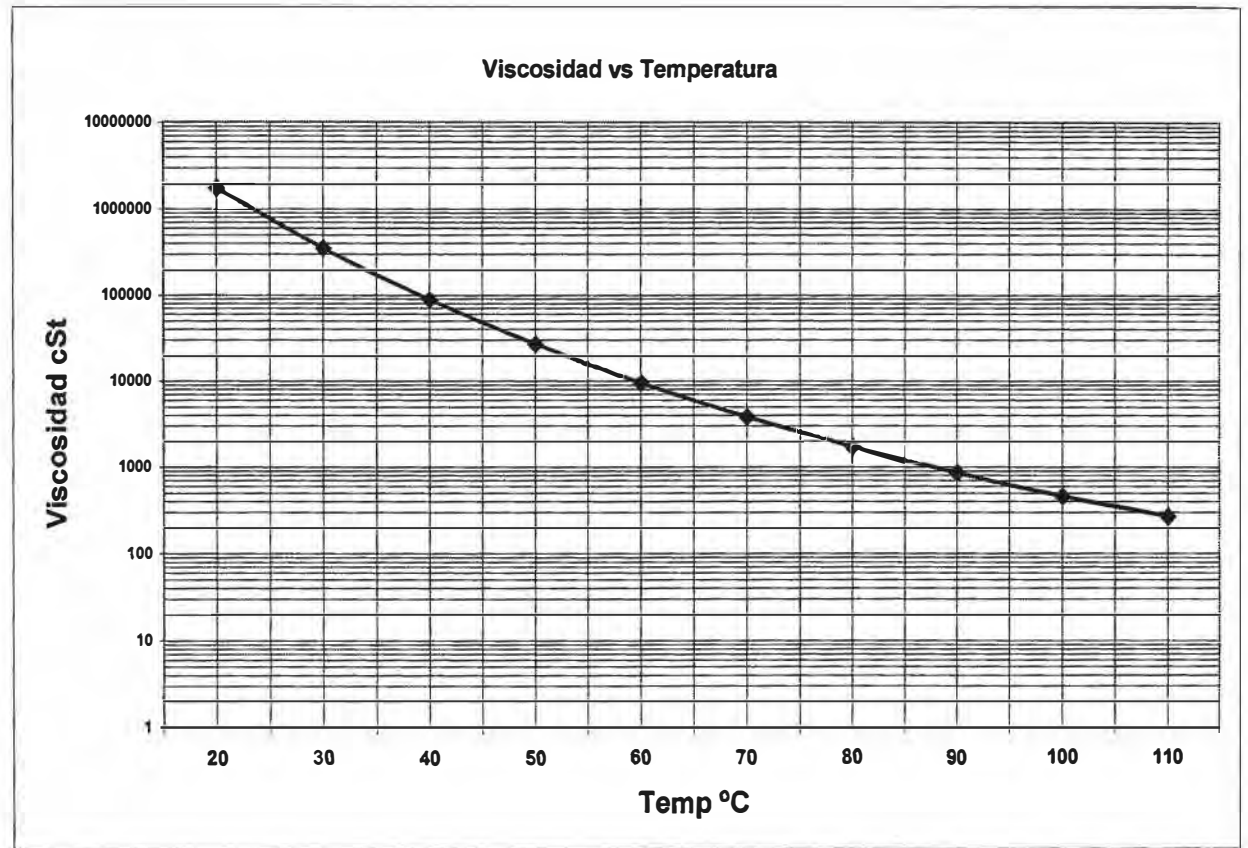


Crudo Chontia      °API 10.7      Azufre %W 2.83      Acido Sulfidrico disuelto 2 ppm v/v

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	Z	loglogZ	LogT
140	60	333.15	9434	9434.7	0.5993	2.5226
212	100	373.15	460	460.7	0.4254	2.5719

K1 9.5062      K2 3.5308

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Temperatura (°K)	Viscosidad (cSt)	K1	K2
32	0	273.15	102863544	0.90376	0.90375
50	10	283.15	11402622	0.84862	0.84862
68	20	293.15	1750141	0.79540	0.79540
86	30	303.15	351398	0.74396	0.74396
104	40	313.15	88178	0.69420	0.69420
122	50	323.15	26658	0.64600	0.64600
140	60	333.15	9425	0.59926	0.59926
158	70	343.15	3803	0.55391	0.55391
176	80	353.15	1717	0.50987	0.50987
194	90	363.15	853	0.46705	0.46705
212	100	373.15	460	0.42539	0.42539
230	110	383.15	266	0.38484	0.38484
248	120	393.15	163	0.34533	0.34533
266	130	403.15	106	0.30682	0.30682
284	140	413.15	72	0.26925	0.26925
302	150	423.15	50	0.23257	0.23257
320	160	433.15	37	0.19676	0.19676
338	170	443.15	28	0.16176	0.16176
356	180	453.15	21	0.12754	0.12754
374	190	463.15	17	0.09407	0.09407
392	200	473.15	13	0.06131	0.06131



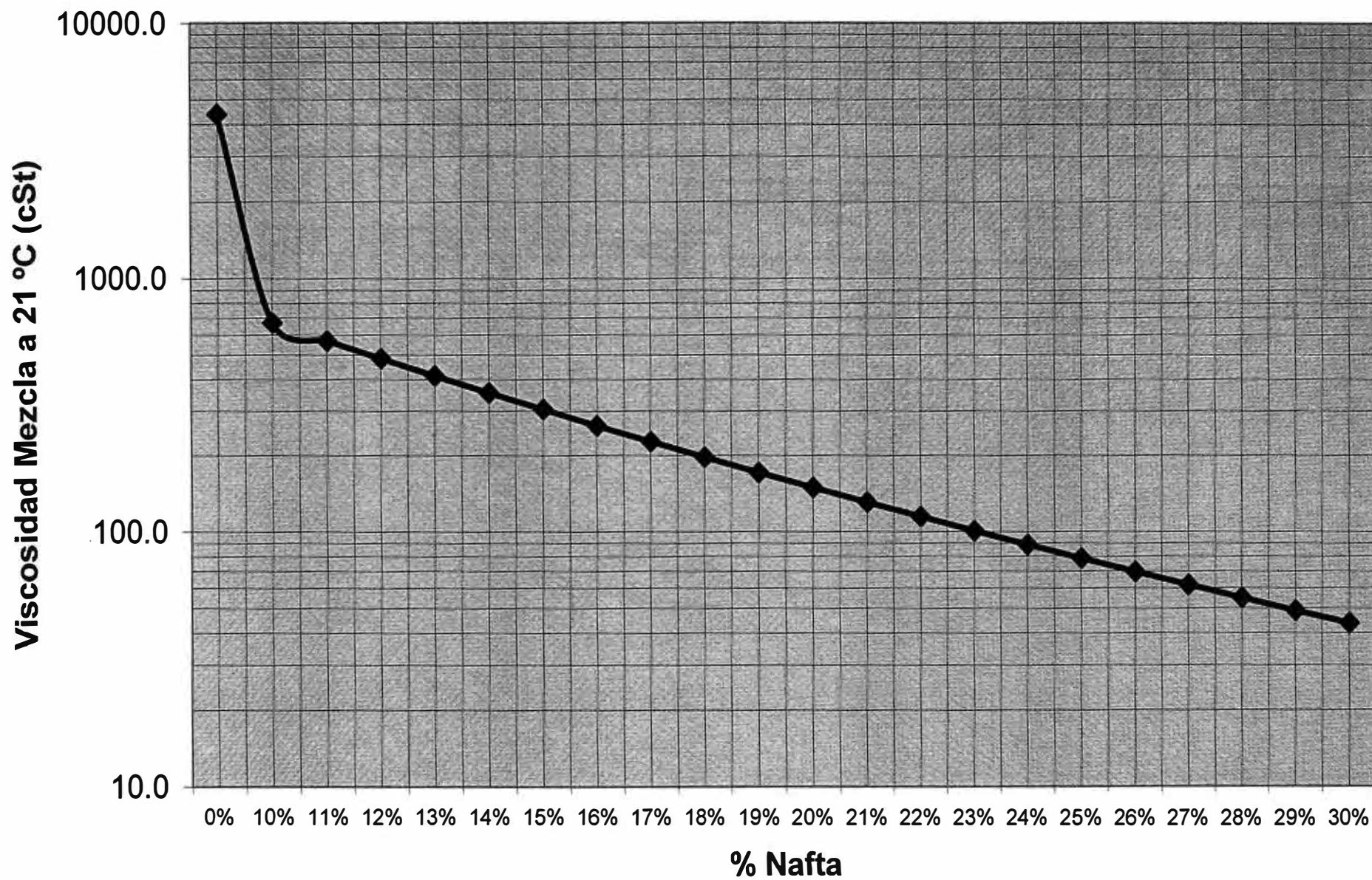
**ESTIMACIÓN DEL PORCENTAJE DE NAFTA PARA EL CRUDO MEREY**

	°API 60 F	Temperatura (°C)	Densidad (gr/cm3)	Viscosidad (cSt)	Viscosidad (cm2/s) Cinemática	Viscosidad (Pa.s) Dinámica	Alfa $\alpha$
Oil	14.7	21	0.968	4377	43.77	4.24	0.462
Solvent	60	21	0.739	0.382	0.00382	0.00028	0.449

API Mix	Gesp. Mix	%w/w Naphtha	%v/v Naphtha	%v/v Crudo pesado	Viscosidad Dinámica (Pa.s)	Viscosidad Dinámica	Viscosidad Dinámica	Viscosidad cinemática (cSt)
14.7	0.968	0.000	0%	100%	4.24	0.6270	0.6270	4377.0
19.2	0.939	0.074	10%	90%	0.629	-0.2014	-0.2014	669.9
19.7	0.936	0.081	11%	89%	0.532	-0.2744	-0.2744	567.9
20.1	0.933	0.089	12%	88%	0.451	-0.3459	-0.3459	483.3
20.6	0.930	0.096	13%	87%	0.384	-0.4158	-0.4158	412.6
21.0	0.928	0.103	14%	86%	0.328	-0.4842	-0.4842	353.5
21.5	0.925	0.111	15%	85%	0.281	-0.5513	-0.5513	303.8
21.9	0.922	0.118	16%	84%	0.242	-0.6169	-0.6169	262.0
22.4	0.919	0.126	17%	83%	0.208	-0.6813	-0.6813	226.6
22.9	0.917	0.133	18%	82%	0.180	-0.7443	-0.7443	196.5
23.3	0.914	0.140	19%	81%	0.156	-0.8061	-0.8061	171.0
23.8	0.911	0.148	20%	80%	0.136	-0.8666	-0.8666	149.2
24.2	0.909	0.155	21%	79%	0.119	-0.9260	-0.9260	130.5
24.7	0.906	0.163	22%	78%	0.104	-0.9843	-0.9843	114.4
25.1	0.903	0.170	23%	77%	0.091	-1.0414	-1.0414	100.6
25.6	0.9009	0.177	24%	76%	0.080	-1.0974	-1.0974	88.7
26.0	0.8983	0.185	25%	75%	0.070	-1.1524	-1.1524	78.4
26.5	0.8957	0.192	26%	74%	0.062	-1.2063	-1.2063	69.4
26.9	0.8931	0.200	27%	73%	0.055	-1.2593	-1.2593	61.6
27.4	0.8906	0.207	28%	72%	0.049	-1.3113	-1.3113	54.8
27.8	0.8881	0.214	29%	71%	0.043	-1.3624	-1.3624	48.9
28.3	0.8855	0.222	30%	70%	0.039	-1.4125	-1.4125	43.7



Gráfica Viscosidad vs % Nafta en la Mezcla

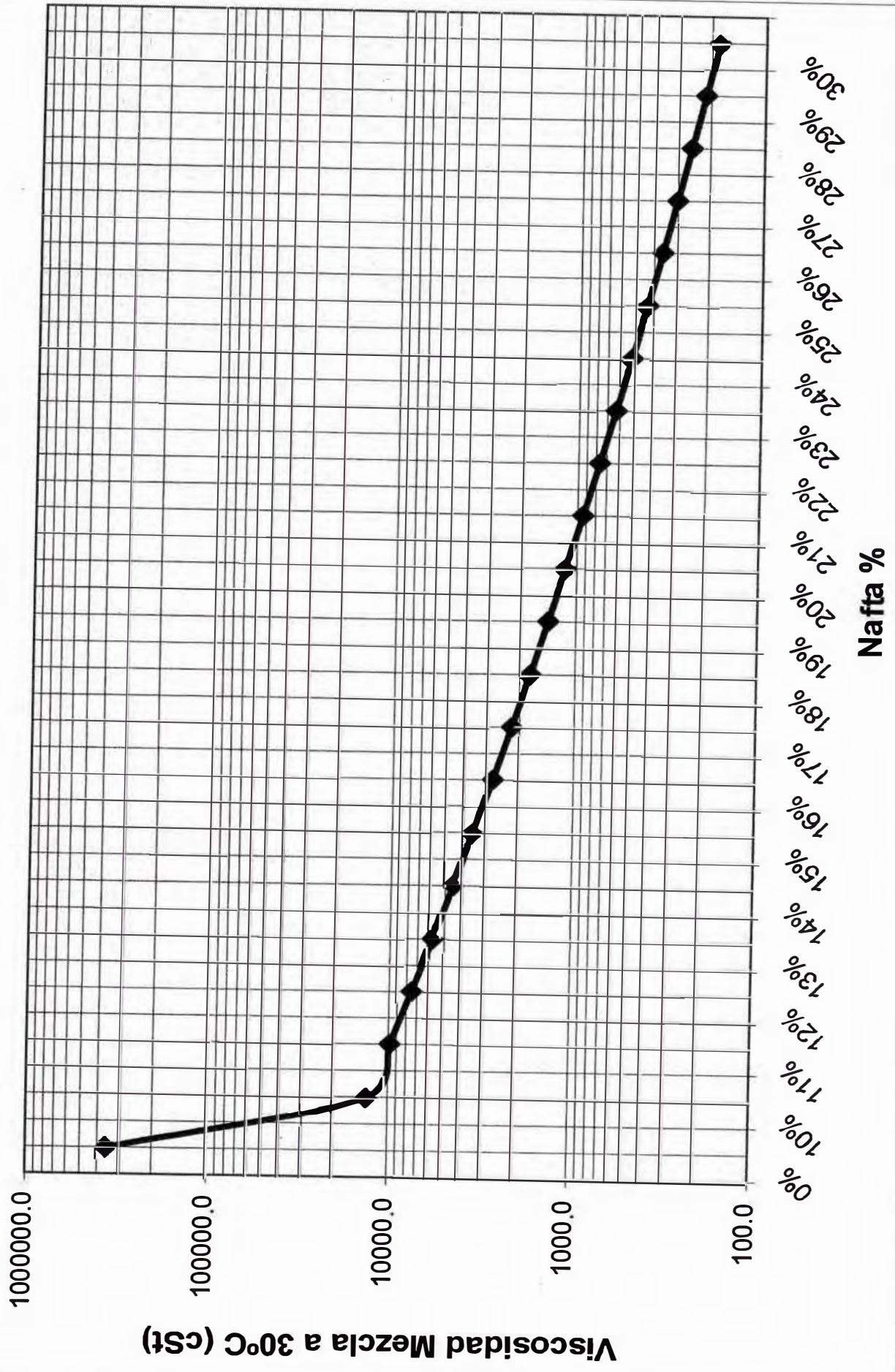


**ESTIMACIÓN DEL PORCENTAJE DE NAFTA PARA EL CRUDO CHONTA**

	°API 60 F	Temperatura (°C)	Densidad (gr/cm3)	Viscosidad (cSt)	Viscosidad (cm2/s) Cinématica	Viscosidad (Pa.s) Dinámica	Alfa $\alpha$
Oil	10.7	30	0.995	351398	3514	349.67	0.364
Solvent	60	30	0.739	0.371	0.00371	0.00027	0.357

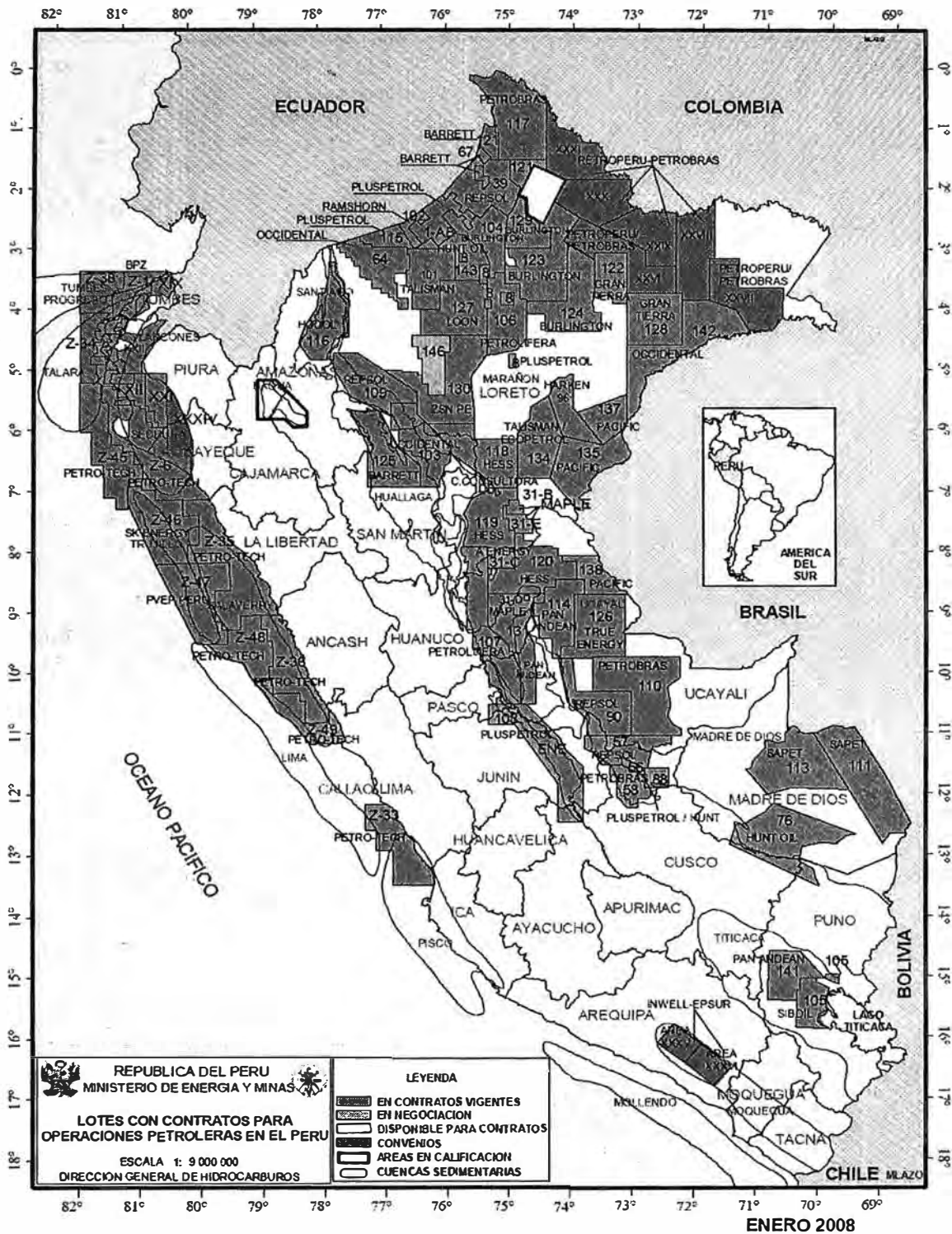
API Mix	Gesp. Mix	%w/w Naphtha	%v/v Naphtha	%v/v Crudo pesado	Viscosidad Dinámica (Pa.s)	Viscosidad Dinámica (Pa.s)	Alfa $\alpha$	Viscosidad cinemática (cSt)
10.7	0.995	0%	0%	100%	349.67	2.5437	2.5437	351397.9
15.6	0.962	7%	10%	90%	12.404	1.0936	1.0936	12898.0
16.1	0.959	8%	11%	89%	9.388	0.9726	0.9726	9794.2
16.6	0.955	9%	12%	88%	7.164	0.8552	0.8552	7498.9
17.1	0.952	10%	13%	87%	5.510	0.7412	0.7412	5787.0
17.6	0.949	10%	14%	86%	4.270	0.6305	0.6305	4499.7
18.1	0.946	11%	15%	85%	3.333	0.5229	0.5229	3524.2
18.6	0.943	12%	16%	84%	2.620	0.4183	0.4183	2779.3
19.1	0.940	13%	17%	83%	2.073	0.3167	0.3167	2206.5
19.6	0.937	13%	18%	82%	1.651	0.2178	0.2178	1762.9
20.1	0.934	14%	19%	81%	1.323	0.1215	0.1215	1417.1
20.6	0.931	15%	20%	80%	1.066	0.0279	0.0279	1145.8
21.1	0.928	16%	21%	79%	0.864	-0.0634	-0.0634	931.7
21.5	0.925	16%	22%	78%	0.704	-0.1523	-0.1523	761.7
22.0	0.922	17%	23%	77%	0.577	-0.2389	-0.2389	626.0
22.5	0.9186	18%	24%	76%	0.475	-0.3233	-0.3233	517.0
23.0	0.9157	18%	25%	75%	0.393	-0.4057	-0.4057	429.1
23.5	0.9128	19%	26%	74%	0.327	-0.4860	-0.4860	357.8
24.0	0.9099	20%	27%	73%	0.273	-0.5644	-0.5644	299.7
24.5	0.9070	21%	28%	72%	0.229	-0.6408	-0.6408	252.1
25.0	0.9042	21%	29%	71%	0.193	-0.7155	-0.7155	212.9
25.5	0.9013	22%	30%	70%	0.163	-0.7885	-0.7885	180.6

Grafica Viscosidad vs % de Nafta en la mezcla



## **ANEXO 4**

### **OPCIONES DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO HACIA EL TERMINAL BAYOVAR (Capítulo VII)**





## **ANEXO 5**

**EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SELECCIÓN DE UNA DE LAS OPCIONES DE TRANSPORTE (Capítulo VIII)**

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PRIMERA ETAPA**  
**EMPRESA DE TRANSPORTE (PETROPERU)**  
**CASO NAFTA LOW PRICE**



**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

**BASES DE EVALUACIÓN PRIMERA ETAPA**

**BASES DE EVALUACION**

**COSTOS**

**Costo Operación OLE Existente**

Costo fijo 72.76 MUS\$ Por Día  
 Costo operación variable 1.04 US\$/BI

US\$/BI

Costo de almacenamiento y despacho en Bayóvar 0.32  
 Tarifa actual promedio OLE 3.21

**MEZCLA CRUDO + DILUYENTE**

0.10 Diluyente  
0.90 Crudo  
 1.00

Rubros	Costo Fijo - MUS\$	Costo Fijo - US\$
	Existente (Anual)	Existente (Diario)
Mano de obra	12,520	34,301
Mantenimiento	975	2,671
Materiales	208	570
Seguridad	768	2,104
Otros servicios contratados	8,472	23,211
Otros costos fijos	781	2,140
Seguros	2,698	7,392
Tributos	134	367
<b>Total</b>	<b>26,556</b>	<b>72,756</b>

Ref. año 2006

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

**INVERSIONES POR RUTA PRIMERA ETAPA**

	Perenco (MBDC)	Pluspetrol (MBDC)	
CRUDO	30.00	20.00	Cubierto por producción de refinería Talara
DILUYENTE	3.33	2.22	

	FLETES US\$/BL	DILUYENTE MUS\$/DC	DILUYENTE MUS\$/DC	DILUYENTE MUS\$/DC	DILUYENTE MMUS\$/DC	DILUYENTE MMUS\$
RUTA 1	20.84	69	46	116	0.116	42.26
RUTA 2	23.42	78	52	130	0.130	47.49
RUTA 3	20.67	69	46	115	0.115	41.91
RUTA 4	21.67	72	48	120	0.120	43.94

**INVERSIONES**

ITEM	MMUS\$ ORIGINAL
Adecuación oleoducto ramal norte	14.00
Costo del Transporte de Diluyente hasta Andoas (Ruta 3)	41.91
<b>Total Inversión</b>	<b>55.91</b>

**PRODUCCION PRIMERA ETAPA**

**PRODUCCION (MMB)**

	2011					2012									
	31 OCT	30 NOV	31 DIC	31 ENE	28 FEB	31 MAR	30 ABR	31 MAY	30 JUN	31 JUL	31 AGO	30 SET	31 OCT	30 NOV	31 DIC
<i>Perenco</i>	0.93	0.90	0.93	0.93	0.84	0.93	0.90	0.93	0.90	0.93	0.93	0.90	0.93	0.90	0.93
<i>Pluspetrol</i>	0.62	0.60	0.62	0.62	0.56	0.62	0.60	0.62	0.60	0.62	0.62	0.60	0.62	0.60	0.62
<i>Crudo Loreto</i>	0.90	0.87	0.90	0.81	0.73	0.81	0.78	0.81	0.78	0.81	0.81	0.78	0.81	0.78	0.81
<i>Crudo Mayna</i>	0.51	0.49	0.51	0.44	0.40	0.44	0.43	0.44	0.43	0.44	0.44	0.43	0.44	0.43	0.44
<i>Total Crudo Pesado</i>	1.55	1.50	1.55	1.55	1.40	1.55	1.50	1.55	1.50	1.55	1.55	1.50	1.55	1.50	1.55
<i>Total MMB</i>	2.96	2.86	2.96	2.80	2.53	2.80	2.71	2.80	2.71	2.80	2.80	2.71	2.80	2.71	2.80

		Perenco (Lote 67)			
		MES	BOPD	API	SG
2011	OCT	30,000	14.13	0.972	
	NOV	30,000	14.13	0.972	
	DIC	30,000	14.13	0.972	
2012	ENE	30,000	14.83	0.967	
	FEB	30,000	14.71	0.968	
	MAR	30,000	14.50	0.969	
	ABR	30,000	14.43	0.970	
	MAY	30,000	14.48	0.969	
	JUN	30,000	14.48	0.969	
	JUL	30,000	14.49	0.969	
	AGO	30,000	14.50	0.969	
	SET	30,000	14.52	0.969	
	OCT	30,000	14.53	0.969	
	NOV	30,000	14.55	0.969	
	DIC	30,000	14.57	0.969	

		Pluspetrol Crudo Pesado (Lote 1AB)			
		MES	BOPD	API	SG
2011	OCT	20,000	18.00	0.946	
	NOV	20,000	18.00	0.946	
	DIC	20,000	18.00	0.946	
2012	ENE	20,000	18.00	0.946	
	FEB	20,000	18.00	0.946	
	MAR	20,000	18.00	0.946	
	ABR	20,000	18.00	0.946	
	MAY	20,000	18.00	0.946	
	JUN	20,000	18.00	0.946	
	JUL	20,000	18.00	0.946	
	AGO	20,000	18.00	0.946	
	SET	20,000	18.00	0.946	
	OCT	20,000	18.00	0.946	
	NOV	20,000	18.00	0.946	
	DIC	20,000	18.00	0.946	

		Pluspetrol Crudo Loreto (Lote 1AB)			
		MES	BOPD	API	SG
2011	OCT	29,000	14.13	0.972	
	NOV	29,000	14.13	0.972	
	DIC	29,000	14.13	0.972	
2012	ENE	26,000	14.83	0.967	
	FEB	26,000	14.71	0.968	
	MAR	26,000	14.50	0.969	
	ABR	26,000	14.43	0.970	
	MAY	26,000	14.48	0.969	
	JUN	26,000	14.48	0.969	
	JUL	26,000	14.49	0.969	
	AGO	26,000	14.50	0.969	
	SET	26,000	14.52	0.969	
	OCT	26,000	14.53	0.969	
	NOV	26,000	14.55	0.969	
	DIC	26,000	14.57	0.969	

		Pluspetrol Crudo Mayna (Lote 8)			
		MES	BOPD	API	SG
2011	OCT	16,334	14.13	0.972	
	NOV	16,334	14.13	0.972	
	DIC	16,334	14.13	0.972	
2012	ENE	14,287	14.83	0.967	
	FEB	14,287	14.71	0.968	
	MAR	14,287	14.50	0.969	
	ABR	14,287	14.43	0.970	
	MAY	14,287	14.48	0.969	
	JUN	14,287	14.48	0.969	
	JUL	14,287	14.49	0.969	
	AGO	14,287	14.50	0.969	
	SET	14,287	14.52	0.969	
	OCT	14,287	14.53	0.969	
	NOV	14,287	14.55	0.969	
	DIC	14,287	14.57	0.969	



**INGRESOS POR FLETES PRIMERA ETAPA**

**INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)**

Millones de Dólares

	US\$/B	2011					2012									
		31 OCT	30 NOV	31 DIC	31 ENE	28 FEB	31 MAR	30 ABR	31 MAY	30 JUN	31 JUL	31 AGO	30 SET	31 OCT	30 NOV	31 DIC
<b>Ingresos Proyecto</b>																
Producción crudo Pesado MMB		1.55	1.50	1.55	1.55	1.40	1.55	1.50	1.55	1.50	1.55	1.55	1.50	1.55	1.50	1.55
Diluyente MMB		0.17	0.17	0.17	0.17	0.16	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Precio Promedio de Nafta US\$/B		75.4	75.4	75.4	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5
<b>Caso 1</b>																
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	3.33	9.84	9.52	9.84	9.31	8.41	9.31	9.01	9.31	9.01	9.31	9.31	9.01	9.31	9.01	9.31
Flete Diluyente Ruta 3	20.67	3.56	3.45	3.56	3.56	3.22	3.56	3.45	3.56	3.45	3.56	3.56	3.45	3.56	3.45	3.56
Venta de Nafta Virgen		12.98	12.56	12.98	12.14	10.96	12.14	11.75	12.14	11.75	12.14	12.14	11.75	12.14	11.75	12.14
<b>Ingreso Total (Crudo y Diluyente)</b>		<b>26.38</b>	<b>25.53</b>	<b>26.38</b>	<b>25.01</b>	<b>22.59</b>	<b>25.01</b>	<b>24.21</b>	<b>25.01</b>	<b>24.21</b>	<b>25.01</b>	<b>25.01</b>	<b>24.21</b>	<b>25.01</b>	<b>24.21</b>	<b>25.01</b>

0.00

**2.54** 15%  
**2.80** 16%

**3.06** 17%  
**3.33** 18%

**3.60** 19% TIR

Millones de Dólares

	US\$/B	2011					2012									
		31 OCT	30 NOV	31 DIC	31 ENE	28 FEB	31 MAR	30 ABR	31 MAY	30 JUN	31 JUL	31 AGO	30 SET	31 OCT	30 NOV	31 DIC
<b>Ingresos Proyecto</b>																
Producción crudo Pesado MMB		1.55	1.50	1.55	1.55	1.40	1.55	1.50	1.55	1.50	1.55	1.55	1.50	1.55	1.50	1.55
Diluyente MMB		0.17	0.17	0.17	0.17	0.16	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Precio Promedio de Nafta US\$/B		75.4	75.4	75.4	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5
<b>Caso 2</b>																
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	3.91	11.54	11.17	11.54	10.93	9.87	10.93	10.58	10.93	10.58	10.93	10.93	10.58	10.93	10.58	10.93
Flete Diluyente Ruta 3	20.67	3.56	3.45	3.56	3.56	3.22	3.56	3.45	3.56	3.45	3.56	3.56	3.45	3.56	3.45	3.56
Venta de Nafta Virgen		12.98	12.56	12.98	12.14	10.96	12.14	11.75	12.14	11.75	12.14	12.14	11.75	12.14	11.75	12.14
<b>Ingreso Total (Crudo y Diluyente)</b>		<b>28.08</b>	<b>27.18</b>	<b>28.08</b>	<b>26.63</b>	<b>24.05</b>	<b>26.63</b>	<b>25.77</b>	<b>26.63</b>	<b>25.77</b>	<b>26.63</b>	<b>26.63</b>	<b>25.77</b>	<b>26.63</b>	<b>25.77</b>	<b>26.63</b>

EVALUACION ECONOMICA PRIMERA ETAPA

INVERSION

55.9

MMUS\$

Millones de Dólares año 2009

	2011					2012							
	ENE-SET	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
	0	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Producción MBDC</b>		90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3
<b>Diluyente MBDC</b>		5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
<b>INVERSION</b>													
<b>Inversión</b>	55.9												
<b>Total Inversión</b>	<b>55.9</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>INGRESOS</b>													
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar		9.3	8.4	9.3	9.0	9.3	9.0	9.3	9.3	9.0	9.3	9.0	9.3
Flete Diluyente Ruta 3		3.6	3.2	3.6	3.4	3.6	3.4	3.6	3.6	3.4	3.6	3.4	3.6
Venta de Nafta Virgen		12.1	11.0	12.1	11.7	12.1	11.7	12.1	12.1	11.7	12.1	11.7	12.1
<b>Total Ingresos</b>		<b>25.0</b>	<b>22.6</b>	<b>25.0</b>	<b>24.2</b>	<b>25.0</b>	<b>24.2</b>	<b>25.0</b>	<b>25.0</b>	<b>24.2</b>	<b>25.0</b>	<b>24.2</b>	<b>25.0</b>
<b>EGRESOS</b>													
Costos Operativos Oleoducto		5.2	4.7	5.2	5.0	5.2	5.0	5.2	5.2	5.0	5.2	5.0	5.2
Costo de almacenamiento y despacho en Bayóvar		0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
<b>Total Egresos</b>		<b>6.1</b>	<b>5.5</b>	<b>6.1</b>	<b>5.9</b>	<b>6.1</b>	<b>5.9</b>	<b>6.1</b>	<b>6.1</b>	<b>5.9</b>	<b>6.1</b>	<b>5.9</b>	<b>6.1</b>
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>		<b>19.0</b>	<b>17.1</b>	<b>19.0</b>	<b>18.3</b>	<b>19.0</b>	<b>18.3</b>	<b>19.0</b>	<b>19.0</b>	<b>18.3</b>	<b>19.0</b>	<b>18.3</b>	<b>19.0</b>
Participación utilidades de trabajadores		1.9	1.7	1.9	1.8	1.9	1.8	1.9	1.9	1.8	1.9	1.8	1.9
Utilidad antes de impuestos		17.1	15.4	17.1	16.5	17.1	16.5	17.1	17.1	16.5	17.1	16.5	17.1
Impuesto a la Renta		5.1	4.6	5.1	5.0	5.1	5.0	5.1	5.1	5.0	5.1	5.0	5.1
<b>Utilidad Neta</b>		<b>11.9</b>	<b>10.8</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	<b>(55.9)</b>	<b>11.9</b>	<b>10.8</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>
FNF actualizado	(55.9)	10.1	7.7	7.3	6.0	5.2	4.3	3.7	3.2	2.6	2.3	1.9	1.6
FNF acumulado	(55.9)	(45.8)	(38.1)	(30.8)	(24.8)	(19.6)	(15.3)	(11.6)	(8.4)	(5.8)	(3.5)	(1.6)	(0.0)
<b>FLETE</b>		<b>3.33 US\$/BI</b>											
<b>VALOR ACTUAL NETO - 0</b>	18%	<b>(0.0) MMUS\$</b>											
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>		<b>18%</b>											
<b>PERIODO DE RECÚPERO</b>		<b>12.0 MESES</b>											

EVALUACION ECONOMICA PRIMERA ETAPA

INVERSION

55.9

MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2011				2012								
	ENE-SET 0	31 ENE 1	28 FEB 2	31 MAR 3	30 ABR 4	31 MAY 5	30 JUN 6	31 JUL 7	31 AGO 8	30 SET 9	31 OCT 10	30 NOV 11	31 DIC 12
Producción MBDC		90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3	90.3
Diluyente MBDC		5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
<b>INVERSION</b>													
Inversión	55.9												
<b>Total Inversión</b>	<b>55.9</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>INGRESOS</b>													
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar		9.3	8.4	9.3	9.0	9.3	9.0	9.3	9.3	9.0	9.3	9.0	9.3
Flete Diluyente Ruta 3		3.6	3.2	3.6	3.4	3.6	3.4	3.6	3.6	3.4	3.6	3.4	3.6
Venta de Nafta Virgen		12.1	11.0	12.1	11.7	12.1	11.7	12.1	12.1	11.7	12.1	11.7	12.1
<b>Total Ingresos</b>		<b>25.0</b>	<b>22.6</b>	<b>25.0</b>	<b>24.2</b>	<b>25.0</b>	<b>24.2</b>	<b>25.0</b>	<b>25.0</b>	<b>24.2</b>	<b>25.0</b>	<b>24.2</b>	<b>25.0</b>
<b>EGRESOS</b>													
Costos Operativos Oleoducto		5.2	4.7	5.2	5.0	5.2	5.0	5.2	5.2	5.0	5.2	5.0	5.2
Costo de almacenamiento y despacho en Bayóvar		0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
<b>Total Egresos</b>		<b>6.1</b>	<b>5.5</b>	<b>6.1</b>	<b>5.9</b>	<b>6.1</b>	<b>5.9</b>	<b>6.1</b>	<b>6.1</b>	<b>5.9</b>	<b>6.1</b>	<b>5.9</b>	<b>6.1</b>
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>		<b>19.0</b>	<b>17.1</b>	<b>19.0</b>	<b>18.3</b>	<b>19.0</b>	<b>18.3</b>	<b>19.0</b>	<b>19.0</b>	<b>18.3</b>	<b>19.0</b>	<b>18.3</b>	<b>19.0</b>
Participación utilidades de trabajadores		1.9	1.7	1.9	1.8	1.9	1.8	1.9	1.9	1.8	1.9	1.8	1.9
Utilidad antes de impuestos		17.1	15.4	17.1	16.5	17.1	16.5	17.1	17.1	16.5	17.1	16.5	17.1
Impuesto a la Renta		5.1	4.6	5.1	5.0	5.1	5.0	5.1	5.1	5.0	5.1	5.0	5.1
<b>Utilidad Neta</b>		<b>11.9</b>	<b>10.8</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	<b>(55.9)</b>	<b>11.9</b>	<b>10.8</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>	<b>11.6</b>	<b>11.9</b>
FNF actualizado	(55.9)	11.1	9.2	9.5	8.5	8.1	7.3	7.0	6.5	5.8	5.5	5.0	4.7
FNF acumulado	(55.9)	(44.9)	(35.6)	(26.1)	(17.6)	(9.5)	(2.2)	4.7	11.2	17.0	22.5	27.4	32.2

<b>FLETE</b>	<b>3.33 US\$/BI</b>
<b>VALOR ACTUAL NETO - 0</b>	<b>8% 32.2 MMUS\$</b>
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>	<b>18%</b>
<b>PERIODO DE RECUPERO</b>	<b>6.3 MESES</b>





**EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA**  
**EMPRESA DE TRANSPORTE (PETROPERU)**  
**ESCENARIO 1 CASO 1**

**FACILIDADES REQUERIDAS EN ESTACION BAYOVAR**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>A</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>				
	<b>Estaciones de Bombeo</b>				
1	Facilidades básicas	Global	1.00	1,000,000.00	1,000,000.00
2	Equipos de bombeo	HP	1,448.00	1,392.37	2,016,151.76
3	Manifold y tuberías internas de menor diámetro	C/U	2.00	450,000.00	900,000.00
4	Capacidad de tanques para diluyente (5 tanques de 80 MB)	Bls	400,000.00	15.00	6,000,000.00
5	Capacidad de tanques para mezcla (5 tanques de 200 MB)	Bls	1,000,000.00	15.00	15,000,000.00
6	Trampas de Scraper para ducto de diluyente	C/U	1.00	120,000.00	120,000.00
7	Equipo adicional de generación	KW	590.00	335.54	197,968.60
8	Sistemas de medición de tanques (Medidores tipo radar, tableros, etc)	C/U	7.00	60,000.00	420,000.00
9	Unidad de medición de transferencia y custodia para crudo pesado	EA	1.00	500,000.00	500,000.00
10	Equipo e instalación de válvulas	EA	17.00	73,125.00	1,243,125.00
11	Sistema de desembarque de diluyente (Incluye brazo de carga, bombas, tuberías y accesorios)	Global	1.00	1,500,000.00	1,500,000.00
12	Actualización de sistemas de control	C/U	1.00	350,000.00	350,000.00
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>29,247,245.36</b>
<b>B</b>	<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>				
1	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	2,924,724.54	2,924,724.54
2	Ingeniería básica, detalle y supervisión (5% costos directos)	Global	1.00	1,462,362.27	1,462,362.27
3	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	292,472.45	292,472.45
4	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	877,417.36	877,417.36
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>5,556,976.62</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSION REQUERIDA</b>					<b>34,804,221.98</b>

**FACILIDADES REQUERIDAS EN ESTACION OLMOS**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>A</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>				
	<b>Estaciones de Bombeo</b>				
1	Facilidades básicas	Global	1.00	1,000,000.00	1,000,000.00
2	Equipos de bombeo	HP	7,325.42	1,613.71	11,821,103.51
3	Manifold y tuberías internas de menor diámetro	C/U	1.00	450,000.00	450,000.00
4	Capacidad de tanques de alivio (1 tanque de 2 MB)	Bls	2,000.00	15.00	30,000.00
5	Trampas de Scraper	C/U	2.00	120,000.00	240,000.00
6	Equipos de generación	KW	1,180.00	455.83	537,879.40
7	Sistemas de medición de tanques (Medidores tipo radar, tableros, etc)	C/U	1.00	60,000.00	60,000.00
8	Sistemas de alivio	C/U	1.00	300,000.00	300,000.00
9	Equipo e instalación de válvulas	EA	8.00	73,125.00	585,000.00
10	Sistemas de control nuevo	C/U	1.00	630,000.00	630,000.00
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>15,653,982.91</b>
<b>B</b>	<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>				
1	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	1,565,398.29	1,565,398.29
2	Ingeniería básica, detalle y supervisión (5% costos directos)	Global	1.00	782,699.15	782,699.15
3	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	156,539.83	156,539.83
4	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	469,619.49	469,619.49
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>2,974,256.75</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSION REQUERIDA</b>					<b>18,628,239.66</b>

**FACILIDADES REQUERIDAS EN ESTACION 7**

<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Unidad</b>	<b>Metrado</b>	<b>Costo Unitario (US\$)</b>	<b>Costo Total (US\$)</b>
<b>A</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>				
	<b>Estaciones de Bombeo</b>				
1	Trampas de Scraper	C/U	2.00	120,000.00	240,000.00
2	Equipo e instalación de válvulas	EA	6.00	73,125.00	438,750.00
3	Actualización de sistemas de control	C/U	1.00	40,000.00	40,000.00
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>718,750.00</b>
<b>B</b>	<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>				
1	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	71,875.00	71,875.00
2	Ingeniería básica, detalle y supervisión (5% costos directos)	Global	1.00	35,937.50	35,937.50
3	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	7,187.50	7,187.50
4	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	21,562.50	21,562.50
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>136,562.50</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSION REQUERIDA</b>					<b>855,312.50</b>

**FACILIDADES REQUERIDAS EN ESTACION 5**

<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Unidad</b>	<b>Metrado</b>	<b>Costo Unitario (US\$)</b>	<b>Costo Total (US\$)</b>
<b>A</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>				
	<b>Estaciones de Bombeo</b>				
1	Facilidades básicas	Global	1.00	1,000,000.00	1,000,000.00
2	Manifold y tuberías internas de menor diámetro	C/U	1.00	450,000.00	450,000.00
4	Capacidad de tanques para mezcla (4 tanques de 200 MB)	Bls	800,000.00	25.00	20,000,000.00
5	Trampas de Scraper	C/U	3.00	120,000.00	360,000.00
6	Equipos de generación	KW	590.00	335.54	197,968.60
7	Sistemas de medición de tanques (Medidores tipo radar, tableros, etc)	C/U	4.00	60,000.00	240,000.00
8	Sistemas de alivio	C/U	1.00	300,000.00	300,000.00
9	Capacidad de tanques de alivio	Bls	20,000.00	25.00	500,000.00
10	Equipo e instalación de válvulas	EA	11.00	73,125.00	804,375.00
12	Actualización de sistemas de control	C/U	1.00	350,000.00	350,000.00
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>24,202,343.60</b>
<b>B</b>	<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>				
1	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	2,420,234.36	2,420,234.36
2	Ingeniería básica, detalle y supervisión (5% costos directos)	Global	1.00	1,210,117.18	1,210,117.18
3	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	242,023.44	242,023.44
4	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	726,070.31	726,070.31
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>4,598,445.28</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSION REQUERIDA</b>					<b>28,800,788.88</b>

**FACILIDADES REQUERIDAS EN ESTACION MORONA**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Con Morona	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>A</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>				
	<b>Estaciones de Bombeo</b>				
1	Facilidades básicas	Global	1.00	1,000,000.00	1,000,000.00
2	Equipos de bombeo	HP	6,572.12	1,597.85	10,501,261.94
3	Manifold y tuberías internas de menor diámetro	C/U	1.00	450,000.00	450,000.00
4	Tanque de alivio (1 tanque de 20 MB)	Bls	20,000.00	25.00	500,000.00
5	Trampas de Scraper para ducto de 30"	C/U	2.00	120,000.00	240,000.00
6	Equipos de generación	KW	590.00	335.54	197,968.60
7	Sistemas de medición de tanques (Medidores tipo radar, tableros, etc)	C/U	1.00	60,000.00	60,000.00
8	Sistemas de alivio	C/U	1.00	300,000.00	300,000.00
9	Suministro e instalación de válvulas	EA	5.00	73,125.00	365,625.00
10	Actualización de sistemas de control	C/U	1.00	350,000.00	350,000.00
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>13,964,855.54</b>
<b>B</b>	<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>				
1	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	1,396,485.55	1,396,485.55
2	Ingeniería básica, detalle y supervisión (5% costos directos)	Global	1.00	698,242.78	698,242.78
3	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	139,648.56	139,648.56
4	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	418,945.67	418,945.67
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>2,653,322.55</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSION REQUERIDA</b>					<b>16,618,178.09</b>

**FACILIDADES REQUERIDAS EN ESTACION ANDOAS**

<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Unidad</b>	<b>Metrado</b>	<b>Costo Unitario (US\$)</b>	<b>Costo Total (US\$)</b>
<b>A</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>				
	<b>Estaciones de Bombeo</b>				
1	Facilidades básicas	Global	1.00	1,000,000.00	1,000,000.00
2	Equipos de bombeo	HP	8,241.23	1,631.10	13,442,270.25
3	Manifold y tuberías internas de menor diámetro	C/U	2.00	450,000.00	900,000.00
4	Capacidad de tanques para mezcla (4 tanques de 140 MB)	Bls	560,000.00	25.00	14,000,000.00
5	Capacidad de tanques para diluyente (4 tanques de 80 MB)	Bls	320,000.00	25.00	8,000,000.00
6	Capacidad de tanques de alivio (1 tanque de 2 MB)	Bls	2,000.00	25.00	50,000.00
7	Trampas de Scraper	C/U	1.00	120,000.00	120,000.00
8	Equipos de generación	KW	590.00	335.54	197,968.60
9	Sistemas de medición de tanques (Medidores tipo radar, tableros, etc)	C/U	7.00	60,000.00	420,000.00
10	Sistemas de alivio	C/U	1.00	300,000.00	300,000.00
11	Unidad de medición de transferencia y custodia para diluyente	EA	1.00	500,000.00	500,000.00
12	Suministro e instalación de válvulas	EA	21.00	73,125.00	1,535,625.00
13	Actualización de sistemas de control	C/U	1.00	350,000.00	350,000.00
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>40,815,863.85</b>
<b>B</b>	<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>				
1	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	4,081,586.39	4,081,586.39
2	Ingeniería básica, detalle y supervisión (5% costos directos)	Global	1.00	2,040,793.19	2,040,793.19
3	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	408,158.64	408,158.64
4	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	1,224,475.92	1,224,475.92
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>7,755,014.13</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSION REQUERIDA</b>					<b>48,570,877.99</b>

**COSTO DUCTO DE 18" PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO DE BAYOVAR A TALARA**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>COSTOS DIRECTOS</b>					
A	<b>Servicios de Ingeniería</b>				
	Prefactibilidad (0.5% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	198,628.84	198,628.84
	Diseño Básico y Definitivo (3.0% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	1,191,773.06	1,191,773.06
				<b>SUB TOTAL</b>	<b>1,390,401.91</b>
II	<b>Derecho de Vía</b>				
	Desbroce de derecho de vía (49% de la Longitud Total de Tub.)	Km	85.75	1,394.00	119,535.50
	Restauración (57% de la Longitud Total del Tub.)	Km	99.75	50,000.00	4,987,500.00
				<b>SUB TOTAL</b>	<b>5,107,035.50</b>
III	<b>Obras Preliminares</b>				
	Campamentos (01 por cada 40 Km de construcción)	EA	4.00	500,000.00	2,000,000.00
	Habilitación y rehabilitación actual DV. (inc. Accesos)	Km	175.00	15,000.00	2,625,000.00
	Partida de tránsito (Maquinaria de Mantenimiento para DV en construcción)	Km	175.00	5,000.00	875,000.00
	Saneamiento de propiedades particulares	Global	1.00	1,500,000.00	1,500,000.00
	Movilización y desmovilización (depende del peso de la tubería)	Global	1.00	11,101,270.15	11,101,270.15
				<b>SUB TOTAL</b>	<b>18,101,270.15</b>
IV	<b>Tubería y materiales</b>				
	Suministro de tubería (SMLS) con recubrimiento FBE (pulg) Espesor t = 0.25	Km	175.00	225,904.39	39,533,268.74
	Protección Catódica (Suministro e instalación)	Global	175.00	1,100.00	192,500.00
				<b>SUB TOTAL</b>	<b>39,725,768.74</b>
V	<b>Instalación de tubería</b>				
	Construcción/Montaje (Inic. Supervisión e instalación)				
	Distribución de tubería (desfile)	Km	175.00	11,500.00	2,012,500.00
	Habilitación de curvas en frío (10% del costo de soldeo, soldadura y radiografiado)	Global	1.00	173,818.48	173,818.48
	Soldado	EA	21,420.00	32.56	697,435.20
	Soldadura	Kg	341,848.01	2.00	683,696.02
	Habilitación de canteras - material seleccionado	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Construcción de botaderos	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Powercrete (secos)	EA	7,497.00	101.57	761,470.29
	Mantas termocontraíbles Raychem (sumergidas)	EA	13,923.00	150.00	2,088,450.00
	Inspección y radiografiado (10% de la juntas)	EA	2,100.00	170.00	357,000.00
	Prueba hidrostática	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Sistemas de protección y drenaje	Global	1.00	1,575,000.00	1,575,000.00
				<b>SUB TOTAL</b>	<b>9,294,369.99</b>
VI	<b>Comunicaciones</b>				
	Tendido de fibra óptica Sistema SCADA	Km	175.00	6,000.00	1,050,000.00
	Sala de control	Global	1.00	100,000.00	100,000.00
				<b>SUB TOTAL</b>	<b>1,150,000.00</b>
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>74,768,846.28</b>
VII	<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>				
	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	7,476,884.63	7,476,884.63
	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	747,688.46	747,688.46
	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	2,243,065.39	2,243,065.39
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>10,467,638.48</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSIÓN REQUERIDA</b>					<b>85,236,484.76</b>



**COSTO DUCTO DE 12" PARA EL TRANSPORTE DE NAFTA (BAYOVAR - EST.5)**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>COSTOS DIRECTOS</b>					
<b>Servicios de Ingeniería</b>					
	Prefactibilidad (0.5% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	425,734.48	425,734.48
	Diseño Básico y Definitivo (3.0% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	2,554,406.89	2,554,406.89
<b>SUB TOTAL</b>					<b>2,980,141.37</b>
<b>Derecho de Vía</b>					
	Desbroce de derecho de vía (49% de la Longitud Total de Tub.)	Km	269.21	1,394.00	375,273.16
	Restauración (57% de la Longitud Total del Tub.)	Km	313.16	50,000.00	15,657,900.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>16,033,173.16</b>
<b>Obras Preliminares</b>					
	Campamentos (01 por cada 40 Km de construcción)	EA	14.00	500,000.00	7,000,000.00
	Habilitación y rehabilitación actual DV. (inc. Accesos)	Km	549.40	15,000.00	8,241,000.00
	Partida de tránsito (Maquinaria de Mantenimiento para DV en construcción)	Km	549.40	5,000.00	2,747,000.00
	Replanteo de derecho de vía y Tubería Tramo II	Km	549.40	300.00	164,820.00
	Saneamiento de propiedades particulares	Global	1.00	1,500,000.00	1,500,000.00
	Corte de taludes para ampliar derecho de vía	Km	13.00	130,000.00	1,690,000.00
	Movilización y desmovilización (depende del peso de la tubería)	Global	1.00	11,101,270.15	11,101,270.15
<b>SUB TOTAL</b>					<b>32,444,090.15</b>
<b>Tubería y materiales</b>					
	Suministro de tubería (SMLS) con recubrimiento FBE (pulg) Espesor t = 0.25	Km	549.40	205,904.39	113,123,873.40
	Suministro e instalación de válvulas en cruces de ríos (02 válvulas por cada cruce + 01 en línea para futura estación)	EA	19.00	210,937.50	4,007,812.50
	Protección Catódica (Suministro e instalación)	Global	549.40	1,100.00	604,340.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>117,736,025.90</b>
<b>Instalación de tubería</b>					
	Construcción/Montaje (Inic. Supervisión e instalación)				
	Distribución de tubería (desfile)	Km	549.40	11,500.00	6,318,100.00
	Excavación de zanja	Km	549.40	125,000.04	68,675,021.96
	Habilitación de curvas en frío (10% del costo de soldeo, soldadura y radiografiado)	Global	1.00	285,360.03	285,360.03
	Soldadura	EA	21,420.00	32.56	697,435.20
	Soldadura	Kg	341,848.01	2.00	683,696.02
	Habilitación de canteras - material seleccionado	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Construcción de botaderos	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Powercrete (secos)	EA	7,497.00	101.57	761,470.29
	Mantas termocontraíbles Raychem (sumergidas)	EA	13,923.00	150.00	2,088,450.00
	Tapado de tubería con material seleccionado	Km	549.40	16,500.00	9,065,100.00
	Tapado con material de sitio	Km	549.40	33,000.00	18,130,200.00
	Inspección y radiografiado (10% de la juntas)	EA	2,100.00	170.00	357,000.00
	Prueba hidrostática	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Sistemas de protección y drenaje	Global	1.00	1,575,000.00	1,575,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>109,581,833.52</b>
<b>Comunicaciones</b>					
	Tendido de fibra óptica Sistema SCADA	Km	549.40	6,000.00	3,296,400.00
	Sala de control	Global	1.00	100,000.00	100,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>3,396,400.00</b>
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>282,171,664.10</b>
<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>					
	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	28,217,166.41	28,217,166.41
	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	2,821,716.64	2,821,716.64
	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	8,465,149.92	8,465,149.92
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>39,504,032.97</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSIÓN REQUERIDA</b>					<b>321,675,697.07</b>

**COSTO DUCTO DE 24" PARA EL TRANSPORTE DE MEZCLA CRUDO - DILUYENTE (ANDOAS - EST.5)**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>COSTOS DIRECTOS</b>					
<b>Servicios de Ingeniería</b>					
	Prefactibilidad (0.5% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	425,734.48	425,734.48
	Diseño Básico y Definitivo (3.0% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	2,554,406.89	2,554,406.89
<b>SUB TOTAL</b>					<b>2,980,141.37</b>
<b>Derecho de Vía</b>					
	Desbroce de derecho de vía (49% de la Longitud Total de Tub.)	Km	123.48	1,394.00	172,131.12
	Restauración (57% de la Longitud Total del Tub.)	Km	143.64	50,000.00	7,182,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>7,354,131.12</b>
<b>Obras Preliminares</b>					
	Campamentos (01 por cada 40 Km de construcción)	EA	6.00	500,000.00	3,000,000.00
	Habilitación y rehabilitación actual DV. (inc. Accesos)	Km	252.00	15,000.00	3,780,000.00
	Partida de tránsito (Maquinaria de Mantenimiento para DV en construcción)	Km	252.00	5,000.00	1,260,000.00
	Replanteo de derecho de vía y Tubería Tramo II	Km	252.00	300.00	75,600.00
	Saneamiento de propiedades particulares	Global	1.00	1,500,000.00	1,500,000.00
	Corte de taludes para ampliar derecho de vía	Km	13.00	130,000.00	1,690,000.00
	Movilización y desmovilización (depende del peso de la tubería)	Global	1.00	11,101,270.15	11,101,270.15
<b>SUB TOTAL</b>					<b>22,406,870.15</b>
<b>Tubería y materiales</b>					
	Suministro de tubería (SMLS) con recubrimiento FBE (pulg) Espesor t = 0.281	Km	14.10	341,128.15	4,809,906.92
	Espesor t = 0.25	Km	237.90	303,494.79	72,201,410.54
	Suministro e instalación de válvulas en cruces de ríos (02 válvulas por cada cruce + 01 en línea para futura estación)	EA	19.00	210,937.50	4,007,812.50
	Protección Catódica (Suministro e instalación)	Global	252.00	1,100.00	277,200.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>81,296,329.96</b>
<b>Instalación de tubería</b>					
	Construcción/Montaje (Inic. Supervisión e instalación)				
	Distribución de tubería (desfile)	Km	252.00	11,500.00	2,898,000.00
	Excavación de zanja	Km	252.00	312,500.10	78,750,025.20
	Habilitación de curvas en frío (10% del costo de soldeo, soldadura y radiografiado)	Global	1.00	173,818.48	173,818.48
	Soldadura	EA	21,420.00	32.56	697,435.20
	Soldadura	Kg	341,848.01	2.00	683,696.02
	Habilitación de canteras - material seleccionado	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Construcción de botaderos	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Powercrete (secos)	EA	7,497.00	101.57	761,470.29
	Mantas termocontraíbles Raychem (sumergidas)	EA	13,923.00	150.00	2,088,450.00
	Tapado de tubería con material seleccionado	Km	252.00	16,500.00	4,158,000.00
	Tapado con material de sitio	Km	252.00	33,000.00	8,316,000.00
	Inspección y radiografiado (10% de la juntas)	EA	2,100.00	170.00	357,000.00
	Prueba hidrostática	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Sistemas de protección y drenaje	Global	1.00	1,575,000.00	1,575,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>101,403,895.19</b>
<b>Comunicaciones</b>					
	Tendido de fibra óptica Sistema SCADA	Km	252.00	6,000.00	1,512,000.00
	Sala de control	Global	1.00	100,000.00	100,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>1,612,000.00</b>
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>217,053,367.79</b>
<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>					
	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	21,705,336.78	21,705,336.78
	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	2,170,533.68	2,170,533.68
	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	6,511,601.03	6,511,601.03
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>30,387,471.49</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSIÓN REQUERIDA</b>					<b>247,440,839.28</b>

## INVERSIÓN EN PLANTA DE SEPARACIÓN DE DILUYENTE

### 1. Índice de Turner

Año	Índice	Índice a 2007
1992	3.0	1.73
1993	3.0	1.68
1994	3.0	1.63
1995	3.8	1.59
1996	2.6	1.53
1997	4.0	1.49
1998	4.6	1.43
1999	3.8	1.37
2000	4.4	1.32
2001	3.0	1.26
2002	1.0	1.23
2003	0.3	1.21
2004	5.4	1.21
2005	9.5	1.15
2006	2.8	1.05
2007	2.0	1.02

### Inversión en Unidad de Destilación Primaria

Año de referencia	Carga (MBDC)	MMUS\$	MMUS\$ en 2007
1992	30	27.0	46.71
1992	60	38.5	66.61
1992	100	51.0	88.23
1992	200	76.0	131.48

Fuente: JH Gary, pag. 56

Carga (MBDC)	30	60	80	90.0	100	200
MMUS\$	46.8	66.7	77.5	82.9	88.3	131.7

Interpolación (12 - 140 MBDC)

Alfa

Inversión (MMUS\$)

Comercial	100	Operativo	90.6
	0.55		
	88.3		

### 2. Inversión en Planta de Fraccionamiento

#### 1. Factores de Ajuste

Factores	Topping Normal	Despunte Simple solv.	Factor	Peso del factor	Normalización a 100	Factor pond vs. Topping normal
Destilado	0.5	0.15	0.300	15	22.1	0.066
° Cortes	4	1	0.250	15	22.1	0.055
Temp Zona Flash	650°F	450	0.692	15	22.1	0.153
Filtros sal	Si	No	0.950	3	4.4	0.042
Desaladora	Si	Si	1.000	5	7.4	0.074
° Bombas	20	8	0.400	5	7.4	0.029
Metallurgia			1.200	5	7.4	0.088
Instrumentación			0.500	5	7.4	0.037
<b>TOTAL</b>				<b>68</b>	<b>100.0</b>	<b>0.544</b>

#### 2. Inversión en Planta de Fraccionamiento

Capacidad (MBDC)	Inversión UDP (MMUS\$)	Factor	Inversión Pta.
100	88.3	0.544	48.02

ESCAPERARIO 1

CASO 1

Producción del Lote 8 (Mayna), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayovar - Talara mediante ducto.

**BASES DE EVALUACION**

**COSTOS**

**Costo Operación de la Inversión realizada**

Costo de Operación - Fijo	31.61 MMUS\$
Costo de Operación - Variable	1.04 US\$/BI
Seguros	1% Inversión

**Costo Operación OLE Existente**

Costo fijo	26.56 MMUS\$
Costo operación variable	1.04 US\$/BI

**US\$/BI**

Costo Operativo Planta de Fraccionamiento	1.20
Costo de almacenamiento y despacho en Bayovar	0.32
Tarifa actual promedio OLE	3.21

**MEZCLA CRUDO + DILUYENTE**

0.12 Diluyente
<u>0.88</u> Crudo
1.00

**EXPORTACIÓN DE NAFTA VIRGEN**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
VOLUMEN (BL) (*)	1,773,170	1,958,225	2,044,730	1,262,900	2,200,950	2,149,850	1,609,650	1,646,150	1,786,080
PRECIO (US\$/BL) (**)	32.10	25.01	27.46	33.17	44.26	57.62	67.99	75.11	117.82

(\*) Valores calculados con el balance carga producción de los correspondientes años.

(\*\*) Precios promedios calculados con los precios de exportación (Platts).

Precio Nafta Virgen (diluyente)	117.82 Precio actual
Flete diluyente Talara - Bayovar	1.00
Costo Operativo para transporte diluyente	2.00

Período de evaluación	20 años
Porcentaje de participación	
utilidades de trabajadores	10%
Impuesto a la renta	30%
Tasa de corte	15%
Depreciación	Lineal en 10 años

**FACTORES**

Precio diluyente	1
Costos operación/mantenimiento	1
Inversión	1

**PRECIO DE LA NAFTA VIRGEN EN EL AÑO 2008**

Enero	90.62
Febrero	90.46
Marzo	100.12
Abril	107.67
Mayo	113.50
Junio	131.02
Julio	134.51
Agosto	126.99
Septiembre	129.60
Octubre	126.60
Noviembre	132.20
Diciembre	130.60
<b>PROMEDIO</b>	<b>117.82</b>

Rubros	Costo Fijo - MUS\$	
	Nuevo	Existente
Mano de obra	9,151	12,520
Mantenimiento	1,188	975
Materiales	253	208
Seguridad	936	768
Otros servicios contratados	10,321	8,472
Otros costos fijos	951	781
Seguros	8,647	2,698
Tributos	163	134
<b>Total</b>	<b>31,610</b>	<b>26,556</b>

Ref. año 2006

**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

<b>ESCENARIO 1</b>	<b>CASO 1</b>	<i>Producción del Lote 8 (Mayna), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.</i>
--------------------	---------------	--

**INVERSIONES**

<b>ITEM</b>	<b>MMUS\$ ORIGINAL</b>
Adecuación oleoducto ramal norte	14.00
Construcción oleoducto Andoas - E5 para mezcla crudo + diluyente (24 pulgadas)	247.44
Construcción oleoducto Bayóvar - E5 para diluyente (12 pulgadas)	321.68
Construcción oleoducto Bayóvar - Talara (Crudo Pesado)	85.24
<b>FACILIDADES EN ESTACIONES</b>	
Andoas	48.57
Morona	16.62
Estación 5	28.80
Estación 7	0.86
Estación Olmos	18.63
Terminal Bayóvar	34.80
Planta separación en terminal Bayovar	48.02
<b>Total Inversión</b>	<b>864.65</b>

**FLUJO DESEMBOLSOS DE LA INVERSION**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
MMUS\$	86.5	518.8	259.4
Porcentaje de ejecución económica	10%	60%	30%





**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

<b>ESCENARIO 1</b>	<b>CASO 1</b>	<i>Producción del Lote 8 (Mayna), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.</i>
--------------------	---------------	--

**CAPITAL DE TRABAJO**

**CÁLCULO DEL VOLUMEN INICIAL DE DILUYENTE PARA LLENAR TUBERIA**

**Tramo Bayóvar-E5**

Diámetro de tubería 12 pulg  
Longitud de tubería 550 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 252,417.9 Bls

**Tramo E5-Andoas**

Diámetro de tubería 16 pulg  
Longitud de tubería 252 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 205,605.9 Bls

<b>Requerimiento total de diluyente</b>	<b>458,023.8 Bls</b>
---	----------------------

	<u>US/B</u>
Precio Nafta Virgen	117.82
Flete Talara Bayóvar	1.00
Costo Operativo OLE promedio	2.00
<b>Costo Nafta en el OLE</b>	<b>120.82</b>

<b>Capital de Trabajo (MMUS\$)</b>	<b>55.34</b>
------------------------------------	--------------



TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

ESCENARIO 1	CASO 1	Producción del Lote 8 (Mayna), Lote 1AB (Loretó) y
		Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.

INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONOMICA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		22.8	25.7	48.0	44.4	47.1	36.1	24.4	20.1	16.8	14.4	12.9	11.9	11.2	10.0	9.2	7.9	6.2	5.6	4.3	3.3
Diluyente MMB		0.8	1.5	4.8	4.5	5.0	3.6	2.2	1.7	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.4	0.4
Flete Crudo Pesado	10.70	243.4	274.5	513.4	475.5	504.3	386.5	260.9	215.4	179.4	153.9	138.2	127.6	119.5	106.8	98.7	84.2	66.3	59.8	46.0	35.0
Flete Diluyente a Bayóvar	10.70	9.1	16.0	51.3	47.8	53.3	38.8	23.5	18.1	14.0	11.6	10.6	9.7	9.0	8.4	7.9	7.1	6.3	6.0	4.7	3.8
Flete Diluyente de Bayóvar	10.70	9.1	16.0	51.3	47.8	53.3	38.8	23.5	18.1	14.0	11.6	10.6	9.7	9.0	8.4	7.9	7.1	6.3	6.0	4.7	3.8
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>261.5</b>	<b>306.4</b>	<b>616.0</b>	<b>571.0</b>	<b>610.8</b>	<b>464.1</b>	<b>307.9</b>	<b>251.5</b>	<b>207.4</b>	<b>177.1</b>	<b>159.4</b>	<b>147.0</b>	<b>137.5</b>	<b>123.6</b>	<b>114.6</b>	<b>98.3</b>	<b>78.9</b>	<b>71.8</b>	<b>55.4</b>	<b>42.7</b>
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
<b>Flete Incremental</b>		<b>208.4</b>	<b>259.2</b>	<b>574.7</b>	<b>533.5</b>	<b>576.6</b>	<b>433.4</b>	<b>281.2</b>	<b>226.7</b>	<b>184.5</b>	<b>156.5</b>	<b>141.2</b>	<b>130.0</b>	<b>121.3</b>	<b>110.0</b>	<b>102.3</b>	<b>88.6</b>	<b>72.9</b>	<b>67.1</b>	<b>52.0</b>	<b>40.6</b>

INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN FINANCIERA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		22.8	25.7	48.0	44.4	47.1	36.1	24.4	20.1	16.8	14.4	12.9	11.9	11.2	10.0	9.2	7.9	6.2	5.6	4.3	3.3
Diluyente MMB		0.8	1.5	4.8	4.5	5.0	3.6	2.2	1.7	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.4	0.4
Flete Crudo Pesado	7.16	162.9	183.7	343.6	318.3	337.5	258.7	174.7	144.1	120.1	103.0	92.5	85.4	80.0	71.5	66.1	56.3	44.4	40.0	30.8	23.4
Flete Diluyente a Bayóvar	7.16	6.1	10.7	34.3	32.0	35.6	25.9	15.7	12.1	9.4	7.8	7.1	6.5	6.0	5.6	5.3	4.7	4.2	4.0	3.2	2.6
Flete Diluyente de Bayóvar	7.16	6.1	10.7	34.3	32.0	35.6	25.9	15.7	12.1	9.4	7.8	7.1	6.5	6.0	5.6	5.3	4.7	4.2	4.0	3.2	2.6
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>175.0</b>	<b>205.1</b>	<b>412.3</b>	<b>382.2</b>	<b>408.8</b>	<b>310.6</b>	<b>206.1</b>	<b>168.4</b>	<b>138.8</b>	<b>118.5</b>	<b>106.7</b>	<b>98.4</b>	<b>92.0</b>	<b>82.7</b>	<b>76.7</b>	<b>65.8</b>	<b>52.8</b>	<b>48.1</b>	<b>37.1</b>	<b>28.6</b>
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
<b>Flete Incremental</b>		<b>121.9</b>	<b>157.9</b>	<b>371.0</b>	<b>344.6</b>	<b>374.7</b>	<b>279.9</b>	<b>179.4</b>	<b>143.5</b>	<b>115.9</b>	<b>97.9</b>	<b>88.5</b>	<b>81.4</b>	<b>75.9</b>	<b>69.2</b>	<b>64.5</b>	<b>56.1</b>	<b>46.8</b>	<b>43.4</b>	<b>33.7</b>	<b>26.5</b>

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

ESCENARIO 1	CASO 1	Producción del Lote 8 (Mayna), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayovar - Talara mediante ducto.	INVERSION	864.7 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2007

	2010 -2	2011 -1	2012 0	2013 1	2014 2	2015 3	2016 4	2017 5	2018 6	2019 7	2020 8	2021 9	2022 10	2023 11	2024 12	2025 13	2026 14	2027 15	2028 16	2029 17	2030 18
Producción MBDC				131.5	121.8	129.1	99.0	66.8	55.1	45.9	39.4	35.4	32.7	30.6	27.4	25.3	21.6	17.0	15.3	11.8	9.0
Diluyente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
Requerimiento Diluyente (Make-up)				1.3	1.2	1.4	1.0	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
Precio Nafta				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9
Costo				32.3	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	2.6
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	86.5	518.8	259.4																		
Capital de Trabajo				87.6	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	(239.7)
Total Inversión	86.5	518.8	259.4	87.6	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	(239.7)
<b>INGRESOS</b>																					
Flete				574.7	533.5	576.6	433.4	281.2	226.7	184.5	156.5	141.2	130.0	121.3	110.0	102.3	88.6	72.9	67.1	52.0	40.6
Total Ingresos				574.7	533.5	576.6	433.4	281.2	226.7	184.5	156.5	141.2	130.0	121.3	110.0	102.3	88.6	72.9	67.1	52.0	40.6
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo OLE				78.1	75.0	79.9	66.8	52.9	48.0	44.3	42.1	41.2	40.4	39.7	39.2	38.8	38.0	37.3	37.1	35.9	35.1
Costo operación fraccionamiento				47.9	44.7	49.8	36.2	21.9	16.9	13.1	10.8	9.9	9.1	8.4	7.9	7.4	6.6	5.9	5.6	4.4	3.6
Costo de almac. y despacho en Bayovar				12.8	11.9	13.3	9.7	5.8	4.5	3.5	2.9	2.6	2.4	2.2	2.1	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5
Total Egresos				225.3	218.0	229.4	199.1	167.1	155.9	147.4	142.3	140.2	138.3	138.3	138.3	138.3	138.3	138.3	138.3	138.3	138.3
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				349.4	315.5	347.2	234.2	114.0	70.8	37.1	14.1	1.0	(8.3)	71.0	60.9	54.2	42.2	28.1	22.9	10.5	1.0
Participación utilidades de trabajadores				34.9	31.6	34.7	23.4	11.4	7.1	3.7	1.4	0.1	0.0	7.1	6.1	5.4	4.2	2.8	2.3	1.1	0.1
Utilidad antes de impuestos				314.5	284.0	312.5	210.8	102.6	63.7	33.4	12.7	0.9	(8.3)	63.9	54.8	48.8	38.0	25.3	20.6	9.5	0.9
Impuesto a la Renta				94.3	85.2	93.7	63.2	30.8	19.1	10.0	3.8	0.3	0.0	19.2	16.4	14.6	11.4	7.6	6.2	2.8	0.3
Utilidad Neta				220.1	198.8	218.7	147.6	71.8	44.6	23.3	8.9	0.6	(8.3)	44.7	38.4	34.1	26.6	17.7	14.4	6.6	0.6
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5
Flujo Neto de Fondos	(86.5)	(518.8)	(259.4)	219.0	257.5	276.9	215.5	146.9	122.1	102.7	89.3	81.4	72.8	39.6	33.5	29.4	22.3	13.8	10.5	3.5	240.3
FNF actualizado	(114.3)	(596.6)	(259.4)	190.4	194.7	182.1	123.2	73.0	52.8	38.6	29.2	23.1	18.0	8.5	6.3	4.8	3.1	1.7	1.1	0.3	19.4
FNF acumulado	(114.3)	(711.0)	(970.4)	(779.9)	(585.2)	(403.1)	(280.0)	(206.9)	(154.2)	(115.6)	(86.4)	(63.2)	(45.3)	(36.7)	(30.5)	(25.7)	(22.6)	(20.9)	(19.7)	(19.4)	(0.0)

FLETE	10.70 US\$/BI
VALOR ACTUAL NETO - 0	15% (0.0) MMUS\$
TASA INTERNA DE RETORNO	15%
PERIODO DE RECUPERO	18.0 AÑOS

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

ESCENARIO 1

CASO 1

Producción del Lote 8 (Mayna), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.

INVERSION

864.7 MMUS\$

Miliones de Dólares constantes del año 2007

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				131.5	121.8	129.1	99.0	66.8	55.1	45.9	39.4	35.4	32.7	30.6	27.4	25.3	21.6	17.0	15.3	11.8	9.0
Diluyente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
Requerimiento Diluyente (Make-up)				1.3	1.2	1.4	1.0	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
Precio Nafta				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9
Costo				32.3	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	2.6
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	86.5	518.8	259.4																		
Capital de Trabajo				87.6	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	(239.7)
Total Inversión	86.5	518.8	259.4	87.6	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	(239.7)
<b>INGRESOS</b>																					
Fletes				574.7	533.5	576.6	433.4	281.2	226.7	184.5	156.5	141.2	130.0	121.3	110.0	102.3	88.6	72.9	67.1	52.0	40.6
Total Ingresos				574.7	533.5	576.6	433.4	281.2	226.7	184.5	156.5	141.2	130.0	121.3	110.0	102.3	88.6	72.9	67.1	52.0	40.6
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo OLE				78.1	75.0	79.9	66.8	52.9	48.0	44.3	42.1	41.2	40.4	39.7	39.2	38.8	38.0	37.3	37.1	35.9	35.1
Costo operación fraccionamiento				47.9	44.7	49.8	36.2	21.9	16.9	13.1	10.8	9.9	9.1	8.4	7.9	7.4	6.6	5.9	5.6	4.4	3.6
Costo de almac. y despacho en Bayóvar				12.8	11.9	13.3	9.7	5.8	4.5	3.5	2.9	2.6	2.4	2.2	2.1	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				225.3	218.0	229.4	199.1	167.1	155.9	147.4	142.3	140.2	138.3	50.4	49.2	48.2	46.4	44.8	44.2	41.5	39.6
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				349.4	315.5	347.2	234.2	114.0	70.8	37.1	14.1	1.0	(8.3)	71.0	60.9	54.2	42.2	28.1	22.9	10.5	1.0
Participación utilidades de trabajadores				34.9	31.6	34.7	23.4	11.4	7.1	3.7	1.4	0.1	0.0	7.1	6.1	5.4	4.2	2.8	2.3	1.1	0.1
Utilidad antes de impuestos				314.5	284.0	312.5	210.8	102.6	63.7	33.4	12.7	0.9	(8.3)	63.9	54.8	48.8	38.0	25.3	20.6	9.5	0.9
Impuesto a la Renta				94.3	85.2	93.7	63.2	30.8	19.1	10.0	3.8	0.3	0.0	19.2	16.4	14.6	11.4	7.6	6.2	2.8	0.3
Utilidad Neta				220.1	198.8	218.7	147.6	71.8	44.6	23.3	8.9	0.6	(8.3)	44.7	38.4	34.1	26.6	17.7	14.4	6.6	0.6
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(86.5)	(518.8)	(259.4)	219.0	267.5	276.9	215.5	146.9	122.1	102.7	89.3	81.4	72.8	39.6	33.5	29.4	22.3	13.8	10.5	3.5	240.3
FNF actualizado	(100.9)	(560.3)	(259.4)	202.8	220.7	219.8	158.4	100.0	76.9	59.9	48.2	40.7	33.7	17.0	13.3	10.8	7.6	4.3	3.1	0.9	60.1
FNF acumulado	(100.9)	(661.1)	(920.5)	(717.8)	(497.0)	(277.2)	(118.8)	(15.9)	58.1	118.0	166.2	206.9	240.6	257.6	270.9	281.7	289.3	293.6	296.7	297.7	357.8

**FLETE** 10.70 US\$/BI  
**VALOR ACTUAL NETO -0** 8% 357.8 MMUS\$  
**TASA INTERNA DE RETORNO** 15%  
**PERIODO DE RECUPERO** 5.2 AÑOS







**EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA**  
**EMPRESA DE TRANSPORTE (PETROPERU)**  
**ESCENARIO 1 CASO 2**

ESCENARIO 1

CASO 2

Producción del Lote B (Mayno), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayovar - Talara mediante buque tanque.

**BASES DE EVALUACION**

**COSTOS**

**Costo Operación de la Inversión realizada**

Costo de Operación - Fijo 26.64 MMUS\$  
 Costo de Operación - Variable 1.04 US\$/BI  
 Seguros 1% Inversión

**Costo Operación OLE Existente**

Costo fijo 26.56 MMUS\$  
 Costo operación variable 1.04 US\$/BI

**US\$/BI**

Costo Operativo Planta de Fraccionamiento 1.20  
 Costo de almacenamiento y despacho en Bayovar 0.32  
 Tarifa actual promedio OLE 3.21

**MEZCLA CRUDO + DILUYENTE**

0.12 Diluyente  
 0.88 Crudo  
 1.00

**EXPORTACIÓN DE NAFTA VIRGEN**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
VOLUMEN (BL) (*)	1,773,170	1,958,225	2,044,730	1,262,900	2,200,950	2,149,850	1,609,650	1,646,150	1,786,080
PRECIO (US\$/BL) (**)	32.10	25.01	27.46	33.17	44.26	57.62	67.99	75.11	117.82

(\*) Valores calculados con el balance carga producción de los correspondientes años.

(\*\*) Precios promedios calculados con los precios de exportación (Platts).

Precio Nafta Virgen (diluyente) 117.82 Precio actual  
 Flete diluyente Talara - Bayovar 1.00  
 Costo Operativo para transporte diluyente 2.00

Período de evaluación 20 años  
 Porcentaje de participación  
 utilidades de trabajadores 10%  
 Impuesto a la renta 30%  
 Tasa de corte 15%  
 Depreciación Lineal en 10 años

FACTORES	
Precio diluyente	1
Costos operación/mantenimiento	1
Inversión	1

**PRECIO DE LA NAFTA VIRGEN EN EL AÑO 2008**

Enero 90.62  
 Febrero 90.46  
 Marzo 100.12  
 Abril 107.67  
 Mayo 113.50  
 Junio 131.02  
 Julio 134.51  
 Agosto 126.99  
 Septiembre 129.60  
 Octubre 126.60  
 Noviembre 132.20  
 Diciembre 130.60  
**PROMEDIO 117.82**

Rubros	Costo Fijo - MUS\$	
	Nuevo	Existente
Mano de obra	7,512	12,520
Mantenimiento	975	975
Materiales	208	208
Seguridad	768	768
Otros servicios contratados	8,472	8,472
Otros costos fijos	781	781
Seguros	7,794	2,698
Tributos	134	134
<b>Total</b>	<b>26,644</b>	<b>26,556</b>

Ref. año 2006



**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

<b>ESCENARIO 1</b>	<b>CASO 2</b>	<i>Producción del Lote 8 (Mayna), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote</i>
		<i>67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.</i>

**INVERSIONES**

<b>ITEM</b>	<b>MMUS\$ ORIGINAL</b>
Adecuación oleoducto ramal norte	14.00
Construcción oleoducto Andoas - E5 para mezcla crudo + diluyente (24 pulgadas)	247.44
Construcción oleoducto Bayóvar - E5 para diluyente (12 pulgadas)	321.68
<b>FACILIDADES EN ESTACIONES</b>	
Andoas	48.57
Morona	16.62
Estación 5	28.80
Estación 7	0.86
Estación Olmos	18.63
Terminal Bayóvar	34.80
Planta separación en terminal Bayovar	48.02
<b>Total Inversión</b>	<b>779.41</b>

**FLUJO DESEMBOLSOS DE LA INVERSION**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
MMUS\$	77.9	467.6	233.8
Porcentaje de ejecución económica	10%	60%	30%





## TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

<b>ESCENARIO 1</b>	<b>CASO 2</b>	<i>Producción del Lote 8 (Mayna), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.</i>
--------------------	---------------	---

### CAPITAL DE TRABAJO

#### CÁLCULO DEL VOLUMEN INICIAL DE DILUYENTE PARA LLENAR TUBERIA

##### Tramo Bayóvar-E5

Diámetro de tubería	12 pulg
Longitud de tubería	550 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 252,417.9 BIs

##### Tramo E5-Andoas

Diámetro de tubería	16 pulg
Longitud de tubería	252 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 205,605.9 BIs

<b>Requerimiento total de diluyente</b>	<b>458,023.8 BIs</b>
---	----------------------

#### US/B

Precio Nafta Virgen	117.82
Flete Talara Bayóvar	1.00
Costo Operativo OLE promedio	2.00
<b>Costo Nafta en el OLE</b>	<b>120.82</b>

<b>Capital de Trabajo (MMUS\$)</b>	<b>55.34</b>
------------------------------------	--------------

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

ESCENARIO 1	CASO 2	Producción del Lote 8 (Mayna), Lote 1AB (Loreto) y
		Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.

**INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)**

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		22.8	25.7	48.0	44.4	47.1	36.1	24.4	20.1	16.8	14.4	12.9	11.9	11.2	10.0	9.2	7.9	6.2	5.6	4.3	3.3
Diluyente MMB		0.8	1.5	4.8	4.5	5.0	3.6	2.2	1.7	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.4	0.4
Flete Crudo Pesado	10.58	240.7	271.4	507.7	470.2	498.7	382.3	258.1	213.0	177.4	152.2	136.6	126.2	118.2	105.6	97.6	83.2	65.6	59.1	45.5	34.6
Flete Diluyente a Bayóvar	10.58	9.0	15.8	50.7	47.2	52.7	38.3	23.2	17.9	13.9	11.5	10.5	9.6	8.9	8.3	7.8	7.0	6.2	6.0	4.7	3.8
Flete Diluyente de Bayóvar	10.58	9.0	15.8	50.7	47.2	52.7	38.3	23.2	17.9	13.9	11.5	10.5	9.6	8.9	8.3	7.8	7.0	6.2	6.0	4.7	3.8
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>258.6</b>	<b>303.0</b>	<b>609.1</b>	<b>564.7</b>	<b>604.0</b>	<b>458.9</b>	<b>304.4</b>	<b>248.7</b>	<b>205.1</b>	<b>175.1</b>	<b>157.6</b>	<b>145.4</b>	<b>136.0</b>	<b>122.2</b>	<b>113.3</b>	<b>97.2</b>	<b>78.1</b>	<b>71.0</b>	<b>54.8</b>	<b>42.2</b>
0.00																					
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
<b>Flete Incremental</b>		<b>205.5</b>	<b>255.8</b>	<b>567.9</b>	<b>527.1</b>	<b>569.9</b>	<b>428.2</b>	<b>277.8</b>	<b>223.9</b>	<b>182.2</b>	<b>154.5</b>	<b>139.5</b>	<b>128.4</b>	<b>119.8</b>	<b>108.7</b>	<b>101.1</b>	<b>87.5</b>	<b>72.0</b>	<b>66.3</b>	<b>51.4</b>	<b>40.1</b>

**INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN FINANCIERA)**

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		22.8	25.7	48.0	44.4	47.1	36.1	24.4	20.1	16.8	14.4	12.9	11.9	11.2	10.0	9.2	7.9	6.2	5.6	4.3	3.3
Diluyente MMB		0.8	1.5	4.8	4.5	5.0	3.6	2.2	1.7	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.4	0.4
Flete Crudo Pesado	8.27	188.1	212.1	396.7	367.4	389.6	298.6	201.6	166.4	138.6	118.9	106.8	98.6	92.4	82.5	76.3	65.0	51.3	46.2	35.5	27.0
Flete Diluyente a Bayóvar	8.27	7.0	12.3	39.6	36.9	41.1	29.9	18.1	14.0	10.8	9.0	8.2	7.5	6.9	6.5	6.1	5.5	4.9	4.6	3.7	3.0
Flete Diluyente de Bayóvar	8.27	7.0	12.3	39.6	36.9	41.1	29.9	18.1	14.0	10.8	9.0	8.2	7.5	6.9	6.5	6.1	5.5	4.9	4.6	3.7	3.0
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>202.1</b>	<b>236.8</b>	<b>475.9</b>	<b>441.2</b>	<b>471.9</b>	<b>358.5</b>	<b>237.9</b>	<b>194.3</b>	<b>160.3</b>	<b>136.8</b>	<b>123.1</b>	<b>113.6</b>	<b>106.2</b>	<b>95.5</b>	<b>88.5</b>	<b>75.9</b>	<b>61.0</b>	<b>55.5</b>	<b>42.8</b>	<b>33.0</b>
0.00																					
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
<b>Flete Incremental</b>		<b>148.9</b>	<b>189.5</b>	<b>434.7</b>	<b>403.6</b>	<b>437.8</b>	<b>327.9</b>	<b>211.2</b>	<b>169.5</b>	<b>137.3</b>	<b>116.2</b>	<b>105.0</b>	<b>96.6</b>	<b>90.1</b>	<b>81.9</b>	<b>76.3</b>	<b>66.2</b>	<b>55.0</b>	<b>50.8</b>	<b>39.4</b>	<b>30.9</b>



TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

ESCENARIO 1	CASO 2	Producción del Lote 8 (Mayna), Lote 1AE (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.	INVERSION	779.4 MMUS\$
-------------	--------	--	-----------	--------------

Millones de Dólares constantes del año 2007

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				131.5	121.8	129.1	99.0	66.8	55.1	45.9	39.4	35.4	32.7	30.6	27.4	25.3	21.6	17.0	15.3	11.8	9.0
Diluyente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
Requerimiento Diluyente (Make-up)				1.3	1.2	1.4	1.0	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
Precio Nafta				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9
Costo				32.3	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	2.6
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	77.9	467.6	233.8																		
Capital de Trabajo				87.6	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	(239.7)
Total Inversión	77.9	467.6	233.8	87.6	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	(239.7)
<b>INGRESOS</b>																					
Fletes				567.9	527.1	569.9	428.2	277.8	223.9	182.2	154.5	139.5	128.4	119.8	108.7	101.1	87.5	72.0	66.3	51.4	40.1
Total Ingresos				567.9	527.1	569.9	428.2	277.8	223.9	182.2	154.5	139.5	128.4	119.8	108.7	101.1	87.5	72.0	66.3	51.4	40.1
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo OLE				73.2	70.0	75.0	61.8	47.9	43.1	39.4	37.2	36.3	35.4	34.8	34.3	33.8	33.1	32.4	32.1	30.9	30.1
Costo operación fraccionamiento				47.9	44.7	49.8	36.2	21.9	16.9	13.1	10.8	9.9	9.1	8.4	7.9	7.4	6.6	5.9	5.6	4.4	3.6
Costo de almac. y despacho en Bayóvar				12.8	11.9	13.3	9.7	5.8	4.5	3.5	2.9	2.6	2.4	2.2	2.1	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
Flete crudo pesado Bayóvar - Talara				11.2	11.8	12.3	26.9	27.4	28.0	28.6	29.1	29.7	28.6	26.3	24.1	21.8	20.2	17.9	15.7	13.4	11.8
Depreciación				77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				223.0	216.2	228.3	212.5	181.1	170.4	162.5	158.0	156.4	153.4	153.4	153.4	153.4	153.4	153.4	153.4	153.4	153.4
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				344.9	310.9	341.6	215.7	96.7	53.5	19.7	(3.5)	(17.0)	(25.0)	48.1	40.4	36.0	25.9	14.3	11.4	1.4	(6.3)
Participación utilidades de trabajadores				34.5	31.1	34.2	21.6	9.7	5.4	2.0	0.0	0.0	0.0	4.8	4.0	3.6	2.6	1.4	1.1	0.1	0.0
Utilidad antes de impuestos				310.4	279.8	307.4	194.1	87.0	48.2	17.7	(3.5)	(17.0)	(25.0)	43.3	36.3	32.4	23.3	12.9	10.3	1.3	(6.3)
Impuesto a la Renta				93.1	83.9	92.2	58.2	26.1	14.4	5.3	0.0	0.0	0.0	13.0	10.9	9.7	7.0	3.9	3.1	0.4	0.0
Utilidad Neta				217.3	195.9	215.2	135.9	60.9	33.7	12.4	(3.5)	(17.0)	(25.0)	30.3	25.4	22.7	16.3	9.0	7.2	0.9	(6.3)
Depreciación				77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(77.9)	(467.6)	(233.8)	207.6	246.0	264.9	195.2	127.4	102.7	83.2	68.4	55.3	47.5	25.2	20.5	18.0	12.0	5.0	3.3	(2.3)	233.4
FNF actualizado	(90.9)	(505.1)	(233.8)	192.2	210.9	210.3	143.5	86.7	64.7	48.5	37.0	27.6	22.0	10.8	8.2	6.6	4.1	1.6	1.0	(0.6)	58.4
FNF acumulado	(90.9)	(596.0)	(829.8)	(637.6)	(426.6)	(216.4)	(72.8)	13.9	78.6	127.1	164.1	191.7	213.7	224.5	232.7	239.3	243.4	245.0	246.0	245.3	303.7

<b>FLUTE</b>		10.58	US\$/BI
VALOR ACTUAL NETO - 0	8%	303.7	MMUS\$
TA\$A INTERNA DE RETORNO		15%	
PERIODO DE RECUPERO		4.8	AÑOS

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

ESCENARIO 1	CASO 2	Producción del Lote 8 (Mayna), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.	INVERSION	779.4 MMUS\$
-------------	--------	--	-----------	--------------

Millones de Dólares constantes del año 2007

	2010 -2	2011 -1	2012 0	2013 1	2014 2	2015 3	2016 4	2017 5	2018 6	2019 7	2020 8	2021 9	2022 10	2023 11	2024 12	2025 13	2026 14	2027 15	2028 16	2029 17	2030 18
Producción MBDC				131.5	121.8	129.1	99.0	66.8	55.1	45.9	39.4	35.4	32.7	30.6	27.4	25.3	21.6	17.0	15.3	11.8	9.0
Diluyente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
Requerimiento Diluyente (Make-up)				1.3	1.2	1.4	1.0	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
Precio Nafta				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9
Costo				32.3	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	2.6
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	77.9	467.6	233.8																		
Capital de Trabajo				87.6	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	(239.7)
Total Inversión	77.9	467.6	233.8	87.6	27.8	28.3	18.6	11.4	9.0	7.2	6.1	5.7	5.4	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.9	3.2	(239.7)
<b>INGRESOS</b>																					
Fletes				567.9	527.1	569.9	428.2	277.8	223.9	182.2	154.5	139.5	128.4	119.8	108.7	101.1	87.5	72.0	66.3	51.4	40.1
Total Ingresos				567.9	527.1	569.9	428.2	277.8	223.9	182.2	154.5	139.5	128.4	119.8	108.7	101.1	87.5	72.0	66.3	51.4	40.1
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo OLE				73.2	70.0	75.0	61.8	47.9	43.1	39.4	37.2	36.3	35.4	34.8	34.3	33.8	33.1	32.4	32.1	30.9	30.1
Costo operación fraccionamiento				47.9	44.7	49.8	36.2	21.9	16.9	13.1	10.8	9.9	9.1	8.4	7.9	7.4	6.6	5.9	5.6	4.4	3.6
Costo de almac. y despacho en Bayóvar				12.8	11.9	13.3	9.7	5.8	4.5	3.5	2.9	2.6	2.4	2.2	2.1	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
Flete crudo pesado Bayóvar - Talara				11.2	11.8	12.3	26.9	27.4	28.0	28.6	29.1	29.7	28.6	26.3	24.1	21.8	20.2	17.9	15.7	13.4	11.8
Depreciación				77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				223.0	216.2	228.3	212.5	181.1	170.4	162.5	158.0	156.4	153.4	71.7	68.3	65.0	61.6	57.8	54.9	50.0	46.4
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				344.9	310.9	341.6	215.7	96.7	53.5	19.7	(3.5)	(17.0)	(25.0)	48.1	40.4	36.0	25.9	14.3	11.4	1.4	(6.3)
Participación utilidades de trabajadores				34.5	31.1	34.2	21.6	9.7	5.4	2.0	0.0	0.0	0.0	4.8	4.0	3.6	2.6	1.4	1.1	0.1	0.0
Utilidad antes de impuestos				310.4	279.8	307.4	194.1	87.0	48.2	17.7	(3.5)	(17.0)	(25.0)	43.3	36.3	32.4	23.3	12.9	10.3	1.3	(6.3)
Impuesto a la Renta				93.1	83.9	92.2	58.2	26.1	14.4	5.3	0.0	0.0	0.0	13.0	10.9	9.7	7.0	3.9	3.1	0.4	0.0
Utilidad Neta				217.3	195.9	215.2	135.9	60.9	33.7	12.4	(3.5)	(17.0)	(25.0)	30.3	25.4	22.7	16.3	9.0	7.2	0.9	(6.3)
Depreciación				77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(77.9)	(467.6)	(233.8)	207.6	246.0	264.9	195.2	127.4	102.7	83.2	68.4	55.3	47.5	25.2	20.5	18.0	12.0	5.0	3.3	(2.3)	233.4
FNF actualizado	(77.9)	(467.6)	(233.8)	207.6	246.0	264.9	195.2	127.4	102.7	83.2	66.4	55.3	47.5	25.2	20.5	18.0	12.0	5.0	3.3	(2.3)	233.4
FNF acumulado	(77.9)	(545.6)	(779.4)	(571.8)	(325.8)	(60.9)	134.4	261.8	364.5	447.6	516.0	571.3	618.8	644.0	664.6	682.6	694.6	699.6	702.9	700.7	934.0

<b>FLETE</b>	10.58 US\$/BI
<b>VALOR ACTUAL NETO - 0</b>	934.0 MMUS\$
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>	15%
<b>PERIODO DE RECUPERO</b>	3.3 AÑOS







**EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA**  
**EMPRESA DE TRANSPORTE (PETROPERU)**  
**ESCENARIO 2 CASO 1**

ESCENARIO 2

CASO 1

Producción del Lote 3 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayovar - Talara mediante ducto.

**BASES DE EVALUACION**

**COSTOS**

**Costo Operación de la Inversión realizada**

Costo de Operación - Fijo	31.61 MMUS\$
Costo de Operación - Variable	1.04 US\$/BI
Seguros	1% Inversión

**Costo Operación OLE Existente**

Costo fijo	26.56 MMUS\$
Costo operación variable	1.04 US\$/BI

**US\$/BI**

Costo Operativo Planta de Fraccionamiento	1.20
Costo de almacenamiento y despacho en Bayovar	0.32
Tarifa actual promedio OLE	3.21

**MEZCLA CRUDO + DILUYENTE**

0.12 Diluyente
<u>0.88</u> Crudo
1.00

**EXPORTACIÓN DE NAFTA VIRGEN**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
VOLUMEN (BL) (*)	1,773,170	1,958,225	2,044,730	1,262,900	2,200,950	2,149,850	1,609,650	1,646,150	1,786,080
PRECIO (US\$/BL) (**)	32.10	25.01	27.46	33.17	44.26	57.62	67.99	75.11	117.82

(\*) Valores calculados con el balance carga producción de los correspondientes años.

(\*\*) Precios promedios calculados con los precios de exportación (Platts).

Precio Nafta Virgen (diluyente)	117.82 Precio actual
Flete diluyente Talara - Bayovar	1.00
Costo Operativo para transporte diluyente	2.00

Periodo de evaluación	20 años
Porcentaje de participación	
utilidades de trabajadores	10%
Impuesto a la renta	30%
Tasa de corte	15%
Depreciación	Lineal en 10 años

**FACTORES**

Precio diluyente	1
Costos operación/mantenimiento	1
Inversión	1

**PRECIO DE LA NAFTA VIRGEN EN EL AÑO 2008**

Enero	90.62
Febrero	90.46
Marzo	100.12
Abril	107.67
Mayo	113.50
Junio	131.02
Julio	134.51
Agosto	126.99
Septiembre	129.60
Octubre	126.60
Noviembre	132.20
Diciembre	130.60
<b>PROMEDIO</b>	<b>117.82</b>

Rubros	Costo Fijo - MUS\$	
	Nuevo	Existente
Mano de obra	9,151	12,520
Mantenimiento	1,188	975
Materiales	253	208
Seguridad	936	768
Otros servicios contratados	10,321	8,472
Otros costos fijos	951	781
Seguros	8,647	2,698
Tributos	163	134
<b>Total</b>	<b>31,610</b>	<b>26,656</b>

Ref. año 2006

**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

<b>ESCENARIO 2</b>	<b>CASO 1</b>	<i>Producción del Lote 8 (Mayña), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.</i>
--------------------	---------------	--

**INVERSIONES**

<b>ITEM</b>	<b>MMUS\$ ORIGINAL</b>
Adecuación oleoducto ramal norte	14.00
Construcción oleoducto Andoas - E5 para mezcla crudo + diluyente (24 pulgadas)	247.44
Construcción oleoducto Bayóvar - E5 para diluyente (12 pulgadas)	321.68
Construcción de 1 oleoductos Bayóvar - Talara (Crudo Pesado)	85.24
<b>FACILIDADES EN ESTACIONES</b>	
Andoas	48.57
Morona	16.62
Estación 5	28.80
Estación 7	0.86
Estación Olmos	18.63
Terminal Bayóvar	34.80
Planta separación en terminal Bayovar	48.02
<b>Total Inversión</b>	<b>864.65</b>

**FLUJO DESEMBOLSOS DE LA INVERSION**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
MMUS\$	86.5	518.8	259.4
Porcentaje de ejecución económica	10%	60%	30%



**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

<b>ESCENARIO 2</b>	<b>CASO 1</b>	<i>Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar,</i>
--------------------	---------------	--

**CAPITAL DE TRABAJO**

**CÁLCULO DEL VOLUMEN INICIAL DE DILUYENTE PARA LLENAR TUBERIA**

**Tramo Bayóvar-E5**

Diámetro de tubería 12 pulg  
Longitud de tubería 550 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 252,417.9 Bls

**Tramo E5-Andoas**

Diámetro de tubería 16 pulg  
Longitud de tubería 252 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 205,605.9 Bls

<b>Requerimiento total de diluyente</b>	<b>458,023.8 Bls</b>
---	----------------------

	<u>US/B</u>
Precio Nafta Virgen	117.82
Flete Talara Bayóvar	1.00
Costo Operativo OLE promedio	2.00
<b>Costo Nafta en el OLE</b>	<b>120.82</b>

<b>Capital de Trabajo (MMUS\$)</b>	<b>55.34</b>
------------------------------------	--------------

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

ESCENARIO 2

Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto) y Perenco CASO 1 (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar Talara mediante ducto.

**INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)**

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		27.1	31.1	55.4	52.4	55.5	45.3	34.2	30.2	26.3	24.5	23.3	22.1	21.1	20.3	19.5	17.9	16.5	15.5	13.9	12.5
Diluyente MMB		1.4	2.2	5.8	5.5	6.1	4.9	3.5	3.1	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.7	1.6
Flete Crudo Pesado	8.52	230.8	265.0	472.1	446.4	473.0	386.6	291.9	257.1	223.8	208.6	198.3	188.8	180.0	172.6	166.2	152.9	141.0	132.1	118.2	106.6
Flete Diluyente a Bayóvar	8.52	12.2	19.0	49.4	47.3	52.1	41.6	30.1	26.1	22.2	21.0	20.5	19.6	18.7	18.6	18.2	17.3	17.1	16.3	14.9	13.8
Flete Diluyente de Bayóvar	8.52	12.2	19.0	49.4	47.3	52.1	41.6	30.1	26.1	22.2	21.0	20.5	19.6	18.7	18.6	18.2	17.3	17.1	16.3	14.9	13.8
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>255.3</b>	<b>303.1</b>	<b>571.0</b>	<b>541.0</b>	<b>577.2</b>	<b>469.8</b>	<b>352.2</b>	<b>309.3</b>	<b>268.2</b>	<b>250.5</b>	<b>239.2</b>	<b>228.0</b>	<b>217.4</b>	<b>209.9</b>	<b>202.6</b>	<b>187.6</b>	<b>175.1</b>	<b>164.8</b>	<b>147.9</b>	<b>134.2</b>
	0.00																				
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
Flete Incremental		202.2	255.9	529.7	503.5	543.1	439.1	325.5	284.5	245.3	229.9	221.1	211.0	201.3	196.3	190.4	177.9	169.1	160.1	144.5	132.1

**INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN FINANCIERA)**

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		27.1	31.1	55.4	52.4	55.5	45.3	34.2	30.2	26.3	24.5	23.3	22.1	21.1	20.3	19.5	17.9	16.5	15.5	13.9	12.5
Diluyente MMB		1.4	2.2	5.8	5.5	6.1	4.9	3.5	3.1	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.7	1.6
Flete Crudo Pesado	6.46	175.0	200.9	357.8	338.4	358.5	293.0	221.2	194.9	169.6	158.1	150.3	143.1	136.4	130.8	125.9	115.9	106.9	100.1	89.6	80.8
Flete Diluyente a Bayóvar	6.46	9.3	14.4	37.5	35.8	39.5	31.5	22.8	19.8	16.8	15.9	15.5	14.9	14.2	14.1	13.8	13.1	12.9	12.4	11.3	10.4
Flete Diluyente de Bayóvar	6.46	9.3	14.4	37.5	35.8	39.5	31.5	22.8	19.8	16.8	15.9	15.5	14.9	14.2	14.1	13.8	13.1	12.9	12.4	11.3	10.4
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>193.5</b>	<b>229.7</b>	<b>432.7</b>	<b>410.0</b>	<b>437.5</b>	<b>356.0</b>	<b>266.9</b>	<b>234.4</b>	<b>203.3</b>	<b>189.9</b>	<b>181.3</b>	<b>172.8</b>	<b>164.8</b>	<b>159.1</b>	<b>153.6</b>	<b>142.2</b>	<b>132.7</b>	<b>124.9</b>	<b>112.1</b>	<b>101.7</b>
	0.00																				
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
Flete Incremental		140.4	182.5	391.5	372.5	403.3	325.3	240.3	209.6	180.3	169.2	163.2	155.8	148.7	145.5	141.4	132.5	126.7	120.2	108.7	99.6



TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACIÓN ECONOMICA

ESCENARIO 2	CASO 1	Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Lorato) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.	INVERSION	864.7 MMUS\$
-------------	--------	---	-----------	--------------

Millones de Dólares constantes del año 2007

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				151.7	143.5	152.0	124.2	93.8	82.6	71.9	67.0	63.7	60.7	57.9	55.5	53.4	49.2	45.3	42.5	38.0	34.3
Diluyente MBDC				15.9	15.2	16.8	13.4	9.7	8.4	7.1	6.7	6.6	6.3	6.0	6.0	5.9	5.6	5.5	5.2	4.8	4.4
Requerimiento Diluyente (Make-up)				1.6	1.5	1.7	1.3	1.0	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4
Precio Nafta				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9
Costo				39.1	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	11.9
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	86.5	518.8	259.4																		
Capital de Trabajo				94.4	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	(384.0)
Total Inversión	86.5	518.8	259.4	94.4	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	(384.0)
<b>INGRESOS</b>																					
Flete				529.7	503.5	543.1	439.1	325.5	284.5	245.3	229.9	221.1	211.0	201.3	196.3	190.4	177.9	169.1	160.1	144.5	132.1
Total Ingresos				529.7	503.5	543.1	439.1	325.5	284.5	245.3	229.9	221.1	211.0	201.3	196.3	190.4	177.9	169.1	160.1	144.5	132.1
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo OLE				87.9	85.4	91.0	79.0	65.9	61.3	56.9	55.5	54.9	53.9	52.9	52.8	52.4	51.4	51.0	50.2	48.6	47.3
Costo operación fraccionamiento				49.1	45.9	51.1	37.7	23.5	18.5	14.7	12.5	11.6	10.7	10.0	9.5	9.1	8.3	7.6	7.2	6.0	5.1
Costo de almac. y despacho en Bayóvar				15.5	14.8	16.3	13.0	9.4	8.2	6.9	6.6	6.4	6.1	5.9	5.8	5.7	5.4	5.3	5.1	4.7	4.3
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				239.0	232.7	244.9	216.2	185.4	174.5	165.0	161.0	159.4	157.2	68.8	68.2	67.2	65.0	63.9	62.5	59.2	56.7
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>				290.7	270.8	298.2	222.9	140.2	110.0	80.3	68.9	61.7	53.8	132.5	128.1	123.3	112.9	105.2	97.5	85.3	75.4
Participación utilidades de trabajadores				29.1	27.1	29.8	22.3	14.0	11.0	8.0	6.9	6.2	5.4	13.3	12.8	12.3	11.3	10.5	9.8	8.5	7.5
Utilidad antes de impuestos				261.7	243.7	268.4	200.6	126.1	99.0	72.3	62.0	55.5	48.4	119.3	115.3	110.9	101.6	94.7	87.8	76.8	67.9
Impuesto a la Renta				78.5	73.1	80.5	60.2	37.8	29.7	21.7	18.6	16.7	14.5	35.8	34.6	33.3	30.5	28.4	26.3	23.0	20.4
<b>Utilidad Neta</b>				183.2	170.6	187.9	140.4	88.3	69.3	50.6	43.4	38.9	33.9	83.5	80.7	77.7	71.1	66.3	61.4	53.8	47.5
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(86.5)	(518.8)	(259.4)	175.2	222.6	239.6	201.8	156.3	139.5	122.8	116.1	111.4	106.7	70.1	67.1	64.0	57.8	52.8	48.2	41.3	431.5
FNF actualizado	(114.3)	(596.6)	(259.4)	152.4	168.3	157.5	115.4	77.7	60.3	46.2	37.9	31.7	26.4	15.1	12.5	10.4	8.2	6.5	5.1	3.8	34.9
FNF acumulado	(114.3)	(711.0)	(970.4)	(818.0)	(649.7)	(492.1)	(376.7)	(299.0)	(238.7)	(192.5)	(154.6)	(122.9)	(96.5)	(81.5)	(68.9)	(58.5)	(50.3)	(43.8)	(38.7)	(34.9)	(0.0)
<b>FLETE</b>				<b>8.52 US\$/BI</b>																	
<b>VALOR ACTUAL NETO - 0</b>	15%			<b>(0.0) MMUS\$</b>																	
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>				<b>15%</b>																	
<b>PERIODO DE RECUPERO</b>				<b>18.0 AÑOS</b>																	

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACIÓN ECONÓMICA

ESCENARIO 2	CASO 1	Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.	INVERSION	864.7	MMUS\$
-------------	--------	---	-----------	-------	--------

Millones de Dólares constantes del año 2007

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				151.7	143.5	152.0	124.2	93.8	82.6	71.9	67.0	63.7	60.7	57.9	55.5	53.4	49.2	45.3	42.5	38.0	34.3
Diluyente MBDC				15.9	15.2	16.8	13.4	9.7	8.4	7.1	6.7	6.6	6.3	6.0	6.0	5.9	5.6	5.5	5.2	4.8	4.4
Requerimiento Diluyente (Make-up)				1.6	1.5	1.7	1.3	1.0	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Precio Nafta				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9
Costo				39.1	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	11.9
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	86.5	518.8	259.4																		
Capital de Trabajo				94.4	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	(384.0)
Total Inversión	86.5	518.8	259.4	94.4	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	(384.0)
<b>INGRESOS</b>																					
Fletes				529.7	503.5	543.1	439.1	325.5	284.5	245.3	229.9	221.1	211.0	201.3	196.3	190.4	177.9	169.1	160.1	144.5	132.1
Total Ingresos				529.7	503.5	543.1	439.1	325.5	284.5	245.3	229.9	221.1	211.0	201.3	196.3	190.4	177.9	169.1	160.1	144.5	132.1
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo OLE				87.9	85.4	91.0	79.0	65.9	61.3	56.9	55.5	54.9	53.9	52.9	52.8	52.4	51.4	51.0	50.2	48.6	47.3
Costo operación fraccionamiento				49.1	45.9	51.1	37.7	23.5	18.5	14.7	12.5	11.6	10.7	10.0	9.5	9.1	8.3	7.6	7.2	6.0	5.1
Costo de almac. y despacho en Bayóvar				15.5	14.8	16.3	13.0	9.4	8.2	6.9	6.6	6.4	6.1	5.9	5.8	5.7	5.4	5.3	5.1	4.7	4.3
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				239.0	232.7	244.9	216.2	185.4	174.5	165.0	161.0	159.4	157.2	68.8	68.2	67.2	65.0	63.9	62.5	59.2	56.7
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				290.7	270.8	298.2	222.9	140.2	110.0	80.3	68.9	61.7	53.8	132.5	128.1	123.3	112.9	105.2	97.5	85.3	75.4
Participación utilidades de trabajadores				29.1	27.1	29.8	22.3	14.0	11.0	8.0	6.9	6.2	5.4	13.3	12.8	12.3	11.3	10.5	9.8	8.5	7.5
Utilidad antes de impuestos				261.7	243.7	268.4	200.6	126.1	99.0	72.3	62.0	55.5	48.4	119.3	115.3	110.9	101.6	94.7	87.8	76.8	67.9
Impuesto a la Renta				78.5	73.1	80.5	60.2	37.8	29.7	21.7	18.6	16.7	14.5	35.8	34.6	33.3	30.5	28.4	26.3	23.0	20.4
Utilidad Neta				183.2	170.6	187.9	140.4	88.3	69.3	50.6	43.4	38.9	33.9	83.5	80.7	77.7	71.1	66.3	61.4	53.8	47.5
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(86.5)	(518.8)	(259.4)	175.2	222.6	239.6	201.8	156.3	139.5	122.8	116.1	111.4	106.7	70.1	67.1	64.0	57.8	52.8	48.2	41.3	431.5
FNF actualizado	(100.9)	(560.3)	(259.4)	162.2	190.8	190.2	148.4	106.4	87.9	71.7	62.7	55.7	49.4	30.1	26.6	23.5	19.7	16.6	14.1	11.2	108.0
FNF acumulado	(100.9)	(661.1)	(920.5)	(758.3)	(567.5)	(377.3)	(228.9)	(122.5)	(34.6)	37.1	99.8	155.5	205.0	235.0	261.7	285.2	304.9	321.5	335.6	346.8	454.7

<b>FLETE</b>	8.52	US\$/BI
VALOR ACTUAL NETO - 0	8%	454.7
TASA INTERNA DE RETORNO	15%	MMUS\$
PERIODO DE RECUPERO	6.5	AÑOS

TESIS- TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

ESCENARIO 2	CASO 1	Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67). Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayovar - Talara mediante ducto.	INVERSION	864.7	MMUS\$
-------------	--------	---	-----------	-------	--------

Millones de Dólares constantes del año 2007

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
<b>Producción MBDC</b>				151.7	143.5	152.0	124.2	93.8	82.6	71.9	67.0	63.7	60.7	57.9	55.5	53.4	49.2	45.3	42.5	38.0	34.3	
<b>Diluyente MBDC</b>				15.9	15.2	16.8	13.4	9.7	8.4	7.1	6.7	6.6	6.3	6.0	6.0	5.9	5.6	5.5	5.2	4.8	4.4	
<b>Requerimiento Diluyente (Make-up)</b>				1.6	1.5	1.7	1.3	1.0	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	
<b>Precio Nafta</b>				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9	
<b>Costo</b>				39.1	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	11.9	
<b>INVERSION</b>																						
<b>Inversión</b>	86.5	518.8	259.4																			
<b>Capital de Trabajo</b>				94.4	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	(384.0)	
<b>Total Inversión</b>	86.5	518.8	259.4	94.4	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	(384.0)	
<b>INGRESOS</b>																						
<b>Fletes</b>				529.7	503.5	543.1	439.1	325.5	284.5	245.3	229.9	221.1	211.0	201.3	196.3	190.4	177.9	169.1	160.1	144.5	132.1	
<b>Total Ingresos</b>				529.7	503.5	543.1	439.1	325.5	284.5	245.3	229.9	221.1	211.0	201.3	196.3	190.4	177.9	169.1	160.1	144.5	132.1	
<b>EGRESOS</b>																						
<b>Costo Operativo OLE</b>				87.9	85.4	91.0	79.0	65.9	61.3	56.9	55.5	54.9	53.9	52.9	52.8	52.4	51.4	51.0	50.2	48.6	47.3	
<b>Costo operación fraccionamiento</b>				49.1	45.9	51.1	37.7	23.5	18.5	14.7	12.5	11.6	10.7	10.0	9.5	9.1	8.3	7.6	7.2	6.0	5.1	
<b>Costo de almac. y despacho en Bayovar</b>				15.5	14.8	16.3	13.0	9.4	8.2	6.9	6.6	6.4	6.1	5.9	5.8	5.7	5.4	5.3	5.1	4.7	4.3	
<b>Depreciación</b>				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<b>Total Egresos</b>				239.0	232.7	244.9	216.2	185.4	174.5	165.0	161.0	159.4	157.2	157.2	68.8	68.2	67.2	65.0	63.9	62.5	59.2	56.7
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>				290.7	270.8	298.2	222.9	140.2	110.0	80.3	68.9	61.7	53.8	43.2	33.5	28.1	23.3	112.9	105.2	97.5	85.3	75.4
<b>Participación utilidades de trabajadores</b>				29.1	27.1	29.8	22.3	14.0	11.0	8.0	6.9	6.2	5.4	4.4	3.3	2.8	11.3	10.5	9.8	8.5	7.5	
<b>Utilidad antes de impuestos</b>				261.7	243.7	268.4	200.6	126.1	99.0	72.3	62.0	55.5	48.4	38.4	29.3	20.3	101.6	94.7	87.8	76.8	67.9	
<b>Impuesto a la Renta</b>				78.5	73.1	80.5	60.2	37.8	29.7	21.7	18.6	16.7	14.5	12.5	11.5	10.5	30.5	28.4	26.3	23.0	20.4	
<b>Utilidad Neta</b>				183.2	170.6	187.9	140.4	88.3	69.3	50.6	43.4	38.9	33.9	25.9	17.8	7.7	71.1	66.3	61.4	53.8	47.5	
<b>Depreciación</b>				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	(86.5)	(518.8)	(259.4)	175.2	222.6	239.6	201.8	156.3	139.5	122.8	116.1	111.4	106.7	70.1	67.1	64.0	57.8	52.8	48.2	41.3	431.5	
<b>FNF actualizado</b>	(86.5)	(518.8)	(259.4)	175.2	222.6	239.6	201.8	156.3	139.5	122.8	116.1	111.4	106.7	70.1	67.1	64.0	57.8	52.8	48.2	41.3	431.5	
<b>FNF acumulado</b>	(86.5)	(605.3)	(664.7)	(689.4)	(466.8)	(227.2)	(25.4)	130.9	270.4	393.2	509.3	620.8	727.5	797.6	864.7	928.7	986.5	1,039.4	1,087.5	1,128.8	1,560.3	

<b>FILETE</b>	8.52 US\$/BI
<b>VALOR ACTUAL NETO - 0</b>	0% 1,560.3 MMUS\$
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>	15%







**EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA**  
**EMPRESA DE TRANSPORTE (PETROPERU)**  
**ESCENARIO 2 CASO 2**

ESCENARIO 2

CASO 2

Producción del Lote B (Moyna), Cruda Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayóvar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.

**BASES DE EVALUACION**

**COSTOS**

**Costo Operación de la Inversión realizada**

Costo de Operación - Fijo	26.64 MMUS\$
Costo de Operación - Variable	1.04 US\$/BI
Seguros	1% Inversión

**Costo Operación OLE Existente**

Costo fijo	26.56 MMUS\$
Costo operación variable	1.04 US\$/BI

**US\$/BI**

Costo Operativo Planta de Fraccionamiento	1.20
Costo de almacenamiento y despacho en Bayóvar	0.32
Tarifa actual promedio OLE	3.21

**MEZCLA CRUDO + DILUYENTE**

0.12 Diluyente
<del>0.88</del> Crudo
1.00

**EXPORTACIÓN DE NAFTA VIRGEN**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
VOLUMEN (BL) (*)	1,773,170	1,958,225	2,044,730	1,262,900	2,200,950	2,149,850	1,609,650	1,646,150	1,786,080
PRECIO (US\$/BL) (**)	32.10	25.01	27.46	33.17	44.26	57.62	67.99	75.11	117.82

(\*) Valores calculados con el balance carga producción de los correspondientes años.

(\*\*) Precios promedios calculados con los precios de exportación (Platts).

Precio Nafta Virgen (diluyente)	117.82 Precio actual
Flete diluyente Talara - Bayóvar	1.00
Costo Operativo para transporte diluyente	2.00

Periodo de evaluación	20 años
Porcentaje de participación utilidades de trabajadores	10%
Impuesto a la renta	30%
Tasa de corte	15%
Depreciación	Lineal en 10 años

**FACTORES**

Precio diluyente	1
Costos operación/mantenimiento	1
Inversión	1

**PRECIO DE LA NAFTA VIRGEN EN EL AÑO 2008**

Enero	90.62
Febrero	90.46
Marzo	100.12
Abril	107.67
Mayo	113.50
Junio	131.02
Julio	134.51
Agosto	126.99
Septiembre	129.60
Octubre	126.60
Noviembre	132.20
Diciembre	130.60
<b>PROMEDIO</b>	<b>117.82</b>

Rubros	Costo Fijo - MUS\$	
	Nuevo	Existente
Mano de obra	7,512	12,520
Mantenimiento	975	975
Materiales	208	208
Seguridad	768	768
Otros servicios contratados	8,472	8,472
Otros costos fijos	781	781
Seguros	7,794	2,698
Tributos	134	134
<b>Total</b>	<b>26,644</b>	<b>26,556</b>

Ref. año 2006



**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

ESCENARIO 2

CASO 2

*Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.*

**INVERSIONES**

<b>ITEM</b>	<b>MMUS\$ ORIGINAL</b>
Adecuación oleoducto ramal norte	14.00
Construcción oleoducto Andoas - E5 para mezcla crudo + diluyente (24 pulgadas)	247.44
Construcción oleoducto Bayóvar - E5 para diluyente (12 pulgadas)	321.68
<b>FACILIDADES EN ESTACIONES</b>	
Andoas	48.57
Morona	16.62
Estación 5	28.80
Estación 7	0.86
Estación Olmos	18.63
Terminal Bayóvar	34.80
Planta separación en terminal Bayovar	48.02
<b>Total Inversión</b>	<b>779.41</b>

**FLUJO DESEMBOLSOS DE LA INVERSION**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
MMUS\$	77.9	467.6	233.8
Porcentaje de ejecución económica	10%	60%	30%





TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

<b>ESCENARIO 2</b>	<b>CASO 2</b>	<i>Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.</i>
--------------------	---------------	---

**CAPITAL DE TRABAJO**

**CÁLCULO DEL VOLUMEN INICIAL DE DILUYENTE PARA LLENAR TUBERIA**

**Tramo Bayóvar-E5**

Diámetro de tubería	12 pulg
Longitud de tubería	550 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 252,417.9 Bls

**Tramo E5-Andoas**

Diámetro de tubería	16 pulg
Longitud de tubería	252 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 205,605.9 Bls

<b>Requerimiento total de diluyente</b>	<b>458,023.8 Bls</b>
---	----------------------

	<u>US/B</u>
Precio Nafta Virgen	117.82
Flete Talara Bayóvar	1.00
Costo Operativo OLE promedio	2.00
<b>Costo Nafta en el OLE</b>	<b>120.82</b>

<b>Capital de Trabajo (MMUS\$)</b>	<b>55.34</b>
------------------------------------	--------------

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

ESCENARIO 2      Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto) y Perenco CASO 2 (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar Talara mediante buque tanque.

INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		27.1	31.1	55.4	52.4	55.5	45.3	34.2	30.2	26.3	24.5	23.3	22.1	21.1	20.3	19.5	17.9	16.5	15.5	13.9	12.5
Diluyente MMB		1.4	2.2	5.8	5.5	6.1	4.9	3.5	3.1	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.7	1.6
Flete Crudo Pesado	8.41	227.8	261.6	465.9	440.6	466.8	381.5	288.1	253.8	220.9	205.9	195.7	186.3	177.7	170.4	164.0	151.0	139.2	130.4	116.6	105.3
Flete Diluyente a Bayóvar	8.41	12.1	18.8	48.8	46.7	51.5	41.1	29.8	25.7	21.9	20.7	20.2	19.3	18.5	18.4	18.0	17.1	16.8	16.1	14.7	13.6
Flete Diluyente de Bayóvar	8.41	12.1	18.8	48.8	46.7	51.5	41.1	29.8	25.7	21.9	20.7	20.2	19.3	18.5	18.4	18.0	17.1	16.8	16.1	14.7	13.6
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>252.0</b>	<b>299.2</b>	<b>563.5</b>	<b>534.0</b>	<b>569.7</b>	<b>463.6</b>	<b>347.6</b>	<b>305.3</b>	<b>264.7</b>	<b>247.3</b>	<b>236.1</b>	<b>225.0</b>	<b>214.6</b>	<b>207.2</b>	<b>200.0</b>	<b>185.2</b>	<b>172.9</b>	<b>162.6</b>	<b>146.0</b>	<b>132.5</b>
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
<b>Flete Incremental</b>		<b>198.9</b>	<b>252.0</b>	<b>522.3</b>	<b>496.4</b>	<b>535.6</b>	<b>433.0</b>	<b>320.9</b>	<b>280.5</b>	<b>241.8</b>	<b>226.6</b>	<b>218.0</b>	<b>208.0</b>	<b>198.5</b>	<b>193.6</b>	<b>187.8</b>	<b>175.5</b>	<b>166.8</b>	<b>157.9</b>	<b>142.6</b>	<b>130.4</b>

INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN FINANCIERA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		27.1	31.1	55.4	52.4	55.5	45.3	34.2	30.2	26.3	24.5	23.3	22.1	21.1	20.3	19.5	17.9	16.5	15.5	13.9	12.5
Diluyente MMB		1.4	2.2	5.8	5.5	6.1	4.9	3.5	3.1	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.7	1.6
Flete Crudo Pesado	6.58	178.3	204.7	364.6	344.8	365.3	298.6	225.5	198.6	172.9	161.1	153.1	145.8	139.1	133.3	128.4	118.1	108.9	102.1	91.3	82.4
Flete Diluyente a Bayóvar	6.58	9.5	14.7	38.2	36.5	40.3	32.1	23.3	20.1	17.2	16.2	15.8	15.1	14.4	14.4	14.1	13.4	13.2	12.6	11.5	10.6
Flete Diluyente de Bayóvar	6.58	9.5	14.7	38.2	36.5	40.3	32.1	23.3	20.1	17.2	16.2	15.8	15.1	14.4	14.4	14.1	13.4	13.2	12.6	11.5	10.6
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>197.2</b>	<b>234.1</b>	<b>441.0</b>	<b>417.9</b>	<b>445.8</b>	<b>362.8</b>	<b>272.0</b>	<b>238.9</b>	<b>207.2</b>	<b>193.5</b>	<b>184.8</b>	<b>176.1</b>	<b>168.0</b>	<b>162.1</b>	<b>156.5</b>	<b>144.9</b>	<b>135.3</b>	<b>127.3</b>	<b>114.3</b>	<b>103.7</b>
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
<b>Flete Incremental</b>		<b>144.1</b>	<b>186.9</b>	<b>399.8</b>	<b>380.3</b>	<b>411.7</b>	<b>332.1</b>	<b>245.4</b>	<b>214.1</b>	<b>184.2</b>	<b>172.9</b>	<b>166.6</b>	<b>159.1</b>	<b>151.8</b>	<b>148.6</b>	<b>144.3</b>	<b>135.2</b>	<b>129.3</b>	<b>122.6</b>	<b>110.9</b>	<b>101.6</b>





TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

ESCENARIO 2		EVALUACIÓN ECONOMICA																		
CASO 2	Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto) y Perenco (Lote 67), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque																	INVERSION	779.4	MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2007

	2010 -2	2011 -1	2012 0	2013 1	2014 2	2015 3	2016 4	2017 5	2018 6	2019 7	2020 8	2021 9	2022 10	2023 11	2024 12	2025 13	2026 14	2027 15	2028 16	2029 17	2030 18
Producción MBDC				151.7	143.5	152.0	124.2	93.8	82.6	71.9	67.0	63.7	60.7	57.9	55.5	53.4	49.2	45.3	42.5	38.0	34.3
Diluyente MBDC				15.9	15.2	16.8	13.4	9.7	8.4	7.1	6.7	6.6	6.3	6.0	6.0	5.9	5.6	5.5	5.2	4.8	4.4
Requerimiento Diluyente (Make-up)				1.6	1.5	1.7	1.3	1.0	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4
Precio Nafta				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9
Costo				39.1	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	11.9
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	77.9	467.6	233.8																		
Capital de Trabajo				94.4	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	(384.0)
Total Inversión	77.9	467.6	233.8	94.4	34.5	34.7	25.0	18.4	16.2	14.2	13.8	13.9	13.6	13.4	13.6	13.6	13.3	13.4	13.3	12.5	(384.0)
<b>INGRESOS</b>																					
Fletes				522.3	496.4	535.6	433.0	320.9	280.5	241.8	226.6	218.0	208.0	198.5	193.6	187.8	175.5	166.8	157.9	142.6	130.4
Total Ingresos				522.3	496.4	535.6	433.0	320.9	280.5	241.8	226.6	218.0	208.0	198.5	193.6	187.8	175.5	166.8	157.9	142.6	130.4
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo OLE				82.9	80.5	86.0	74.0	61.0	56.3	51.9	50.5	50.0	49.0	47.9	47.9	47.4	46.4	46.1	45.2	43.6	42.3
Costo operación fraccionamiento				49.1	45.9	51.1	37.7	23.5	18.5	14.7	12.5	11.6	10.7	10.0	9.5	9.1	8.3	7.6	7.2	6.0	5.1
Costo de almac. y despacho en Bayóvar				15.5	14.8	16.3	13.0	9.4	8.2	6.9	6.6	6.4	6.1	5.9	5.8	5.7	5.4	5.3	5.1	4.7	4.3
Flete crudo pesado Bayóvar - Talara				11.2	11.8	12.3	26.9	27.4	28.0	28.6	29.1	29.7	28.6	26.3	24.1	21.8	20.2	17.9	15.7	13.4	11.8
Depreciación				77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				236.7	230.9	243.7	229.6	199.3	189.0	180.0	176.6	175.6	172.3	90.1	87.3	84.0	80.2	76.9	73.3	67.7	63.5
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				285.6	265.5	291.9	203.4	121.6	91.5	61.7	50.0	42.4	35.7	108.4	106.3	103.8	95.3	89.9	84.7	74.9	66.9
Participación utilidades de trabajadores				28.6	26.5	29.2	20.3	12.2	9.1	6.2	5.0	4.2	3.6	10.8	10.6	10.4	9.5	9.0	8.5	7.5	6.7
Utilidad antes de impuestos				257.1	238.9	262.7	183.0	109.5	82.3	55.6	45.0	38.2	32.2	97.5	95.7	93.4	85.7	80.9	76.2	67.5	60.2
Impuesto a la Renta				77.1	71.7	78.8	54.9	32.8	24.7	16.7	13.5	11.4	9.6	29.3	28.7	28.0	25.7	24.3	22.9	20.2	18.1
Utilidad Neta				179.9	167.3	183.9	128.1	76.6	57.6	38.9	31.5	26.7	22.5	68.3	67.0	65.4	60.0	56.7	53.3	47.2	42.1
Depreciación				77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(77.9)	(467.6)	(233.8)	163.5	210.7	227.1	181.0	136.1	119.3	102.6	95.7	90.8	86.8	54.9	53.3	51.8	46.7	43.2	40.1	34.7	426.1
FNF actualizado	(77.9)	(467.6)	(233.8)	163.5	210.7	227.1	181.0	136.1	119.3	102.6	95.7	90.8	86.8	54.9	53.3	51.8	46.7	43.2	40.1	34.7	426.1
FNF acumulado	(77.9)	(545.6)	(779.4)	(615.9)	(405.2)	(178.1)	2.9	139.0	258.3	360.9	456.6	547.4	634.2	689.1	742.4	794.2	840.9	884.1	924.1	958.8	1,385.0

<b>FLETE</b>	8.41 US\$/BI
VALOR ACTUAL NETO - 0	0%
TASA INTERNA DE RETORNO	15%
PERÍODO DE RECUPERO	4.0 AÑOS







**EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA**  
**EMPRESA DE TRANSPORTE (PETROPERU)**  
**ESCENARIO 3 CASO 1**

ESCAMARIO 3

CASO 1

Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayovar - Talara mediante ducto.

**BASES DE EVALUACION**

**COSTOS**

**Costo Operación de la Inversión realizada**

Costo de Operación - Fijo	31.61 MMUS\$
Costo de Operación - Variable	1.04 US\$/Bl
Seguros	1% Inversión

**Costo Operación OLE Existente**

Costo fijo	26.56 MMUS\$
Costo operación variable	1.04 US\$/Bl

**US\$/Bl**

Costo Operativo Planta de Fraccionamiento	1.20
Costo de almacenamiento y despacho en Bayovar	0.32
Tarifa actual promedio OLE	3.21

**MEZCLA CRUDO + DILUYENTE**

0.12 Diluyente
0.88 Crudo
1.00

**EXPORTACIÓN DE NAFTA VIRGEN**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
VOLUMEN (BL) (*)	1,773,170	1,958,225	2,044,730	1,262,900	2,200,950	2,149,850	1,609,650	1,646,150	1,786,080
PRECIO (US\$/BL) (**)	32.10	25.01	27.46	33.17	44.26	57.62	67.99	75.11	117.82

(\*) Valores calculados con el balance carga producción de los correspondientes años.

(\*\*) Precios promedios calculados con los precios de exportación (Platts).

Precio Nafta Virgen (diluyente)	117.82	Precio actual
Flete diluyente Talara - Bayovar	1.00	
Costo Operativo para transporte diluyente	2.00	

Período de evaluación	20 años
Porcentaje de participación	
utilidades de trabajadores	10%
Impuesto a la renta	30%
Tasa de corte	15%
Depreciación	Lineal en 10 años

FACTORES	
Precio diluyente	1
Costos operación/mantenimiento	1
Inversión	1

**PRECIO DE LA NAFTA VIRGEN EN EL AÑO 2008**

Enero	90.62
Febrero	90.46
Marzo	100.12
Abril	107.67
Mayo	113.50
Junio	131.02
Julio	134.51
Agosto	126.99
Septiembre	129.60
Octubre	126.60
Noviembre	132.20
Diciembre	130.60
<b>PROMEDIO</b>	<b>117.82</b>

Rubros	Costo Fijo - MUS\$	
	Nuevo	Existente
Mano de obra	9,151	12,520
Mantenimiento	1,188	975
Materiales	253	208
Seguridad	938	768
Otros servicios contratados	10,321	8,472
Otros costos fijos	951	781
Seguros	8,647	2,698
Tributos	163	134
<b>Total</b>	<b>31,610</b>	<b>26,556</b>

Ref. año 2006

**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

<b>ESCENARIO 3</b>	<b>CASO 1</b>	<i>Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.</i>
--------------------	---------------	--

**INVERSIONES**

<b>ITEM</b>	<b>MMUS\$ ORIGINAL</b>
Adecuación oleoducto ramal norte	14.00
Construcción oleoducto Andoas - E5 para mezcla crudo + diluyente (24 pulgadas)	247.44
Construcción oleoducto Bayóvar - E5 para diluyente (12 pulgadas)	321.68
Construcción de oleoducto Bayóvar - Talara (Crudo Pesado)	85.24
<b>FACILIDADES EN ESTACIONES</b>	
Andoas	48.57
Morona	16.62
Estación 5	28.80
Estación 7	0.86
Estación Olmos	18.63
Terminal Bayóvar	34.80
Planta separación en terminal Bayovar	48.02
<b>Total Inversión</b>	<b>864.65</b>

**FLUJO DESEMBOLSOS DE LA INVERSION**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
MMUS\$	86.5	518.8	259.4
Porcentaje de ejecución económica	10%	60%	30%

**ESCENARIO 3 CASO 1** Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.

**PRODUCCION (MMB)**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Perenco	0.0	1.2	1.5	6.2	11.0	35.1	32.7	36.5	26.6	16.1	12.4	9.6	8.0	7.3	6.6	6.1	5.8	5.4	4.8	4.3
Pluspetrol	0.0	0.5	2.0	4.3	5.4	7.4	7.9	8.3	9.2	9.9	10.0	9.5	10.1	10.3	10.2	9.9	10.3	10.3	10.1	10.3
Repsol	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	13.2	16.4	18.4	21.6	22.2	20.2	20.3	20.2	18.8	13.6	10.7	8.9	7.4	6.4
Loreto	10.0	11.3	11.9	10.6	9.5	8.4	7.7	7.1	6.4	5.8	5.5	5.1	4.6	4.4	4.2	4.0	3.3	2.9	2.2	1.1
Mayna	6.1	7.1	6.8	6.0	5.2	4.4	4.0	3.5	3.2	2.5	2.3	2.0	1.9	1.3	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8
<b>Total MMB</b>	<b>16.1</b>	<b>20.1</b>	<b>22.1</b>	<b>27.1</b>	<b>31.1</b>	<b>61.0</b>	<b>65.5</b>	<b>71.8</b>	<b>63.7</b>	<b>55.9</b>	<b>52.3</b>	<b>46.4</b>	<b>44.7</b>	<b>43.4</b>	<b>40.9</b>	<b>34.8</b>	<b>31.0</b>	<b>28.4</b>	<b>25.3</b>	<b>23.0</b>
<b>Total Pesado MMB</b>	<b>0.0</b>	<b>1.6</b>	<b>3.5</b>	<b>10.5</b>	<b>16.4</b>	<b>48.2</b>	<b>53.8</b>	<b>61.2</b>	<b>54.2</b>	<b>47.5</b>	<b>44.6</b>	<b>39.3</b>	<b>38.3</b>	<b>37.8</b>	<b>35.6</b>	<b>29.7</b>	<b>26.8</b>	<b>24.6</b>	<b>22.3</b>	<b>21.1</b>

Perenco (Lote 67)			
YEAR	BOPD	API	SG
2008	0	12.10	0.972
2009	3,200	12.10	0.972
2010	4,000	12.10	0.972
2011	17,000	12.59	0.972
2012	30,000	16.60	0.967
2013	96,289	15.75	0.968
2014	89,712	15.16	0.969
2015	100,000	13.58	0.970
2016	72,794	13.58	0.969
2017	44,050	14.01	0.969
2018	33,962	14.16	0.969
2019	26,343	14.40	0.969
2020	21,799	14.53	0.969
2021	19,909	14.48	0.969
2022	18,184	14.43	0.969
2023	16,839	14.39	0.969
2024	15,775	14.34	0.969
2025	14,860	14.30	0.968
2026	13,273	14.29	0.968
2027	11,845	14.22	0.968
2028	11,299	14.18	0.967
2029	8,877	14.23	0.967
2030	7,185	14.23	0.966

Pluspetrol (Crudo pesado Lote 1AB)		
BOPD	API	SG
0	17.9	0.947122
1,237	17.9	0.947122
5,500	17.9	0.947122
11,858	17.9	0.947122
14,891	17.9	0.947122
20,251	17.9	0.947122
21,728	17.9	0.947122
22,871	17.9	0.947122
25,253	17.9	0.947122
27,000	17.9	0.947122
27,500	17.9	0.947122
26,000	17.9	0.947122
27,626	17.9	0.947122
28,341	17.9	0.947122
28,000	17.9	0.947122
27,251	17.9	0.947122
28,132	17.9	0.947122
28,124	17.9	0.947122
27,606	17.9	0.947122
28,343	17.9	0.947122
27,153	17.9	0.947122
26,208	17.9	0.947122
25,309	17.9	0.947122

Repsol (Lote 39)		
BOPD	API	SG
0	14.00	0.9725
0	14.00	0.9725
0	14.00	0.9725
0	14.00	0.9725
0	14.00	0.9725
15,465	12.13	0.9852
36,065	12.17	0.9849
44,834	12.07	0.9856
50,323	11.43	0.9900
59,219	11.14	0.9920
60,687	11.04	0.9927
55,216	11.02	0.9928
55,493	10.98	0.9931
55,282	10.95	0.9933
51,428	10.90	0.9937
37,348	10.85	0.9940
29,388	10.76	0.9947
24,298	10.75	0.9947
20,266	10.76	0.9947
17,620	10.77	0.9946
14,950	10.77	0.9946
11,937	10.79	0.9944
0	14.00	0.9725

Pluspetrol (Loreto - Lote 1AB)		
BOPD	API	SG
27,500	18.00	0.946488
31,000	18.00	0.946488
32,500	18.00	0.946488
29,000	18.00	0.946488
26,000	18.00	0.946488
23,000	18.00	0.946488
21,000	18.00	0.946488
19,500	18.00	0.946488
17,500	18.90	0.940824
16,000	18.90	0.940824
15,000	18.90	0.940824
14,000	18.90	0.940824
12,500	18.90	0.940824
12,000	18.90	0.940824
11,500	18.90	0.940824
11,000	18.90	0.940824
9,000	18.90	0.940824
8,000	18.90	0.940824
6,000	18.90	0.940824
3,000	18.90	0.940824
2,000	18.90	0.940824
1,000	18.90	0.940824
0	18.90	0.940824

Pluspetrol (Mayna Lote 8)		
BOPD	API	SG
16,698	24.60	0.90647
19,584	24.00	0.90997
18,681	24.30	0.90822
16,334	24.30	0.90822
14,287	24.40	0.90763
12,180	24.30	0.90822
11,047	24.30	0.90822
9,634	24.30	0.90822
8,689	24.20	0.9088
6,771	23.40	0.91349
6,184	23.40	0.91349
5,588	23.30	0.91408
5,109	23.30	0.91408
3,475	24.60	0.90647
2,995	24.50	0.90705
2,773	24.50	0.90705
2,578	24.50	0.90705
2,423	21.00	0.92787
2,278	21.00	0.92787
2,141	21.00	0.92787
2,013	21.00	0.92787
1,892	21.00	0.92787
1,778	21.00	0.92787

(\*) Los únicos crudos que utilizarán nafta craqueada como diluyente serán el Perenco, Pluspetrol y el crudo de Repsol.



**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

<b>ESCENARIO 3</b>	<b>CASO 1</b>	<i>Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.</i>
--------------------	---------------	--

**CAPITAL DE TRABAJO**

**CÁLCULO DEL VOLUMEN INICIAL DE DILUYENTE PARA LLENAR TUBERIA**

**Tramo Bayóvar-E5**

Diámetro de tubería 12 pulg  
Longitud de tubería 550 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 252,417.9 Bls

**Tramo E5-Andoas**

Diámetro de tubería 16 pulg  
Longitud de tubería 252 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 205,605.9 Bls

<b>Requerimiento total de diluyente</b>	<b>458,023.8 Bls</b>
---	----------------------

	<u><b>US/B</b></u>
Precio Nafta Virgen	117.82
Flete Talara Bayóvar	1.00
Costo Operativo OLE promedio	2.00
<b>Costo Nafta en el OLE</b>	<b>120.82</b>

<b>Capital de Trabajo (MMUS\$)</b>	<b>55.34</b>
------------------------------------	--------------



TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

ESCENARIO 3

Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 CASO 1 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.

INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		27.1	31.1	61.0	65.5	71.8	63.7	55.9	52.3	46.4	44.7	43.4	40.9	34.8	31.0	28.4	25.3	23.0	21.0	18.2	12.5
Diluyente MMB		1.4	2.2	6.6	7.3	8.3	7.4	6.5	6.1	5.4	5.2	5.2	4.9	4.1	3.6	3.3	3.0	2.9	2.7	2.3	1.6
Flete Crudo Pesado	6.69	181.1	207.9	408.0	438.2	480.4	426.0	373.5	349.8	310.3	299.0	290.4	273.6	232.3	207.1	189.6	169.4	153.6	140.1	121.8	83.6
Flete Diluyente a Bayóvar	6.69	9.6	14.9	43.9	49.1	55.8	49.4	43.4	40.6	35.8	34.9	34.5	32.5	27.1	24.4	22.4	20.3	19.2	17.8	15.6	10.8
Flete Diluyente de Bayóvar	6.69	9.6	14.9	43.9	49.1	55.8	49.4	43.4	40.6	35.8	34.9	34.5	32.5	27.1	24.4	22.4	20.3	19.2	17.8	15.6	10.8
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>200.3</b>	<b>237.7</b>	<b>495.8</b>	<b>536.3</b>	<b>592.0</b>	<b>524.7</b>	<b>460.2</b>	<b>431.1</b>	<b>381.9</b>	<b>368.8</b>	<b>359.3</b>	<b>338.5</b>	<b>286.5</b>	<b>255.9</b>	<b>234.4</b>	<b>210.1</b>	<b>192.1</b>	<b>175.7</b>	<b>153.1</b>	<b>105.3</b>
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
<b>Flete Incremental</b>		<b>147.1</b>	<b>190.5</b>	<b>454.6</b>	<b>498.8</b>	<b>557.8</b>	<b>494.0</b>	<b>433.5</b>	<b>406.2</b>	<b>358.9</b>	<b>348.2</b>	<b>341.2</b>	<b>321.6</b>	<b>270.4</b>	<b>242.3</b>	<b>222.2</b>	<b>200.4</b>	<b>186.1</b>	<b>170.9</b>	<b>149.7</b>	<b>103.2</b>

INGRESOS POR FLETES (EVALUACION FINANCIERA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		27.1	31.1	61.0	65.5	71.8	63.7	55.9	52.3	46.4	44.7	43.4	40.9	34.8	31.0	28.4	25.3	23.0	21.0	18.2	12.5
Diluyente MMB		1.4	2.2	6.6	7.3	8.3	7.4	6.5	6.1	5.4	5.2	5.2	4.9	4.1	3.6	3.3	3.0	2.9	2.7	2.3	1.6
Flete Crudo Pesado	5.25	142.2	163.2	320.4	344.1	377.2	334.5	293.3	274.7	243.7	234.8	228.1	214.8	182.5	162.7	148.9	133.0	120.6	110.0	95.7	65.7
Flete Diluyente a Bayóvar	5.25	7.5	11.7	34.5	38.5	43.8	38.8	34.0	31.9	28.1	27.4	27.1	25.5	21.3	19.2	17.6	16.0	15.1	14.0	12.3	8.5
Flete Diluyente de Bayóvar	5.25	7.5	11.7	34.5	38.5	43.8	38.8	34.0	31.9	28.1	27.4	27.1	25.5	21.3	19.2	17.6	16.0	15.1	14.0	12.3	8.5
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>157.3</b>	<b>186.7</b>	<b>389.4</b>	<b>421.2</b>	<b>464.9</b>	<b>412.1</b>	<b>361.4</b>	<b>338.5</b>	<b>299.9</b>	<b>289.6</b>	<b>282.2</b>	<b>265.9</b>	<b>225.0</b>	<b>201.0</b>	<b>184.1</b>	<b>165.0</b>	<b>150.9</b>	<b>137.9</b>	<b>120.2</b>	<b>82.7</b>
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
<b>Flete Incremental</b>		<b>104.1</b>	<b>139.5</b>	<b>348.2</b>	<b>383.6</b>	<b>430.7</b>	<b>381.4</b>	<b>334.7</b>	<b>313.7</b>	<b>276.9</b>	<b>269.0</b>	<b>264.0</b>	<b>248.9</b>	<b>208.9</b>	<b>187.4</b>	<b>171.9</b>	<b>155.3</b>	<b>144.8</b>	<b>133.2</b>	<b>116.8</b>	<b>80.6</b>

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

ESCENARIO 3	CASO 1	Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.	INVERSION	864.7	MMUS\$
-------------	--------	---	-----------	-------	--------

Millones de Dólares constantes del año 2007

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Producción MBDC				167.2	179.6	196.8	174.6	153.0	143.3	127.1	122.5	119.0	112.1	95.2	84.9	77.7	69.4	62.9	57.4	49.9	34.3	
Diluyente MBDC				18.0	20.1	22.9	20.2	17.8	16.7	14.7	14.3	14.1	13.3	11.1	10.0	9.2	8.3	7.9	7.3	6.4	4.4	
Requerimiento Diluyente (Make-up)				1.8	2.0	2.3	2.0	1.8	1.7	1.5	1.4	1.4	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.6	0.4	
Precio Nafta				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9	
Costo				44.3	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	11.9	
<b>INVERSION</b>																						
Inversión	86.5	518.8	259.4																			
Capital de Trabajo				99.6	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	(568.9)	
Total Inversión	86.5	518.8	259.4	99.6	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	(568.9)	
<b>INGRESOS</b>																						
Flete				454.6	498.8	557.8	494.0	433.5	406.2	358.9	348.2	341.2	321.6	270.4	242.3	222.2	200.4	186.1	170.9	149.7	103.2	
Total Ingresos				454.6	498.8	557.8	494.0	433.5	406.2	358.9	348.2	341.2	321.6	270.4	242.3	222.2	200.4	186.1	170.9	149.7	103.2	
<b>EGRESOS</b>																						
Costo Operativo OLE				95.4	102.9	112.6	103.3	94.5	90.6	83.6	82.3	81.6	78.8	71.0	67.0	64.1	61.2	59.5	57.4	54.3	47.3	
Costo operación fraccionamiento				50.1	48.1	53.8	40.7	27.1	22.2	18.0	15.8	14.9	13.8	12.2	11.3	10.5	9.5	8.6	8.1	6.7	5.1	
Costo de almac. y despacho en Bayóvar				17.5	19.6	22.3	19.7	17.3	16.2	14.3	13.9	13.7	13.0	10.8	9.7	8.9	8.1	7.7	7.1	6.2	4.3	
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Total Egresos				249.4	257.0	275.2	250.2	225.4	215.5	202.3	198.5	196.7	192.0	176.4	168.0	162.6	158.7	154.8	150.9	147.0	143.1	139.2
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				205.2	241.8	282.7	243.8	208.1	190.8	156.6	149.7	144.4	129.6	176.4	154.3	138.6	121.7	110.2	98.3	82.4	46.5	
Participación utilidades de trabajadores				20.5	24.2	28.3	24.4	20.8	19.1	15.7	15.0	14.4	13.0	17.6	15.4	13.9	12.2	11.0	9.8	8.2	4.6	
Utilidad antes de impuestos				184.7	217.6	254.4	219.5	187.3	171.7	141.0	134.7	130.0	116.6	158.8	138.9	124.8	109.5	99.2	88.5	74.2	41.8	
Impuesto a la Renta				55.4	65.3	76.3	65.8	56.2	51.5	42.3	40.4	39.0	35.0	47.6	41.7	37.4	32.9	29.8	26.5	22.3	12.5	
Utilidad Neta				129.3	152.3	178.1	153.6	131.1	120.2	98.7	94.3	91.0	81.6	111.1	97.2	87.3	76.7	69.4	61.9	51.9	29.3	
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Flujo Neto de Fondos	(86.5)	(518.8)	(259.4)	116.1	193.1	217.1	202.2	183.8	174.4	155.9	151.5	147.7	139.3	86.4	74.4	66.0	56.7	50.1	43.5	35.2	598.2	
FNF actualizado	(114.3)	(596.6)	(259.4)	101.0	146.0	142.8	115.6	91.4	75.4	58.6	49.5	42.0	34.4	18.6	13.9	10.7	8.0	6.2	4.6	3.3	48.3	
FNF acumulado	(114.3)	(711.0)	(970.4)	(869.4)	(723.3)	(580.6)	(465.0)	(373.6)	(298.2)	(239.6)	(190.1)	(148.1)	(113.6)	(95.1)	(81.2)	(70.4)	(62.4)	(56.3)	(51.6)	(46.3)	(0.0)	

<b>FLETE</b>	6.69 US\$/BI
VALOR ACTUAL NETO - 0	(0.0) MMUS\$
TASA INTERNA DE RETORNO	15%
PERIODO DE RECUPERO	18.0 AÑOS

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

ESENARIO 3	CASO 1	Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Parencos), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante ducto.	INVERSION	864.7	MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2007

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				167.2	179.6	196.8	174.6	153.0	143.3	127.1	122.5	119.0	112.1	95.2	84.9	77.7	69.4	62.9	57.4	49.9	34.3
Diluyente MBDC				18.0	20.1	22.9	20.2	17.8	16.7	14.7	14.3	14.1	13.3	11.1	10.0	9.2	8.3	7.9	7.3	6.4	4.4
Requerimiento Diluyente (Make-up)				1.8	2.0	2.3	2.0	1.8	1.7	1.5	1.4	1.4	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.6	0.4
Precio Nafta				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9
Costo				44.3	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	11.9
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	86.5	518.8	259.4																		
Capital de Trabajo				99.6	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	(568.9)
Total Inversión	86.5	518.8	259.4	99.6	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	(568.9)
<b>INGRESOS</b>																					
Fletes				454.6	498.8	557.8	494.0	433.5	406.2	358.9	348.2	341.2	321.6	270.4	242.3	222.2	200.4	186.1	170.9	149.7	103.2
Total Ingresos				454.6	498.8	557.8	494.0	433.5	406.2	358.9	348.2	341.2	321.6	270.4	242.3	222.2	200.4	186.1	170.9	149.7	103.2
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo OLE				95.4	102.9	112.6	103.3	94.5	90.6	83.6	82.3	81.6	78.8	71.0	67.0	64.1	61.2	59.5	57.4	54.3	47.3
Costo operación fraccionamiento				50.1	48.1	53.8	40.7	27.1	22.2	18.0	15.8	14.9	13.8	12.2	11.3	10.5	9.5	8.6	8.1	6.7	5.1
Costo de almac. y despacho en Bayóvar				17.5	19.6	22.3	19.7	17.3	16.2	14.3	13.9	13.7	13.0	10.8	9.7	8.9	8.1	7.7	7.1	6.2	4.3
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				249.4	257.0	275.2	250.2	225.4	215.5	202.3	198.5	196.7	192.0	94.0	88.0	83.6	78.7	75.9	72.6	67.3	56.7
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				205.2	241.8	282.7	243.8	208.1	190.8	156.6	149.7	144.4	129.6	176.4	154.3	138.6	121.7	110.2	98.3	82.4	46.5
Participación utilidades de trabajadores				20.5	24.2	28.3	24.4	20.8	19.1	15.7	15.0	14.4	13.0	17.6	15.4	13.9	12.2	11.0	9.8	8.2	4.6
Utilidad antes de impuestos				184.7	217.6	254.4	219.5	187.3	171.7	141.0	134.7	130.0	116.6	158.8	138.9	124.8	109.5	99.2	88.5	74.2	41.8
Impuesto a la Renta				55.4	65.3	76.3	65.8	56.2	51.5	42.3	40.4	39.0	35.0	47.6	41.7	37.4	32.9	29.8	26.5	22.3	12.5
Utilidad Neta				129.3	152.3	178.1	153.6	131.1	120.2	98.7	94.3	91.0	81.6	111.1	97.2	87.3	76.7	69.4	61.9	51.9	29.3
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(86.5)	(518.8)	(259.4)	116.1	193.1	217.1	202.2	183.8	174.4	155.9	151.5	147.7	139.3	86.4	74.4	66.0	56.7	50.1	43.5	35.2	598.2
FNF actualizado	(100.9)	(560.3)	(259.4)	107.5	165.6	172.4	148.6	125.1	109.9	91.0	81.9	73.9	64.5	37.1	29.6	24.3	19.3	15.8	12.7	9.5	149.7
FNF acumulado	(100.9)	(661.3)	(920.5)	(813.0)	(647.4)	(475.1)	(326.4)	(201.4)	(91.5)	(0.5)	81.4	155.2	219.7	256.8	286.4	310.6	330.0	345.8	358.5	368.0	517.6

<b>FLETE</b>	6.69 US\$/BI
VALOR ACTUAL NETO - 0	8%
TASA INTERNA DE RETORNO	15%
PERIODO DE RECUPERO	7.0 AÑOS

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

ESCENARIO 3	CASO 1	Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara	INVERSION	864.7	MMUS\$
-------------	--------	---	-----------	-------	--------

Millones de Dólares constantes del año 2007

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				167.2	179.6	196.8	174.6	153.0	143.3	127.1	122.5	119.0	112.1	95.2	84.9	77.7	69.4	62.9	57.4	49.9	34.3
Diluyente MBDC				18.0	20.1	22.9	20.2	17.8	16.7	14.7	14.3	14.1	13.3	11.1	10.0	9.2	8.3	7.9	7.3	6.4	4.4
Requerimiento Diluyente (Make-up)				1.8	2.0	2.3	2.0	1.8	1.7	1.5	1.4	1.4	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.6	0.4
Precio Nafta				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9
Costo				44.3	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	11.9
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	86.5	518.8	259.4																		
Capital de Trabajo				99.6	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	(568.9)
Total Inversión	86.5	518.8	259.4	99.6	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	(568.9)
<b>INGRESOS</b>																					
Fletes				454.6	498.8	557.8	494.0	433.5	406.2	358.9	348.2	341.2	321.6	270.4	242.3	222.2	200.4	186.1	170.9	149.7	103.2
Total Ingresos				454.6	498.8	557.8	494.0	433.5	406.2	358.9	348.2	341.2	321.6	270.4	242.3	222.2	200.4	186.1	170.9	149.7	103.2
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo OLE				95.4	102.9	112.6	103.3	94.5	90.6	83.6	82.3	81.6	78.8	71.0	67.0	64.1	61.2	59.5	57.4	54.3	47.3
Costo operación fraccionamiento				50.1	48.1	53.8	40.7	27.1	22.2	18.0	15.8	14.9	13.8	12.2	11.3	10.5	9.5	8.6	8.1	6.7	5.1
Costo de almac. y despacho en Bayóvar				17.5	19.6	22.3	19.7	17.3	16.2	14.3	13.9	13.7	13.0	10.8	9.7	8.9	8.1	7.7	7.1	6.2	4.3
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				249.4	257.0	275.2	250.2	225.4	215.5	202.3	198.5	196.7	192.0	94.0	88.0	83.6	78.7	75.9	72.6	67.3	56.7
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				205.2	241.8	282.7	243.8	208.1	190.8	156.6	149.7	144.4	129.6	176.4	154.3	138.6	121.7	110.2	98.3	82.4	46.5
Participación utilidades de trabajadores				20.5	24.2	28.3	24.4	20.8	19.1	15.7	15.0	14.4	13.0	17.6	15.4	13.9	12.2	11.0	9.8	8.2	4.6
Utilidad antes de impuestos				184.7	217.6	254.4	219.5	187.3	171.7	141.0	134.7	130.0	116.6	158.8	138.9	124.8	109.5	99.2	88.5	74.2	41.8
Impuesto a la Renta				55.4	65.3	76.3	65.8	56.2	51.5	42.3	40.4	39.0	35.0	47.6	41.7	37.4	32.9	29.8	26.5	22.3	12.5
Utilidad Neta				129.3	152.3	178.1	153.6	131.1	120.2	98.7	94.3	91.0	81.6	111.1	97.2	87.3	76.7	69.4	61.9	51.9	29.3
Depreciación				86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	86.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(86.5)	(518.8)	(259.4)	116.1	193.1	217.1	202.2	183.8	174.4	155.9	151.5	147.7	139.3	86.4	74.4	66.0	56.7	50.1	43.5	35.2	598.2
FNF actualizado	(86.5)	(518.8)	(259.4)	116.1	193.1	217.1	202.2	183.8	174.4	155.9	151.5	147.7	139.3	86.4	74.4	66.0	56.7	50.1	43.5	35.2	598.2
FNF acumulado	(86.5)	(605.3)	(864.7)	(748.5)	(555.4)	(338.2)	(136.1)	47.7	222.1	378.0	529.5	677.2	816.5	902.9	977.4	1,043.4	1,100.1	1,150.2	1,193.7	1,228.9	1,827.0

<b>FLETE</b>	6.69 US\$/BI
VALOR ACTUAL NETO - 0	0%
TASA INTERNA DE RETORNO	15%
PERIODO DE RECUPERO	4.7 AÑOS





**EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA**  
**EMPRESA DE TRANSPORTE (PETROPERU)**  
**ESCENARIO 3 CASO 2**

ESCENARIO 3

CASO 2

Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repso) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayovar - Talara mediante buque tanque.

**BASES DE EVALUACION**

**COSTOS**

Costo Operación de la Inversión realizada

Costo de Operación - Fijo	26.64 MMUS\$
Costo de Operación - Variable	1.04 US\$/BI
Seguros	1% Inversión

Costo Operación OLE Existente

Costo fijo	26.56 MMUS\$
Costo operación variable	1.04 US\$/BI

US\$/BI

Costo Operativo Planta de Fraccionamiento	1.20
Costo de almacenamiento y despacho en Bayovar	0.32
Tarifa actual promedio OLE	3.21

**MEZCLA CRUDO + DILUYENTE**

0.12 Diluyente
0.88 Crudo
1.00

**EXPORTACIÓN DE NAFTA VIRGEN**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
VOLUMEN (BL) (*)	1,773,170	1,958,225	2,044,730	1,262,900	2,200,950	2,149,850	1,609,650	1,646,150	1,786,080
PRECIO (US\$/BL) (**)	32.10	25.01	27.46	33.17	44.26	57.62	67.99	75.11	117.82

(\*) Valores calculados con el balance carga producción de los correspondientes años.

(\*\*) Precios promedios calculados con los precios de exportación (Platts).

Precio Nafta Virgen (diluyente)	117.82	Precio actual
Flete diluyente Talara - Bayovar	1.00	
Costo Operativo para transporte diluyente	2.00	

Periodo de evaluación	20 años
Porcentaje de participación	
utilidades de trabajadores	10%
Impuesto a la renta	30%
Tasa de corte	15%
Depreciación	Lineal en 10 años

**FACTORES**

Precio diluyente	1
Costos operación/mantenimiento	1
Inversión	1

**PRECIO DE LA NAFTA VIRGEN EN EL AÑO 2008**

Enero	90.62
Febrero	90.46
Marzo	100.12
Abril	107.67
Mayo	113.50
Junio	131.02
Julio	134.51
Agosto	126.99
Septiembre	129.60
Octubre	126.60
Noviembre	132.20
Diciembre	130.60
<b>PROMEDIO</b>	<b>117.82</b>

Rubros	Costo Fijo - MUS\$	
	Nuevo	Existente
Mano de obra	7,512	12,520
Mantenimiento	975	975
Materiales	208	208
Seguridad	768	768
Otros servicios contratados	8,472	8,472
Otros costos fijos	781	781
Seguros	7,794	2,698
Tributos	134	134
<b>Total</b>	<b>26,644</b>	<b>26,556</b>

Ref. año 2006



**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

<b>ESCENARIO 3</b>	<b>CASO 2</b>	<i>Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.</i>
--------------------	---------------	---

**INVERSIONES**

<b>ITEM</b>	<b>MMUS\$ ORIGINAL</b>
Adecuación oleoducto ramal norte	14.00
Construcción oleoducto Andoas - E5 para mezcla crudo + diluyente (24 pulgadas)	247.44
Construcción oleoducto Bayóvar - E5 para diluyente (12 pulgadas)	321.68
<b>FACILIDADES EN ESTACIONES</b>	
Andoas	48.57
Morona	16.62
Estación 5	28.80
Estación 7	0.86
Estación Olmos	18.63
Terminal Bayóvar	34.80
Planta separación en terminal Bayovar	48.02
<b>Total Inversión</b>	<b>779.41</b>

**FLUJO DESEMBOLSOS DE LA INVERSION**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
MMUS\$	77.9	467.6	233.8
Porcentaje de ejecución económica	10%	60%	30%

ESCENARIO 3 CASO 2

Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.

PRODUCCION (MMB)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Perenco	0.0	1.2	1.5	6.2	11.0	35.1	32.7	36.5	26.6	16.1	12.4	9.6	8.0	7.3	6.6	6.1	5.8	5.4	4.8	4.3
Pluspetrol	0.0	0.5	2.0	4.3	5.4	7.4	7.9	8.3	9.2	9.9	10.0	9.5	10.1	10.3	10.2	9.9	10.3	10.3	10.1	10.3
Repsol	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	13.2	16.4	18.4	21.6	22.2	20.2	20.3	20.2	18.8	13.6	10.7	8.9	7.4	6.4
Loreto	10.0	11.3	11.9	10.6	9.5	8.4	7.7	7.1	6.4	5.8	5.5	5.1	4.6	4.4	4.2	4.0	3.3	2.9	2.2	1.1
Mayna	6.1	7.1	6.8	6.0	5.2	4.4	4.0	3.5	3.2	2.5	2.3	2.0	1.9	1.3	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8
<b>Total MMB</b>	<b>16.1</b>	<b>20.1</b>	<b>22.1</b>	<b>27.1</b>	<b>31.1</b>	<b>61.0</b>	<b>65.5</b>	<b>71.8</b>	<b>63.7</b>	<b>55.9</b>	<b>52.3</b>	<b>46.4</b>	<b>44.7</b>	<b>43.4</b>	<b>40.9</b>	<b>34.8</b>	<b>31.0</b>	<b>28.4</b>	<b>25.3</b>	<b>23.0</b>
<b>Total Pesado MM</b>	<b>0.0</b>	<b>1.6</b>	<b>3.5</b>	<b>10.5</b>	<b>16.4</b>	<b>48.2</b>	<b>53.8</b>	<b>61.2</b>	<b>54.2</b>	<b>47.5</b>	<b>44.6</b>	<b>39.3</b>	<b>38.3</b>	<b>37.8</b>	<b>35.6</b>	<b>29.7</b>	<b>26.8</b>	<b>24.6</b>	<b>22.3</b>	<b>21.1</b>

Perenco (Lote 67)			
YEAR	BOPD	API	SG
2008	0	12.10	0.972
2009	3,200	12.10	0.972
2010	4,000	12.10	0.972
2011	17,000	12.59	0.972
2012	30,000	16.60	0.967
2013	96,289	15.75	0.968
2014	89,712	15.16	0.969
2015	100,000	13.58	0.970
2016	72,794	13.58	0.969
2017	44,050	14.01	0.969
2018	33,962	14.16	0.969
2019	26,343	14.40	0.969
2020	21,799	14.53	0.969
2021	19,909	14.48	0.969
2022	18,184	14.43	0.969
2023	16,839	14.39	0.969
2024	15,775	14.34	0.969
2025	14,860	14.30	0.968
2026	13,273	14.29	0.968
2027	11,845	14.22	0.968
2028	11,299	14.18	0.967
2029	8,877	14.23	0.967
2030	7,185	14.23	0.966

Pluspetrol (Crudo pesado Lote 1AB)		
BOPD	API	SG
0	17.9	0.947122
1,237	17.9	0.947122
5,500	17.9	0.947122
11,858	17.9	0.947122
14,891	17.9	0.947122
20,251	17.9	0.947122
21,728	17.9	0.947122
22,871	17.9	0.947122
25,253	17.9	0.947122
27,000	17.9	0.947122
27,500	17.9	0.947122
26,000	17.9	0.947122
27,626	17.9	0.947122
28,341	17.9	0.947122
28,000	17.9	0.947122
27,251	17.9	0.947122
28,132	17.9	0.947122
28,124	17.9	0.947122
27,606	17.9	0.947122
28,343	17.9	0.947122
27,153	17.9	0.947122
26,208	17.9	0.947122
25,309	17.9	0.947122

Repsol (Lote 39)		
BOPD	API	SG
0	14.00	0.972509
0	14.00	0.972509
0	14.00	0.972509
0	14.00	0.972509
0	14.00	0.972509
15,465	12.13	0.98517
36,065	12.17	0.984896
44,834	12.07	0.985582
50,323	11.43	0.989995
59,219	11.14	0.992008
60,687	11.04	0.992704
55,216	11.02	0.992843
55,493	10.98	0.993122
55,282	10.95	0.993331
51,428	10.90	0.99368
37,348	10.85	0.994029
29,388	10.76	0.994658
24,298	10.75	0.994728
20,266	10.76	0.994658
17,620	10.77	0.994588
14,950	10.77	0.994588
11,937	10.79	0.994448
0	14.00	0.972509

Pluspetrol (Loreto - Lote 1AB)		
BOPD	API	SG
27,500	18.00	0.946488
31,000	18.00	0.946488
32,500	18.00	0.946488
29,000	18.00	0.946488
26,000	18.00	0.946488
23,000	18.00	0.946488
21,000	18.00	0.946488
19,500	18.00	0.946488
17,500	18.90	0.940824
16,000	18.90	0.940824
15,000	18.90	0.940824
14,000	18.90	0.940824
12,500	18.90	0.940824
12,000	18.90	0.940824
11,500	18.90	0.940824
11,000	18.90	0.940824
9,000	18.90	0.940824
8,000	18.90	0.940824
6,000	18.90	0.940824
3,000	18.90	0.940824
2,000	18.90	0.940824
1,000	18.90	0.940824
0	18.90	0.940824

Pluspetrol (Mayna Lote 8)		
BOPD	API	SG
16,698	24.60	0.90647
19,584	24.00	0.90997
18,681	24.30	0.90822
16,334	24.30	0.90822
14,287	24.40	0.90763
12,180	24.30	0.90822
11,047	24.30	0.90822
9,634	24.30	0.90822
8,689	24.20	0.9088
6,771	23.40	0.91349
6,184	23.40	0.91349
5,588	23.30	0.91408
5,109	23.30	0.91408
3,475	24.60	0.90647
2,995	24.50	0.90705
2,773	24.50	0.90705
2,578	24.50	0.90705
2,423	21.00	0.92787
2,278	21.00	0.92787
2,141	21.00	0.92787
2,013	21.00	0.92787
1,892	21.00	0.92787
1,778	21.00	0.92787

(\*) Los únicos crudos que utilizarán nafta craqueada como diluyente serán el Perenco, Pluspetrol y el crudo de Repsol.



**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

<b>ESCENARIO 3</b>	<b>CASO 2</b>	<i>Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.</i>
--------------------	---------------	---

**CAPITAL DE TRABAJO**

**CÁLCULO DEL VOLUMEN INICIAL DE DILUYENTE PARA LLENAR TUBERIA**

**Tramo Bayóvar-E5**

Diámetro de tubería 12 pulg  
Longitud de tubería 550 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 252,417.9 Bls

**Tramo E5-Andoas**

Diámetro de tubería 16 pulg  
Longitud de tubería 252 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería 205,605.9 Bls

<b>Requerimiento total de diluyente</b>	<b>458,023.8 Bls</b>
---	----------------------

**US/B**

Precio Nafta Virgen 117.82  
Flete Talara Bayóvar 1.00  
Costo Operativo OLE promedio 2.00  
**Costo Nafta en el OLE 120.82**

<b>Capital de Trabajo (MMUS\$)</b>	<b>55.34</b>
------------------------------------	--------------

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

ESCENARIO 3	CASO 2	Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol), Lote 1AB (Loreto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bayovar, transporte Bayóvar - Talara mediante buque tanque.

INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		27.1	31.1	61.0	65.5	71.8	63.7	55.9	52.3	46.4	44.7	43.4	40.9	34.8	31.0	28.4	25.3	23.0	21.0	18.2	12.5
Diluyente MMB		1.4	2.2	6.6	7.3	8.3	7.4	6.5	6.1	5.4	5.2	5.2	4.9	4.1	3.6	3.3	3.0	2.9	2.7	2.3	1.6
Flete Crudo Pesado	6.61	178.9	205.4	403.2	433.0	474.7	421.0	369.1	345.7	306.6	295.5	287.0	270.4	229.6	204.7	187.4	167.4	151.8	138.5	120.4	82.7
Flete Diluyente a Bayóvar	6.61	9.5	14.8	43.4	48.5	55.2	48.8	42.8	40.2	35.4	34.5	34.0	32.1	26.8	24.1	22.1	20.1	19.0	17.6	15.5	10.7
Flete Diluyente de Bayóvar	6.61	9.5	14.8	43.4	48.5	55.2	48.8	42.8	40.2	35.4	34.5	34.0	32.1	26.8	24.1	22.1	20.1	19.0	17.6	15.5	10.7
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>197.9</b>	<b>235.0</b>	<b>490.0</b>	<b>530.0</b>	<b>585.0</b>	<b>518.6</b>	<b>454.8</b>	<b>426.0</b>	<b>377.4</b>	<b>364.5</b>	<b>355.1</b>	<b>334.6</b>	<b>283.2</b>	<b>252.9</b>	<b>231.7</b>	<b>207.6</b>	<b>189.8</b>	<b>173.6</b>	<b>151.3</b>	<b>104.0</b>
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
<b>Flete Incremental</b>		<b>144.8</b>	<b>187.7</b>	<b>448.8</b>	<b>492.5</b>	<b>550.9</b>	<b>487.9</b>	<b>428.1</b>	<b>401.2</b>	<b>354.4</b>	<b>343.9</b>	<b>337.0</b>	<b>317.6</b>	<b>267.0</b>	<b>239.3</b>	<b>219.4</b>	<b>197.9</b>	<b>183.8</b>	<b>168.9</b>	<b>147.9</b>	<b>101.9</b>

INGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN FINANCIERA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Con Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		27.1	31.1	61.0	65.5	71.8	63.7	55.9	52.3	46.4	44.7	43.4	40.9	34.8	31.0	28.4	25.3	23.0	21.0	18.2	12.5
Diluyente MMB		1.4	2.2	6.6	7.3	8.3	7.4	6.5	6.1	5.4	5.2	5.2	4.9	4.1	3.6	3.3	3.0	2.9	2.7	2.3	1.6
Flete Crudo Pesado	5.29	143.4	164.6	323.0	346.9	380.3	337.3	295.7	277.0	245.7	236.7	229.9	216.6	184.0	164.0	150.1	134.1	121.6	110.9	96.4	66.2
Flete Diluyente a Bayóvar	5.29	7.6	11.8	34.8	38.9	44.2	39.1	34.3	32.2	28.3	27.6	27.3	25.7	21.5	19.3	17.7	16.1	15.2	14.1	12.4	8.6
Flete Diluyente de Bayóvar	5.29	7.6	11.8	34.8	38.9	44.2	39.1	34.3	32.2	28.3	27.6	27.3	25.7	21.5	19.3	17.7	16.1	15.2	14.1	12.4	8.6
<b>Flete Total (Crudo + Diluyente)</b>		<b>158.6</b>	<b>188.2</b>	<b>392.6</b>	<b>424.7</b>	<b>468.7</b>	<b>415.5</b>	<b>364.4</b>	<b>341.3</b>	<b>302.4</b>	<b>292.0</b>	<b>284.5</b>	<b>268.1</b>	<b>226.9</b>	<b>202.6</b>	<b>185.6</b>	<b>166.4</b>	<b>152.1</b>	<b>139.1</b>	<b>121.2</b>	<b>83.3</b>
<b>Sin proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		16.5	14.7	12.8	11.7	10.6	9.6	8.3	7.7	7.1	6.4	5.6	5.3	5.0	4.2	3.8	3.0	1.9	1.5	1.1	0.6
Flete Crudo	3.21	53.1	47.2	41.2	37.6	34.1	30.7	26.7	24.8	23.0	20.6	18.1	17.0	16.1	13.6	12.2	9.7	6.0	4.7	3.4	2.1
<b>Flete Incremental</b>		<b>105.4</b>	<b>141.0</b>	<b>351.4</b>	<b>387.1</b>	<b>434.6</b>	<b>384.8</b>	<b>337.7</b>	<b>316.5</b>	<b>279.4</b>	<b>271.4</b>	<b>266.4</b>	<b>251.1</b>	<b>210.7</b>	<b>189.0</b>	<b>173.4</b>	<b>156.7</b>	<b>146.1</b>	<b>134.4</b>	<b>117.8</b>	<b>81.3</b>





ESCENARIO 3	CASO 2	Producción del Lote 8 (Mayna), Crudo Pesado Lote 1AB (PI uspetrol), Lote 1AB (Loroto), Lote 39 (Repsol) y Lote 67 (Perenco), Mezcla con Diluyente con Separación de diluyente en terminal Bavovar, transoorte Bavóvar - Talara	INVERSION	778.4	MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2007

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				167.2	179.6	196.8	174.6	153.0	143.3	127.1	122.5	119.0	112.1	95.2	84.9	77.7	69.4	62.9	57.4	49.9	34.3
Diluyente MBDC				18.0	20.1	22.9	20.2	17.8	16.7	14.7	14.3	14.1	13.3	11.1	10.0	9.2	8.3	7.9	7.3	6.4	4.4
Requerimiento Diluyente (Make-up)				1.8	2.0	2.3	2.0	1.8	1.7	1.5	1.4	1.4	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.6	0.4
Precio Nafta				67.4	62.2	56.8	51.3	52.2	53.1	54.6	56.0	57.8	59.3	61.0	62.4	63.7	65.5	67.2	69.4	71.6	73.9
Costo				44.3	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	11.9
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	77.9	467.6	233.8																		
Capital de Trabajo				99.6	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	(568.9)
Total Inversión	77.9	467.6	233.8	99.6	45.6	47.4	37.9	33.8	32.3	29.2	29.2	29.8	28.8	24.7	22.8	21.3	19.9	19.3	18.4	16.8	(568.9)
<b>INGRESOS</b>																					
Fletes				448.8	492.5	550.9	487.9	428.1	401.2	354.4	343.9	337.0	317.6	267.0	239.3	219.4	197.9	183.8	168.9	147.9	101.9
Total Ingresos				448.8	492.5	550.9	487.9	428.1	401.2	354.4	343.9	337.0	317.6	267.0	239.3	219.4	197.9	183.8	168.9	147.9	101.9
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo OLE				90.4	97.9	107.7	98.3	89.6	85.7	78.6	77.3	76.7	73.8	66.0	62.1	59.1	56.2	54.6	52.4	49.4	42.3
Costo operación fraccionamiento				50.1	48.1	53.8	40.7	27.1	22.2	18.0	15.8	14.9	13.8	12.2	11.3	10.5	9.5	8.6	8.1	6.7	5.1
Costo de almac. y despacho en Bavóvar				17.5	19.6	22.3	19.7	17.3	16.2	14.3	13.9	13.7	13.0	10.8	9.7	8.9	8.1	7.7	7.1	6.2	4.3
Flete crudo pesado Bavóvar - Talara				11.2	11.8	12.3	26.9	27.4	28.0	28.6	29.1	29.7	28.6	26.3	24.1	21.8	20.2	17.9	15.7	13.4	11.8
Deoreciación				77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				247.1	255.3	274.0	263.6	239.3	230.0	217.3	214.1	212.9	207.1	115.4	107.2	100.4	93.9	88.8	83.4	75.7	63.5
<b>Utilidadantes de participación utilidades de trabajadores</b>																					
Utilidadantes de participación utilidades de trabajadores				201.7	237.2	276.9	224.3	188.8	171.2	137.1	129.7	124.0	110.5	151.7	132.2	119.0	104.0	95.0	85.5	72.2	38.4
Participación utilidades de trabajadores				20.2	23.7	27.7	22.4	18.9	17.1	13.7	13.0	12.4	11.1	15.2	13.2	11.9	10.4	9.5	8.6	7.2	3.8
Utilidad antes de impuestos				181.5	213.5	249.2	201.9	169.9	154.1	123.4	116.8	111.6	99.5	136.5	119.0	107.1	93.6	85.5	77.0	65.0	34.6
Impuesto a la Renta				54.4	64.0	74.8	60.6	51.0	46.2	37.0	35.0	33.5	29.8	41.0	35.7	32.1	28.1	25.7	23.1	19.5	10.4
<b>Utilidad Neta</b>				127.0	149.4	174.4	141.3	118.9	107.9	86.4	81.7	78.1	69.6	95.6	83.3	75.0	65.5	59.9	53.9	45.5	24.2
Deoreciación				77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	77.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	(77.9)	(467.6)	(233.8)	105.4	181.7	205.0	181.4	163.0	153.5	135.1	130.4	126.3	118.8	70.9	60.5	53.6	45.6	40.5	35.5	28.7	593.1
FNF actualizado	(77.9)	(467.6)	(233.8)	105.4	181.7	205.0	181.4	163.0	153.5	135.1	130.4	126.3	118.8	70.9	60.5	53.6	45.6	40.5	35.5	28.7	593.1
FNF acumulado	(77.9)	(545.6)	(779.4)	(674.0)	(492.3)	(287.3)	(106.0)	57.1	210.6	345.7	476.1	602.4	721.2	792.0	852.5	906.2	951.8	992.3	1,027.8	1,056.5	1,649.6

<b>FLETE</b>		6.61	US\$/BI
<b>VALOR ACTUAL NETO - 0</b>	0%	1,649.6	MMUS\$
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>		15%	
<b>PERIODO DE RECUPERO</b>		4.6	AÑOS







**EVALUACIÓN ECONÓMICA PRIMERA ETAPA**  
**EMPRESA PRODUCTORA (PERENCO)**  
**CASO WTI LOW PRICE**

**COSTO DUCTO DE 20" Y SISTEMA DE CALENTAMIENTO PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PIRANA - ANDOAS**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
A	<b>COSTOS DIRECTOS</b>				
	<b>Servicios de Ingeniería</b>				
	Prefactibilidad (0.5% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	274,002.64	274,002.64
	Diseño Básico y Definitivo (3.0% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	1,644,015.86	1,644,015.86
	<b>SUB TOTAL</b>				<b>1,918,018.50</b>
II	<b>Derecho de Vía</b>				
	Desbroce de derecho de vía (49% de la Longitud Total de Tub.)	Km	79.87	1,394.00	111,338.78
	Restauración (57% de la Longitud Total del Tub.)	Km	92.91	50,000.00	4,645,500.00
	<b>SUB TOTAL</b>				<b>4,756,838.78</b>
III	<b>Obras Preliminares</b>				
	Campamentos (01 por cada 40 Km de construcción)	EA	4.00	500,000.00	2,000,000.00
	Habilitación y rehabilitación actual DV. (inc. Accesos)	Km	163.00	15,000.00	2,445,000.00
	Partida de tránsito (Maquinaria de Mantenimiento para DV en construcción)	Km	163.00	5,000.00	815,000.00
	Replanteo de derecho de vía y Tubería Tramo II	Km	163.00	300.00	48,900.00
	Sanearamiento de propiedades particulares	Global	1.00	1,500,000.00	1,500,000.00
	Corte de taludes para ampliar derecho de vía	Km	13.00	130,000.00	1,690,000.00
Movilización y desmovilización (depende del peso de la tubería)	Global	1.00	11,101,270.15	11,101,270.15	
	<b>SUB TOTAL</b>				<b>19,600,170.15</b>
IV	<b>Tubería y materiales</b>				
	Suministro de tubería (SMLS) con recubrimiento FBE (pulg) Espesor t = 0.375	Km	163.00	310,511.75	50,613,416.05
	Suministro e instalación de válvulas en cruces de ríos (02 válvulas por cada cruce + 01 en línea para futura estación)	EA	19.00	210,937.50	4,007,812.50
	Protección Catódica (Suministro e instalación)	Global	163.00	1,100.00	179,300.00
	<b>SUB TOTAL</b>				<b>54,800,528.55</b>
V	<b>Instalación de tubería</b>				
	Construcción/Montaje (Inic. Supervisión e instalación)				
	Distribución de tubería (desfile)	Km	163.00	11,500.00	1,874,500.00
	Habilitación de curvas en frío (10% del costo de soldeo, soldadura y radiografiado)	Global	1.00	173,818.48	173,818.48
	Soldado	EA	21,420.00	32.56	697,435.20
	Soldadura	Kg	341,848.01	2.00	683,696.02
	Habilitación de canteras - material seleccionado	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Construcción de botaderos	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Powercrete (secos)	EA	7,497.00	101.57	761,470.29
	Mantas termocontraíbles Raychem (sumergidas)	EA	13,923.00	150.00	2,088,450.00
	Inspección y radiografiado (10% de la juntas)	EA	2,100.00	170.00	357,000.00
Prueba hidrostática	Global	1.00	315,000.00	315,000.00	
Sistemas de protección y drenaje	Global	1.00	1,575,000.00	1,575,000.00	
	<b>SUB TOTAL</b>				<b>9,156,369.99</b>
VI	<b>Sistema de Calentamiento</b>				
	Capacidad de tanques con calentamiento (6 tanques de 50 MB)	Bls	300,000.00	80.00	24,000,000.00
	Bombas y sus conexiones	C/U	6.00	4,000,000.00	24,000,000.00
	Calentamiento Paiche, Dorado, Piraña y Río Tigre	C/U	4.00	7,500,000.00	30,000,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				<b>78,000,000.00</b>
VII	<b>Comunicaciones</b>				
	Tendido de fibra óptica Sistema SCADA	Km	163.00	6,000.00	978,000.00
	Sala de control	Global	1.00	100,000.00	100,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				<b>1,078,000.00</b>
	<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>				<b>91,309,925.97</b>
B	<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>				
	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	9,130,992.60	9,130,992.60
	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	913,099.26	913,099.26
	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	2,739,297.78	2,739,297.78
	<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>				<b>12,783,389.64</b>
	<b>TOTAL COSTOS INVERSIÓN REQUERIDA</b>				<b>104,093,315.60</b>

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

**BASES DE EVALUACIÓN PRIMERA ETAPA**

**BASES DE EVALUACION**

**COSTOS**

Costo Operación de la Inversión realizada

Costo de Operación - Fijo	54.75 MUS\$	POR DIA
Costo de Operación - Variable	2.10 US\$/BI	PERENCO
Seguros	1% Inversión	

**MEZCLA CRUDO + DILUYENTE**

0.10 Diluyente
<u>0.90</u> Crudo

Rubros	ANUAL	DIARIO
	Costo Fijo - MUS\$	Costo Fijo - US\$
	Nuevo	Nuevo
Mano de obra	12,233	33,513.86
Proceso	2,540	6,958.90
Plataformas	328	898.63
Salud, Seguridad, Ambiente	3,068	8,405.48
Mantenimiento	975	2,671.23
Seguridad Fisica	480	1,315.07
Vehiculos - Equipo Liviano - Pesado	226	619.18
Tributos	134	367.12
<b>Total</b>	<b>19,984</b>	<b>54,749.48</b>

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

**INVERSIONES POR RUTA PRIMERA ETAPA**

	Perenco (MBDC)	Pluspetrol (MBDC)
CRUDO	30.00	20.00
DILUYENTE	3.33	2.22

	FLETES US\$/BL	MUS\$/DC	MUS\$/DC	MUS\$/DC	MMUS\$/DC	MMUS\$	MMUS\$
RUTA 1	20.84	69	46	116	0.116	42.26	56.26
RUTA 2	23.42	78	52	130	0.130	47.49	61.49
RUTA 3	20.67	69	46	115	0.115	41.91	55.91
RUTA 4	21.67	72	48	120	0.120	43.94	57.94

Caso 1	
ITEM	MMUS\$ ORIGINAL
COSTO DUCTO DE 20" PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PIRAÑA - ANDOAS (163 Km)	104.09
<b>Total Inversión</b>	<b>104.09</b>

113.93      Ducto de 163 Km Piraña-Andoas

PRODUCCION PRIMERA ETAPA

PRODUCCION (MMB)

	2011						2012								
	31 OCT	30 NOV	31 DIC	31 ENE	28 FEB	31 MAR	30 ABR	31 MAY	30 JUN	31 JUL	31 AGO	30 SET	31 OCT	30 NOV	31 DIC
Perenco	0.93	0.90	0.93	0.93	0.84	0.93	0.90	0.93	0.90	0.93	0.93	0.90	0.93	0.90	0.93
Pluspetrol	0.62	0.60	0.62	0.62	0.56	0.62	0.60	0.62	0.60	0.62	0.62	0.60	0.62	0.60	0.62
Crudo Loreto	0.90	0.87	0.90	0.81	0.73	0.81	0.78	0.81	0.78	0.81	0.81	0.78	0.81	0.78	0.81
Crudo Mayna	0.51	0.49	0.51	0.44	0.40	0.44	0.43	0.44	0.43	0.44	0.44	0.43	0.44	0.43	0.44
Total Crudo Pesado	1.55	1.50	1.55	1.55	1.40	1.55	1.50	1.55	1.50	1.55	1.55	1.50	1.55	1.50	1.55
Total MMB	2.96	2.86	2.96	2.80	2.53	2.80	2.71	2.80	2.71	2.80	2.80	2.71	2.80	2.71	2.80

Perenco (Lote 67)				
	MES	BOPD	API	SG
2011	OCT	30,000	14.13	0.972
	NOV	30,000	14.13	0.972
	DIC	30,000	14.13	0.972
2012	ENE	30,000	14.83	0.967
	FEB	30,000	14.71	0.968
	MAR	30,000	14.50	0.969
	ABR	30,000	14.43	0.970
	MAY	30,000	14.48	0.969
	JUN	30,000	14.48	0.969
	JUL	30,000	14.49	0.969
	AGO	30,000	14.50	0.969
	SET	30,000	14.52	0.969
	OCT	30,000	14.53	0.969
NOV	30,000	14.55	0.969	
DIC	30,000	14.57	0.969	

Pluspetrol (Lote 1AB)				
	MES	BOPD	API	SG
2011	OCT	20,000	18.00	0.946
	NOV	20,000	18.00	0.946
	DIC	20,000	18.00	0.946
2012	ENE	20,000	18.00	0.946
	FEB	20,000	18.00	0.946
	MAR	20,000	18.00	0.946
	ABR	20,000	18.00	0.946
	MAY	20,000	18.00	0.946
	JUN	20,000	18.00	0.946
	JUL	20,000	18.00	0.946
	AGO	20,000	18.00	0.946
	SET	20,000	18.00	0.946
	OCT	20,000	18.00	0.946
NOV	20,000	18.00	0.946	
DIC	20,000	18.00	0.946	

Pluspetrol Crudo Loreto (Lote 1AB)				
	MES	BOPD	API	SG
2011	OCT	29,000	14.13	0.972
	NOV	29,000	14.13	0.972
	DIC	29,000	14.13	0.972
2012	ENE	26,000	14.83	0.967
	FEB	26,000	14.71	0.968
	MAR	26,000	14.50	0.969
	ABR	26,000	14.43	0.970
	MAY	26,000	14.48	0.969
	JUN	26,000	14.48	0.969
	JUL	26,000	14.49	0.969
	AGO	26,000	14.50	0.969
	SET	26,000	14.52	0.969
	OCT	26,000	14.53	0.969
NOV	26,000	14.55	0.969	
DIC	26,000	14.57	0.969	

Pluspetrol Crudo Mayna (Lote 8)				
	MES	BOPD	API	SG
2011	OCT	16,334	14.13	0.972
	NOV	16,334	14.13	0.972
	DIC	16,334	14.13	0.972
2012	ENE	14,287	14.83	0.967
	FEB	14,287	14.71	0.968
	MAR	14,287	14.50	0.969
	ABR	14,287	14.43	0.970
	MAY	14,287	14.48	0.969
	JUN	14,287	14.48	0.969
	JUL	14,287	14.49	0.969
	AGO	14,287	14.50	0.969
	SET	14,287	14.52	0.969
	OCT	14,287	14.53	0.969
NOV	14,287	14.55	0.969	
DIC	14,287	14.57	0.969	





TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

Ingresos y Egresos Primera Etapa

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011					2012									
		31 OCT	30 NOV	31 DIC	31 ENE	28 FEB	31 MAR	30 ABR	31 MAY	30 JUN	31 JUL	31 AGO	30 SET	31 OCT	30 NOV	31 DIC
<b>Ingresos Proyecto</b>																
Producción crudo MMB		0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Diluyente MMB		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
WTI promedio US\$/B (EIA)		72.4	72.4	72.4	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5
WTI diferencial US\$/B	24%	55.0	55.0	55.0	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3
Venta Crudo Pesado		51.2	49.5	51.2	47.7	43.1	47.7	46.2	47.7	46.2	47.7	47.7	46.2	47.7	46.2	47.7
<b>Egresos Proyecto</b>																
Precio Promedio Nafta Virgen US\$/B		75.4	75.4	75.4	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	3.61	3.4	3.3	3.4	3.4	3.0	3.4	3.3	3.4	3.3	3.4	3.4	3.3	3.4	3.3	3.4
Flete Diluyente Ruta 3	20.67	2.1	2.1	2.1	2.1	1.9	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Compra de Nafta Virgen		7.8	7.5	7.8	7.3	6.6	7.3	7.0	7.3	7.0	7.3	7.3	7.0	7.3	7.0	7.3

## EVALUACION ECONOMICA PRIMERA ETAPA

INVERSION

104.1

MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2011					2012							
	ENE-SET 0	31 ENE 1	28 FEB 2	31 MAR 3	30 ABR 4	31 MAY 5	30 JUN 6	31 JUL 7	31 AGO 8	30 SET 9	31 OCT 10	30 NOV 11	31 DIC 12
Producción MBDC		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Diluyente MBDC		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
WTI diferencial 24%		51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3
<b>INVERSION</b>													
Inversión	104.1												
Total Inversión	104.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>													
Venta de crudo		47.7	43.1	47.7	46.2	47.7	46.2	47.7	47.7	46.2	47.7	46.2	47.7
Total Ingresos		47.7	43.1	47.7	46.2	47.7	46.2	47.7	47.7	46.2	47.7	46.2	47.7
<b>EGRESOS</b>													
Costo Operativo		3.7	3.3	3.7	3.5	3.7	3.5	3.7	3.7	3.5	3.7	3.5	3.7
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar		3.4	3.0	3.4	3.3	3.4	3.3	3.4	3.4	3.3	3.4	3.3	3.4
Flete Diluyente Ruta 3		2.1	1.9	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Compra de Nafta Virgen		7.3	6.6	7.3	7.0	7.3	7.0	7.3	7.3	7.0	7.3	7.0	7.3
Regalias		6.2	5.6	6.2	6.0	6.2	6.0	6.2	6.2	6.0	6.2	6.0	6.2
Depreciación		8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
Total Egresos		31.3	29.1	31.3	30.6	31.3	30.6	31.3	31.3	30.6	31.3	30.6	31.3
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>		16.4	14.0	16.4	15.6	16.4	15.6	16.4	16.4	15.6	16.4	15.6	16.4
Participación utilidades de trabajadores		0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Utilidad antes de impuestos		15.6	13.3	15.6	14.8	15.6	14.8	15.6	15.6	14.8	15.6	14.8	15.6
Impuesto a la Renta		4.7	4.0	4.7	4.4	4.7	4.4	4.7	4.7	4.4	4.7	4.4	4.7
<b>Utilidad Neta</b>		10.9	9.3	10.9	10.4	10.9	10.4	10.9	10.9	10.4	10.9	10.4	10.9
Depreciación		8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	(104.1)	19.6	18.0	19.6	19.0	19.6	19.0	19.6	19.6	19.0	19.6	19.0	19.6
FNF actualizado	(104.1)	17.0	13.6	12.9	10.9	9.7	8.2	7.4	6.4	5.4	4.8	4.1	3.7
FNF a -				(60.6)	(49.7)	(40.0)	(31.8)	(24.4)	(18.0)	(12.6)	(7.8)	(3.7)	0.0

FLEI

VALOR

TASA

PER

2/3/2009  
2/3/2009Evaluacion económica Campos Lote 67 primera etapa Low Price WTI  
Evaluacion económica Campos Lote 67 primera etapa Low Price WTI



## EVALUACION ECONOMICA PRIMERA ETAPA

INVERSION

104.1

MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2011					2012							
	ENE-SET	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
	0	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Producción MBDC		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Diluyente MBDC		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
WTI diferencial 24%		51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3
<b>INVERSION</b>													
Inversión	104.1												
<b>Total Inversión</b>	<b>104.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>INGRESOS</b>													
Venta de crudo		47.7	43.1	47.7	46.2	47.7	46.2	47.7	47.7	46.2	47.7	46.2	47.7
<b>Total Ingresos</b>		<b>47.7</b>	<b>43.1</b>	<b>47.7</b>	<b>46.2</b>	<b>47.7</b>	<b>46.2</b>	<b>47.7</b>	<b>47.7</b>	<b>46.2</b>	<b>47.7</b>	<b>46.2</b>	<b>47.7</b>
<b>EGRESOS</b>													
Costo Operativo		3.7	3.3	3.7	3.5	3.7	3.5	3.7	3.7	3.5	3.7	3.5	3.7
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar		3.4	3.0	3.4	3.3	3.4	3.3	3.4	3.4	3.3	3.4	3.3	3.4
Flete Diluyente Ruta 3		2.1	1.9	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Compra de Nafta Virgen		7.3	6.6	7.3	7.0	7.3	7.0	7.3	7.3	7.0	7.3	7.0	7.3
Regalias		6.2	5.6	6.2	6.0	6.2	6.0	6.2	6.2	6.0	6.2	6.0	6.2
Depreciación		8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
<b>Total Egresos</b>		<b>31.3</b>	<b>29.1</b>	<b>31.3</b>	<b>30.6</b>	<b>31.3</b>	<b>30.6</b>	<b>31.3</b>	<b>31.3</b>	<b>30.6</b>	<b>31.3</b>	<b>30.6</b>	<b>31.3</b>
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>		<b>16.4</b>	<b>14.0</b>	<b>16.4</b>	<b>15.6</b>	<b>16.4</b>	<b>15.6</b>	<b>16.4</b>	<b>16.4</b>	<b>15.6</b>	<b>16.4</b>	<b>15.6</b>	<b>16.4</b>
Participación utilidades de trabajadores		0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Utilidad antes de impuestos		15.6	13.3	15.6	14.8	15.6	14.8	15.6	15.6	14.8	15.6	14.8	15.6
Impuesto a la Renta		4.7	4.0	4.7	4.4	4.7	4.4	4.7	4.7	4.4	4.7	4.4	4.7
<b>Utilidad Neta</b>		<b>10.9</b>	<b>9.3</b>	<b>10.9</b>	<b>10.4</b>	<b>10.9</b>	<b>10.4</b>	<b>10.9</b>	<b>10.9</b>	<b>10.4</b>	<b>10.9</b>	<b>10.4</b>	<b>10.9</b>
Depreciación		8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	<b>(104.1)</b>	<b>19.6</b>	<b>18.0</b>	<b>19.6</b>	<b>19.0</b>	<b>19.6</b>	<b>19.0</b>	<b>19.6</b>	<b>19.6</b>	<b>19.0</b>	<b>19.6</b>	<b>19.0</b>	<b>19.6</b>
FNF actualizado	(104.1)	19.6	18.0	19.6	19.0	19.6	19.0	19.6	19.6	19.0	19.6	19.0	19.6
FNF a-				(47.0)	(27.9)	(8.4)	10.7	30.3	49.8	68.9	88.5	107.5	127.1

[31 US\$]

FLE  
VALOR  
TASA INTERESES  
PERIODO

**EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA**

**EMPRESA PRODUCTORA (PERENCO)**

**CASO WTI LOW PRICE**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>A</b>	<b>Costos de Pre-Produccion</b>				
I	Ingenieria Basica (Facilidades)	Global	1.00	15,000,000.00	15,000,000.00
II	Sismica 3D	Global	1.00	15,000,000.00	15,000,000.00
III	Linea Base Ambiental	Global	1.00	5,000,000.00	5,000,000.00
<b>TOTAL COSTOS DE PRE-PRODUCCION</b>					<b>35,000,000.00</b>

**FACILIDADES REQUERIDAS CAMPO PAICHE**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>COSTOS DIRECTOS</b>					
<b>Pozos Productores</b>					
	Basal Tena	C/U	19.00	3,500,000.00	66,500,000.00
	Vivian	C/U	9.00	3,500,000.00	31,500,000.00
	Cetico	C/U	14.00	4,000,000.00	56,000,000.00
	Glauconítico	C/U	6.00	4,000,000.00	24,000,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>178,000,000.00</b>
<b>Pozos Inyectores</b>					
	Paiche	C/U	9.00	4,000,000.00	36,000,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>36,000,000.00</b>
<b>Planta de Proceso ECP</b>					
	Paiche-2 (Estación Central de Proceso Capacidad 400 MB)	Bls	400,000.00	120.00	48,000,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>48,000,000.00</b>
<b>Generación Eléctrica</b>					
	Generación por equipo 7.19 Mw/Hr ( 3 equipos )	Mw/Hr	7.19	1,200,000.00	25,884,000.00
	Generación por equipo 6.61 Mw/Hr ( 3 equipos )	Mw/Hr	6.61	1,200,000.00	23,796,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>49,680,000.00</b>
<b>Lineas de Distribución de Potencia</b>					
	Paiche-1 - Paiche-2 (ECP) (+25% de longitud)	Km	3.60	350,000.00	1,575,000.00
	Paiche-2 (ECP) - Paiche-3	Km	3.20	350,000.00	1,400,000.00
	Paiche-2 (ECP) Interno	Km	2.00	350,000.00	875,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>3,850,000.00</b>
<b>Plataformas y Obras Civiles</b>					
	Paiche-1 (Plataforma de 120m x 180m)	Global	1.00	900,000.00	900,000.00
	Paiche-2 (ECP) (Plataforma de 200m x 320m)	Global	1.00	2,500,000.00	2,500,000.00
	Paiche-3 (Plataforma de 120m x 180m)	Global	1.00	900,000.00	900,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>4,300,000.00</b>
<b>Carreteras</b>					
	Paiche-1 - Paiche-2 (ECP) (+25% de longitud)	Km	3.60	300,000.00	1,350,000.00
	Paiche-2 (ECP) - Paiche-3	Km	3.20	300,000.00	1,200,000.00
	Paiche-3 - Dorado-1	Km	37.00	300,000.00	13,875,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>16,425,000.00</b>
<b>Lineas de Producción - Linea de Recirculación - Fibra</b>					
	Paiche-1 - Paiche-2 (ECP) / 14" Ø (+25% de longitud)	Km	3.60	582,444.44	2,621,000.00
	Paiche-2 (ECP) - Paiche-3 / 12" Ø	Km	3.20	499,250.00	1,997,000.00
	Paiche-3 - Dorado-1 / 16" Ø	Km	37.00	665,600.00	30,784,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>35,402,000.00</b>
<b>Campamentos</b>					
	Paiche-2	Global	1.00	4,700,000.00	4,700,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>4,700,000.00</b>
<b>Aeropuerto</b>					
	Campamento base Curaray	Global	1.00	6,500,000.00	6,500,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>6,500,000.00</b>
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>382,857,000.00</b>
<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>					
	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	38,285,700.00	38,285,700.00
	Ingeniería básica, detalle y supervisión (5% costos directos)	Global	1.00	19,142,850.00	19,142,850.00
	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	3,828,570.00	3,828,570.00
	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	11,485,710.00	11,485,710.00
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>72,742,830.00</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSION REQUERIDA</b>					<b>455,599,830.00</b>

**FACILIDADES REQUERIDAS CAMPO DORADO**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
	<b>COSTOS DIRECTOS</b>				
	<b>Pozos Productores</b>				
	Basal Tena	C/U	1.00	3,500,000.00	3,500,000.00
	Vivian	C/U	0.00	3,500,000.00	0.00
	Cetico	C/U	11.00	4,000,000.00	44,000,000.00
	Glauconitico	C/U	15.00	4,000,000.00	60,000,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				107,500,000.00
	<b>Pozos Inyectores</b>				
	Dorado	C/U	4.00	4,000,000.00	16,000,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				16,000,000.00
	<b>Planta de Proceso ECP</b>				
	Dorado-2 (Estación Central de Proceso Capacidad 150 MB)	Bls	150,000.00	120.00	18,000,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				18,000,000.00
	<b>Generación Eléctrica</b>				
	Generación por equipo 6.61 Mw/Hr (3 equipos)	Mw/Hr	6.61	1,200,000.00	23,796,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				23,796,000.00
	<b>Líneas de Distribución de Potencia</b>				
	Dorado-1 - Dorado-2 (ECP) (+25% de longitud)	Km	3.30	350,000.00	1,443,750.00
	Dorado-2 (ECP) - Dorado-3	Km	3.30	350,000.00	1,443,750.00
	Dorado-3 - Dorado-4	Km	2.70	350,000.00	1,181,250.00
	Dorado-2 (ECP) Interno	Km	2.00	350,000.00	875,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				4,943,750.00
	<b>Plataformas y Obras Civiles</b>				
	Dorado-1 (Plataforma de 120m x 180m)	Global	1.00	900,000.00	900,000.00
	Dorado-2 (ECP) (Plataforma de 200m x 320m)	Global	1.00	2,500,000.00	2,500,000.00
	Dorado-3 (Plataforma de 120m x 180m)	Global	1.00	900,000.00	900,000.00
	Dorado-4	Global	1.00	900,000.00	900,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				5,200,000.00
	<b>Carreteras</b>				
	Dorado-1 - Dorado-2 (ECP) (+25% de longitud)	Km	3.30	300,000.00	1,237,500.00
	Dorado-2 (ECP) - Dorado-3	Km	3.30	300,000.00	1,237,500.00
	Dorado-3 - Dorado-4	Km	2.70	300,000.00	1,012,500.00
	Dorado-4 - Piraña-1	Km	28.00	300,000.00	10,500,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				13,987,500.00
	<b>Líneas de Producción - Línea de Recirculación - Fibra</b>				
	Dorado-1 - Dorado-2 (ECP) / 12" Ø (+25% de longitud)	Km	3.30	499,151.52	2,059,000.00
	Dorado-2 (ECP) - Dorado-3 / 12" Ø	Km	3.30	499,151.52	2,059,000.00
	Dorado-3 - Dorado-4 / 12" Ø	Km	2.70	499,259.26	1,685,000.00
	Dorado-4 - Piraña-1 / 16" Ø	Km	28.00	665,600.00	23,296,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				29,099,000.00
	<b>Campamentos</b>				
	Dorado-2	Global	1.00	1,000,000.00	1,000,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				1,000,000.00
	<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>				<b>219,526,250.00</b>
	<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>				
	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	21,952,625.00	21,952,625.00
	Ingeniería básica, detalle y supervisión (5% costos directos)	Global	1.00	10,976,312.50	10,976,312.50
	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	2,195,262.50	2,195,262.50
	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	6,585,787.50	6,585,787.50
	<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>				<b>41,709,987.50</b>
	<b>TOTAL COSTOS INVERSIÓN REQUERIDA</b>				<b>261,236,237.50</b>



**FACILIDADES REQUERIDAS CAMPO PIRANA**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>COSTOS DIRECTOS</b>					
<b>Pozos Productores (Perforación y Completación)</b>					
	Basal Tena	C/U	2.00	3,500,000.00	7,000,000.00
	Vivian	C/U	0.00	3,500,000.00	0.00
	Cetico	C/U	12.00	4,000,000.00	48,000,000.00
	Glauconítico	C/U	9.00	4,000,000.00	36,000,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>91,000,000.00</b>
<b>Pozos Inyectores (Perforación y Completación)</b>					
	Piraña	C/U	3.00	4,000,000.00	12,000,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>12,000,000.00</b>
<b>Planta de Proceso ECP</b>					
	Piraña-2 (ECP Capacidad 150 MB)	Bls	150,000.00	120.00	18,000,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>18,000,000.00</b>
<b>Generación Eléctrica</b>					
	Generación por equipo 6.61 Mw/Hr ( 4 equipos )	Mw/Hr	6.61	1,200,000.00	31,728,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>31,728,000.00</b>
<b>Líneas de Distribución de Potencia</b>					
	Piraña-1 - Piraña-2 (ECP) (+25% de longitud)	Km	4.60	350,000.00	2,012,500.00
	Piraña-2 - (ECP) Interno	Km	2.00	350,000.00	875,000.00
	Piraña-3 - Piraña-2 (ECP)	Km	3.60	350,000.00	1,575,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>4,462,500.00</b>
<b>Plataformas y Obras Civiles</b>					
	Piraña-1 (Plataforma de 120m x 180m)	Global	1.00	900,000.00	900,000.00
	Piraña-2 (ECP) (Plataforma de 200m x 320m)	Global	1.00	3,000,000.00	3,000,000.00
	Piraña-3 (Plataforma de 120m x 180m)	Global	1.00	900,000.00	900,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>4,800,000.00</b>
<b>Carreteras</b>					
	Piraña-1 - Piraña-2 (ECP) (+25% de longitud)	Km	4.60	300,000.00	1,725,000.00
	Piraña-2 (ECP) - Piraña-3	Km	3.60	300,000.00	1,350,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>3,075,000.00</b>
<b>Líneas de Producción - Línea de Recirculación - Fibra</b>					
	Piraña-1 - Piraña-2 (ECP) / 12" Ø (+25% de longitud)	Km	4.60	499,130.43	2,870,000.00
	Piraña-2 (ECP) - Piraña-3 / 12" Ø	Km	3.60	499,111.11	2,246,000.00
	Estimado Cruce de Rios (10)	C/U	10.00	300,000.00	3,000,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>8,116,000.00</b>
<b>Campamentos</b>					
	Piraña-2	Global	1.00	1,000,000.00	1,000,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>1,000,000.00</b>
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>174,181,500.00</b>
<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>					
	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	17,418,150.00	17,418,150.00
	Ingeniería básica, detalle y supervisión (5% costos directos)	Global	1.00	8,709,075.00	8,709,075.00
	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	1,741,815.00	1,741,815.00
	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	5,225,445.00	5,225,445.00
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>33,094,485.00</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSIÓN REQUERIDA</b>					<b>207,275,985.00</b>

**COSTO DUCTO DE 30" Y SISTEMA DE CALENTAMIENTO PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PIRANA - ANDOAS**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>COSTOS DIRECTOS</b>					
<b>Servicios de Ingeniería</b>					
	Prefactibilidad (0.5% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	425,734.48	425,734.48
	Diseño Básico y Definitivo (3.0% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	2,554,406.89	2,554,406.89
<b>SUB TOTAL</b>					<b>2,980,141.37</b>
<b>Derecho de Vía</b>					
	Desbroce de derecho de vía (49% de la Longitud Total de Tub.)	Km	79.87	1,394.00	111,338.78
	Restauración (57% de la Longitud Total del Tub.)	Km	92.91	50,000.00	4,645,500.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>4,756,838.78</b>
<b>Obras Preliminares</b>					
	Campamentos (01 por cada 40 Km de construcción)	EA	4.00	500,000.00	2,000,000.00
	Habilitación y rehabilitación actual DV. (inc. Accesos)	Km	163	15,000.00	2,445,000.00
	Partida de tránsito (Maquinaria de Mantenimiento para DV en construcción)	Km	163.00	5,000.00	815,000.00
	Replanteo de derecho de vía y Tubería Tramo II	Km	163	300.00	48,900.00
	Saneamiento de propiedades particulares	Global	1.00	1,500,000.00	1,500,000.00
	Corte de taludes para ampliar derecho de vía	Km	13.00	130,000.00	1,690,000.00
	Movilización y desmovilización (depende del peso de la tubería)	Global	1.00	11,101,270.15	11,101,270.15
<b>SUB TOTAL</b>					<b>19,600,170.15</b>
<b>Tubería y materiales</b>					
	Suministro de tubería (SMLS) con recubrimiento FBE (pulg) Espesor t = 0.285	Km	163	358,245.57	58,394,028.51
	Suministro e instalación de válvulas en cruces de ríos (02 válvulas por cada cruce + 01 en línea para futura estación)	EA	19.00	210,937.50	4,007,812.50
	Protección Catódica (Suministro e instalación)	Global	163	1,100.00	179,300.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>62,581,141.01</b>
<b>Instalación de tubería</b>					
	Construcción/Montaje (Inic. Supervisión e instalación)				
	Distribución de tubería (desfile)	Km	163	11,500.00	1,874,500.00
	Excavación de zanja	Km	163	312,500.10	50,937,516.30
	Habilitación de curvas en frío (10% del costo de soldeo, soldadura y radiografiado)	Global	1.00	173,818.48	173,818.48
	Soldadura	EA	21,420.00	32.56	697,435.20
	Soldadura	Kg	341,848.01	2.00	683,696.02
	Habilitación de canteras - material seleccionado	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Construcción de botaderos	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Powercrete (secos)	EA	7,497.00	101.57	761,470.29
	Mantas termocontraíbles Raychem (sumergidas)	EA	13,923.00	150.00	2,088,450.00
	Tapado de tubería con material seleccionado	Km	163	16,500.00	2,689,500.00
	Tapado con material de sitio	Km	163	33,000.00	5,379,000.00
	Inspección y radiografiado (10% de la juntas)	EA	2,100.00	170.00	357,000.00
	Prueba hidrostática	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
	Sistemas de protección y drenaje	Global	1.00	1,575,000.00	1,575,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>68,162,386.29</b>
<b>Sistema de Calentamiento</b>					
	Capacidad de tanques con calentamiento (6 tanques de 50 MB)	Bls	300,000.00	80.00	24,000,000.00
	Bombas y sus conexiones	C/U	6.00	4,000,000.00	24,000,000.00
	Calentamiento Paiche, Dorado, Piraña y Río Tigre	C/U	4.00	7,500,000.00	30,000,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>78,000,000.00</b>
<b>Comunicaciones</b>					
	Tendido de fibra óptica Sistema SCADA	Km	163	6,000.00	978,000.00
	Sala de control	Global	1.00	100,000.00	100,000.00
<b>SUB TOTAL</b>					<b>1,078,000.00</b>
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>237,158,677.60</b>
<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>					
	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	23,715,867.76	23,715,867.76
	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	2,371,586.78	2,371,586.78
	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	7,114,760.33	7,114,760.33
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>33,202,214.86</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSION REQUERIDA</b>					<b>270,360,892.46</b>

**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

*Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)*

**BASES DE EVALUACION**

**COSTOS**

**Costo Operación de la Inversión realizada**

Costo de Operación - Fijo                      19.98 MMUS\$  
Costo de Operación - Variable                2.10 US\$/BI  
Seguros    1% Inversión

**MEZCLA CRUDO + DILUYENTE**

0.12 Diluyente  
0.88 Crudo  
1.00

Rubros	Costo Fijo - MUS\$
	Nuevo
Mano de obra	12,233
Proceso	2,540
Plataformas	328
Salud, Seguridad, Ambiente	3,068
Mantenimiento	975
Seguridad Fisica	480
Vehiculos - Equipo Liviano - Pesado	226
Tributos	134
<b>Total</b>	<b>19,984</b>

Ref. año 2006

**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

*Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)*

**INVERSIONES**

<b>ITEM</b>	<b>MMUS\$ ORIGINAL</b>
Construcción de Ducto y sistema de calentamiento ECP Piraña - Andoas para transporte de crudo caliente (30 pulgadas)	270.36
Costos de Pre-Producción	35.00
<b>FACILIDADES EN CAMPOS</b>	
Paiche	455.60
Dorado	261.24
Piraña	207.28
<b>Total Inversión</b>	<b>1229.47</b>

**FLUJO DESEMBOLSOS DE LA INVERSION**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
MMUS\$	122.9	737.7	368.8
Porcentaje de ejecución económica	10%	60%	30%

Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)

PRODUCCION (MMB)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Perenco	6.2	11.0	35.1	32.7	36.5	26.6	16.1	12.4	9.6	8.0	7.3	6.6	6.1	5.8	5.4	4.8	4.3	4.1	3.2	2.6
Pluspetrol	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	12.7	11.9	11.2	10.5	9.9	9.3	8.8	8.2	7.7	7.3	6.8	6.4	6.0	5.7	5.3
Repsol	0.0	0.0	5.6	13.2	16.4	18.4	21.6	22.2	20.2	20.3	20.2	18.8	13.6	10.7	8.9	7.4	6.4	5.5	4.4	0.0
Loreto	15.1	13.8	11.9	10.7	9.7	9.3	8.9	8.5	8.1	7.7	7.4	7.0	6.7	6.4	6.1	5.9	5.6	5.3	5.1	4.9
Mayna	6.0	5.2	4.4	4.0	3.5	3.2	2.5	2.3	2.0	1.9	1.3	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6
<b>Total MMB</b>	<b>40.7</b>	<b>43.5</b>	<b>70.7</b>	<b>74.2</b>	<b>79.6</b>	<b>70.1</b>	<b>61.0</b>	<b>56.5</b>	<b>50.4</b>	<b>47.7</b>	<b>45.4</b>	<b>42.3</b>	<b>35.8</b>	<b>31.6</b>	<b>28.6</b>	<b>25.8</b>	<b>23.6</b>	<b>21.7</b>	<b>19.1</b>	<b>13.5</b>

Perenco (Lote 67)			
YEAR	BOPD	API	SG
2011	17,000	14.13	0.972
2012	30,000	14.83	0.967
2013	96,289	14.71	0.968
2014	89,712	14.50	0.969
2015	100,000	14.43	0.970
2016	72,794	14.48	0.969
2017	44,050	14.48	0.969
2018	33,962	14.49	0.969
2019	26,343	14.50	0.969
2020	21,799	14.52	0.969
2021	19,909	14.53	0.969
2022	18,184	14.55	0.969
2023	16,839	14.57	0.969
2024	15,775	14.59	0.969
2025	14,860	14.62	0.968
2026	13,273	14.66	0.968
2027	11,845	14.70	0.968
2028	11,299	14.77	0.967
2029	8,877	14.86	0.967
2030	7,185	14.99	0.966

Pluspetrol (Crudo pesado Lote 1AB)		
BOPD	API	SG
37,000	17.9	0.947122
37,000	17.9	0.947122
37,000	17.9	0.947122
37,000	17.9	0.947122
37,000	17.9	0.947122
34,780	17.9	0.947122
32,693	17.9	0.947122
30,732	17.9	0.947122
28,888	17.9	0.947122
27,154	17.9	0.947122
25,525	17.9	0.947122
23,994	17.9	0.947122
22,554	17.9	0.947122
21,201	17.9	0.947122
19,929	17.9	0.947122
18,733	17.9	0.947122
17,609	17.9	0.947122
16,553	17.9	0.947122
15,559	17.9	0.947122
14,626	17.9	0.947122

Repsol (Lote 39)		
BOPD	API	SG
0	14.00	0.972509
0	14.00	0.972509
15,465	14.00	0.972509
36,065	14.00	0.972509
44,834	14.00	0.972509
50,323	14.00	0.972509
59,219	14.00	0.972509
60,687	14.00	0.972509
55,216	14.00	0.972509
55,493	14.00	0.972509
55,282	14.00	0.972509
51,428	14.00	0.972509
37,348	14.00	0.972509
29,388	14.00	0.972509
24,298	14.00	0.972509
20,266	14.00	0.972509
17,620	14.00	0.972509
14,950	14.00	0.972509
11,937	14.00	0.972509
0	14.00	0.972509

Pluspetrol (Loreto - Lote 1AB)		
BOPD	API	SG
41,271	18.90	0.940824
37,790	18.90	0.940824
32,674	18.90	0.940824
29,444	18.90	0.940824
26,657	18.90	0.940824
25,457	18.90	0.940824
24,312	18.90	0.940824
23,218	18.90	0.940824
22,173	18.90	0.940824
21,175	18.90	0.940824
20,222	18.90	0.940824
19,312	18.90	0.940824
18,443	18.90	0.940824
17,613	18.90	0.940824
16,821	18.90	0.940824
16,064	18.90	0.940824
15,341	18.90	0.940824
14,651	18.90	0.940824
13,991	18.90	0.940824
13,362	18.90	0.940824

Pluspetrol (Mayna Lote 8)		
BOPD	API	SG
16,334	21.00	0.92787
14,287	21.00	0.92787
12,180	21.00	0.92787
11,047	21.00	0.92787
9,634	21.00	0.92787
8,689	21.00	0.92787
6,771	21.00	0.92787
6,184	21.00	0.92787
5,588	21.00	0.92787
5,109	21.00	0.92787
3,475	21.00	0.92787
2,995	21.00	0.92787
2,773	21.00	0.92787
2,578	21.00	0.92787
2,423	21.00	0.92787
2,278	21.00	0.92787
2,141	21.00	0.92787
2,013	21.00	0.92787
1,892	21.00	0.92787
1,778	21.00	0.92787

(\*) Los únicos crudos que utilizarán nafta virgen como diluyente serán el Perenco, Pluspetrol y el crudo de Repsol.



*Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)*

**CAPITAL DE TRABAJO**

**CÁLCULO DEL VOLUMEN INICIAL DE DILUYENTE PARA LLENAR TUBERIA**

**Tramo Bayóvar-E5**

Diámetro de tubería	12 pulg
Longitud de tubería	550 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería	252,417.9 BIs
--	---------------

**Tramo E5-Andoas**

Diámetro de tubería	16 pulg
Longitud de tubería	252 Km.

Volumen requerido de diluyente para llenar tubería	205,605.9 BIs
--	---------------

<b>Requerimiento total de diluyente</b>	<b>458,023.8 BIs</b>
---	----------------------

US/B

Precio Nafta Virgen	117.82
Flete Talara Bayóvar	1.00
Costo Operativo OLE promedio	2.00
<b>Costo Nafta en el OLE</b>	<b>120.82</b>

<b>Capital de Trabajo (MMUS\$)</b>	<b>55.34</b>
------------------------------------	--------------

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
<b>Proyecto</b>																						
Producción crudo MMB		6.2	11.0	35.1	32.7	36.5	26.6	16.1	12.4	9.6	8.0	7.3	6.6	6.1	5.8	5.4	4.8	4.3	4.1	3.2	2.6	
Diluyente MMB		0.8	1.5	4.8	4.5	5.0	3.6	2.2	1.7	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.4	0.4	
<b>WTI promedio (EIA)</b>		72.4	67.5	62.4	57.2	51.8	46.3	47.2	48.1	49.6	51.0	52.8	54.3	56.0	57.4	58.7	60.5	62.2	64.4	66.6	68.9	
<b>WTI diferencial</b>	40%	43.4	40.5	37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	36.3	37.3	38.6	40.0	41.3	
Venta Crudo Pesado		269.4	443.4	1314.9	1123.2	1134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4	
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	7.44	46.2	81.4	261.4	243.6	271.5	197.6	119.6	92.2	71.5	59.2	54.1	49.4	45.7	42.8	40.3	36.0	32.2	30.7	24.1	19.5	
Flete Diluyente a Bayóvar	7.44	6.3	11.1	35.6	33.2	37.0	26.9	16.3	12.6	9.8	8.1	7.4	6.7	6.2	5.8	5.5	4.9	4.4	4.2	3.3	2.7	
Flete Diluyente de Bayóvar	7.44	6.3	11.1	35.6	33.2	37.0	26.9	16.3	12.6	9.8	8.1	7.4	6.7	6.2	5.8	5.5	4.9	4.4	4.2	3.3	2.7	
<b>Venta Total (Crudo)</b>		269.4	443.4	1314.9	1123.2	1134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4	

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN FINANCIERA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
<b>Proyecto</b>																						
Producción crudo MMB		6.2	11.0	35.1	32.7	36.5	26.6	16.1	12.4	9.6	8.0	7.3	6.6	6.1	5.8	5.4	4.8	4.3	4.1	3.2	2.6	
Diluyente MMB		0.8	1.5	4.8	4.5	5.0	3.6	2.2	1.7	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.4	0.4	
<b>WTI promedio (EIA)</b>		72.4	67.5	62.4	57.2	51.8	46.3	47.2	48.1	49.6	51.0	52.8	54.3	56.0	57.4	58.7	60.5	62.2	64.4	66.6	68.9	
<b>WTI diferencial</b>	40%	43.4	40.5	37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	36.3	37.3	38.6	40.0	41.3	
Venta Crudo Pesado		269.4	443.4	1314.9	1123.2	1134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4	
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	12.06	74.8	132.0	423.8	394.8	440.1	320.4	193.9	149.5	115.9	95.9	87.6	80.0	74.1	69.4	65.4	58.4	52.1	49.7	39.1	31.6	
Flete Diluyente a Bayóvar	12.06	10.2	18.0	57.8	53.8	60.0	43.7	26.4	20.4	15.8	13.1	11.9	10.9	10.1	9.5	8.9	8.0	7.1	6.8	5.3	4.3	
Flete Diluyente de Bayóvar	12.06	10.2	18.0	57.8	53.8	60.0	43.7	26.4	20.4	15.8	13.1	11.9	10.9	10.1	9.5	8.9	8.0	7.1	6.8	5.3	4.3	
<b>Venta Total (Crudo)</b>		269.4	443.4	1314.9	1123.2	1134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4	





TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACIÓN ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)

INVERSION 1229.5 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				96.3	89.7	100.0	72.8	44.1	34.0	26.3	21.8	19.9	18.2	16.8	15.8	14.9	13.3	11.8	11.3	8.9	7.2
Diluyente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
WPI diferencial 40%				37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	36.3	37.3	38.6	40.0	41.3
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	122.9	737.7	368.8																		
<b>Total Inversión</b>	<b>122.9</b>	<b>737.7</b>	<b>368.8</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>INGRESOS</b>																					
Venta de crudo				1,314.9	1,123.2	1,134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4
<b>Total Ingresos</b>				<b>1,314.9</b>	<b>1,123.2</b>	<b>1,134.2</b>	<b>738.2</b>	<b>455.0</b>	<b>357.6</b>	<b>286.2</b>	<b>243.3</b>	<b>230.4</b>	<b>216.1</b>	<b>206.4</b>	<b>198.2</b>	<b>190.9</b>	<b>175.7</b>	<b>161.5</b>	<b>159.3</b>	<b>129.5</b>	<b>108.4</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo				93.8	88.7	96.6	75.8	53.7	46.0	40.2	36.7	35.2	33.9	32.9	32.1	31.4	30.2	29.1	28.6	26.8	25.5
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar				261.4	243.6	271.5	197.6	119.6	92.2	71.5	59.2	54.1	49.4	45.7	42.8	40.3	36.0	32.2	30.7	24.1	19.5
Flete Diluyente a Bayóvar				35.6	33.2	37.0	26.9	16.3	12.6	9.8	8.1	7.4	6.7	6.2	5.8	5.5	4.9	4.4	4.2	3.3	2.7
Flete Diluyente de Bayóvar				35.6	33.2	37.0	26.9	16.3	12.6	9.8	8.1	7.4	6.7	6.2	5.8	5.5	4.9	4.4	4.2	3.3	2.7
Seguros				12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
Regalías				164.1	157.2	158.8	103.3	63.7	50.1	40.1	34.1	32.2	30.3	28.9	27.8	26.7	24.6	22.6	22.3	18.1	15.2
Depreciación				122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total Egresos</b>				<b>745.8</b>	<b>691.2</b>	<b>736.2</b>	<b>565.9</b>	<b>404.9</b>	<b>348.7</b>	<b>306.5</b>	<b>281.3</b>	<b>271.5</b>	<b>262.3</b>	<b>132.3</b>	<b>126.6</b>	<b>121.7</b>	<b>112.9</b>	<b>104.9</b>	<b>102.3</b>	<b>87.9</b>	<b>77.8</b>
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>				<b>569.1</b>	<b>431.9</b>	<b>398.0</b>	<b>172.3</b>	<b>50.1</b>	<b>8.9</b>	<b>(20.3)</b>	<b>(38.0)</b>	<b>(41.2)</b>	<b>(46.1)</b>	<b>74.1</b>	<b>71.6</b>	<b>69.2</b>	<b>62.8</b>	<b>56.6</b>	<b>57.0</b>	<b>41.6</b>	<b>30.6</b>
Participación utilidades de trabajadores				56.9	43.2	39.8	17.2	5.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	7.4	7.2	6.9	6.3	5.7	5.7	4.2	3.1
<b>Utilidad antes de impuestos</b>				<b>512.2</b>	<b>388.7</b>	<b>358.2</b>	<b>155.1</b>	<b>45.1</b>	<b>8.0</b>	<b>(20.3)</b>	<b>(38.0)</b>	<b>(41.2)</b>	<b>(46.1)</b>	<b>66.7</b>	<b>64.4</b>	<b>62.3</b>	<b>56.5</b>	<b>50.9</b>	<b>51.3</b>	<b>37.5</b>	<b>27.5</b>
Impuesto a la Renta				153.6	116.6	107.5	46.5	13.5	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	19.3	18.7	17.0	15.3	15.4	11.2	8.3
<b>Utilidad Neta</b>				<b>358.5</b>	<b>272.1</b>	<b>250.7</b>	<b>108.6</b>	<b>31.5</b>	<b>5.6</b>	<b>(20.3)</b>	<b>(38.0)</b>	<b>(41.2)</b>	<b>(46.1)</b>	<b>46.7</b>	<b>45.1</b>	<b>43.6</b>	<b>39.6</b>	<b>35.6</b>	<b>35.9</b>	<b>26.2</b>	<b>19.3</b>
Depreciación				122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	<b>(122.9)</b>	<b>(737.7)</b>	<b>(368.8)</b>	<b>481.5</b>	<b>395.1</b>	<b>373.7</b>	<b>231.5</b>	<b>154.5</b>	<b>128.6</b>	<b>102.6</b>	<b>84.9</b>	<b>81.8</b>	<b>76.8</b>	<b>46.7</b>	<b>45.1</b>	<b>43.6</b>	<b>39.6</b>	<b>35.6</b>	<b>35.9</b>	<b>26.2</b>	<b>19.3</b>
FNF actualizado	(143.4)	(796.7)	(368.8)	445.8	338.7	296.6	170.2	105.1	81.0	59.9	45.9	40.9	35.6	20.0	17.9	16.0	13.5	11.2	10.5	7.1	4.8
FNF acumulado	(143.4)	(940.1)	(863.2)	(524.4)	(227.8)	(57.7)	47.5	128.5	188.4	234.3	275.2	310.8	330.8	348.7	364.7	378.2	389.4	399.9	407.0	411.8	

**FLETE** 7.44 US\$/BI  
 VALOR ACTUAL NETO - 0 8% 411.8 MMUS\$  
 TASA INTERNA DE RETORNO 15%  
 PERIODO DE RECUPERO 4.5 AÑOS

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)

INVERSION 1229.5 MMUS\$

Miliones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				96.3	89.7	100.0	72.8	44.1	34.0	26.3	21.8	19.9	18.2	16.8	15.8	14.9	13.3	11.8	11.3	8.9	7.2
Diluyente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
WTI diferencial 40%				37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	36.3	37.3	38.6	40.0	41.3
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	122.9	737.7	368.8																		
Total Inversión	122.9	737.7	368.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																					
Venta de crudo				1,314.9	1,123.2	1,134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4
Total Ingresos				1,314.9	1,123.2	1,134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo				93.8	88.7	96.6	75.8	53.7	46.0	40.2	36.7	35.2	33.9	32.9	32.1	31.4	30.2	29.1	28.6	26.8	25.5
Flete crudo pesado Andoas - Bavóvar				261.4	243.6	271.5	197.6	119.6	92.2	71.5	59.2	54.1	49.4	45.7	42.8	40.3	36.0	32.2	30.7	24.1	19.5
Flete Diluyente a Bavóvar				35.6	33.2	37.0	26.9	16.3	12.6	9.8	8.1	7.4	6.7	6.2	5.8	5.5	4.9	4.4	4.2	3.3	2.7
Flete Diluyente de Bavóvar				35.6	33.2	37.0	26.9	16.3	12.6	9.8	8.1	7.4	6.7	6.2	5.8	5.5	4.9	4.4	4.2	3.3	2.7
Seguros				12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
Regalías				184.1	157.2	158.8	103.3	63.7	50.1	40.1	34.1	32.2	30.3	28.9	27.8	26.7	24.6	22.6	22.3	18.1	15.2
Depreciación				122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				745.8	691.2	736.2	565.9	404.9	348.7	306.5	281.3	271.5	262.3	132.3	126.6	121.7	112.9	104.9	102.3	87.9	77.8
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				569.1	431.9	398.0	172.3	50.1	8.9	(20.3)	(38.0)	(41.2)	(46.1)	74.1	71.6	69.2	62.8	56.6	57.0	41.6	30.6
Participación utilidades de trabajadores				56.9	43.2	39.8	17.2	5.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	7.4	7.2	6.9	6.3	5.7	5.7	4.2	3.1
Utilidad antes de impuestos				512.2	388.7	358.2	155.1	45.1	8.0	(20.3)	(38.0)	(41.2)	(46.1)	66.7	64.4	62.3	56.5	50.9	51.3	37.5	27.5
Impuesto a la Renta				153.6	116.6	107.5	46.5	13.5	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	20.0	19.3	18.7	17.0	15.3	15.4	11.2	8.3
Utilidad Neta				358.5	272.1	250.7	108.6	31.5	5.6	(20.3)	(38.0)	(41.2)	(46.1)	46.7	45.1	43.6	39.6	35.6	35.9	26.2	19.3
Depreciación				122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(122.9)	(737.7)	(368.8)	481.5	395.1	373.7	231.5	154.5	128.6	102.6	84.9	81.8	76.8	46.7	45.1	43.6	39.6	35.6	35.9	26.2	19.3
FNF actualizado	(122.9)	(737.7)	(368.8)	481.5	395.1	373.7	231.5	154.5	128.6	102.6	84.9	81.8	76.8	46.7	45.1	43.6	39.6	35.6	35.9	26.2	19.3
FNF acumulado	(122.9)	(850.6)	(1,229.5)	(748.0)	(353.0)	20.7	252.2	406.7	535.3	637.9	722.8	804.6	881.5	928.2	973.3	1,016.8	1,056.4	1,092.0	1,128.0	1,154.2	1,173.5

**FLETE** 7.44 US\$/BI  
 VALOR ACTUAL NETO - 0 0% 1,173.5 MMUS\$  
 TASA INTERNA DE RETORNO 15%  
 PERIODO DE RECUPERO 2.9 AÑOS





**EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA**

**EMPRESA PRODUCTORA (PERENCO)**

**CASO WTI HIGH PRICE**

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)

Millones de Dólares

Proyecto	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción crudo MMB		6.2	11.0	35.1	32.7	36.5	26.6	16.1	12.4	9.6	8.0	7.3	6.6	6.1	5.8	5.4	4.8	4.3	4.1	3.2	2.6
Diluyente MMB		0.8	1.5	4.8	4.5	5.0	3.6	2.2	1.7	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.4	0.4
WTI promedio (EIA)		84.0	85.2	86.5	87.8	89.0	90.2	93.8	97.1	101.0	105.0	109.6	113.1	116.8	120.7	123.9	128.4	133.2	138.4	143.8	149.4
WTI diferencial	40%	50.4	51.1	51.9	52.7	53.4	54.1	56.3	58.3	60.6	63.0	65.8	67.9	70.1	72.4	74.3	77.0	79.9	83.0	86.3	89.6
Venta Crudo Pesado		312.8	560.1	1825.0	1724.4	1949.9	1437.7	905.1	722.2	582.9	501.2	478.0	450.6	430.6	417.0	403.2	373.3	345.6	342.5	279.5	235.0
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	5.87	36.4	64.3	206.4	192.3	214.3	156.0	94.4	72.8	56.5	46.7	42.7	39.0	36.1	33.8	31.8	28.4	25.4	24.2	19.0	15.4
Flete Diluyente a Bayóvar	5.87	5.0	8.8	28.1	26.2	29.2	21.3	12.9	9.9	7.7	6.4	5.8	5.3	4.9	4.6	4.3	3.9	3.5	3.3	2.6	2.1
Flete Diluyente de Bayóvar	5.87	5.0	8.8	28.1	26.2	29.2	21.3	12.9	9.9	7.7	6.4	5.8	5.3	4.9	4.6	4.3	3.9	3.5	3.3	2.6	2.1
<b>Venta Total (Crudo)</b>		<b>312.8</b>	<b>560.1</b>	<b>1825.0</b>	<b>1724.4</b>	<b>1949.9</b>	<b>1437.7</b>	<b>905.1</b>	<b>722.2</b>	<b>582.9</b>	<b>501.2</b>	<b>478.0</b>	<b>450.6</b>	<b>430.6</b>	<b>417.0</b>	<b>403.2</b>	<b>373.3</b>	<b>345.6</b>	<b>342.5</b>	<b>279.5</b>	<b>235.0</b>

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN FINANCIERA)

Millones de Dólares

Proyecto	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción crudo MMB		6.2	11.0	35.1	32.7	36.5	26.6	16.1	12.4	9.6	8.0	7.3	6.6	6.1	5.8	5.4	4.8	4.3	4.1	3.2	2.6
Diluyente MMB		0.8	1.5	4.8	4.5	5.0	3.6	2.2	1.7	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.4	0.4
WTI promedio (EIA)		84.0	85.2	86.5	87.8	89.0	90.2	93.8	97.1	101.0	105.0	109.6	113.1	116.8	120.7	123.9	128.4	133.2	138.4	143.8	149.4
WTI diferencial	40%	50.4	51.1	51.9	52.7	53.4	54.1	56.3	58.3	60.6	63.0	65.8	67.9	70.1	72.4	74.3	77.0	79.9	83.0	86.3	89.6
Venta Crudo Pesado		312.8	560.1	1825.0	1724.4	1949.9	1437.7	905.1	722.2	582.9	501.2	478.0	450.6	430.6	417.0	403.2	373.3	345.6	342.5	279.5	235.0
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	22.41	139.0	245.4	787.6	733.8	817.9	595.4	360.3	277.8	215.5	178.3	162.8	148.7	137.7	129.0	121.5	108.6	96.9	92.4	72.6	58.8
Flete Diluyente a Bayóvar	22.41	19.0	33.5	107.4	100.1	111.5	81.2	49.1	37.9	29.4	24.3	22.2	20.3	18.8	17.6	16.6	14.8	13.2	12.6	9.9	8.0
Flete Diluyente de Bayóvar	22.41	19.0	33.5	107.4	100.1	111.5	81.2	49.1	37.9	29.4	24.3	22.2	20.3	18.8	17.6	16.6	14.8	13.2	12.6	9.9	8.0
<b>Venta Total (Crudo)</b>		<b>312.8</b>	<b>560.1</b>	<b>1825.0</b>	<b>1724.4</b>	<b>1949.9</b>	<b>1437.7</b>	<b>905.1</b>	<b>722.2</b>	<b>582.9</b>	<b>501.2</b>	<b>478.0</b>	<b>450.6</b>	<b>430.6</b>	<b>417.0</b>	<b>403.2</b>	<b>373.3</b>	<b>345.6</b>	<b>342.5</b>	<b>279.5</b>	<b>235.0</b>

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)

INVERSION 1229.5 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				96.3	89.7	100.0	72.8	44.1	34.0	26.3	21.8	19.9	18.2	16.8	15.8	14.9	13.3	11.8	11.3	8.9	7.2
Diluyente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
IWTI diferencial 40%				51.9	52.7	53.4	54.1	56.3	58.3	60.6	63.0	65.8	67.9	70.1	72.4	74.3	77.0	79.9	83.0	86.3	89.6
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	122.9	737.7	368.8																		
Total Inversión	122.9	737.7	368.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																					
Venta de crudo				1,825.0	1,724.4	1,949.9	1,437.7	905.1	722.2	582.9	501.2	478.0	450.6	430.6	417.0	403.2	373.3	345.6	342.5	279.5	235.0
Total Ingresos				1,825.0	1,724.4	1,949.9	1,437.7	905.1	722.2	582.9	501.2	478.0	450.6	430.6	417.0	403.2	373.3	345.6	342.5	279.5	235.0
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo				93.8	88.7	96.6	75.8	53.7	46.0	40.2	36.7	35.2	33.9	32.9	32.1	31.4	30.2	29.1	28.6	26.8	25.5
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar				206.4	192.3	214.3	156.0	94.4	72.8	56.5	46.7	42.7	39.0	36.1	33.8	31.8	28.4	25.4	24.2	19.0	15.4
Flete Diluyente a Bayóvar				28.1	26.2	29.2	21.3	12.9	9.9	7.7	6.4	5.8	5.3	4.9	4.6	4.3	3.9	3.5	3.3	2.6	2.1
Flete Diluyente de Bayóvar				28.1	26.2	29.2	21.3	12.9	9.9	7.7	6.4	5.8	5.3	4.9	4.6	4.3	3.9	3.5	3.3	2.6	2.1
Seguros				12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
Regalías				255.5	241.4	273.0	201.3	126.7	101.1	81.6	70.2	66.9	63.1	60.3	58.4	56.4	52.3	48.4	48.0	39.1	32.9
Depreciación				122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				747.2	710.1	777.6	610.8	435.9	375.0	328.9	301.6	291.7	281.8	151.4	145.8	140.6	130.9	122.1	119.7	102.4	90.3
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				1,077.8	1,014.3	1,172.3	826.9	469.3	347.2	254.0	199.6	186.3	168.7	279.2	271.2	262.5	242.4	223.6	222.8	177.1	144.7
Participación utilidades de trabajadores				107.8	101.4	117.2	82.7	46.9	34.7	25.4	20.0	18.6	16.9	27.9	27.1	26.3	24.2	22.4	22.3	17.7	14.5
Utilidad antes de impuestos				970.1	912.9	1,055.0	744.2	422.3	312.5	228.6	179.7	167.7	151.8	251.3	244.1	236.3	218.1	201.2	200.5	159.4	130.3
Impuesto a la Renta				291.0	273.9	316.5	223.3	126.7	93.7	68.6	53.9	50.3	45.6	75.4	73.2	70.9	65.4	60.4	60.2	47.8	39.1
<b>Utilidad Neta</b>				679.0	639.0	738.5	520.9	295.6	218.7	160.0	125.8	117.4	106.3	175.9	170.8	165.4	152.7	140.9	140.4	111.6	91.2
Depreciación				122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	(122.9)	(737.7)	(368.8)	802.0	762.0	861.5	643.9	418.6	341.7	283.0	248.7	240.3	229.2	175.9	170.8	165.4	152.7	140.9	140.4	111.6	91.2
FNF actualizado	(241.0)	(1,032.8)	(368.8)	572.8	388.8	313.9	167.6	77.8	45.4	26.8	16.9	11.6	7.9	4.3	3.0	2.1	1.4	0.9	0.6	0.4	0.2
FNF acumulado	(241.0)	(1,273.7)	(1,642.6)	(1,069.7)	(681.0)	(367.0)	(199.4)	(121.6)	(76.2)	(49.4)	(32.5)	(20.9)	(12.9)	(8.6)	(5.6)	(3.5)	(2.1)	(1.2)	(0.6)	(0.2)	(0.0)

**FLETE** 5.87 US\$/BI  
**VALOR ACTUAL NETO - 0** (0.0) MMUS\$  
**TASA INTERNA DE RETORNO** 40%  
**PERIODO DE RECUPERO** 18.0 AÑOS



TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)

INVERSION 1229.5 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				96.3	89.7	100.0	72.8	44.1	34.0	26.3	21.8	19.9	18.2	16.8	15.8	14.9	13.3	11.8	11.3	8.9	7.2
Diluyente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
WTI diferencial 40%				51.9	52.7	53.4	54.1	56.3	58.3	60.6	63.0	65.8	67.9	70.1	72.4	74.3	77.0	79.9	83.0	86.3	89.6
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	122.9	737.7	368.8																		
Total Inversión	122.9	737.7	368.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																					
Venta de crudo				1,825.0	1,724.4	1,949.9	1,437.7	905.1	722.2	582.9	501.2	478.0	450.6	430.6	417.0	403.2	373.3	345.6	342.5	279.5	235.0
Total Ingresos				1,825.0	1,724.4	1,949.9	1,437.7	905.1	722.2	582.9	501.2	478.0	450.6	430.6	417.0	403.2	373.3	345.6	342.5	279.5	235.0
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo				93.8	88.7	96.6	75.8	53.7	46.0	40.2	36.7	35.2	33.9	32.9	32.1	31.4	30.2	29.1	28.6	26.8	25.5
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar				206.4	192.3	214.3	156.0	94.4	72.8	56.5	46.7	42.7	39.0	36.1	33.8	31.8	28.4	25.4	24.2	19.0	15.4
Flete Diluyente a Bayóvar				28.1	26.2	29.2	21.3	12.9	9.9	7.7	6.4	5.8	5.3	4.9	4.6	4.3	3.9	3.5	3.3	2.6	2.1
Flete Diluyente de Bayóvar				28.1	26.2	29.2	21.3	12.9	9.9	7.7	6.4	5.8	5.3	4.9	4.6	4.3	3.9	3.5	3.3	2.6	2.1
Seguros				12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
Regalías				255.5	241.4	273.0	201.3	126.7	101.1	81.6	70.2	66.9	63.1	60.3	58.4	56.4	52.3	48.4	48.0	39.1	32.9
Depreciación				122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				747.2	710.1	777.6	610.8	435.9	375.0	328.9	301.6	291.7	281.8	151.4	145.8	140.6	130.9	122.1	119.7	102.4	90.3
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>				1,077.8	1,014.3	1,172.3	826.9	469.3	347.2	254.0	199.6	186.3	168.7	279.2	271.2	262.5	242.4	223.6	222.8	177.1	144.7
Participación utilidades de trabajadores				107.8	101.4	117.2	82.7	46.9	34.7	25.4	20.0	18.6	16.9	27.9	27.1	26.3	24.2	22.4	22.3	17.7	14.5
Utilidad antes de impuestos				970.1	912.9	1,055.0	744.2	422.3	312.5	228.6	179.7	167.7	151.8	251.3	244.1	236.3	218.1	201.2	200.5	159.4	130.3
Impuesto a la Renta				291.0	273.9	316.5	223.3	126.7	93.7	68.6	53.9	50.3	45.6	75.4	73.2	70.9	65.4	60.4	60.2	47.8	39.1
<b>Utilidad Neta</b>				679.0	639.0	738.5	520.9	295.6	218.7	160.0	125.8	117.4	106.3	175.9	170.8	165.4	152.7	140.9	140.4	111.6	91.2
Depreciación				122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	122.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	(122.9)	(737.7)	(368.8)	802.0	762.0	861.5	643.9	418.6	341.7	283.0	248.7	240.3	229.2	175.9	170.8	165.4	152.7	140.9	140.4	111.6	91.2
FNF actualizado	(162.6)	(848.3)	(368.8)	697.4	576.2	566.4	368.1	208.1	147.7	106.4	81.3	68.3	56.7	37.8	31.9	26.9	21.6	17.3	15.0	10.4	7.4
FNF acumulado	(162.6)	(1,010.9)	(1,379.8)	(682.4)	(106.2)	460.2	828.3	1,036.4	1,184.2	1,290.6	1,371.9	1,440.2	1,496.8	1,534.7	1,566.6	1,593.5	1,615.0	1,632.4	1,647.4	1,657.7	1,665.1

<b>FLETE</b>				5.87 US\$/BI
VALOR ACTUAL NETO - 0	15%	1,665.1	MMUS\$	
TASA INTERNA DE RETORNO		40%		
PERIODO DE RECUPERO		2.2	AÑOS	







**EVALUACIÓN ECONÓMICA PRIMERA ETAPA**  
**EMPRESA PRODUCTORA (PLUSPETROL)**  
**CASO WTI LOW PRICE**

**COSTO DUCTO DE 10" PARA EL TRANSPORTE DE DILUYENTE**

DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>COSTOS DIRECTOS</b>				
<b>Servicios de Ingeniería</b>				
Prefactibilidad (0.5% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	196,541.75	196,541.75
Diseño Básico y Definitivo (3.0% de Tuberías y Materiales)	Global	1.00	1,179,250.50	1,179,250.50
<b>SUB TOTAL</b>				<b>1,375,792.25</b>
<b>Derecho de Vía</b>				
Desbroce de derecho de vía (49% de la Longitud Total de Tub.)	Km	115.15	1,394.00	160,519.10
Restauración (57% de la Longitud Total del Tub.)	Km	133.95	50,000.00	6,697,500.00
<b>SUB TOTAL</b>				<b>6,858,019.10</b>
<b>Obras Preliminares</b>				
Campamentos (01 por cada 40 Km de construcción)	EA	4.00	500,000.00	2,000,000.00
Habilitación y rehabilitación actual DV. (inc. Accesos)	Km	200	15,000.00	3,000,000.00
Partida de tránsito (Maquinaria de Mantenimiento para DV en construcción)	Km	235.00	5,000.00	1,175,000.00
Replanteo de derecho de vía y Tubería Tramo II	Km	235	300.00	70,500.00
Saneamiento de propiedades particulares	Global	1.00	1,500,000.00	1,500,000.00
Corte de taludes para ampliar derecho de vía	Km	13.00	130,000.00	1,690,000.00
Movilización y desmovilización (depende del peso de la tubería)	Global	1.00	11,101,270.15	11,101,270.15
<b>SUB TOTAL</b>				<b>20,536,770.15</b>
<b>Tubería y materiales</b>				
Suministro de tubería (SMLS) con recubrimiento FBE (pulg) Espesor t = 0.375	Km	235	149,115.05	35,042,037.63
Suministro e instalación de válvulas en cruces de ríos (02 válvulas por cada cruce + 01 en línea para futura estación)	EA	19.00	210,937.50	4,007,812.50
Protección Catódica (Suministro e instalación)	Global	235	1,100.00	258,500.00
<b>SUB TOTAL</b>				<b>39,308,350.13</b>
<b>Instalación de tubería</b>				
Construcción/Montaje (Inic. Supervisión e instalación)	Km	235	11,500.00	2,702,500.00
Distribución de tubería (desfile)	Global	1.00	173,818.48	173,818.48
Habilitación de curvas en frío (10% del costo de soldeo, soldadura y radiografiado)	Global	1.00	0.00	0.00
Soldeo	EA	21,420.00	32.56	697,435.20
Soldadura	Kg	341,848.01	2.00	683,696.02
Habilitación de canteras - material seleccionado	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
Construcción de botaderos	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
Powercrete (secos)	EA	7,497.00	101.57	761,470.29
Mantas termocontraíbles Raychem (sumergidas)	EA	13,923.00	150.00	2,088,450.00
Inspección y radiografiado (10% de la juntas)	EA	2,100.00	170.00	357,000.00
Prueba hidrostática	Global	1.00	315,000.00	315,000.00
Sistemas de protección y drenaje	Global	1.00	1,575,000.00	1,575,000.00
<b>SUB TOTAL</b>				<b>9,984,369.99</b>
<b>Sistema de Calentamiento</b>				
Capacidad de tanques con calentamiento (6 tanques de 50 MB)	Bis	300,000.00	80.00	24,000,000.00
Bombas y sus conexiones	C/U	6.00	4,000,000.00	24,000,000.00
Calentamiento Paiche, Dorado, Piraña y Río Tigre	C/U	4.00	7,500,000.00	30,000,000.00
<b>SUB TOTAL</b>				<b>78,000,000.00</b>
<b>Comunicaciones</b>				
Tendido de fibra óptica Sistema SCADA	Km	235	6,000.00	1,410,000.00
Sala de control	Global	1.00	100,000.00	100,000.00
<b>SUB TOTAL</b>				<b>1,510,000.00</b>
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>				<b>79,573,301.63</b>
<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>				
Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	7,957,330.16	7,957,330.16
Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	795,733.02	795,733.02
Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	2,387,199.05	2,387,199.05
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>				<b>11,140,262.23</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSIÓN REQUERIDA</b>				<b>90,713,563.86</b>

**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

*BASES DE EVALUACIÓN PRIMERA ETAPA*

**BASES DE EVALUACION**

**COSTOS**

**Costo Operación de la Inversión realizada**

Costo de Operación - Fijo	54.75 MUS\$	POR DIA
Costo de Operación - Variable	3.10 US\$/BI	PLUSPETROL
Seguros	1% Inversión	

**MEZCLA CRUDO + DILUYENTE**

0.10 Diluyente
<u>0.90</u> Crudo
1.00

Rubros	ANUAL	DIARIO
	Costo Fijo - MUS\$	Costo Fijo - US\$
	Nuevo	Nuevo
Mano de obra	12,233	33,513.86
Proceso	2,540	6,958.90
Plataformas	328	898.63
Salud, Seguridad, Ambiente	3,068	8,405.48
Mantenimiento	975	2,671.23
Seguridad Fisica	480	1,315.07
Vehiculos - Equipo Liviano - Pesado	226	619.18
Tributos	134	367.12
<b>Total</b>	<b>19,984</b>	<b>54,749.48</b>

**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

**INVERSIONES POR RUTA PRIMERA ETAPA**

	Perenco (MBDC)	Pluspetrol (MBDC)
<b>CRUDO</b>	30.00	20.00
<b>DILUYENTE</b>	3.33	2.22

	FLETES US\$/BL	MUS\$/DC	MUS\$/DC	MUS\$/DC	MMUS\$/DC	MMUS\$	MMUS\$
<b>RUTA 1</b>	20.84	69	46	116	0.116	42.26	56.26
<b>RUTA 2</b>	23.42	78	52	130	0.130	47.49	61.49
<b>RUTA 3</b>	20.67	69	46	115	0.115	41.91	55.91
<b>RUTA 4</b>	21.67	72	48	120	0.120	43.94	57.94

<b>Caso 1</b>	
<b>ITEM</b>	<b>MMUS\$ ORIGINAL</b>
COSTO DUCTO DE 10" PARA EL TRANSPORTE DE DILUYENTE (235 Km)	90.71
<b>Total Inversión</b>	90.71



PRODUCCION PRIMERA ETAPA

PRODUCCION (MMB)

	2011					2012									
	31 OCT	30 NOV	31 DIC	31 ENE	28 FEB	31 MAR	30 ABR	31 MAY	30 JUN	31 JUL	31 AGO	30 SET	31 OCT	30 NOV	31 DIC
Perenco	0.93	0.90	0.93	0.93	0.84	0.93	0.90	0.93	0.90	0.93	0.93	0.90	0.93	0.90	0.93
Pluspetrol	0.62	0.60	0.62	0.62	0.56	0.62	0.60	0.62	0.60	0.62	0.62	0.60	0.62	0.60	0.62
Crudo Loreto	0.90	0.87	0.90	0.81	0.73	0.81	0.78	0.81	0.78	0.81	0.81	0.78	0.81	0.78	0.81
Crudo Mayna	0.51	0.49	0.51	0.44	0.40	0.44	0.43	0.44	0.43	0.44	0.44	0.43	0.44	0.43	0.44
Total Crudo Pesado	1.55	1.50	1.55	1.55	1.40	1.55	1.50	1.55	1.50	1.55	1.55	1.50	1.55	1.50	1.55
Total MMB	2.96	2.86	2.96	2.80	2.53	2.80	2.71	2.80	2.71	2.80	2.80	2.71	2.80	2.71	2.80

		Perenco (Lote 67)			
		MES	BOPD	API	SG
2011	OCT		30,000	14.13	0.972
	NOV		30,000	14.13	0.972
	DIC		30,000	14.13	0.972
	ENE		30,000	14.83	0.967
	FEB		30,000	14.71	0.968
2012	MAR		30,000	14.50	0.969
	ABR		30,000	14.43	0.970
	MAY		30,000	14.48	0.969
	JUN		30,000	14.48	0.969
	JUL		30,000	14.49	0.969
	AGO		30,000	14.50	0.969
	SET		30,000	14.52	0.969
	OCT		30,000	14.53	0.969
NOV		30,000	14.55	0.969	
DIC		30,000	14.57	0.969	

		Pluspetrol (Lote 1AB)			
		MES	BOPD	API	SG
2011	OCT		20,000	18.00	0.946
	NOV		20,000	18.00	0.946
	DIC		20,000	18.00	0.946
	ENE		20,000	18.00	0.946
	FEB		20,000	18.00	0.946
2012	MAR		20,000	18.00	0.946
	ABR		20,000	18.00	0.946
	MAY		20,000	18.00	0.946
	JUN		20,000	18.00	0.946
	JUL		20,000	18.00	0.946
	AGO		20,000	18.00	0.946
	SET		20,000	18.00	0.946
	OCT		20,000	18.00	0.946
NOV		20,000	18.00	0.946	
DIC		20,000	18.00	0.946	

		Pluspetrol Crudo Loreto (Lote 1AB)			
		MES	BOPD	API	SG
2011	OCT		29,000	14.13	0.972
	NOV		29,000	14.13	0.972
	DIC		29,000	14.13	0.972
	ENE		26,000	14.83	0.967
	FEB		26,000	14.71	0.968
2012	MAR		26,000	14.50	0.969
	ABR		26,000	14.43	0.970
	MAY		26,000	14.48	0.969
	JUN		26,000	14.48	0.969
	JUL		26,000	14.49	0.969
	AGO		26,000	14.50	0.969
	SET		26,000	14.52	0.969
	OCT		26,000	14.53	0.969
NOV		26,000	14.55	0.969	
DIC		26,000	14.57	0.969	

		Pluspetrol Crudo Mayna (Lote 8)			
		MES	BOPD	API	SG
2011	OCT		16,334	14.13	0.972
	NOV		16,334	14.13	0.972
	DIC		16,334	14.13	0.972
	ENE		14,287	14.83	0.967
	FEB		14,287	14.71	0.968
2012	MAR		14,287	14.50	0.969
	ABR		14,287	14.43	0.970
	MAY		14,287	14.48	0.969
	JUN		14,287	14.48	0.969
	JUL		14,287	14.49	0.969
	AGO		14,287	14.50	0.969
	SET		14,287	14.52	0.969
	OCT		14,287	14.53	0.969
NOV		14,287	14.55	0.969	
DIC		14,287	14.57	0.969	

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

**COSTOS PRIMERA ETAPA**

**COSTOS SEGUROS**

Año	2011			2012											
Millones de Dólares	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
MES	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Costo seguro	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56

**COSTOS DE OPERACIÓN PLUSPETROL**

Año	2011			2012											
Millones de Dólares	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
MES	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Infraestructura nueva															
Fijo	1.70	1.64	1.70	1.70	1.53	1.70	1.64	1.70	1.64	1.70	1.70	1.64	1.70	1.64	1.70
Variable	1.92	1.86	1.92	1.92	1.74	1.92	1.86	1.92	1.86	1.92	1.92	1.86	1.92	1.86	1.92
Costo total de operación	3.62	3.50	3.62	3.62	3.27	3.62	3.50	3.62	3.50	3.62	3.62	3.50	3.62	3.50	3.62

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

Ingresos y Egresos Primera Etapa

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011					2012									
		31 OCT	30 NOV	31 DIC	31 ENE	28 FEB	31 MAR	30 ABR	31 MAY	30 JUN	31 JUL	31 AGO	30 SET	31 OCT	30 NOV	31 DIC
<b>Ingresos Proyecto</b>																
Producción crudo MMB		0.62	0.60	0.62	0.62	0.56	0.62	0.60	0.62	0.60	0.62	0.62	0.60	0.62	0.60	0.62
Diluyente MMB		0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
WTI promedio US\$/B (EIA)		72.4	72.4	72.4	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5	67.5
WTI diferencial US\$/B	24%	55.0	55.0	55.0	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3
Venta Crudo Pesado		34.1	33.0	34.1	31.8	28.7	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8
<b>Egresos Proyecto</b>																
Precio Promedio Nafta Virgen US\$/B		75.4	75.4	75.4	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5	70.5
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	3.47	2.2	2.1	2.2	2.2	1.9	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2
Flete Diluyente Ruta 3	20.67	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Compra de Nafta Virgen		5.2	5.0	5.2	4.9	4.4	4.9	4.7	4.9	4.7	4.9	4.9	4.7	4.9	4.7	4.9

## EVALUACION ECONOMICA PRIMERA ETAPA

INVERSION

90.7

MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2011					2012							
	ENE-SET	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	31	
	0	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Producción MBDC		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Diluyente MBDC		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
WTI diferencial 24%		51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3
<b>INVERSION</b>													
Inversión	90.7												
Total Inversión	90.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>													
Venta de crudo		31.8	28.7	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8
Total Ingresos		31.8	28.7	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8
<b>EGRESOS</b>													
Costo Operativo		3.6	3.3	3.6	3.5	3.6	3.5	3.6	3.6	3.5	3.6	3.5	3.6
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar		2.2	1.9	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2
Flete Diluyente Ruta 3		1.4	1.9	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2
Compra de Nafta Virgen		4.9	4.4	4.9	4.7	4.9	4.7	4.9	4.9	4.7	4.9	4.7	4.9
Regalias		4.1	3.7	4.1	4.0	4.1	4.0	4.1	4.1	4.0	4.1	4.0	4.1
Depreciación		7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Total Egresos		23.7	22.8	24.5	23.9	24.5	23.9	24.5	24.5	23.9	24.5	23.9	24.5
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>		8.1	5.9	7.3	6.8	7.3	6.8	7.3	7.3	6.8	7.3	6.8	7.3
Participación utilidades de trabajadores		0.8	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Utilidad antes de impuestos		7.3	5.3	6.6	6.2	6.6	6.2	6.6	6.6	6.2	6.6	6.2	6.6
Impuesto a la Renta		2.2	1.6	2.0	1.8	2.0	1.8	2.0	2.0	1.8	2.0	1.8	2.0
<b>Utilidad Neta</b>		5.1	3.7	4.6	4.3	4.6	4.3	4.6	4.6	4.3	4.6	4.3	4.6
Depreciación		7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	(90.7)	12.6	11.3	12.2	11.9	12.2	11.9	12.2	12.2	11.9	12.2	11.9	12.2
FNF actualizado	(90.7)	11.7	9.7	9.7	8.7	8.3	7.5	7.1	6.6	5.9	5.6	5.1	4.8
FNF acumulado	(90.7)	(79.0)	(69.4)	(59.7)	(51.0)	(42.7)	(35.2)	(28.1)	(21.5)	(15.6)	(9.9)	(4.8)	0.0
<b>FLETE</b>		3.47	US\$/BI										
<b>VALOR ACTUAL NETO - 0</b>	8%	0.0	MMUS\$										
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>		8%											
<b>PERIODO DE RECUPERO</b>		12.0	MESES										

## EVALUACION ECONOMICA PRIMERA ETAPA

INVERSION

90.7

MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2011					2012							
	ENE-SET 0	31 ENE 1	28 FEB 2	31 MAR 3	30 ABR 4	31 MAY 5	30 JUN 6	31 JUL 7	31 AGO 8	30 SET 9	31 OCT 10	30 NOV 11	31 DIC 12
Producción MBDC		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Diluyente MBDC		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
WTI diferencial 24%		51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3
<b>INVERSION</b>													
Inversión	90.7												
Total Inversión	90.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>													
Venta de crudo		31.8	28.7	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8
Total Ingresos		31.8	28.7	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8
<b>EGRESOS</b>													
Costo Operativo		3.6	3.3	3.6	3.5	3.6	3.5	3.6	3.6	3.5	3.6	3.5	3.6
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar		2.2	1.9	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2
Flete Diluyente Ruta 3		1.4	1.9	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2
Compra de Nafta Virgen		4.9	4.4	4.9	4.7	4.9	4.7	4.9	4.9	4.7	4.9	4.7	4.9
Regalias		4.1	3.7	4.1	4.0	4.1	4.0	4.1	4.1	4.0	4.1	4.0	4.1
Depreciación		7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Total Egresos		23.7	22.8	24.5	23.9	24.5	23.9	24.5	24.5	23.9	24.5	23.9	24.5
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores		8.1	5.9	7.3	6.8	7.3	6.8	7.3	7.3	6.8	7.3	6.8	7.3
Participación utilidades de trabajadores		0.8	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Utilidad antes de impuestos		7.3	5.3	6.6	6.2	6.6	6.2	6.6	6.6	6.2	6.6	6.2	6.6
Impuesto a la Renta		2.2	1.6	2.0	1.8	2.0	1.8	2.0	2.0	1.8	2.0	1.8	2.0
Utilidad Neta		5.1	3.7	4.6	4.3	4.6	4.3	4.6	4.6	4.3	4.6	4.3	4.6
Depreciación		7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Flujo Neto de Fondos	(90.7)	12.6	11.3	12.2	11.9	12.2	11.9	12.2	12.2	11.9	12.2	11.9	12.2
FNF actualizado	(90.7)	12.0	10.2	10.5	9.8	9.5	8.9	8.7	8.2	7.7	7.5	6.9	6.8
FNF acumulado	(90.7)	(78.7)	(68.5)	(57.9)	(48.2)	(38.6)	(29.8)	(21.1)	(12.9)	(5.2)	2.3	9.2	16.0

**FLETE****3.47 US\$/BI****VALOR ACTUAL NETO - 0****5%****16.0 MMUS\$****TASA INTERNA DE RETORNO****8%****PERIODO DE RECUPERO****9.7 MESES**

## EVALUACION ECONOMICA PRIMERA ETAPA

INVERSION

90.7

MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2011					2012							
	ENE-SET 0	31 ENE 1	28 FEB 2	31 MAR 3	30 ABR 4	31 MAY 5	30 JUN 6	31 JUL 7	31 AGO 8	30 SET 9	31 OCT 10	30 NOV 11	31 DIC 12
Producción MBDC		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Diluyente MBDC		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
WTI diferencial 40%		51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3	51.3
<b>INVERSION</b>													
Inversión	90.7												
<b>Total Inversión</b>	<b>90.7</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>INGRESOS</b>													
Venta de crudo		31.8	28.7	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8	31.8	30.8	31.8	30.8	31.8
<b>Total Ingresos</b>		<b>31.8</b>	<b>28.7</b>	<b>31.8</b>	<b>30.8</b>	<b>31.8</b>	<b>30.8</b>	<b>31.8</b>	<b>31.8</b>	<b>30.8</b>	<b>31.8</b>	<b>30.8</b>	<b>31.8</b>
<b>EGRESOS</b>													
Costo Operativo		3.6	3.3	3.6	3.5	3.6	3.5	3.6	3.6	3.5	3.6	3.5	3.6
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar		2.2	1.9	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2
Flete Diluyente Ruta 3		1.4	1.9	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2	2.2	2.1	2.2	2.1	2.2
Compra de Nafta Virgen		4.9	4.4	4.9	4.7	4.9	4.7	4.9	4.9	4.7	4.9	4.7	4.9
Regalias		4.1	3.7	4.1	4.0	4.1	4.0	4.1	4.1	4.0	4.1	4.0	4.1
Depreciación		7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
<b>Total Egresos</b>		<b>23.7</b>	<b>22.8</b>	<b>24.5</b>	<b>23.9</b>	<b>24.5</b>	<b>23.9</b>	<b>24.5</b>	<b>24.5</b>	<b>23.9</b>	<b>24.5</b>	<b>23.9</b>	<b>24.5</b>
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>		<b>8.1</b>	<b>5.9</b>	<b>7.3</b>	<b>6.8</b>	<b>7.3</b>	<b>6.8</b>	<b>7.3</b>	<b>7.3</b>	<b>6.8</b>	<b>7.3</b>	<b>6.8</b>	<b>7.3</b>
Participación utilidades de trabajadores		0.8	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Utilidad antes de impuestos		7.3	5.3	6.6	6.2	6.6	6.2	6.6	6.6	6.2	6.6	6.2	6.6
Impuesto a la Renta		2.2	1.6	2.0	1.8	2.0	1.8	2.0	2.0	1.8	2.0	1.8	2.0
<b>Utilidad Neta</b>		<b>5.1</b>	<b>3.7</b>	<b>4.6</b>	<b>4.3</b>	<b>4.6</b>	<b>4.3</b>	<b>4.6</b>	<b>4.6</b>	<b>4.3</b>	<b>4.6</b>	<b>4.3</b>	<b>4.6</b>
Depreciación		7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	<b>(90.7)</b>	<b>12.6</b>	<b>11.3</b>	<b>12.2</b>	<b>11.9</b>	<b>12.2</b>	<b>11.9</b>	<b>12.2</b>	<b>12.2</b>	<b>11.9</b>	<b>12.2</b>	<b>11.9</b>	<b>12.2</b>
FNF actualizado	(90.7)	12.6	11.3	12.2	11.9	12.2	11.9	12.2	12.2	11.9	12.2	11.9	12.2
FNF acumulado	(90.7)	(78.1)	(66.8)	(54.6)	(42.8)	(30.6)	(18.7)	(6.5)	5.6	17.5	29.7	41.6	53.7

**FLETE** 3.47 US\$/BI  
**VALOR ACTUAL NETO - 0** 53.7 MMUS\$  
**TASA INTERNA DE RETORNO** 8%  
**PERIODO DE RECUPERO** 7.5 MESES

EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA

EMPRESA PRODUCTORA (PLUSPETROL)

CASO WTI LOW PRICE

**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

*Producción de Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol)*

**BASES DE EVALUACION**

**COSTOS**

**Costo Operación de la Inversión realizada**

Costo de Operación - Fijo                      19.98 MMUS\$  
Costo de Operación - Variable                3.10 US\$/BI                                      2.10  
Seguros    1% Inversión

**MEZCLA CRUDO + DILUYENTE**

0.12 Diluyente  
0.88 Crudo  
1.00

Rubros	Costo Fijo - MUS\$
	Nuevo
Mano de obra	12,233
Proceso	2,540
Plataformas	328
Salud, Seguridad, Ambiente	3,068
Mantenimiento	975
Seguridad Fisica	480
Vehiculos - Equipo Liviano - Pesado	226
Tributos	134
<b>Total</b>	<b>19,984</b>



**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO***Producción de Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol)***INVERSIONES**

<b>ITEM</b>	<b>MMUS\$ ORIGINAL</b>
Sistema de Calentamiento	78.00
Costos de Pre-Producción	35.00
<b>FACILIDADES EN CAMPOS</b>	
San Jacinto	455.60
Jibaro y Jibarito	261.24
Bartra y Tigre	207.28
Dorissa, Carmen, Forestal, Shiviyaçu, Capahuari, Huayuri, Tambo y Ceci	769.44
<b>Total Inversión</b>	<b>1806.55</b>

**FLUJO DESEMBOLSOS DE LA INVERSION**

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
MMUS\$	361.3	903.3	542.0
Porcentaje de ejecución económica	20%	50%	30%

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

Producción de Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol)

PRODUCCION (MMB)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Perenco	1.2	1.5	6.2	11.0	35.1	32.7	36.5	26.6	16.1	12.4	9.6	8.0	7.3	6.6	6.1	5.8	5.4	4.8	4.3	4.1	3.2	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pluspetrol	0.5	2.0	4.3	5.4	7.4	7.9	8.3	9.2	9.9	10.0	9.5	10.1	10.3	10.2	9.9	10.3	10.3	10.1	10.3	9.9	9.6	9.2	8.6	8.0	7.5	7.1	6.6
Repsol	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	13.2	16.4	18.4	21.6	22.2	20.2	20.3	20.2	18.8	13.6	10.7	8.9	7.4	6.4	5.5	4.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Loreto	11.3	11.9	10.6	9.5	8.4	7.7	7.1	6.4	5.8	5.5	5.1	4.6	4.4	4.2	4.0	3.3	2.9	2.2	1.1	0.7	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mayna	0.0	0.0	6.0	5.2	4.4	4.0	3.5	3.2	2.5	2.3	2.0	1.9	1.3	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total MMB	12.9	15.3	27.1	31.1	61.0	65.5	71.8	63.7	55.9	52.3	46.4	44.7	43.4	40.9	34.8	31.0	28.4	25.3	23.0	21.0	18.2	12.5	8.6	8.0	7.5	7.1	6.6
Total Plus MMB	11.8	13.9	14.9	14.9	15.8	15.6	15.5	15.6	15.7	15.5	14.6	14.6	14.7	14.4	14.0	13.6	13.2	12.3	11.4	10.6	9.9	9.2	8.6	8.0	7.5	7.1	6.6

Perenco (Lote 67)			
YEAR	BOPD	API	SG
2009	3,200	14.13	0.972
2010	4,000	14.13	0.972
2011	17,000	14.13	0.972
2012	30,000	14.83	0.987
2013	96,289	14.71	0.968
2014	89,712	14.50	0.969
2015	100,000	14.43	0.970
2016	72,794	14.48	0.969
2017	44,050	14.48	0.969
2018	33,962	14.49	0.969
2019	26,343	14.50	0.969
2020	21,799	14.52	0.969
2021	19,909	14.53	0.969
2022	18,184	14.55	0.969
2023	16,839	14.57	0.969
2024	15,775	14.59	0.969
2025	14,860	14.62	0.968
2026	13,273	14.66	0.968
2027	11,845	14.70	0.968
2028	11,299	14.77	0.967
2029	8,877	14.86	0.967
2030	7,185	14.99	0.968
2031	0	14.99	0.966
2032	0	14.99	0.966
2033	0	14.77	0.966
2034	0	14.88	0.987
2035	0	14.99	0.968

Pluspetrol (Crudo pesado Lote 1AB)		
BOPD	API	SG
1,237	12.0	0.947122
5,500	12.0	0.947122
11,858	12.0	0.947122
14,891	12.0	0.947122
20,251	12.0	0.947122
21,728	12.0	0.947122
22,871	12.0	0.947122
25,253	12.0	0.947122
27,000	12.0	0.947122
27,500	12.0	0.947122
26,000	12.0	0.947122
27,626	12.0	0.947122
28,341	12.0	0.947122
28,000	12.0	0.947122
27,251	12.0	0.947122
28,132	12.0	0.947122
28,124	12.0	0.947122
27,606	12.0	0.947122
28,343	12.0	0.947122
27,153	12.0	0.947122
26,208	12.0	0.947122
25,309	12.0	0.947122
23,477	12.0	0.947122
22,046	12.0	0.947122
20,625	12.0	0.947122
19,319	12.0	0.947122
18,052	12.0	0.947122

Repsol (Lote 39)		
BOPD	API	SG
0	11.00	0.972509
0	11.00	0.972509
0	11.00	0.972509
0	11.00	0.972509
15,465	11.00	0.972509
36,065	11.00	0.972509
44,834	11.00	0.972509
50,323	11.00	0.972509
59,219	11.00	0.972509
60,687	11.00	0.972509
55,216	11.00	0.972509
55,493	11.00	0.972509
55,282	11.00	0.972509
51,428	11.00	0.972509
37,348	11.00	0.972509
29,388	11.00	0.972509
24,298	11.00	0.972509
20,266	11.00	0.972509
17,620	11.00	0.972509
14,950	11.00	0.972509
11,937	11.00	0.972509
0	11.00	0.972509
0	11.00	0.972509
0	11.00	0.972509
0	11.00	0.972509
0	11.00	0.972509
0	11.00	0.972509
0	11.00	0.972509

Pluspetrol (Loreto - Lote 1AB)		
BOPD	API	SG
31,000	18.90	0.940824
32,500	18.90	0.940824
29,000	18.90	0.940824
26,000	18.90	0.940824
23,000	18.90	0.940824
21,000	18.90	0.940824
19,500	18.90	0.940824
17,500	18.90	0.940824
16,000	18.90	0.940824
15,000	18.90	0.940824
14,000	18.90	0.940824
12,500	18.90	0.940824
12,000	18.90	0.940824
11,500	18.90	0.940824
11,000	18.90	0.940824
9,000	18.90	0.940824
8,000	18.90	0.940824
6,000	18.90	0.940824
3,000	18.90	0.940824
2,000	18.90	0.940824
1,000	18.90	0.940824
0	18.90	0.940824
0	18.90	0.940824
0	18.90	0.940824
0	18.90	0.940824
0	18.90	0.940824
0	18.90	0.940824
0	18.90	0.940824

Pluspetrol (Mayna Lote 8)		
BOPD	API	SG
0	19.00	0.940199
0	20.00	0.933993
16,334	21.00	0.927869
14,287	21.00	0.927869
12,180	21.00	0.927869
11,047	21.00	0.927869
9,634	21.00	0.927869
8,689	21.00	0.927869
6,771	21.00	0.927869
6,184	21.00	0.927869
5,588	21.00	0.927869
5,109	21.00	0.927869
3,475	21.00	0.927869
2,995	21.00	0.927869
2,773	21.00	0.927869
2,578	21.00	0.927869
2,423	21.00	0.927869
2,278	21.00	0.927869
2,141	21.00	0.927869
2,013	21.00	0.927869
1,892	21.00	0.927869
1,778	21.00	0.927869
0	21.00	0.927869
0	21.00	0.927869
0	21.00	0.927869
0	21.00	0.927869
0	21.00	0.927869
0	21.00	0.927869
0	21.00	0.927869

(\*) Los únicos crudos que utilizarán nafta virgen como diluyente serán el Perenco, Pluspetrol y el crudo de Repsol.



TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

*Producción de Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol)*

**INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)**

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		14.9	14.9	15.8	15.6	15.5	15.6	15.7	15.5	14.6	14.6	14.7	14.4	14.0	13.6	13.2	12.3	11.4	10.6	9.9	9.2
Diluyente MMB		0.6	0.7	1.0	1.1	1.1	1.3	1.3	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3
WTI promedio (EIA)		72.4	67.5	62.4	57.2	51.8	46.3	47.2	48.1	49.6	51.0	52.8	54.3	56.0	57.4	58.7	60.5	62.2	64.4	66.6	68.9
WTI diferencial	40%	43.4	40.5	37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	36.3	37.3	38.6	40.0	41.3
Venta Crudo Pesado		647.6	604.4	590.6	534.9	480.6	433.6	444.1	447.5	434.6	447.9	466.8	469.5	468.8	466.6	464.1	444.9	427.2	411.0	397.0	381.7
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	6.84	102.0	102.1	108.0	106.7	105.8	106.8	107.4	106.1	99.9	100.2	100.7	98.6	95.5	92.7	90.2	83.9	78.3	72.8	67.9	63.2
Flete Diluyente a Bayóvar	6.84	4.0	5.1	6.9	7.4	7.8	8.6	9.2	9.4	8.9	9.4	9.7	9.5	9.3	9.6	9.6	9.4	9.7	9.2	8.9	8.6
Flete Diluyente de Bayóvar	6.84	4.0	5.1	6.9	7.4	7.8	8.6	9.2	9.4	8.9	9.4	9.7	9.5	9.3	9.6	9.6	9.4	9.7	9.2	8.9	8.6
<b>Venta Total (Crudo)</b>		<b>647.6</b>	<b>604.4</b>	<b>590.6</b>	<b>534.9</b>	<b>480.6</b>	<b>433.6</b>	<b>444.1</b>	<b>447.5</b>	<b>434.6</b>	<b>447.9</b>	<b>466.8</b>	<b>469.5</b>	<b>468.8</b>	<b>466.6</b>	<b>464.1</b>	<b>444.9</b>	<b>427.2</b>	<b>411.0</b>	<b>397.0</b>	<b>381.7</b>

**INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACION FINANCIERA)**

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		14.9	14.9	15.8	15.6	15.5	15.6	15.7	15.5	14.6	14.6	14.7	14.4	14.0	13.6	13.2	12.3	11.4	10.6	9.9	9.2
Diluyente MMB		0.6	0.7	1.0	1.1	1.1	1.3	1.3	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3
WTI promedio (EIA)		84.0	85.2	86.5	87.8	89.0	90.2	93.8	97.1	101.0	105.0	109.6	113.1	116.8	120.7	123.9	128.4	133.2	138.4	143.8	149.4
WTI diferencial	40%	50.4	51.1	51.9	52.7	53.4	54.1	56.3	58.3	60.6	63.0	65.8	67.9	70.1	72.4	74.3	77.0	79.9	83.0	86.3	89.6
Venta Crudo Pesado		751.7	763.4	819.8	821.3	826.2	844.4	883.6	903.8	885.1	922.6	968.6	978.7	978.2	981.4	980.1	945.1	914.6	883.7	856.7	827.9
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	6.86	102.3	102.4	108.3	107.0	106.1	107.0	107.6	106.4	100.1	100.4	101.0	98.9	95.8	92.9	90.4	84.1	78.5	73.0	68.1	63.4
Flete Diluyente a Bayóvar	6.86	4.0	5.1	6.9	7.4	7.8	8.6	9.2	9.4	8.9	9.4	9.7	9.6	9.3	9.6	9.6	9.4	9.7	9.3	8.9	8.6
Flete Diluyente de Bayóvar	6.86	4.0	5.1	6.9	7.4	7.8	8.6	9.2	9.4	8.9	9.4	9.7	9.6	9.3	9.6	9.6	9.4	9.7	9.3	8.9	8.6
<b>Venta Total (Crudo)</b>		<b>751.7</b>	<b>763.4</b>	<b>819.8</b>	<b>821.3</b>	<b>826.2</b>	<b>844.4</b>	<b>883.6</b>	<b>903.8</b>	<b>885.1</b>	<b>922.6</b>	<b>968.6</b>	<b>978.7</b>	<b>978.2</b>	<b>981.4</b>	<b>980.1</b>	<b>945.1</b>	<b>914.6</b>	<b>883.7</b>	<b>856.7</b>	<b>827.9</b>





Producción de Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol)	INVERSION 1806.6 MMUS\$
--	-------------------------------

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Producción MBDC				43.3	42.7	42.4	42.8	43.0	42.5	40.0	40.1	40.3	39.5	38.3	37.1	36.1	33.6	31.3	29.2	27.2	25.3	23.5	22.0	20.8	19.3	18.1
Diluyente MBDC				2.8	3.0	3.1	3.4	3.7	3.8	3.5	3.8	3.9	3.8	3.7	3.8	3.8	3.8	3.9	3.7	3.6	3.5	3.2	3.0	2.8	2.6	2.5
WTI diferencial 30%				37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	38.3	37.3	38.6	40.0	41.3	43.2	41.3	40.0	38.6	37.3
<b>INVERSION</b>																										
Inversión	361.3	903.3	542.0																							
Total Inversión	361.3	903.3	542.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																										
Venta de crudo				590.6	534.9	480.6	433.6	444.1	447.5	434.6	447.9	466.8	469.5	468.8	466.6	464.1	444.9	427.2	411.0	397.0	381.7	370.2	332.5	301.0	272.4	246.1
Total Ingresos				590.6	534.9	480.6	433.6	444.1	447.5	434.6	447.9	466.8	469.5	468.8	466.6	464.1	444.9	427.2	411.0	397.0	381.7	370.2	332.5	301.0	272.4	246.1
<b>EGRESOS</b>																										
Costo Operativo				68.9	68.3	67.9	68.4	68.6	68.1	65.2	65.4	65.6	64.7	63.3	62.0	60.9	58.0	55.4	53.0	50.8	48.6	46.5	44.9	43.3	41.8	40.4
Flete crudo pesado Andoas - Bavóvar				108.0	106.7	105.8	106.8	107.4	106.1	99.9	100.2	100.7	98.6	95.5	92.7	90.2	83.9	78.3	72.8	67.9	63.2	58.6	55.1	51.5	48.2	45.1
Flete Diluyente a Bavóvar				6.9	7.4	7.8	8.6	9.2	9.4	8.9	9.4	9.7	9.5	9.3	9.6	9.6	9.4	9.7	9.2	8.9	8.6	8.0	7.5	7.0	6.6	6.1
Flete Diluyente de Bavóvar				6.9	7.4	7.8	8.6	9.2	9.4	8.9	9.4	9.7	9.5	9.3	9.6	9.6	9.4	9.7	9.2	8.9	8.6	8.0	7.5	7.0	6.6	6.1
Seguros				18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1
Requitas				118.1	107.0	96.1	86.7	68.8	89.5	86.9	89.6	93.4	93.9	93.8	93.3	92.8	89.0	85.4	82.2	79.4	76.3	74.0	66.5	60.2	54.5	49.2
Depreciación				180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				507.6	495.5	484.2	477.8	482.0	481.2	488.5	472.7	477.8	475.0	289.2	285.3	281.1	267.8	256.5	244.5	234.0	223.5	213.3	199.8	187.1	175.8	165.1
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>				83.0	39.4	(3.6)	(44.2)	(37.8)	(33.7)	(33.9)	(24.8)	(11.0)	(5.5)	179.6	181.3	183.0	177.1	170.7	166.5	163.0	158.3	156.9	133.0	113.8	96.6	81.0
Participación utilidades de trabajadores				8.3	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	18.1	16.3	17.7	17.1	16.6	16.3	15.8	15.7	13.3	11.4	9.7	8.1
Utilidad antes de impuestos				74.7	35.4	(3.6)	(44.2)	(37.8)	(33.7)	(33.9)	(24.8)	(11.0)	(5.5)	161.7	163.2	164.7	159.4	153.6	149.8	146.7	142.4	141.2	119.7	102.4	86.9	72.9
Impuesto a la Renta				22.4	10.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	48.5	49.0	49.4	47.8	46.1	44.9	44.0	42.7	42.4	35.9	30.7	26.1	21.9
<b>Utilidad Neta</b>				52.3	24.8	(3.6)	(44.2)	(37.8)	(33.7)	(33.9)	(24.8)	(11.0)	(5.5)	113.2	114.2	115.3	111.6	107.5	104.9	102.7	99.7	98.9	83.8	71.7	60.8	51.0
Depreciación				180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	180.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	(361.3)	(903.3)	(542.0)	233.0	205.5	177.1	136.4	142.8	147.0	146.8	155.8	169.7	175.1	113.2	114.2	115.3	111.6	107.5	104.9	102.7	99.7	98.9	83.8	71.7	60.8	51.0
FNF actualizado	(361.3)	(903.3)	(542.0)	233.0	205.5	177.1	136.4	142.8	147.0	146.8	155.8	169.7	175.1	113.2	114.2	115.3	111.6	107.5	104.9	102.7	99.7	98.9	83.8	71.7	60.8	51.0
FNF acumulado	(361.3)	(1,264.6)	(1,806.6)	(1,573.6)	(1,369.1)	(1,191.0)	(1,034.6)	(911.5)	(764.3)	(613.1)	(462.3)	(326.6)	(197.5)	(4.3)	109.9	225.2	336.8	444.3	549.2	651.9	751.6	850.4	934.2	1,005.9	1,066.7	1,117.8

**FLETE** 6.84 US\$/BI  
**VALOR ACTUAL NETO - 0** 1.117.8 MMUS\$  
**TASA INTERNA DE RETORNO** 5%  
**PERIODO DE RECUPERO** 11.0 AÑOS







EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA  
EMPRESA PRODUCTORA (PLUSPETROL)  
CASO WTI HIGH PRICE

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

Producción de Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol)

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		14.9	14.9	15.8	15.6	15.5	15.6	15.7	15.5	14.6	14.6	14.7	14.4	14.0	13.6	13.2	12.3	11.4	10.6	9.9	9.2
Diluyente MMB		0.6	0.7	1.0	1.1	1.1	1.3	1.3	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3
WTI promedio (EIA)		89.7	94.0	98.5	102.9	107.5	111.9	117.7	121.7	126.9	132.1	138.7	142.7	146.9	151.5	154.5	159.9	165.7	172.1	178.7	185.7
WTI diferencial	40%	53.8	56.4	59.1	61.7	64.5	67.2	70.6	73.0	76.1	79.3	83.2	85.6	88.2	90.9	92.7	96.0	99.4	103.2	107.2	111.4
Venta Crudo Pesado		803.0	842.1	932.6	962.8	997.2	1,047.9	1,108.2	1,132.8	1,111.5	1,160.9	1,225.1	1,234.8	1,230.8	1,232.2	1,222.4	1,177.1	1,137.1	1,098.6	1,064.9	1,029.1
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	7.77	115.9	116.0	122.7	121.2	120.2	121.3	122.0	120.6	113.5	113.8	114.4	112.0	108.5	105.3	102.5	95.3	88.9	82.7	77.2	71.8
Flete Diluyente a Bayóvar	7.77	4.6	5.8	7.8	8.4	8.8	9.8	10.4	10.6	10.1	10.7	11.0	10.8	10.5	10.9	10.9	10.7	11.0	10.5	10.1	9.8
Flete Diluyente de Bayóvar	7.77	4.6	5.8	7.8	8.4	8.8	9.8	10.4	10.6	10.1	10.7	11.0	10.8	10.5	10.9	10.9	10.7	11.0	10.5	10.1	9.8
<b>Venta Total (Crudo)</b>		<b>803.0</b>	<b>842.1</b>	<b>932.6</b>	<b>962.8</b>	<b>997.2</b>	<b>1,047.9</b>	<b>1,108.2</b>	<b>1,132.8</b>	<b>1,111.5</b>	<b>1,160.9</b>	<b>1,225.1</b>	<b>1,234.8</b>	<b>1,230.8</b>	<b>1,232.2</b>	<b>1,222.4</b>	<b>1,177.1</b>	<b>1,137.1</b>	<b>1,098.6</b>	<b>1,064.9</b>	<b>1,029.1</b>

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN FINANCIERA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Proyecto</b>																					
Producción crudo MMB		14.9	14.9	15.8	15.6	15.5	15.6	15.7	15.5	14.6	14.6	14.7	14.4	14.0	13.6	13.2	12.3	11.4	10.6	9.9	9.2
Diluyente MMB		0.6	0.7	1.0	1.1	1.1	1.3	1.3	1.4	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3
WTI promedio (EIA)		89.7	94.0	98.5	102.9	107.5	111.9	117.7	121.7	126.9	132.1	138.7	142.7	146.9	151.5	154.5	159.9	165.7	172.1	178.7	185.7
WTI diferencial	40%	53.8	56.4	59.1	61.7	64.5	67.2	70.6	73.0	76.1	79.3	83.2	85.6	88.2	90.9	92.7	96.0	99.4	103.2	107.2	111.4
Venta Crudo Pesado		803.0	842.1	932.6	962.8	997.2	1,047.9	1,108.2	1,132.8	1,111.5	1,160.9	1,225.1	1,234.8	1,230.8	1,232.2	1,222.4	1,177.1	1,137.1	1,098.6	1,064.9	1,029.1
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	22.42	334.3	334.6	353.9	349.7	346.7	349.9	351.9	347.8	327.3	328.4	330.1	323.2	313.0	303.9	295.6	275.0	256.5	238.6	222.6	207.1
Flete Diluyente a Bayóvar	22.42	13.2	16.6	22.6	24.2	25.5	28.2	30.1	30.7	29.0	30.8	31.6	31.2	30.4	31.4	31.4	30.8	31.6	30.3	29.2	28.2
Flete Diluyente de Bayóvar	22.42	13.2	16.6	22.6	24.2	25.5	28.2	30.1	30.7	29.0	30.8	31.6	31.2	30.4	31.4	31.4	30.8	31.6	30.3	29.2	28.2
<b>Venta Total (Crudo)</b>		<b>803.0</b>	<b>842.1</b>	<b>932.6</b>	<b>962.8</b>	<b>997.2</b>	<b>1,047.9</b>	<b>1,108.2</b>	<b>1,132.8</b>	<b>1,111.5</b>	<b>1,160.9</b>	<b>1,225.1</b>	<b>1,234.8</b>	<b>1,230.8</b>	<b>1,232.2</b>	<b>1,222.4</b>	<b>1,177.1</b>	<b>1,137.1</b>	<b>1,098.6</b>	<b>1,064.9</b>	<b>1,029.1</b>













EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA

EMPRESA PRODUCTORA (REPSOL)

CASO WTI LOW PRICE

## TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

*Producción de Crudo Pesado Lote 39 (Repsol)*

### BASES DE EVALUACION

#### COSTOS

##### Costo Operación de la Inversión realizada

Costo de Operación - Fijo	19.98 MMUS\$
Costo de Operación - Variable	2.10 US\$/BI
Seguros	1% Inversión

##### MEZCLA CRUDO + DILUYENTE

0.12 Diluyente
<u>0.88</u> Crudo
1.00

Rubros	Costo Fijo - MUS\$
	Nuevo
Mano de obra	12,233
Proceso	2,540
Plataformas	328
Salud, Seguridad, Ambiente	3,068
Mantenimiento	975
Seguridad Fisica	480
Vehiculos - Equipo Liviano - Pesado	226
Tributos	134
<b>Total</b>	<b>19,984</b>

Ref. año 2006

**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

*Producción de Crudo Pesado Lote 39 (Repsol)*

**INVERSIONES**

<b>ITEM</b>	<b>MMUS\$ ORIGINAL</b>
Construcción de Ducto y sistema de calentamiento ECP Piraña - Andoas para transporte de crudo caliente (30 pulgadas)	
Costos de Pre-Producción	35.00
<b>FACILIDADES EN CAMPOS</b>	
Raya	455.60
Buena Vista	261.24
Delfin	207.28
<b>Total Inversión</b>	<b>959.11</b>

**FLUJO DESEMBOLSOS DE LA INVERSION**

	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
	<b>-2</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>
MMUS\$	95.9	575.5	287.7
Porcentaje de ejecución económica	10%	60%	30%

Producción de Crudo Pesado Lote 39 (Repsol)

PRODUCCION (MMB)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Perenco	6.2	11.0	35.1	32.7	36.5	26.6	16.1	12.4	9.6	8.0	7.3	6.6	6.1	5.8	5.4	4.8	4.3	4.1	3.2	2.6
Pluspetrol	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	12.7	11.9	11.2	10.5	9.9	9.3	8.8	8.2	7.7	7.3	6.8	6.4	6.0	5.7	5.3
Repsol	0.0	0.0	5.6	13.2	16.4	18.4	21.6	22.2	20.2	20.3	20.2	18.8	13.6	10.7	8.9	7.4	6.4	5.5	4.4	0.0
Loreto	15.1	13.8	11.9	10.7	9.7	9.3	8.9	8.5	8.1	7.7	7.4	7.0	6.7	6.4	6.1	5.9	5.6	5.3	5.1	4.9
Mayna	6.0	5.2	4.4	4.0	3.5	3.2	2.5	2.3	2.0	1.9	1.3	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6
<b>Total MMB</b>	<b>40.7</b>	<b>43.5</b>	<b>70.7</b>	<b>74.2</b>	<b>79.6</b>	<b>70.1</b>	<b>61.0</b>	<b>56.5</b>	<b>50.4</b>	<b>47.7</b>	<b>45.4</b>	<b>42.3</b>	<b>35.8</b>	<b>31.6</b>	<b>28.6</b>	<b>25.8</b>	<b>23.6</b>	<b>21.7</b>	<b>19.1</b>	<b>13.5</b>

Perenco (Lote 67)			
YEAR	BOPD	API	SG
2011	17,000	14.13	0.972
2012	30,000	14.83	0.967
2013	96,289	14.71	0.968
2014	89,712	14.50	0.969
2015	100,000	14.43	0.970
2016	72,794	14.48	0.969
2017	44,050	14.48	0.969
2018	33,962	14.49	0.969
2019	26,343	14.50	0.969
2020	21,799	14.52	0.969
2021	19,909	14.53	0.969
2022	18,184	14.55	0.969
2023	16,839	14.57	0.969
2024	15,775	14.59	0.969
2025	14,860	14.62	0.968
2026	13,273	14.66	0.968
2027	11,845	14.70	0.968
2028	11,299	14.77	0.967
2029	8,877	14.86	0.967
2030	7,185	14.99	0.966

Pluspetrol (Crudo pesado Lote 1AB)		
BOPD	API	SG
37,000	17.9	0.947122
37,000	17.9	0.947122
37,000	17.9	0.947122
37,000	17.9	0.947122
37,000	17.9	0.947122
37,000	17.9	0.947122
34,780	17.9	0.947122
32,693	17.9	0.947122
30,732	17.9	0.947122
28,888	17.9	0.947122
27,154	17.9	0.947122
25,525	17.9	0.947122
23,994	17.9	0.947122
22,554	17.9	0.947122
21,201	17.9	0.947122
19,929	17.9	0.947122
18,733	17.9	0.947122
17,609	17.9	0.947122
16,553	17.9	0.947122
15,559	17.9	0.947122
14,626	17.9	0.947122

Repsol (Lote 39)		
BOPD	API	SG
0	14.00	0.972509
0	14.00	0.972509
15,465	14.00	0.972509
36,065	14.00	0.972509
44,834	14.00	0.972509
50,323	14.00	0.972509
59,219	14.00	0.972509
60,687	14.00	0.972509
55,216	14.00	0.972509
55,493	14.00	0.972509
55,282	14.00	0.972509
51,428	14.00	0.972509
37,348	14.00	0.972509
29,388	14.00	0.972509
24,298	14.00	0.972509
20,266	14.00	0.972509
17,620	14.00	0.972509
14,950	14.00	0.972509
11,937	14.00	0.972509
0	14.00	0.972509

Pluspetrol (Loreto - Lote 1AB)		
BOPD	API	SG
41,271	18.90	0.940824
37,790	18.90	0.940824
32,674	18.90	0.940824
29,444	18.90	0.940824
26,657	18.90	0.940824
25,457	18.90	0.940824
24,312	18.90	0.940824
23,218	18.90	0.940824
22,173	18.90	0.940824
21,175	18.90	0.940824
20,222	18.90	0.940824
19,312	18.90	0.940824
18,443	18.90	0.940824
17,613	18.90	0.940824
16,821	18.90	0.940824
16,064	18.90	0.940824
15,341	18.90	0.940824
14,651	18.90	0.940824
13,991	18.90	0.940824
13,362	18.90	0.940824

Pluspetrol (Mayna Lote 8)		
BOPD	API	SG
16,334	21.00	0.92787
14,287	21.00	0.92787
12,180	21.00	0.92787
11,047	21.00	0.92787
9,634	21.00	0.92787
8,689	21.00	0.92787
6,771	21.00	0.92787
6,184	21.00	0.92787
5,588	21.00	0.92787
5,109	21.00	0.92787
3,475	21.00	0.92787
2,995	21.00	0.92787
2,773	21.00	0.92787
2,578	21.00	0.92787
2,423	21.00	0.92787
2,278	21.00	0.92787
2,141	21.00	0.92787
2,013	21.00	0.92787
1,892	21.00	0.92787
1,778	21.00	0.92787

(\*) Los únicos crudos que utilizarán nafta virgen como diluyente serán el Perenco, Pluspetrol y el crudo de Repsol.

**TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO**

**Producción de Crudo Pesado Lote 39 (Repsol)**

**COSTOS DE OPERACIÓN**

**Millones de Dólares**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Infraestructura nueva</b>																	
Fijo	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Variable	11.9	27.6	34.4	38.6	45.4	46.5	42.3	42.5	42.4	39.4	28.6	22.5	18.6	15.5	13.5	11.5	9.1
<b>Costo total de operación</b>	<b>31.8</b>	<b>47.6</b>	<b>54.3</b>	<b>58.6</b>	<b>65.4</b>	<b>66.5</b>	<b>62.3</b>	<b>62.5</b>	<b>62.4</b>	<b>59.4</b>	<b>48.6</b>	<b>42.5</b>	<b>38.6</b>	<b>35.5</b>	<b>33.5</b>	<b>31.4</b>	<b>29.1</b>

**COSTOS SEGUROS**

**Millones de Dólares**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
--	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

Producción de Crudo Pesado Lote 39 (Repsol)

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Proyecto</b>																		
Producción crudo MMB		5.6	13.2	16.4	18.4	21.6	22.2	20.2	20.3	20.2	18.8	13.6	10.7	8.9	7.4	6.4	5.5	4.4
Diluyente MMB		0.8	1.8	2.2	2.5	2.9	3.0	2.7	2.8	2.8	2.6	1.9	1.5	1.2	1.0	0.9	0.7	0.6
<b>WTI promedio (EIA)</b>		62.4	57.2	51.8	46.3	47.2	48.1	49.6	51.0	52.8	54.3	56.0	57.4	58.7	60.5	62.2	64.4	66.6
<b>WTI diferencial</b>	40%	37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	36.3	37.3	38.6	40.0
Venta Crudo Pesado		211.2	451.5	508.5	510.3	611.6	638.9	599.9	619.4	639.6	611.3	457.8	369.3	312.2	268.3	240.2	210.8	174.2
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	5.47	30.9	72.0	89.5	100.5	118.3	121.2	110.3	110.8	110.4	102.7	74.6	58.7	48.5	40.5	35.2	29.9	23.8
Flete Diluyente a Bayóvar	5.47	4.2	9.8	12.2	13.7	16.1	16.5	15.0	15.1	15.1	14.0	10.2	8.0	6.6	5.5	4.8	4.1	3.3
Flete Diluyente de Bayóvar	5.47	4.2	9.8	12.2	13.7	16.1	16.5	15.0	15.1	15.1	14.0	10.2	8.0	6.6	5.5	4.8	4.1	3.3
<b>Venta Total (Crudo)</b>		<b>211.2</b>	<b>451.5</b>	<b>508.5</b>	<b>510.3</b>	<b>611.6</b>	<b>638.9</b>	<b>599.9</b>	<b>619.4</b>	<b>639.6</b>	<b>611.3</b>	<b>457.8</b>	<b>369.3</b>	<b>312.2</b>	<b>268.3</b>	<b>240.2</b>	<b>210.8</b>	<b>174.2</b>

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN FINANCIERA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Proyecto</b>																		
Producción crudo MMB		5.6	13.2	16.4	18.4	21.6	22.2	20.2	20.3	20.2	18.8	13.6	10.7	8.9	7.4	6.4	5.5	4.4
Diluyente MMB		0.8	1.8	2.2	2.5	2.9	3.0	2.7	2.8	2.8	2.6	1.9	1.5	1.2	1.0	0.9	0.7	0.6
<b>WTI promedio (EIA)</b>		62.4	57.2	51.8	46.3	47.2	48.1	49.6	51.0	52.8	54.3	56.0	57.4	58.7	60.5	62.2	64.4	66.6
<b>WTI diferencial</b>	40%	37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	36.3	37.3	38.6	40.0
Venta Crudo Pesado		211.2	451.5	508.5	510.3	611.6	638.9	599.9	619.4	639.6	611.3	457.8	369.3	312.2	268.3	240.2	210.8	174.2
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	6.78	38.3	89.3	111.0	124.6	146.6	150.3	136.7	137.4	136.9	127.3	92.5	72.8	60.2	50.2	43.6	37.0	29.6
Flete Diluyente a Bayóvar	6.78	5.2	12.2	15.1	17.0	20.0	20.5	18.6	18.7	18.7	17.4	12.6	9.9	8.2	6.8	5.9	5.0	4.0
Flete Diluyente de Bayóvar	6.78	5.2	12.2	15.1	17.0	20.0	20.5	18.6	18.7	18.7	17.4	12.6	9.9	8.2	6.8	5.9	5.0	4.0
<b>Venta Total (Crudo)</b>		<b>211.2</b>	<b>451.5</b>	<b>508.5</b>	<b>510.3</b>	<b>611.6</b>	<b>638.9</b>	<b>599.9</b>	<b>619.4</b>	<b>639.6</b>	<b>611.3</b>	<b>457.8</b>	<b>369.3</b>	<b>312.2</b>	<b>268.3</b>	<b>240.2</b>	<b>210.8</b>	<b>174.2</b>







TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 39 (Repsol)

INVERSION 959.1 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Producción MBDC				15.5	36.1	44.8	50.3	59.2	60.7	55.2	55.5	55.3	51.4	37.3	29.4	24.3	20.3	17.6	15.0	11.9
Diluyente MBDC				2.1	4.9	6.1	6.9	8.1	8.3	7.5	7.6	7.5	7.0	5.1	4.0	3.3	2.8	2.4	2.0	1.6
<b>INVERSION</b>																				
Inversión	95.9	575.5	287.7																	
<b>Total Inversión</b>	<b>95.9</b>	<b>575.5</b>	<b>287.7</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>INGRESOS</b>																				
Venta de crudo				211.2	451.5	508.5	510.3	611.6	638.9	599.9	619.4	639.6	611.3	457.8	369.3	312.2	268.3	240.2	210.8	174.2
<b>Total Ingresos</b>				<b>211.2</b>	<b>451.5</b>	<b>508.5</b>	<b>510.3</b>	<b>611.6</b>	<b>638.9</b>	<b>599.9</b>	<b>619.4</b>	<b>639.6</b>	<b>611.3</b>	<b>457.8</b>	<b>369.3</b>	<b>312.2</b>	<b>268.3</b>	<b>240.2</b>	<b>210.8</b>	<b>174.2</b>
<b>EGRESOS</b>																				
Costo Operativo				31.8	47.6	54.3	58.6	65.4	66.5	62.3	62.5	62.4	59.4	48.6	42.5	38.6	35.5	33.5	31.4	29.1
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar				30.9	72.0	89.5	100.5	118.3	121.2	110.3	110.8	110.4	102.7	74.6	58.7	48.5	40.5	35.2	29.9	23.8
Flete Diluyente a Bayóvar				4.2	9.8	12.2	13.7	16.1	16.5	15.0	15.1	15.1	14.0	10.2	8.0	6.6	5.5	4.8	4.1	3.3
Flete Diluyente de Bayóvar				4.2	9.8	12.2	13.7	16.1	16.5	15.0	15.1	15.1	14.0	10.2	8.0	6.6	5.5	4.8	4.1	3.3
Seguros				9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6
Regalias				29.6	63.2	71.2	71.4	85.6	89.5	84.0	86.7	89.5	85.6	64.1	51.7	43.7	37.6	33.6	29.5	24.4
Depreciación				95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total Egresos</b>				<b>206.2</b>	<b>308.0</b>	<b>345.0</b>	<b>363.4</b>	<b>407.0</b>	<b>415.7</b>	<b>392.1</b>	<b>395.8</b>	<b>397.9</b>	<b>381.2</b>	<b>217.2</b>	<b>178.5</b>	<b>153.7</b>	<b>134.2</b>	<b>121.5</b>	<b>108.5</b>	<b>93.4</b>
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>				<b>5.0</b>	<b>143.5</b>	<b>163.5</b>	<b>146.9</b>	<b>204.6</b>	<b>223.2</b>	<b>207.8</b>	<b>223.6</b>	<b>241.7</b>	<b>230.1</b>	<b>240.5</b>	<b>190.8</b>	<b>158.5</b>	<b>134.1</b>	<b>118.7</b>	<b>102.2</b>	<b>80.7</b>
Participación utilidades de trabajadores				0.5	14.4	16.3	14.7	20.5	22.3	20.8	22.4	24.2	23.0	24.1	19.1	15.9	13.4	11.9	10.2	8.1
Utilidad antes de impuestos				4.5	129.2	147.1	132.2	184.1	200.9	187.0	201.3	217.5	207.1	216.5	171.7	142.7	120.7	106.8	92.0	72.7
Impuesto a la Renta				1.3	38.7	44.1	39.7	55.2	60.3	56.1	60.4	65.3	62.1	64.9	51.5	42.8	36.2	32.0	27.6	21.8
<b>Utilidad Neta</b>				<b>3.1</b>	<b>90.4</b>	<b>103.0</b>	<b>92.6</b>	<b>128.9</b>	<b>140.6</b>	<b>130.9</b>	<b>140.9</b>	<b>152.3</b>	<b>145.0</b>	<b>151.5</b>	<b>120.2</b>	<b>99.9</b>	<b>84.5</b>	<b>74.8</b>	<b>64.4</b>	<b>50.9</b>
Depreciación				95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	<b>(95.9)</b>	<b>(575.5)</b>	<b>(287.7)</b>	<b>99.0</b>	<b>186.3</b>	<b>198.9</b>	<b>188.5</b>	<b>224.8</b>	<b>236.5</b>	<b>226.8</b>	<b>236.8</b>	<b>248.2</b>	<b>240.9</b>	<b>151.5</b>	<b>120.2</b>	<b>99.9</b>	<b>84.5</b>	<b>74.8</b>	<b>64.4</b>	<b>50.9</b>
FNF actualizado	(95.9)	(575.5)	(287.7)	99.0	186.3	198.9	188.5	224.8	236.5	226.8	236.8	248.2	240.9	151.5	120.2	99.9	84.5	74.8	64.4	50.9
FNF acumulado	(95.9)	(671.4)	(959.1)	(860.1)	(673.7)	(474.8)	(286.4)	(61.6)	175.0	401.8	638.6	886.8	1,127.6	1,279.2	1,399.4	1,499.2	1,583.7	1,658.5	1,722.9	1,773.8

**FLETE 5.47 US\$/BI**  
**VALOR ACTUAL NETO - 0 0% 1,773.8 MMUS\$**  
**TASA INTERNA DE RETORNO 15%**  
**PERIODO DE RECUPERO 5.3 AÑOS**





EVALUACIÓN ECONÓMICA SEGUNDA ETAPA  
EMPRESA PRODUCTORA (REPSOL)  
CASO WTI HIGH PRICE

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

Producción de Crudo Pesado Lote 39 (Repsol)

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN ECONÓMICA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Proyecto</b>																		
Producción crudo MMB		5.6	13.2	16.4	18.4	21.6	22.2	20.2	20.3	20.2	18.8	13.6	10.7	8.9	7.4	6.4	5.5	4.4
Diluyente MMB		0.8	1.8	2.2	2.5	2.9	3.0	2.7	2.8	2.8	2.6	1.9	1.5	1.2	1.0	0.9	0.7	0.6
<b>WTI promedio (EIA)</b>		86.5	87.8	89.0	90.2	93.8	97.1	101.0	105.0	109.6	113.1	116.8	120.7	123.9	128.4	133.2	138.4	143.8
<b>WTI diferencial</b>	40%	51.9	52.7	53.4	54.1	56.3	58.3	60.6	63.0	65.8	67.9	70.1	72.4	74.3	77.0	79.9	83.0	86.3
Venta Crudo Pesado		293.1	693.2	874.2	993.9	1216.8	1290.5	1221.8	1275.9	1327.4	1274.3	955.1	776.8	659.3	569.9	514.1	453.2	375.9
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	6.45	36.4	84.9	105.6	118.5	139.5	142.9	130.0	130.7	130.2	121.1	88.0	69.2	57.2	47.7	41.5	35.2	28.1
Flete Diluyente a Bayóvar	6.45	5.0	11.6	14.4	16.2	19.0	19.5	17.7	17.8	17.8	16.5	12.0	9.4	7.8	6.5	5.7	4.8	3.8
Flete Diluyente de Bayóvar	6.45	5.0	11.6	14.4	16.2	19.0	19.5	17.7	17.8	17.8	16.5	12.0	9.4	7.8	6.5	5.7	4.8	3.8
<b>Venta Total (Crudo)</b>		293.1	693.2	874.2	993.9	1216.8	1290.5	1221.8	1275.9	1327.4	1274.3	955.1	776.8	659.3	569.9	514.1	453.2	375.9

INGRESOS POR VENTA DE CRUDO Y EGRESOS POR FLETES (EVALUACIÓN FINANCIERA)

Millones de Dólares

	US\$/B	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Proyecto</b>																		
Producción crudo MMB		5.6	13.2	16.4	18.4	21.6	22.2	20.2	20.3	20.2	18.8	13.6	10.7	8.9	7.4	6.4	5.5	4.4
Diluyente MMB		0.8	1.8	2.2	2.5	2.9	3.0	2.7	2.8	2.8	2.6	1.9	1.5	1.2	1.0	0.9	0.7	0.6
<b>WTI promedio (EIA)</b>		86.5	87.8	89.0	90.2	93.8	97.1	101.0	105.0	109.6	113.1	116.8	120.7	123.9	128.4	133.2	138.4	143.8
<b>WTI diferencial</b>	40%	51.9	52.7	53.4	54.1	56.3	58.3	60.6	63.0	65.8	67.9	70.1	72.4	74.3	77.0	79.9	83.0	86.3
Venta Crudo Pesado		293.1	693.2	874.2	993.9	1216.8	1290.5	1221.8	1275.9	1327.4	1274.3	955.1	776.8	659.3	569.9	514.1	453.2	375.9
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar	16.28	91.9	214.3	266.5	299.1	351.9	360.7	328.2	329.8	328.5	305.6	222.0	174.7	144.4	120.4	104.7	88.9	70.9
Flete Diluyente a Bayóvar	16.28	12.5	29.2	36.3	40.8	48.0	49.2	44.7	45.0	44.8	41.7	30.3	23.8	19.7	16.4	14.3	12.1	9.7
Flete Diluyente de Bayóvar	16.28	12.5	29.2	36.3	40.8	48.0	49.2	44.7	45.0	44.8	41.7	30.3	23.8	19.7	16.4	14.3	12.1	9.7
<b>Venta Total (Crudo)</b>		293.1	693.2	874.2	993.9	1216.8	1290.5	1221.8	1275.9	1327.4	1274.3	955.1	776.8	659.3	569.9	514.1	453.2	375.9



TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 39 (Repsol)

INVERSION 959.1 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Producción MBDC				15.5	36.1	44.8	50.3	59.2	60.7	55.2	55.5	55.3	51.4	37.3	29.4	24.3	20.3	17.6	15.0	11.9
Diluyente MBDC				2.1	4.9	6.1	6.9	8.1	8.3	7.5	7.6	7.5	7.0	5.1	4.0	3.3	2.8	2.4	2.0	1.6
<b>INVERSION</b>																				
Inversión	95.9	575.5	287.7																	
Total Inversión	95.9	575.5	287.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																				
Venta de crudo				293.1	693.2	874.2	993.9	1,216.8	1,290.5	1,221.8	1,275.9	1,327.4	1,274.3	955.1	776.8	659.3	569.9	514.1	453.2	375.9
Total Ingresos				293.1	693.2	874.2	993.9	1,216.8	1,290.5	1,221.8	1,275.9	1,327.4	1,274.3	955.1	776.8	659.3	569.9	514.1	453.2	375.9
<b>EGRESOS</b>																				
Costo Operativo				31.8	47.6	54.3	58.6	65.4	66.5	62.3	62.5	62.4	59.4	48.6	42.5	38.6	35.5	33.5	31.4	29.1
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar				36.4	84.9	105.6	118.5	139.5	142.9	130.0	130.7	130.2	121.1	88.0	69.2	57.2	47.7	41.5	35.2	28.1
Flete Diluyente a Bayóvar				5.0	11.6	14.4	16.2	19.0	19.5	17.7	17.8	17.8	16.5	12.0	9.4	7.8	6.5	5.7	4.8	3.8
Flete Diluyente de Bayóvar				5.0	11.6	14.4	16.2	19.0	19.5	17.7	17.8	17.8	16.5	12.0	9.4	7.8	6.5	5.7	4.8	3.8
Seguros				9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6
Regalías				41.0	97.1	122.4	139.1	170.4	180.7	171.1	178.6	185.8	178.4	133.7	108.7	92.3	79.8	72.0	63.4	52.6
Depreciación				95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				224.7	358.3	416.6	454.0	518.7	534.6	504.4	513.0	519.4	497.4	303.9	248.9	213.3	185.6	167.9	149.3	127.1
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				68.4	335.0	457.6	539.9	698.1	755.9	717.5	762.9	808.0	776.8	651.3	527.8	445.9	384.3	346.3	303.9	248.7
Participación utilidades de trabajadores				6.8	33.5	45.8	54.0	69.8	75.6	71.7	76.3	80.8	77.7	65.1	52.8	44.6	38.4	34.6	30.4	24.9
Utilidad antes de impuestos				61.5	301.5	411.8	485.9	628.3	680.3	645.7	686.6	727.2	699.1	586.1	475.0	401.3	345.9	311.6	273.5	223.9
Impuesto a la Renta				18.5	90.4	123.5	145.8	188.5	204.1	193.7	206.0	218.2	209.7	175.8	142.5	120.4	103.8	93.5	82.1	67.2
Utilidad Neta				43.1	211.0	288.3	340.1	439.8	476.2	452.0	480.6	509.0	489.4	410.3	332.5	280.9	242.1	218.2	191.5	156.7
Depreciación				95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(95.9)	(575.5)	(287.7)	139.0	306.9	384.2	436.0	535.7	572.2	547.9	576.5	605.0	585.3	410.3	332.5	280.9	242.1	218.2	191.5	156.7
FNF actualizado	(126.8)	(661.8)	(287.7)	120.9	232.1	252.6	249.3	266.3	247.4	206.0	188.5	172.0	144.7	88.2	62.2	45.7	34.2	26.8	20.5	14.6
FNF acumulado	(126.8)	(788.6)	(1,076.4)	(955.5)	(723.4)	(470.8)	(221.5)	44.8	292.2	498.2	686.7	858.6	1,003.3	1,091.5	1,153.6	1,199.3	1,233.5	1,260.3	1,280.8	1,295.3

**FLETE** 6.45 US\$/BI  
**VALOR ACTUAL NETO - 0** 15% 1,295.3 MMUS\$  
**TASA INTERNA DE RETORNO** 30%  
**PERIODO DE RECUPERO** 4.8 AÑOS

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 39 (Repsol)

INVERSION 959.1 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010 -2	2011 -1	2012 0	2013 1	2014 2	2015 3	2016 4	2017 5	2018 6	2019 7	2020 8	2021 9	2022 10	2023 11	2024 12	2025 13	2026 14	2027 15	2028 16	2029 17
Producción MBDC				15.5	36.1	44.8	50.3	59.2	60.7	55.2	55.5	55.3	51.4	37.3	29.4	24.3	20.3	17.6	15.0	11.9
Diluyente MBDC				2.1	4.9	6.1	6.9	8.1	8.3	7.5	7.6	7.5	7.0	5.1	4.0	3.3	2.8	2.4	2.0	1.6
<b>INVERSION</b>																				
Inversión	95.9	575.5	287.7																	
Total Inversión	95.9	575.5	287.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																				
Venta de crudo				293.1	693.2	874.2	993.9	1,216.8	1,290.5	1,221.8	1,275.9	1,327.4	1,274.3	955.1	776.8	659.3	569.9	514.1	453.2	375.9
Total Ingresos				293.1	693.2	874.2	993.9	1,216.8	1,290.5	1,221.8	1,275.9	1,327.4	1,274.3	955.1	776.8	659.3	569.9	514.1	453.2	375.9
<b>EGRESOS</b>																				
Costo Operativo				31.8	47.6	54.3	58.6	65.4	66.5	62.3	62.5	62.4	59.4	48.6	42.5	38.6	35.5	33.5	31.4	29.1
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar				36.4	84.9	105.6	118.5	139.5	142.9	130.0	130.7	130.2	121.1	88.0	69.2	57.2	47.7	41.5	35.2	28.1
Flete Diluyente a Bayóvar				5.0	11.6	14.4	16.2	19.0	19.5	17.7	17.8	17.8	16.5	12.0	9.4	7.8	6.5	5.7	4.8	3.8
Flete Diluyente de Bayóvar				5.0	11.6	14.4	16.2	19.0	19.5	17.7	17.8	17.8	16.5	12.0	9.4	7.8	6.5	5.7	4.8	3.8
Seguros				9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6
Regalías				41.0	97.1	122.4	139.1	170.4	180.7	171.1	178.6	185.8	178.4	133.7	108.7	92.3	79.8	72.0	63.4	52.6
Depreciación				95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				224.7	358.3	416.6	454.0	518.7	534.6	504.4	513.0	519.4	497.4	303.9	248.9	213.3	185.6	167.9	149.3	127.1
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>				68.4	335.0	457.6	539.9	698.1	755.9	717.5	762.9	808.0	776.8	651.3	527.8	445.9	384.3	346.3	303.9	248.7
Participación utilidades de trabajadores				6.8	33.5	45.8	54.0	69.8	75.6	71.7	76.3	80.8	77.7	65.1	52.8	44.6	38.4	34.6	30.4	24.9
Utilidad antes de impuestos				61.5	301.5	411.8	485.9	628.3	680.3	645.7	686.6	727.2	699.1	586.1	475.0	401.3	345.9	311.6	273.5	223.9
Impuesto a la Renta				18.5	90.4	123.5	145.8	188.5	204.1	193.7	206.0	218.2	209.7	175.8	142.5	120.4	103.8	93.5	82.1	67.2
<b>Utilidad Neta</b>				43.1	211.0	288.3	340.1	439.8	476.2	452.0	480.6	609.0	489.4	410.3	332.5	280.9	242.1	218.2	191.5	156.7
Depreciación				95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(95.9)	(575.5)	(287.7)	139.0	306.9	384.2	436.0	535.7	572.2	547.9	576.5	605.0	585.3	410.3	332.5	280.9	242.1	218.2	191.5	156.7
FNF actualizado	(95.9)	(575.5)	(287.7)	139.0	306.9	384.2	436.0	535.7	572.2	547.9	576.5	605.0	585.3	410.3	332.5	280.9	242.1	218.2	191.5	156.7
FNF acumulado	(95.9)	(671.4)	(959.1)	(820.1)	(513.2)	(129.0)	307.0	842.7	1,414.9	1,962.8	2,539.4	3,144.3	3,729.6	4,139.9	4,472.4	4,753.4	4,995.5	5,213.6	5,405.1	5,561.8

**FLETE** 6.45 US\$/BI  
**VALOR ACTUAL NETO - 0** 0% 5,561.8 MMUS\$  
**TASA INTERNA DE RETORNO** 30%  
**PERIODO DE RECUPERO** 3.3 AÑOS







ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA INVERSIÓN

SEGUNDA ETAPA

EMPRESA PRODUCTORA (PERENCO)

CASO WTI LOW PRICE



TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 87 (Perenco)

INVERSION 1352.4 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				96.3	89.7	100.0	72.8	44.1	34.0	26.3	21.8	19.9	18.2	16.8	15.8	14.9	13.3	11.8	11.3	8.9	7.2
Diluente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
WTI diferencial 40%				37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	36.3	37.3	38.6	40.0	41.3
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	135.2	811.5	405.7																		
Total Inversión	135.2	811.5	405.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																					
Venta de crudo				1,314.9	1,123.2	1,134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4
Total Ingresos				1,314.9	1,123.2	1,134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo				93.8	88.7	96.6	75.8	53.7	46.0	40.2	36.7	35.2	33.9	32.9	32.1	31.4	30.2	29.1	28.6	26.8	25.5
Flete crudo pesado Andoas - Bavóvar				218.6	203.7	227.0	165.3	100.0	77.1	59.8	49.5	45.2	41.3	38.2	35.8	33.7	30.1	26.9	25.7	20.2	16.3
Flete Diluyente a Bavóvar				29.8	27.8	31.0	22.5	13.6	10.5	8.2	6.7	6.2	5.6	5.2	4.9	4.6	4.1	3.7	3.5	2.7	2.2
Flete Diluyente de Bavóvar				29.8	27.8	31.0	22.5	13.6	10.5	8.2	6.7	6.2	5.6	5.2	4.9	4.6	4.1	3.7	3.5	2.7	2.2
Seguros				13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
Regalías				184.1	157.2	158.8	103.3	63.7	50.1	40.1	34.1	32.2	30.3	28.9	27.8	26.7	24.6	22.6	22.3	18.1	15.2
Depreciación				135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				704.9	654.0	693.1	538.2	393.5	343.0	305.1	282.5	273.8	265.5	124.0	118.9	114.6	106.6	99.4	97.1	84.1	74.9
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				610.0	469.2	441.1	200.0	61.5	14.6	(18.9)	(39.2)	(43.4)	(49.3)	82.4	79.3	76.4	69.1	62.0	62.2	45.4	33.4
Participación utilidades de trabajadores				61.0	46.9	44.1	20.0	6.1	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	8.2	7.9	7.6	6.9	6.2	6.2	4.5	3.3
Utilidad antes de impuestos				549.0	422.3	396.9	180.0	55.3	13.1	(18.9)	(39.2)	(43.4)	(49.3)	74.2	71.4	68.7	62.2	55.8	56.0	40.9	30.1
Impuesto a la Renta				164.7	126.7	119.1	54.0	16.6	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	22.3	21.4	20.6	18.7	16.8	16.8	12.3	9.0
Utilidad Neta				384.3	295.6	277.9	126.0	38.7	9.2	(18.9)	(39.2)	(43.4)	(49.3)	51.9	50.0	48.1	43.5	39.1	39.2	28.6	21.1
Depreciación				135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	135.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(135.2)	(811.5)	(405.7)	519.6	430.8	413.1	261.2	174.0	144.4	116.3	96.0	91.8	85.9	51.9	50.0	48.1	43.5	39.1	39.2	28.6	21.1
FNF actualizado	(157.7)	(876.4)	(405.7)	481.1	369.4	327.9	192.0	118.4	91.0	67.9	51.9	45.9	39.8	22.3	19.8	17.7	14.8	12.3	11.4	7.7	5.3
FNF acumulado	(157.7)	(1,034.1)	(1,439.8)	(958.8)	(589.4)	(261.5)	(69.5)	48.9	140.0	207.8	259.7	305.7	345.4	367.7	387.6	405.2	420.1	432.4	443.8	451.6	456.8

FLETE		6.22 US\$/BI
VALOR ACTUAL NETO - 0	8%	456.8 MMUS\$
TASA INTERNA DE RETORNO		15%
PERIODO DE RECUPERO		4.6 AÑOS











TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)		INVERSION 1475.4 MMUS\$
--	--	-------------------------

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				96.3	89.7	100.0	72.8	44.1	34.0	26.3	21.8	19.9	18.2	16.8	15.8	14.9	13.3	11.8	11.3	8.9	7.2
Diluyente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
WTI diferencial 40%				37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	36.3	37.3	38.6	40.0	41.3
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	147.5	885.2	442.6																		
Total Inversión	147.5	885.2	442.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																					
Venta de crudo				1,314.9	1,123.2	1,134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4
Total Ingresos				1,314.9	1,123.2	1,134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo				93.8	88.7	96.6	75.8	53.7	46.0	40.2	36.7	35.2	33.9	32.9	32.1	31.4	30.2	29.1	28.6	26.8	25.5
Flete crudo pesado Andoas - Bavóvar				175.8	163.8	182.6	132.9	80.4	62.0	48.1	39.8	36.3	33.2	30.7	28.8	27.1	24.2	21.6	20.6	16.2	13.1
Flete Diluyente a Bavóvar				24.0	22.3	24.9	18.1	11.0	8.5	6.6	5.4	5.0	4.5	4.2	3.9	3.7	3.3	2.9	2.8	2.2	1.8
Flete Diluyente de Bavóvar				24.0	22.3	24.9	18.1	11.0	8.5	6.6	5.4	5.0	4.5	4.2	3.9	3.7	3.3	2.9	2.8	2.2	1.8
Seguros				14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8
Regalías				184.1	157.2	158.8	103.3	63.7	50.1	40.1	34.1	32.2	30.3	28.9	27.8	26.7	24.6	22.6	22.3	18.1	15.2
Depreciación				147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				663.9	616.7	650.1	510.6	382.1	337.3	303.7	283.7	276.0	268.7	115.7	111.2	107.4	100.4	93.9	92.0	80.3	72.1
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				651.0	506.4	484.1	227.6	72.9	20.3	(17.5)	(40.4)	(45.7)	(52.6)	90.7	87.0	83.5	75.4	67.5	67.3	49.2	36.3
Participación utilidades de trabajadores				65.1	50.6	48.4	22.8	7.3	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.1	8.7	8.4	7.5	6.8	6.7	4.9	3.6
Utilidad antes de impuestos				585.9	455.8	435.7	204.9	65.6	18.3	(17.5)	(40.4)	(45.7)	(52.6)	81.7	78.3	75.2	67.8	60.8	60.6	44.3	32.6
Impuesto a la Renta				175.8	136.7	130.7	61.5	19.7	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	24.5	23.5	22.6	20.3	18.2	18.2	13.3	9.8
Utilidad Neta				410.1	319.1	305.0	143.4	45.9	12.8	(17.5)	(40.4)	(45.7)	(52.6)	57.2	54.8	52.6	47.5	42.5	42.4	31.0	22.8
Depreciación				147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	147.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(147.5)	(885.2)	(442.6)	557.7	466.6	452.5	291.0	193.4	160.3	130.0	107.2	101.9	95.0	57.2	54.8	52.6	47.5	42.5	42.4	31.0	22.8
FNF actualizado	(172.1)	(956.0)	(442.6)	516.4	400.0	359.2	213.9	131.7	101.0	75.9	57.9	51.0	44.0	24.5	21.8	19.4	16.2	13.4	12.4	8.4	5.7
FNF acumulado	(172.1)	(1,128.1)	(1,570.7)	(1,054.4)	(654.4)	(295.1)	(81.3)	50.4	151.4	227.3	285.2	336.1	380.1	404.6	426.4	445.7	461.9	475.3	487.7	496.1	501.8
<b>FLETE</b>				5.00 US\$/BI																	
<b>VALOR ACTUAL NETO - 0</b>	8%			501.8 MMUS\$																	
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>				15%																	









TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)

INVERSION 1598.3 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				96.3	89.7	100.0	72.8	44.1	34.0	26.3	21.8	19.9	18.2	16.8	15.8	14.9	13.3	11.8	11.3	8.9	7.2
Diluyente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
WTI diferencial 40%				37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	36.3	37.3	38.6	40.0	41.3
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	159.8	959.0	479.5																		
<b>Total Inversión</b>	<b>159.8</b>	<b>959.0</b>	<b>479.5</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>INGRESOS</b>																					
Venta de crudo				1,314.9	1,123.2	1,134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4
<b>Total Ingresos</b>				<b>1,314.9</b>	<b>1,123.2</b>	<b>1,134.2</b>	<b>738.2</b>	<b>455.0</b>	<b>357.6</b>	<b>286.2</b>	<b>243.3</b>	<b>230.4</b>	<b>216.1</b>	<b>206.4</b>	<b>198.2</b>	<b>190.9</b>	<b>175.7</b>	<b>161.5</b>	<b>159.3</b>	<b>129.5</b>	<b>108.4</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo				93.8	88.7	96.6	75.8	53.7	46.0	40.2	36.7	35.2	33.9	32.9	32.1	31.4	30.2	29.1	28.6	26.8	25.5
Flete crudo pesado Andoas - Bavóvar				197.1	183.6	204.7	149.0	90.2	69.5	53.9	44.6	40.8	37.2	34.5	32.3	30.4	27.2	24.2	23.1	18.2	14.7
Flete Diluyente a Bavóvar				26.9	25.0	27.9	20.3	12.3	9.5	7.4	6.1	5.6	5.1	4.7	4.4	4.1	3.7	3.3	3.2	2.5	2.0
Flete Diluyente de Bayóvar				26.9	25.0	27.9	20.3	12.3	9.5	7.4	6.1	5.6	5.1	4.7	4.4	4.1	3.7	3.3	3.2	2.5	2.0
Seguros				16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
Regalias				184.1	157.2	158.8	103.3	63.7	50.1	40.1	34.1	32.2	30.3	28.9	27.8	26.7	24.6	22.6	22.3	18.1	15.2
Depreciación				159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total Egresos</b>				<b>704.5</b>	<b>655.5</b>	<b>691.7</b>	<b>544.6</b>	<b>408.0</b>	<b>360.4</b>	<b>324.7</b>	<b>303.4</b>	<b>295.2</b>	<b>287.4</b>	<b>121.6</b>	<b>116.9</b>	<b>112.8</b>	<b>105.3</b>	<b>98.5</b>	<b>96.4</b>	<b>84.0</b>	<b>75.4</b>
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				610.4	467.6	442.4	193.6	46.9	(2.8)	(38.5)	(60.0)	(64.8)	(71.2)	84.8	81.3	78.1	70.4	62.9	62.9	45.5	33.0
Participación utilidades de trabajadores				61.0	46.8	44.2	19.4	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.5	8.1	7.8	7.0	6.3	6.3	4.5	3.3
Utilidad antes de impuestos				549.3	420.9	398.2	174.3	42.3	(2.8)	(38.5)	(60.0)	(64.8)	(71.2)	76.3	73.2	70.3	63.4	56.7	56.6	40.9	29.7
Impuesto a la Renta				164.8	126.3	119.5	52.3	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.9	22.0	21.1	19.0	17.0	17.0	12.3	8.9
<b>Utilidad Neta</b>				<b>384.5</b>	<b>294.6</b>	<b>278.7</b>	<b>122.0</b>	<b>29.6</b>	<b>(2.8)</b>	<b>(38.5)</b>	<b>(60.0)</b>	<b>(64.8)</b>	<b>(71.2)</b>	<b>53.4</b>	<b>51.2</b>	<b>49.2</b>	<b>44.4</b>	<b>39.7</b>	<b>39.6</b>	<b>28.7</b>	<b>20.8</b>
Depreciación				159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	<b>(159.8)</b>	<b>(959.0)</b>	<b>(479.5)</b>	<b>544.4</b>	<b>454.4</b>	<b>438.6</b>	<b>281.8</b>	<b>189.4</b>	<b>157.0</b>	<b>121.4</b>	<b>99.8</b>	<b>95.0</b>	<b>88.6</b>	<b>53.4</b>	<b>51.2</b>	<b>49.2</b>	<b>44.4</b>	<b>39.7</b>	<b>39.6</b>	<b>28.7</b>	<b>20.8</b>
FNF actualizado	(186.4)	(1,035.7)	(479.5)	504.0	389.6	348.1	207.1	128.9	99.0	70.8	53.9	47.5	41.0	22.9	20.3	18.1	15.1	12.5	11.6	7.7	5.2
FNF acumulado	(186.4)	(1,222.1)	(1,701.6)	(1,197.6)	(808.0)	(459.8)	(252.7)	(123.8)	(24.8)	46.0	99.9	147.4	188.5	211.4	231.7	249.8	264.9	277.4	289.0	296.7	301.9

<b>FLETE</b>		5.61 US\$/BI
VALOR ACTUAL NETO - 0	8%	301.9 MMUS\$
TASA INTERNA DE RETORNO		12%
PERIODO DE RECUPERO		6.4 AÑOS

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 67 (Perenco)

INVERSION 1598.3 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Producción MBDC				96.3	89.7	100.0	72.8	44.1	34.0	26.3	21.8	19.9	18.2	16.8	15.8	14.9	13.3	11.8	11.3	8.9	7.2
Diluyente MBDC				13.1	12.2	13.6	9.9	6.0	4.6	3.6	3.0	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.2	1.0
WTI diferencial 40%				37.4	34.3	31.1	27.8	28.3	28.8	29.8	30.6	31.7	32.6	33.6	34.4	35.2	36.3	37.3	38.6	40.0	41.3
<b>INVERSION</b>																					
Inversión	159.8	959.0	479.5																		
Total Inversión	159.8	959.0	479.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																					
Venta de crudo				1,314.9	1,123.2	1,134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4
Total Ingresos				1,314.9	1,123.2	1,134.2	738.2	455.0	357.6	286.2	243.3	230.4	216.1	206.4	198.2	190.9	175.7	161.5	159.3	129.5	108.4
<b>EGRESOS</b>																					
Costo Operativo				93.8	88.7	96.6	75.8	53.7	46.0	40.2	36.7	35.2	33.9	32.9	32.1	31.4	30.2	29.1	28.6	26.8	25.5
Flete crudo pesado Andoas - Bavóvar				197.1	183.6	204.7	149.0	90.2	69.5	53.9	44.6	40.8	37.2	34.5	32.3	30.4	27.2	24.2	23.1	18.2	14.7
Flete Diluyente a Bayóvar				26.9	25.0	27.9	20.3	12.3	9.5	7.4	6.1	5.6	5.1	4.7	4.4	4.1	3.7	3.3	3.2	2.5	2.0
Flete Diluyente de Bayóvar				26.9	25.0	27.9	20.3	12.3	9.5	7.4	6.1	5.6	5.1	4.7	4.4	4.1	3.7	3.3	3.2	2.5	2.0
Seguros				16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
Regalias				184.1	157.2	158.8	103.3	63.7	50.1	40.1	34.1	32.2	30.3	28.9	27.8	26.7	24.6	22.6	22.3	18.1	15.2
Deoreciación				159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				704.5	655.5	691.7	544.6	408.0	360.4	324.7	303.4	295.2	287.4	121.6	116.9	112.8	105.3	98.5	96.4	84.0	75.4
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				610.4	467.6	442.4	193.6	46.9	(2.8)	(38.5)	(60.0)	(64.8)	(71.2)	84.8	81.3	78.1	70.4	62.9	62.9	45.5	33.0
Participación utilidades de trabajadores				61.0	46.8	44.2	19.4	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.5	8.1	7.8	7.0	6.3	6.3	4.5	3.3
Utilidad antes de impuestos				549.3	420.9	398.2	174.3	42.3	(2.8)	(38.5)	(60.0)	(64.8)	(71.2)	76.3	73.2	70.3	63.4	56.7	56.6	40.9	29.7
Impuesto a la Renta				164.8	126.3	119.5	52.3	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.9	22.0	21.1	19.0	17.0	17.0	12.3	8.9
Utilidad Neta				384.5	294.6	278.7	122.0	29.6	(2.8)	(38.5)	(60.0)	(64.8)	(71.2)	53.4	51.2	49.2	44.4	39.7	39.6	28.7	20.8
Depreciación				159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(159.8)	(959.0)	(479.5)	544.4	454.4	438.6	281.8	189.4	157.0	121.4	99.8	95.0	88.6	53.4	51.2	49.2	44.4	39.7	39.6	28.7	20.8
FNF actualizado	(159.8)	(959.0)	(479.5)	544.4	454.4	438.6	281.8	189.4	157.0	121.4	99.8	95.0	88.6	53.4	51.2	49.2	44.4	39.7	39.6	28.7	20.8
FNF acumulado	(159.8)	(1,118.8)	(1,598.3)	(1,054.0)	(599.5)	(150.9)	120.9	310.3	467.3	588.7	688.5	783.5	872.1	925.5	976.7	1,025.9	1,070.3	1,109.9	1,149.6	1,178.2	1,199.0

**FLETE** 5.61 US\$/BI  
**VALOR ACTUAL NETO - 0** 0% 1,199.0 MMUS\$  
**TASA INTERNA DE RETORNO** 12%  
**PERIODO DE RECUPERO** 3.6 AÑOS  
**SENSIBILIDAD**







ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA INVERSIÓN

SEGUNDA ETAPA

EMPRESA PRODUCTORA (PLUSPETROL)

CASO WTI LOW PRICE

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lota 1AB (Pluspetrol)	INVERSION 1140.8 MMUS\$
--	-------------------------

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010 -2	2011 -1	2012 0	2013 1	2014 2	2015 3	2016 4	2017 5	2018 6	2019 7	2020 8	2021 9	2022 10	2023 11	2024 12	2025 13	2026 14	2027 15	2028 16	2029 17	2030 18	2031 19	2032 20	2033 21	2034 22	2035 23
Producción MBDC				43.3	42.7	42.4	42.8	43.0	42.5	40.0	40.1	40.3	39.5	38.3	37.1	38.1	33.6	31.3	29.2	27.2	25.3	23.5	22.0	20.6	19.3	18.1
Diluyente MBDC				2.8	3.0	3.1	3.4	3.7	3.8	3.5	3.8	3.9	3.8	3.7	3.8	3.8	3.8	3.9	3.7	3.6	3.5	3.2	3.0	2.8	2.8	2.5
WTI diferencial 30%				43.6	40.0	36.3	32.4	33.0	33.7	34.7	35.7	37.0	38.0	39.2	40.2	41.1	42.3	43.6	45.1	46.6	48.2	50.4	48.2	46.6	45.1	43.6
<b>INVERSION</b>																										
Inversión	228.2	570.4	342.2																							
Total Inversión	228.2	570.4	342.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																										
Venta de crudo				689.1	624.1	560.7	505.8	518.1	522.0	507.0	522.5	544.6	547.8	547.0	544.4	541.5	519.1	498.4	479.5	463.2	445.4	431.9	388.0	351.1	317.7	287.1
Total Ingresos				689.1	624.1	560.7	505.8	518.1	522.0	507.0	522.5	544.8	547.8	547.0	544.4	541.5	519.1	498.4	479.5	463.2	445.4	431.9	388.0	351.1	317.7	287.1
<b>EGRESOS</b>																										
Costo Operativo				68.9	68.3	67.9	68.4	68.6	68.1	65.2	65.4	65.6	64.7	63.3	62.0	60.9	58.0	55.4	53.0	50.8	48.6	46.5	44.9	43.3	41.8	40.4
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar				101.8	100.5	99.7	100.6	101.2	100.0	94.1	94.4	94.9	92.9	90.0	87.4	85.0	79.1	73.7	68.6	64.0	59.6	55.2	51.9	48.5	45.5	42.5
Flete Diluyente a Bayóvar				6.5	7.0	7.3	8.1	8.7	8.8	8.3	8.9	9.1	9.0	8.7	9.0	9.0	8.9	9.1	8.7	8.4	8.1	7.5	7.1	6.6	6.2	5.8
Flete Diluyente de Bayóvar				6.5	7.0	7.3	8.1	8.7	8.8	8.3	8.9	9.1	9.0	8.7	9.0	9.0	8.9	9.1	8.7	8.4	8.1	7.5	7.1	6.6	6.2	5.8
Seguros				11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
Regalías				137.8	124.8	112.1	101.2	103.8	104.4	101.4	104.5	108.9	109.6	109.4	108.9	108.3	103.8	98.7	95.9	92.6	89.1	86.4	77.6	70.2	63.5	57.4
Depreciación				95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1
Total Egresos				428.0	414.1	400.9	392.8	397.2	398.8	383.9	388.5	394.1	391.6	386.6	382.8	283.6	270.0	258.5	246.3	235.8	224.9	214.8	199.9	188.7	174.7	163.3
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				281.1	210.0	159.7	113.0	120.9	125.4	123.1	134.0	150.4	158.1	160.3	161.8	257.9	249.0	239.9	233.2	227.5	220.5	217.2	188.0	164.4	143.1	123.8
Participación utilidades de trabajadores				26.1	21.0	16.0	11.3	12.1	12.5	12.3	13.4	15.0	15.6	16.0	16.2	25.8	24.9	24.0	23.3	22.8	22.0	21.7	18.8	16.4	14.3	12.4
Utilidad antes de impuestos				235.0	189.0	143.8	101.7	108.8	112.9	110.8	120.6	135.4	140.5	144.3	145.4	232.1	224.1	216.0	209.9	204.8	198.4	195.5	169.2	148.0	128.8	111.4
Impuesto a la Renta				70.5	56.7	43.1	30.5	32.6	33.9	33.2	36.2	40.6	42.2	43.3	43.6	69.6	67.2	64.8	63.0	61.4	59.5	58.7	50.8	44.4	38.6	33.4
Utilidad Neta				164.5	132.3	100.8	71.2	76.2	79.0	77.5	84.4	94.8	98.4	101.0	101.8	162.4	156.9	151.2	146.9	143.3	138.9	136.9	118.4	103.8	90.1	78.0
Depreciación				95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1
Flujo Neto de Fondos	(228.2)	(570.4)	(342.2)	259.5	227.4	195.7	166.3	171.2	174.1	172.6	179.5	189.8	193.4	198.1	198.9	162.4	158.9	151.2	146.9	143.3	138.9	136.9	118.4	103.8	90.1	78.0
FNIF actualizado	(296.5)	(656.3)	(342.2)	227.7	174.9	132.1	227.7	88.9	79.3	69.0	62.9	58.4	52.2	46.4	40.9	29.6	25.1	21.2	18.1	15.5	13.1	11.4	8.6	6.6	5.0	3.8
FNIF acumulado	(296.5)	(946.8)	(1283.0)	(1061.4)	(886.4)	(754.3)	(655.9)	(568.9)	(487.6)	(418.7)	(355.7)	(297.4)	(245.2)	(198.8)	(157.9)	(128.3)	(103.3)	(82.1)	(64.0)	(48.6)	(35.5)	(24.1)	(15.5)	(8.9)	(3.8)	(0.0)

**FLITE** 6.45 US\$/B  
 VALOR ACTUAL NETO - 0 (0.0) MMUS\$  
 TASA INTERNA DE RETORNO 14%  
 PERIODO DE RECUPERO 23.0 AÑOS

TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 1AB (Pluspetrol)	INVERSION	1140.8	MMUS\$
--	-----------	--------	--------

Miliones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Producción MBDC				43.3	42.7	42.4	42.8	43.0	42.5	40.0	40.1	40.3	39.5	36.3	37.1	36.1	33.6	31.3	29.2	27.2	25.3	23.5	22.0	20.6	19.3	18.1
Diluyente MBDC				2.8	3.0	3.1	3.4	3.7	3.8	3.5	3.8	3.9	3.8	3.7	3.8	3.8	3.8	3.9	3.7	3.6	3.5	3.2	3.0	2.8	2.8	2.5
WTI diferencial 30%				43.6	40.0	36.3	32.4	33.0	33.7	34.7	35.7	37.0	36.0	39.2	40.2	41.1	42.3	43.6	45.1	46.6	48.2	50.4	48.2	46.6	45.1	43.6
<b>INVERSION</b>																										
Inversión	228.2	570.4	342.2																							
Total Inversión	228.2	570.4	342.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																										
Venta de crudo				689.1	624.1	560.7	505.8	518.1	522.0	507.0	522.5	544.6	547.8	547.0	544.4	541.5	519.1	498.4	479.5	483.2	445.4	431.9	388.0	351.1	317.7	287.1
Total Ingresos				689.1	624.1	560.7	505.8	518.1	522.0	507.0	522.5	544.6	547.8	547.0	544.4	541.5	519.1	498.4	479.5	483.2	445.4	431.9	388.0	351.1	317.7	287.1
<b>EGRESOS</b>																										
Costo Operativo				68.9	58.3	87.9	68.4	68.6	68.1	65.2	65.4	65.6	64.7	63.3	62.0	60.9	58.0	55.4	53.0	50.8	48.6	46.5	44.9	43.3	41.8	40.4
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar				101.8	100.5	99.7	100.6	101.2	100.0	94.1	94.4	94.9	92.9	90.0	87.4	85.0	79.1	73.7	68.6	64.0	59.6	55.2	51.9	48.5	45.5	42.5
Flete Diluyente a Bayóvar				6.5	7.0	7.3	8.1	8.7	8.8	8.3	8.9	9.1	9.0	8.7	9.0	8.9	8.9	9.1	8.7	8.4	8.1	7.5	7.1	6.6	6.2	5.8
Flete Diluyente de Bayóvar				6.5	7.0	7.3	8.1	8.7	8.8	8.3	8.9	9.1	9.0	8.7	9.0	8.9	8.9	9.1	8.7	8.4	8.1	7.5	7.1	6.6	6.2	5.8
Seguros				11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
Regalías				137.8	124.8	112.1	101.2	103.6	104.4	101.4	104.5	108.9	109.6	109.4	108.9	108.3	103.8	99.7	95.9	92.6	89.1	86.4	77.6	70.2	63.5	57.4
Depreciación				95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				428.0	414.1	400.9	392.8	397.2	396.8	383.9	368.5	394.1	391.6	386.8	362.8	283.6	270.0	258.5	248.3	235.8	224.9	214.6	199.9	186.7	174.7	163.3
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				261.1	210.0	156.7	113.0	120.9	125.4	123.1	134.0	150.4	158.1	160.3	161.8	257.9	249.0	239.9	233.2	227.5	220.5	217.2	186.0	164.4	143.1	123.8
Participación utilidades de trabajadores				26.1	21.0	16.0	11.3	12.1	12.5	12.3	13.4	15.0	15.6	16.0	16.2	25.8	24.9	24.0	23.3	22.8	22.0	21.7	18.8	16.4	14.3	12.4
Utilidad antes de impuestos				235.0	189.0	140.8	101.7	108.8	112.9	110.8	120.6	135.4	140.5	144.3	145.4	232.1	224.1	216.0	209.9	204.8	198.4	195.5	169.2	148.0	128.8	111.4
Impuesto a la Renta				70.5	56.7	43.1	30.5	32.6	33.9	33.2	36.2	40.6	42.2	43.3	43.6	69.6	67.2	64.8	63.0	61.4	59.5	58.7	50.8	44.4	38.6	33.4
Utilidad Neta				164.5	132.3	100.8	71.2	78.2	79.0	77.5	84.4	94.8	98.4	101.0	101.8	162.4	158.9	151.2	146.9	143.3	138.9	138.9	118.4	103.6	90.1	78.0
Depreciación				95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	95.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(228.2)	(570.4)	(342.2)	259.5	227.4	195.7	166.3	171.2	174.1	172.6	179.5	189.8	193.4	196.1	196.9	162.4	158.9	151.2	146.9	143.3	138.9	136.9	118.4	103.6	90.1	78.0
FNF actualizado	(295.1)	(616.0)	(342.2)	240.3	194.9	155.4	122.2	116.5	109.7	100.7	97.0	95.0	89.6	84.1	78.2	59.7	53.4	47.7	42.9	38.7	34.8	31.7	25.4	20.6	16.6	13.3
FNF acumulado	(295.1)	(882.2)	(1,224.4)	(964.1)	(789.2)	(633.8)	(511.6)	(395.1)	(285.4)	(184.6)	(67.7)	7.3	96.9	181.0	259.2	318.9	372.3	420.0	462.9	501.6	536.4	568.1	593.5	614.1	630.6	643.9

<b>FLETE</b>	6.45	US\$/BI
VALOR ACTUAL NETO - 0	8%	643.9
TASA INTERNA DE RETORNO	14%	MMUS\$
PERIODO DE RECUPERO	8.9	ANOS









Producción de Crudo Pesado Lota 1AB (Pluspetrol)	INVERSION <b>1244.5</b> MMUS\$
--	--------------------------------

Miliones de Dólares constantes del año 2009

	2010 -2	2011 -1	2012 0	2013 1	2014 2	2015 3	2016 4	2017 5	2018 6	2019 7	2020 8	2021 9	2022 10	2023 11	2024 12	2025 13	2026 14	2027 15	2028 16	2029 17	2030 18	2031 19	2032 20	2033 21	2034 22	2035 23
Producción MBDC				43.3	42.7	42.4	42.8	43.0	42.5	40.0	40.1	40.3	39.5	38.3	37.1	36.1	33.6	31.3	29.2	27.2	25.3	23.5	22.0	20.6	19.3	18.1
Diluyente MBDC				2.8	3.0	3.1	3.4	3.7	3.8	3.5	3.8	3.9	3.8	3.7	3.8	3.8	3.8	3.9	3.7	3.6	3.5	3.2	3.0	2.8	2.6	2.5
WTI diferencial 30%				43.6	40.0	36.3	32.4	33.0	33.7	34.7	35.7	37.0	38.0	39.2	40.2	41.1	42.3	43.6	45.1	46.6	48.2	50.4	48.2	46.6	45.1	43.6
<b>INVERSION</b>																										
Inversión	248.9	622.3	373.4																							
Total Inversión	248.9	622.3	373.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																										
Venta de crudo				689.1	624.1	560.7	505.8	518.1	522.0	507.0	522.5	544.6	547.8	547.0	544.4	541.5	519.1	498.4	479.5	463.2	445.4	431.9	388.0	351.1	317.7	287.1
Total Ingresos				689.1	624.1	560.7	505.8	518.1	522.0	507.0	522.5	544.6	547.8	547.0	544.4	541.5	519.1	498.4	479.5	463.2	445.4	431.9	388.0	351.1	317.7	287.1
<b>EGRESOS</b>																										
Costo Operativo				68.9	68.3	67.9	68.4	68.6	68.1	65.2	65.4	65.6	64.7	63.3	62.0	60.9	58.0	55.4	53.0	50.8	48.6	46.5	44.9	43.3	41.8	40.4
Flete crudo pesado Andoas - Bavóvar				98.0	96.8	96.0	96.9	97.4	96.3	90.6	90.9	91.4	89.5	86.7	84.1	81.8	76.1	71.0	66.0	61.6	57.3	53.2	49.9	46.7	43.8	40.9
Flete Diluyente a Bavóvar				6.3	6.7	7.1	7.8	8.3	8.5	8.0	8.5	8.8	8.8	8.4	8.7	8.7	8.5	8.8	8.4	8.1	7.8	7.3	6.8	6.4	6.0	5.6
Flete Diluyente de Bavóvar				6.3	6.7	7.1	7.8	8.3	8.5	8.0	8.5	8.8	8.6	8.4	8.7	8.7	8.5	8.8	8.4	8.1	7.8	7.3	6.8	6.4	6.0	5.6
Seguros				12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4
Regalías				137.8	124.8	112.1	101.2	103.6	104.4	101.4	104.5	108.9	109.6	109.4	108.9	108.3	103.8	99.7	95.9	92.6	89.1	86.4	77.6	70.2	63.5	57.4
Depreciación				103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				433.4	419.5	406.3	398.1	402.5	401.9	389.5	394.0	399.8	397.2	392.3	388.5	280.8	267.5	256.1	244.1	233.7	223.1	213.1	198.5	185.5	173.5	162.3
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				255.7	204.6	154.3	107.7	115.8	120.1	117.5	128.5	145.0	150.6	154.7	155.8	260.7	251.6	242.3	235.3	229.5	222.3	218.8	189.4	165.7	144.2	124.7
Participación utilidades de trabajadores				25.6	20.5	15.4	10.8	11.6	12.0	11.8	12.9	14.5	15.1	15.5	15.6	26.1	25.2	24.2	23.5	22.9	22.2	21.9	18.9	16.6	14.4	12.5
Utilidad antes de impuestos				230.1	184.1	138.9	96.9	104.1	108.1	105.8	115.7	130.5	135.5	139.2	140.2	234.6	226.4	218.1	211.8	206.5	200.0	196.9	170.5	149.1	129.8	112.3
Impuesto a la Renta				69.0	55.2	41.7	29.1	31.2	32.4	31.7	34.7	39.1	40.7	41.8	42.1	70.4	67.9	65.4	63.5	62.0	60.0	59.1	51.1	44.7	38.9	33.7
Utilidad Neta				161.1	128.9	97.2	67.8	72.8	75.7	74.0	81.0	91.3	94.9	97.4	98.2	164.2	158.5	152.7	148.3	144.6	140.0	137.9	119.3	104.4	90.8	78.6
Depreciación				103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(248.9)	(622.3)	(373.4)	264.8	232.6	200.9	171.5	178.5	178.4	177.8	184.7	195.0	198.8	201.1	201.9	164.2	158.5	152.7	148.3	144.6	140.0	137.9	119.3	104.4	90.8	78.6
FNF actualizado	(317.8)	(705.2)	(373.4)	234.3	182.1	139.3	105.2	95.8	86.2	75.6	69.5	64.9	58.5	52.4	48.6	33.5	28.6	24.4	21.0	18.1	15.5	13.5	10.4	8.0	6.2	4.7
FNF acumulado	(317.8)	(1 024.6)	(1 394.4)	(1 165.0)	(977.9)	(838.6)	(733.4)	(637.6)	(551.4)	(475.9)	(408.4)	(341.5)	(283.0)	(230.5)	(184.0)	(152.4)	(121.8)	(97.4)	(76.4)	(58.3)	(42.8)	(29.3)	(18.9)	(10.9)	(4.7)	(0.0)
<b>FLUJE</b>				6.21	US\$/BI																					
VALOR ACTUAL NETO - 0	13%	(0.0)	MMUS\$																							
TASA INTERNA DE RETORNO	13%																									
PERIODO DE RECUPERO	23.0 AÑOS																									

Producción de Crudo Pesado Lota 1AB (Pluspetrol)

INVERSION

1244.5

MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010 -2	2011 -1	2012 0	2013 1	2014 2	2015 3	2016 4	2017 5	2018 6	2019 7	2020 8	2021 9	2022 10	2023 11	2024 12	2025 13	2026 14	2027 15	2028 16	2029 17	2030 18	2031 19	2032 20	2033 21	2034 22	2035 23
Producción MBDC				43.3	42.7	42.4	42.8	43.0	42.5	40.0	40.1	40.3	39.5	38.3	37.1	36.1	33.6	31.3	29.2	27.2	25.3	23.5	22.0	20.6	19.3	18.1
Diluyente MBDC				2.8	3.0	3.1	3.4	3.7	3.8	3.5	3.8	3.9	3.8	3.7	3.8	3.8	3.8	3.9	3.7	3.6	3.5	3.2	3.0	2.8	2.6	2.5
WPI diferencial 30%				43.6	40.0	36.3	32.4	33.0	33.7	34.7	35.7	37.0	38.0	39.2	40.2	41.1	42.3	43.6	45.1	46.6	48.2	50.4	48.2	46.6	45.1	43.8
<b>INVERSION</b>																										
Inversión	248.9	622.3	373.4																							
Total Inversión	248.9	622.3	373.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																										
Venta de crudo				689.1	624.1	560.7	505.8	518.1	522.0	507.0	522.5	544.6	547.8	547.0	544.4	541.5	519.1	498.4	479.5	463.2	445.4	431.9	388.0	351.1	317.7	287.1
Total Ingresos				689.1	624.1	560.7	505.6	518.1	522.0	507.0	522.6	544.6	547.8	547.0	544.4	541.5	519.1	498.4	479.5	463.2	445.4	431.9	388.0	351.1	317.7	287.1
<b>EGRESOS</b>																										
Costo Operativo				68.9	68.3	67.9	68.4	68.6	68.1	65.2	65.4	65.6	64.7	83.3	62.0	60.9	58.0	55.4	53.0	50.8	48.6	46.5	44.9	43.3	41.8	40.4
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar				98.0	96.8	96.0	96.9	97.4	96.3	90.6	90.9	91.4	89.5	86.7	84.1	81.8	76.1	71.0	66.0	61.6	57.3	53.2	49.9	46.7	43.8	40.9
Flete Diluyente a Bayóvar				6.3	6.7	7.1	7.8	8.3	8.5	8.0	8.5	8.8	8.6	8.4	8.7	8.7	8.5	8.8	8.4	8.1	7.8	7.3	6.8	6.4	6.0	5.6
Flete Diluyente de Bayóvar				6.3	6.7	7.1	7.8	8.3	8.5	8.0	8.5	8.8	8.6	8.4	8.7	8.7	8.5	8.8	8.4	8.1	7.8	7.3	6.8	6.4	6.0	5.6
Seguros				12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4
Regalías				137.8	124.8	112.1	101.2	103.6	104.4	101.4	104.5	108.9	109.6	109.4	108.9	108.3	103.8	99.7	95.9	92.6	89.1	86.4	77.6	70.2	63.5	57.4
Depreciación				103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				433.4	419.5	406.3	398.1	402.5	401.9	389.5	394.0	399.8	397.2	392.3	386.5	280.8	267.5	256.1	244.1	233.7	223.1	213.1	198.5	185.5	173.5	162.3
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				255.7	204.6	154.3	107.7	115.8	120.1	117.5	128.5	145.0	150.8	154.7	155.8	260.7	251.6	242.3	235.3	229.5	222.3	218.8	189.4	165.7	144.2	124.7
Participación utilidades de trabajadores				25.6	20.5	15.4	10.8	11.6	12.0	11.8	12.9	14.5	15.1	15.5	15.6	26.1	25.2	24.2	23.5	22.9	22.2	21.9	18.9	16.6	14.4	12.5
Utilidad antes de impuestos				230.1	184.1	138.9	96.9	104.1	108.1	105.8	115.7	130.5	135.5	139.2	140.2	234.6	226.4	218.1	211.8	206.5	200.0	196.9	170.5	149.1	129.8	112.3
Impuesto a la Renta				69.0	55.2	41.7	29.1	31.2	32.4	31.7	34.7	39.1	40.7	41.8	42.1	70.4	67.9	65.4	63.5	62.0	60.0	59.1	51.1	44.7	38.9	33.7
Utilidad Neta				161.1	128.9	97.2	67.8	72.8	75.7	74.0	81.0	91.3	94.9	97.4	98.2	164.2	158.5	152.7	148.3	144.6	140.0	137.9	119.3	104.4	90.8	78.8
Depreciación				103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	103.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(248.9)	(622.3)	(373.4)	284.8	232.6	200.9	171.5	178.5	179.4	177.8	184.7	195.0	198.6	201.1	201.9	164.2	158.5	152.7	148.3	144.8	140.0	137.9	119.3	104.4	90.8	78.8
FNF actualizado	(250.3)	(612.0)	(373.4)	245.2	199.4	159.5	126.1	120.2	113.0	103.7	99.8	97.6	92.0	86.3	80.2	60.4	54.0	48.1	43.3	39.1	35.0	31.9	25.6	20.7	16.7	13.4
FNF acumulado	(250.3)	(982.4)	(1,335.7)	(1,050.6)	(891.2)	(721.7)	(605.6)	(485.4)	(372.4)	(258.6)	(148.8)	(71.3)	20.7	106.9	167.1	247.5	301.5	349.6	392.9	431.9	467.0	498.9	524.5	545.3	562.0	575.4

**FLETE** 6.21 US\$/Bbl  
**VALOR ACTUAL NETO - 0** 8% 575.4 MMUS\$  
**TASA INTERNA DE RETORNO** 13%  
**PERIODO DE RECUPERO** 9.8 AÑOS



















ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA INVERSIÓN

SEGUNDA ETAPA

EMPRESA PRODUCTORA (REPSOL)

CASO WTI LOW PRICE



TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 39 (Repsol)

INVERSION 1065.0 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<b>Producción MBDC</b>				15.5	36.1	44.8	50.3	59.2	60.7	55.2	55.5	55.3	51.4	37.3	29.4	24.3	20.3	17.6	15.0	11.9
<b>Diluyente MBDC</b>				2.1	4.9	6.1	6.9	8.1	8.3	7.5	7.6	7.5	7.0	5.1	4.0	3.3	2.8	2.4	2.0	1.6
<b>INVERSION</b>																				
<b>Inversión</b>	105.5	633.0	316.5																	
<b>Total Inversión</b>	105.5	633.0	316.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																				
<b>Venta de crudo</b>				211.2	451.5	508.5	510.3	611.6	638.9	599.9	619.4	639.6	611.3	457.8	369.3	312.2	268.3	240.2	210.8	174.2
<b>Total Ingresos</b>				211.2	451.6	508.5	510.3	611.6	638.9	599.9	619.4	639.6	611.3	457.8	369.3	312.2	268.3	240.2	210.8	174.2
<b>EGRESOS</b>																				
<b>Costo Operativo</b>				31.8	47.6	54.3	58.6	65.4	66.5	62.3	62.5	62.4	59.4	48.6	42.5	38.6	35.5	33.5	31.4	29.1
<b>Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar</b>				28.7	66.9	83.2	93.4	109.9	112.6	102.4	103.0	102.6	95.4	69.3	54.5	45.1	37.6	32.7	27.7	22.1
<b>Flete Diluyente a Bayóvar</b>				3.9	9.1	11.3	12.7	15.0	15.4	14.0	14.0	14.0	13.0	9.4	7.4	6.1	5.1	4.5	3.8	3.0
<b>Flete Diluyente de Bayóvar</b>				3.9	9.1	11.3	12.7	15.0	15.4	14.0	14.0	14.0	13.0	9.4	7.4	6.1	5.1	4.5	3.8	3.0
<b>Seguros</b>				10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6
<b>Regalias</b>				29.6	63.2	71.2	71.4	85.6	89.5	84.0	86.7	89.5	85.6	64.1	51.7	43.7	37.6	33.6	29.5	24.4
<b>Depreciación</b>				105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total Egresos</b>				214.0	312.1	347.6	364.9	406.9	415.3	392.7	396.3	398.5	382.5	211.4	174.2	150.2	131.5	119.3	106.8	92.3
<b>Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores</b>				(2.8)	139.5	161.0	145.4	204.7	223.6	207.2	223.1	241.1	228.8	246.3	195.1	161.9	136.8	120.9	104.0	81.9
<b>Participación utilidades de trabajadores</b>				0.0	13.9	16.1	14.5	20.5	22.4	20.7	22.3	24.1	22.9	24.6	19.5	16.2	13.7	12.1	10.4	8.2
<b>Utilidad antes de impuestos</b>				(2.8)	125.5	144.9	130.9	184.3	201.3	186.5	200.8	217.0	205.9	221.7	175.6	145.7	123.1	108.8	93.6	73.7
<b>Impuesto a la Renta</b>				0.0	37.7	43.5	39.3	55.3	60.4	55.9	60.2	65.1	61.8	66.5	52.7	43.7	36.9	32.6	28.1	22.1
<b>Utilidad Neta</b>				(2.8)	87.9	101.5	91.6	129.0	140.9	130.5	140.5	151.9	144.2	155.2	122.9	102.0	86.2	76.2	65.5	51.6
<b>Depreciación</b>				105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	105.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Flujo Neto de Fondos</b>	(105.5)	(633.0)	(316.5)	102.7	193.4	207.0	197.1	234.6	246.4	236.0	246.0	257.4	249.7	156.2	122.9	102.0	86.2	76.2	65.6	51.6
<b>FNF actualizado</b>	(123.1)	(663.7)	(316.5)	95.1	165.8	164.3	144.9	159.6	155.3	137.7	132.9	128.8	115.6	66.6	48.8	37.5	29.3	24.0	19.1	13.9
<b>FNF acumulado</b>	(123.1)	(806.7)	(1,123.2)	(1,028.1)	(862.3)	(698.1)	(553.2)	(393.6)	(238.3)	(100.6)	32.3	161.1	276.7	343.3	392.1	429.6	459.0	483.0	502.1	516.1

**FLETE** 5.08 US\$/BI  
**VALOR ACTUAL NETO - 0** 8% 516.1 MMUS\$  
**TASA INTERNA DE RETORNO** 14%  
**PERIODO DE RECUPERO** 7.8 AÑOS





















TESIS: TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

EVALUACION ECONOMICA

Producción de Crudo Pesado Lote 39 (Repsol)

INVERSION 1246.8 MMUS\$

Millones de Dólares constantes del año 2009

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Producción MBDC				15.5	36.1	44.8	50.3	59.2	60.7	55.2	55.5	55.3	51.4	37.3	29.4	24.3	20.3	17.6	15.0	11.9
Diluyente MBDC				2.1	4.9	6.1	6.9	8.1	8.3	7.5	7.6	7.5	7.0	5.1	4.0	3.3	2.8	2.4	2.0	1.6
<b>INVERSION</b>																				
Inversión	124.7	748.1	374.1																	
Total Inversión	124.7	748.1	374.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>INGRESOS</b>																				
Venta de crudo				211.2	451.5	508.5	510.3	611.6	638.9	599.9	619.4	639.6	611.3	457.8	369.3	312.2	268.3	240.2	210.8	174.2
Total Ingresos				211.2	451.5	508.5	510.3	611.6	638.9	599.9	619.4	639.6	611.3	457.8	369.3	312.2	268.3	240.2	210.8	174.2
<b>EGRESOS</b>																				
Costo Operativo				31.8	47.6	54.3	58.6	65.4	66.5	62.3	62.5	62.4	59.4	48.6	42.5	38.6	35.5	33.5	31.4	29.1
Flete crudo pesado Andoas - Bayóvar				26.2	61.1	75.9	85.2	100.3	102.7	93.5	93.9	93.6	87.1	63.2	49.8	41.1	34.3	29.8	25.3	20.2
Flete Diluyente a Bayóvar				3.6	8.3	10.3	11.6	13.7	14.0	12.7	12.8	12.8	11.9	8.6	6.8	5.6	4.7	4.1	3.5	2.8
Flete Diluyente de Bayóvar				3.6	8.3	10.3	11.6	13.7	14.0	12.7	12.8	12.8	11.9	8.6	6.8	5.6	4.7	4.1	3.5	2.8
Seguros				12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
Regalías				29.6	63.2	71.2	71.4	85.6	89.5	84.0	86.7	89.5	85.6	64.1	51.7	43.7	37.6	33.6	29.5	24.4
Depreciación				124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Egresos				231.9	325.7	359.3	375.6	415.7	423.9	402.4	405.9	408.2	392.9	205.6	170.0	147.1	129.2	117.5	105.6	91.7
Utilidad antes de participación utilidades de trabajadores				(20.7)	125.8	149.2	134.7	195.9	215.1	197.5	213.4	231.5	218.4	252.1	199.3	165.0	139.1	122.6	105.1	82.5
Participación utilidades de trabajadores				0.0	12.6	14.9	13.5	19.6	21.5	19.7	21.3	23.1	21.8	25.2	19.9	16.5	13.9	12.3	10.5	8.2
Utilidad antes de impuestos				(20.7)	113.2	134.3	121.3	176.3	193.6	177.7	192.1	208.3	196.5	226.9	179.4	148.5	125.2	110.4	94.6	74.2
Impuesto a la Renta				0.0	34.0	40.3	36.4	52.9	58.1	53.3	57.6	62.5	59.0	68.1	53.8	44.6	37.6	33.1	28.4	22.3
Utilidad Neta				(20.7)	79.3	94.0	84.9	123.4	135.5	124.4	134.5	145.8	137.6	158.8	125.6	104.0	87.6	77.3	66.2	52.0
Depreciación				124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	124.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Neto de Fondos	(124.7)	(748.1)	(374.1)	104.0	204.0	218.7	209.6	248.1	260.2	249.1	259.2	270.5	262.2	158.8	125.6	104.0	87.6	77.3	66.2	52.0
FNF actualizado	(145.4)	(808.0)	(374.1)	96.3	174.9	173.6	154.0	168.8	164.0	145.3	140.0	135.3	121.5	68.1	49.9	38.2	29.8	24.4	19.3	14.0
FNF acumulado	(145.4)	(953.4)	(1,327.4)	(1,231.2)	(1,056.3)	(882.7)	(728.7)	(559.8)	(395.9)	(250.5)	(110.5)	24.8	146.3	214.4	264.3	302.5	332.3	356.7	376.0	390.1
<b>FLÈTE</b>																				
VALOR ACTUAL NETO - 0	8%																			
TASA INTERNA DE RETORNO																				
PERIODO DE RECUPERO																				

4.64 US\$/BI

390.1 MMUSS

12%

8.8 AÑOS



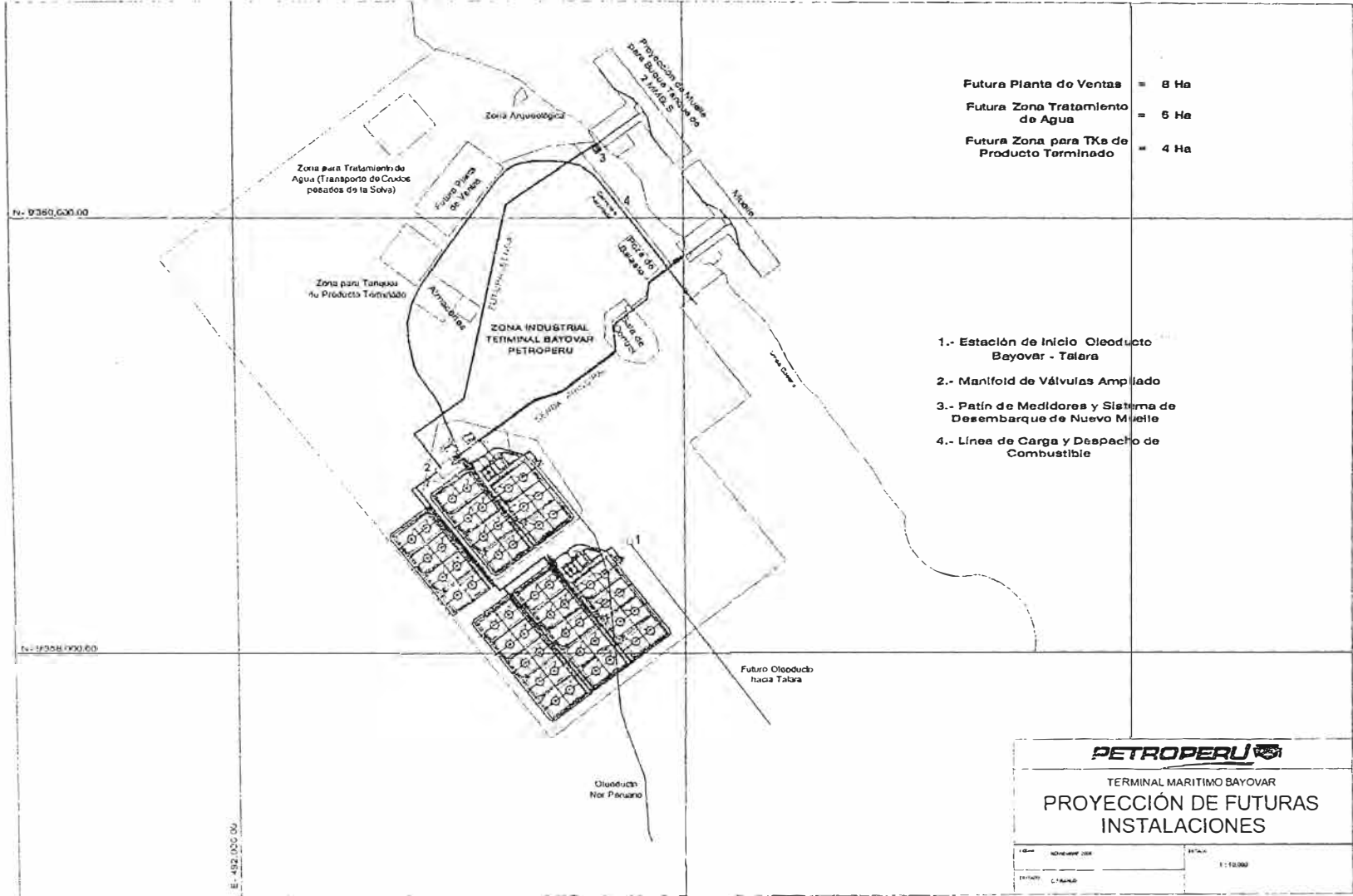






## **ANEXO 6**

**CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL TERMINAL BAYOVAR Y EN  
REFINERÍA TALARA (Capítulo IX).**



- Futura Planta de Ventas = 8 Ha
- Futura Zona Tratamiento de Agua = 6 Ha
- Futura Zona para TXa de Producto Terminado = 4 Ha

- 1.- Estación de Inicio Oleoducto Bayovar - Talara
- 2.- Manifold de Válvulas Ampliado
- 3.- Patín de Medidores y Sistema de Desembarque de Nuevo Muelle
- 4.- Línea de Carga y Despacho de Combustible

**PETROPERU**

TERMINAL MARITIMO BAYOVAR

**PROYECCIÓN DE FUTURAS INSTALACIONES**

1. Escala: 1:10,000 2. Fecha: 15/08/2018	3. Autor: C. T. S. S. S. 4. Escala: 1:10,000
---	---

**FACILIDADES REQUERIDAS EN ESTACION BAYOVAR**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Metrado	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>A</b>	<b>COSTOS DIRECTOS</b>				
	<b>Estaciones de Bombeo</b>				
1	Facilidades básicas	Global	1.00	1,000,000.00	1,000,000.00
2	Equipos de bombeo	HP	1,448.00	1,392.37	2,016,151.76
3	Manifold y tuberías internas de menor diámetro	C/U	2.00	450,000.00	900,000.00
4	Capacidad de tanques para diluyente (3 tanques de 80 MB)	Bls	240,000.00	15.00	3,600,000.00
5	Capacidad de tanques para mezcla (4 tanques de 140 MB)	Bls	560,000.00	15.00	8,400,000.00
6	Trampas de Scraper para ducto de diluyente	C/U	1.00	120,000.00	120,000.00
7	Equipo adicional de generación	KW	590.00	335.54	197,968.60
8	Sistemas de medición de tanques (Medidores tipo radar, tableros, etc)	C/U	7.00	60,000.00	420,000.00
9	Unidad de medición de transferencia y custodia para crudo pesado	EA	1.00	500,000.00	500,000.00
10	Equipo e instalación de válvulas	EA	17.00	73,125.00	1,243,125.00
11	Sistema de desembarque de diluyente (Incluye brazo de carga, bombas, tuberías y accesorios)	Global	1.00	1,500,000.00	1,500,000.00
12	Actualización de sistemas de control	C/U	1.00	350,000.00	350,000.00
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>20,247,245.36</b>
<b>B</b>	<b>DESEMBOLSOS ADICIONALES</b>				
1	Gastos generales y utilidad de contratistas (10% Costos Directos)	Global	1.00	5,424,724.51	5,424,724.51
2	Ingeniería básica, detalle y supervisión (5% costos directos)	Global	1.00	2,712,362.26	2,712,362.26
3	Entrenamiento de personal (1% Costos Directos)	Global	1.00	542,472.45	542,472.45
4	Contingencias (3% Costos Directos)	Global	1.00	1,627,417.35	1,627,417.35
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>10,306,976.57</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSION REQUERIDA</b>					<b>30,554,221.93</b>

## **ANEXO 7**

**MÉTODOS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO (LOTE 67) HACIA REFINERÍA TALARA (Capítulo X).**

**PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS  
PERIODO 2009 - 2030**

LOTE	CONTRATISTA	VOLUMEN (MBDC)																				PROMEDIO Ponderado		
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		2029	2030
I	Graña y Montero	0.920	0.943	0.967	0.991	0.981	0.932	0.904	0.877	0.851	0.825	0.801	0.777	0.753	0.731	0.709	0.688	0.667	0.647	0.626	0.609	0.590	0.573	0.788
II	Petrolera Monterrico	0.706	0.723	0.741	0.760	0.737	0.715	0.694	0.673	0.653	0.633	0.614	0.596	0.578	0.560	0.544	0.527	0.512	0.498	0.481	0.467	0.453	0.439	0.605
III	In e:oil	1.751	1.795	1.840	1.886	1.829	1.775	1.721	1.670	1.620	1.571	1.524	1.478	1.434	1.391	1.349	1.309	1.269	1.231	1.194	1.159	1.124	1.090	1.500
IV	Interoil	1.707	1.749	1.793	1.838	1.783	1.729	1.678	1.627	1.578	1.531	1.485	1.441	1.397	1.355	1.315	1.275	1.237	1.200	1.184	1.129	1.095	1.062	1.462
VI + VII	Sapet	2.883	2.955	3.029	3.105	3.012	2.921	2.834	2.748	2.668	2.586	2.509	2.433	2.360	2.290	2.221	2.154	2.090	2.027	1.986	1.907	1.850	1.795	2.470
IX	Unipetro	0.265	0.272	0.278	0.285	0.277	0.269	0.260	0.253	0.245	0.238	0.231	0.224	0.217	0.210	0.204	0.198	0.192	0.188	0.181	0.175	0.170	0.165	0.227
X	Petrobras	14.135	14.468	14.851	15.222	14.785	14.322	13.893	13.476	13.072	12.679	12.299	11.930	11.572	11.225	10.888	10.562	10.245	9.937	9.839	9.350	9.070	8.798	12.110
XIII	Olvmoic	2.275	2.332	2.390	2.450	2.378	2.305	2.236	2.169	2.104	2.041	1.979	1.920	1.862	1.808	1.752	1.700	1.649	1.599	1.551	1.505	1.460	1.418	1.949
XV	Petrolera Monterrico	0.018	0.019	0.019	0.020	0.019	0.018	0.018	0.017	0.017	0.016	0.016	0.015	0.015	0.014	0.014	0.014	0.013	0.013	0.012	0.012	0.012	0.011	0.016
XX	Petrolera Monterrico	0.035	0.035	0.038	0.037	0.036	0.035	0.034	0.033	0.032	0.031	0.030	0.029	0.028	0.027	0.027	0.026	0.025	0.024	0.024	0.023	0.022	0.022	0.030
Z-2B	Petrotech	11.177	11.457	11.743	12.037	11.878	11.325	10.988	10.858	10.336	10.028	9.725	9.434	9.151	8.876	8.610	8.352	8.101	7.858	7.622	7.394	7.172	6.957	9.576
Z-1	BPZ	3.105	3.163	3.263	3.344	3.244	3.147	3.052	2.961	2.872	2.786	2.702	2.621	2.542	2.466	2.392	2.320	2.251	2.183	2.118	2.054	1.993	1.933	2.661
	<b>Total</b>	<b>38.978</b>	<b>39.952</b>	<b>40.951</b>	<b>41.975</b>	<b>40.716</b>	<b>39.494</b>	<b>38.309</b>	<b>37.160</b>	<b>36.045</b>	<b>34.964</b>	<b>33.915</b>	<b>32.898</b>	<b>31.911</b>	<b>30.953</b>	<b>30.025</b>	<b>29.124</b>	<b>28.250</b>	<b>27.403</b>	<b>26.581</b>	<b>25.783</b>	<b>25.010</b>	<b>24.259</b>	<b>33.393</b>

Requerimiento crudo pesado para Refinería Talara	23.022	22.046	21.049	20.025	21.284	22.508	23.891	25.840	28.955	33.036	38.085	44.102	51.089	59.047	69.075	80.876	94.750	111.597	131.419	154.217	180.990	212.651		
Producción Crudo Pesado			139.097	148.943	128.103	102.860	90.778	84.626	79.879	74.794	70.010	65.324	60.727	56.217	51.787	47.432	43.149	38.930	34.776	30.680	26.839	22.651		
Exportación			118.048	128.916	104.819	80.354	67.065	61.796	57.225	52.758	48.925	45.221	41.638											
Importación																(2.829)	(8.188)	(13.444)	(18.601)	(23.667)	(28.644)	(33.537)	(38.351)	(43.090)

Carga UDP actual (hasta el 2015)

62 MBDC

Carga con Modernización

90 MBDC

Requerimiento mensual crudo pesado (MB)			631.4879	600.7546	638.532	675.176	710.7207	1585.199	1616.843	1851.084	1882.551	1713.075	1742.683	1886.524	1553.606	1422.969	1294.481	1167.903	1043.266	920.3982	799.1806	679.5229	<b>TOTAL</b>
Costo por transporte anual (MMUS\$)			10.64	10.64	11.20	11.76	12.32	26.88	27.44	28.00	28.56	29.12	29.68	28.56	26.32	24.08	21.84	20.18	17.92	15.68	13.44	11.76	406.00

**CÁLCULO COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A REF. TALARA MEDIANTE BUQUES – TANQUE.**

Año 2011	MB/Mes		MB/Mes			N° Viajes
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario		
Ene	800	631	169	169	2	
Feb	800	631	169	337	2	
Mar	400	631	-231	106	1	
Abr	800	631	169	274	2	
May	400	631	-231	43	1	
Jun	800	631	169	211	2	
Jul	800	631	169	380	2	
Ago	400	631	-231	148	1	
Sep	800	631	169	317	2	
Oct	400	631	-231	85	1	
Nov	800	631	169	254	2	
Dic	400	631	-231	22	1	
<b>Total</b>	<b>7600</b>	<b>7578</b>				

Total Viajes 19  
 Costo 560 MUS\$  
 10.64 MMUS\$

Año 2012	MB/Mes		MB/Mes			N° Viajes
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario		
Ene	800	601	199	199	2	
Feb	800	601	199	398	2	
Mar	400	601	-201	198	1	
Abr	800	601	199	397	2	
May	400	601	-201	196	1	
Jun	800	601	199	395	2	
Jul	400	601	-201	195	1	
Ago	800	601	199	394	2	
Sep	400	601	-201	193	1	
Oct	800	601	199	392	2	
Nov	400	601	-201	192	1	
Dic	800	601	199	391	2	
<b>Total</b>	<b>7600</b>	<b>7209</b>				

Total Viajes 19  
 Costo 560 MUS\$  
 10.64 MMUS\$



**CÁLCULO COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A REF. TALARA MEDIANTE BUQUES – TANQUE.**

Año 2013	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	800	639	161	161	2
Feb	800	639	161	323	2
Mar	400	639	-239	84	1
Abr	800	639	161	246	2
May	400	639	-239	7	1
Jun	800	639	161	169	2
Jul	800	639	161	330	2
Ago	400	639	-239	92	1
Sep	800	639	161	253	2
Oct	400	639	-239	15	1
Nov	800	639	161	176	2
Dic	800	639	161	338	2
<b>Total</b>	<b>8000</b>	<b>7662</b>			

Total Viajes 20  
 Costo 560 MUS\$  
 11.2 MMUS\$

Año 2014	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	800	675	125	125	2
Feb	800	675	125	250	2
Mar	800	675	125	374	2
Abr	400	675	-275	99	1
May	800	675	125	224	2
Jun	800	675	125	349	2
Jul	400	675	-275	74	1
Ago	800	675	125	199	2
Sep	800	675	125	323	2
Oct	400	675	-275	48	1
Nov	800	675	125	173	2
Dic	800	675	125	298	2
<b>Total</b>	<b>8400</b>	<b>8102</b>			

Total Viajes 21  
 Costo 560 MUS\$  
 11.76 MMUS\$

**CÁLCULO COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A REF. TALARA MEDIANTE BUQUES – TANQUE.**

Año 2015	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	800	711	89	89	2
Feb	800	711	89	179	2
Mar	800	711	89	268	2
Abr	800	711	89	357	2
May	400	711	-311	46	1
Jun	800	711	89	136	2
Jul	800	711	89	225	2
Ago	800	711	89	314	2
Sep	400	711	-311	4	1
Oct	800	711	89	93	2
Nov	800	711	89	182	2
Dic	800	711	89	271	2
<b>Total</b>	<b>8800</b>	<b>8529</b>			

Total Viajes 22  
 Costo 560 MUS\$  
 12.32 MMUS\$

Año 2016	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	1600	1585	15	15	4
Feb	1600	1585	15	30	4
Mar	1600	1585	15	44	4
Abr	1600	1585	15	59	4
May	1600	1585	15	74	4
Jun	1600	1585	15	89	4
Jul	1600	1585	15	104	4
Ago	1600	1585	15	118	4
Sep	1600	1585	15	133	4
Oct	1600	1585	15	148	4
Nov	1600	1585	15	163	4
Dic	1600	1585	15	178	4
<b>Total</b>	<b>19200</b>	<b>19022</b>			

Total Viajes 48  
 Costo 560 MUS\$  
 26.88 MMUS\$

### CÁLCULO COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A REF. TALARA MEDIANTE BUQUES – TANQUE.

Año 2017	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	2000	1619	381	381	5
Feb	1600	1619	-19	363	4
Mar	1600	1619	-19	344	4
Abr	1600	1619	-19	325	4
May	1600	1619	-19	307	4
Jun	1600	1619	-19	288	4
Jul	1600	1619	-19	269	4
Ago	1600	1619	-19	251	4
Sep	1600	1619	-19	232	4
Oct	1600	1619	-19	214	4
Nov	1600	1619	-19	195	4
Dic	1600	1619	-19	176	4
<b>Total</b>	<b>19600</b>	<b>19424</b>			

Total Viajes      49  
 Costo              560 MUS\$  
 27.44 MMUS\$

Año 2018	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	2000	1651	349	349	5
Feb	1600	1651	-51	298	4
Mar	1600	1651	-51	247	4
Abr	1600	1651	-51	196	4
May	1600	1651	-51	145	4
Jun	1600	1651	-51	93	4
Jul	1600	1651	-51	42	4
Ago	2000	1651	349	391	5
Sep	1600	1651	-51	340	4
Oct	1600	1651	-51	289	4
Nov	1600	1651	-51	238	4
Dic	1600	1651	-51	187	4
<b>Total</b>	<b>20000</b>	<b>19813</b>			

Total Viajes      50  
 Costo              560 MUS\$  
 28 MMUS\$

### CÁLCULO COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A REF. TALARA MEDIANTE BUQUES – TANQUE.

Año 2019	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	2000	1683	317	317	5
Feb	1600	1683	-83	235	4
Mar	1600	1683	-83	152	4
Abr	1600	1683	-83	70	4
May	2000	1683	317	387	5
Jun	1600	1683	-83	305	4
Jul	1600	1683	-83	222	4
Ago	1600	1683	-83	140	4
Sep	1600	1683	-83	57	4
Oct	2000	1683	317	374	5
Nov	1600	1683	-83	292	4
Dic	1600	1683	-83	209	4
<b>Total</b>	<b>20400</b>	<b>20191</b>			

Total Viajes      51  
 Costo                560 MUS\$  
 28.56 MMUS\$

Año 2020	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	2000	1713	287	287	5
Feb	1600	1713	-113	174	4
Mar	1600	1713	-113	61	4
Abr	2000	1713	287	348	5
May	1600	1713	-113	235	4
Jun	1600	1713	-113	122	4
Jul	1600	1713	-113	8	4
Ago	2000	1713	287	295	5
Sep	1600	1713	-113	182	4
Oct	1600	1713	-113	69	4
Nov	2000	1713	287	356	5
Dic	1600	1713	-113	243	4
<b>Total</b>	<b>20800</b>	<b>20557</b>			

Total Viajes      52  
 Costo                560 MUS\$  
 29.12 MMUS\$

### CÁLCULO COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A REF. TALARA MEDIANTE BUQUES – TANQUE.

Año 2021	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	2000	1743	257	257	5
Feb	1600	1743	-143	115	4
Mar	2000	1743	257	372	5
Abr	1600	1743	-143	229	4
May	1600	1743	-143	87	4
Jun	2000	1743	257	344	5
Jul	1600	1743	-143	201	4
Ago	1600	1743	-143	59	4
Sep	2000	1743	257	316	5
Oct	1600	1743	-143	173	4
Nov	1600	1743	-143	30	4
Dic	2000	1743	257	288	5
<b>Total</b>	<b>21200</b>	<b>20912</b>			

Total Viajes      53  
Costo                    560 MUS\$  
29.68 MMUS\$

Año 2022	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	2000	1687	313	313	5
Feb	1600	1687	-87	227	4
Mar	1600	1687	-87	140	4
Abr	1600	1687	-87	54	4
May	2000	1687	313	367	5
Jun	1600	1687	-87	281	4
Jul	1600	1687	-87	194	4
Ago	1600	1687	-87	108	4
Sep	1600	1687	-87	21	4
Oct	2000	1687	313	335	5
Nov	1600	1687	-87	248	4
Dic	1600	1687	-87	162	4
<b>Total</b>	<b>20400</b>	<b>20238</b>			

Total Viajes      51  
Costo                    560 MUS\$  
28.56 MMUS\$

**CÁLCULO COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A REF. TALARA MEDIANTE BUQUES – TANQUE.**

Año 2023	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	1600	1554	46	46	4
Feb	1600	1554	46	93	4
Mar	1600	1554	46	139	4
Abr	1600	1554	46	186	4
May	1600	1554	46	232	4
Jun	1600	1554	46	278	4
Jul	1600	1554	46	325	4
Ago	1600	1554	46	371	4
Sep	1200	1554	-354	18	3
Oct	1600	1554	46	64	4
Nov	1600	1554	46	110	4
Dic	1600	1554	46	157	4
<b>Total</b>	<b>18800</b>	<b>18643</b>			

Total Viajes 47  
 Costo 560 MUS\$  
 26.32 MMUS\$

Año 2024	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	1600	1423	177	177	4
Feb	1600	1423	177	354	4
Mar	1200	1423	-223	131	3
Abr	1600	1423	177	308	4
May	1200	1423	-223	85	3
Jun	1600	1423	177	262	4
Jul	1200	1423	-223	39	3
Ago	1600	1423	177	216	4
Sep	1600	1423	177	393	4
Oct	1200	1423	-223	170	3
Nov	1600	1423	177	347	4
Dic	1200	1423	-223	124	3
<b>Total</b>	<b>17200</b>	<b>17076</b>			

Total Viajes 43  
 Costo 560 MUS\$  
 24.08 MMUS\$

### CÁLCULO COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A REF. TALARA MEDIANTE BUQUES – TANQUE.

Año 2025	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	1600	1294	306	306	4
Feb	1200	1294	-94	211	3
Mar	1200	1294	-94	117	3
Abr	1200	1294	-94	22	3
May	1600	1294	306	328	4
Jun	1200	1294	-94	233	3
Jul	1200	1294	-94	139	3
Ago	1200	1294	-94	44	3
Sep	1600	1294	306	350	4
Oct	1200	1294	-94	255	3
Nov	1200	1294	-94	161	3
Dic	1200	1294	-94	66	3
<b>Total</b>	<b>15600</b>	<b>15534</b>			

Total Viajes      39  
 Costo                      560 MUS\$  
                                     21.84 MMUS\$

Año 2026	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	1200	1168	32	32	3
Feb	1200	1168	32	64	3
Mar	1200	1168	32	96	3
Abr	1200	1168	32	128	3
May	1200	1168	32	160	3
Jun	1200	1168	32	193	3
Jul	1200	1168	32	225	3
Ago	1200	1168	32	257	3
Sep	1200	1168	32	289	3
Oct	1200	1168	32	321	3
Nov	1200	1168	32	353	3
Dic	1200	1168	32	385	3
<b>Total</b>	<b>14400</b>	<b>14015</b>			

Total Viajes      36  
 Costo                      560 MUS\$  
                                     20.16 MMUS\$

**CÁLCULO COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A REF. TALARA MEDIANTE BUQUES – TANQUE.**

Año 2027	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	1200	1043	157	157	3
Feb	1200	1043	157	313	3
Mar	800	1043	-243	70	2
Abr	1200	1043	157	227	3
May	1200	1043	157	384	3
Jun	800	1043	-243	140	2
Jul	1200	1043	157	297	3
Ago	800	1043	-243	54	2
Sep	1200	1043	157	211	3
Oct	1200	1043	157	367	3
Nov	800	1043	-243	124	2
Dic	1200	1043	157	281	3
<b>Total</b>	<b>12800</b>	<b>12519</b>			

Total Viajes 32  
 Costo 560 MUS\$  
 17.92 MMUS\$

Año 2028	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	1200	920	280	280	3
Feb	800	920	-120	159	2
Mar	800	920	-120	39	2
Abr	1200	920	280	318	3
May	800	920	-120	198	2
Jun	800	920	-120	78	2
Jul	1200	920	280	357	3
Ago	800	920	-120	237	2
Sep	800	920	-120	116	2
Oct	1200	920	280	396	3
Nov	800	920	-120	276	2
Dic	800	920	-120	155	2
<b>Total</b>	<b>11200</b>	<b>11045</b>			

Total Viajes 28  
 Costo 560 MUS\$  
 15.68 MMUS\$



### CÁLCULO COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A REF. TALARA MEDIANTE BUQUES – TANQUE.

Año 2029	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	800	799	1	1	2
Feb	800	799	1	2	2
Mar	800	799	1	2	2
Abr	800	799	1	3	2
May	800	799	1	4	2
Jun	800	799	1	5	2
Jul	800	799	1	6	2
Ago	800	799	1	7	2
Sep	800	799	1	7	2
Oct	800	799	1	8	2
Nov	800	799	1	9	2
Dic	800	799	1	10	2
<b>Total</b>	<b>9600</b>	<b>9590</b>			

Total Viajes      24  
 Costo                      560 MUS\$  
                                     13.44 MMUS\$

Año 2030	MB/Mes		MB/Mes		
	Suministro	Consumo	Diferencia	Inventario	
Ene	800	680	120	120	2
Feb	800	680	120	241	2
Mar	800	680	120	361	2
Abr	400	680	-280	82	1
May	800	680	120	202	2
Jun	800	680	120	323	2
Jul	400	680	-280	43	1
Ago	800	680	120	164	2
Sep	800	680	120	284	2
Oct	400	680	-280	5	1
Nov	800	680	120	125	2
Dic	800	680	120	246	2
<b>Total</b>	<b>8400</b>	<b>8154</b>			

Total Viajes      21  
 Costo                      560 MUS\$  
                                     11.76 MMUS\$

**COSTOS TOTALES**  
**NUEVA TUBERÍA OLEODUCTO BAYÓVAR - TALARA**  
**ALTERNATIVA: BOMBEO DIRECTO**  
**Rate: 80 MBDC, 19 API y 200 cSt a 35° C**

API	19 a 80° F
Densidad del crudo	940.20 Kg/m <sup>3</sup>
Longitud total tubería	174.8 Km
Caudal	80 MBDC

Diá. Tubería pulg	Espesor min m	Peso oleoducto MM Kg	Material OLE MMUS\$	Tendido MMUS\$	Altura de descarga mts	Altura de descarga PSI	Número de bombas On	Número de bombas Off	HP bombeo	HP motriz	MMUS\$ Equipamiento	\$ anuales combustible	Volumen tubería BIs	MMUS\$ crudo	Combustible gln/año
16	0.00684	10.01	18.02	5.60	882.0	1179.88	2	1	1336	2137	3.69	1265	133183	2.7968	790511.15
18	0.00517	9.540	17.17	5.53	437.6	585.39	2	1	663	1060	1.95	628	172435	3.6211	392208.26
20	0.00556	12.03	21.65	5.91	256.9	343.66	2	1	389	623	1.2	368	213199	4.4772	230252.06

**REPORTE DE RESULTADOS  
VALORES PARA TUBERÍA ÓPTIMA**

<b>Inicio (Km.)</b>	<b>Fin (Km.)</b>	<b>Diámetro (pulgadas)</b>	<b>Espesor (mm.)</b>	<b>Peso (Kg.)</b>	<b>Presión Admisible (psi)</b>
0.00	174.80	20	5.56	12,036,264.48	819.94

**Peso total: 12,036,264.48**

**REPORTE DE RESULTADOS  
VALORES PARA TUBERÍA ÓPTIMA**

<b>Inicio (Km.)</b>	<b>Fin (Km.)</b>	<b>Diámetro (pulgadas)</b>	<b>Espesor (mm.)</b>	<b>Peso (Kg.)</b>	<b>Presión Admisible (psi)</b>
0.00	6.00	18	5.56	372,249.34	911.04
6.00	27.00	18	5.56	1,302,872.70	911.04
27.00	29.50	18	4.78	133,041.86	782.08
29.50	174.80	18	4.78	7,732,393.00	782.08

**Peso total: 9,540,556.90**

**REPORTE DE RESULTADOS  
VALORES PARA TUBERÍA ÓPTIMA**

<b>Inicio (Km.)</b>	<b>Fin (Km.)</b>	<b>Diámetro (pulgadas)</b>	<b>Espesor (mm.)</b>	<b>Peso (Kg.)</b>	<b>Presión Admisible (psi)</b>
0.00	2.50	16	7.92	194,465.83	1460.16
2.50	4.00	16	7.14	105,295.04	1315.08
4.00	6.50	16	7.92	194,465.83	1460.16
6.50	10.00	16	8.74	299,597.18	1609.92
10.00	32.00	16	7.92	1,711,299.31	1460.16
32.00	34.50	16	7.92	194,465.83	1460.16
34.50	51.00	16	7.14	1,158,245.48	1315.08
51.00	64.50	16	6.35	844,793.50	1170.00
64.50	72.00	16	5.56	411,961.00	1024.92
72.00	75.50	16	5.56	192,248.47	1024.92
75.50	79.00	16	5.16	178,393.66	950.04
79.00	174.80	16	4.78	4,526,474.03	879.84

**Peso total: 10,011,705.06**









**RESUMEN DETALLADO DE CONSTRUCCIÓN DE DUCTO DE 18 PULG. CON BOMBEO DIRECTO**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (US\$)	Total (MUS\$)
<b>COSTOS DIRECTOS</b>					
<b>Servicios de Ingeniería</b>					
1.1	Prefactibilidad y Factibilidad	% de tub.	0.50%	11,710,089.00	58.1
1.2	Diseño Definitivo	% de tub.	5.00%	11,710,089.00	585.1
1.3	Inspección de calidad y rayos X	% de tub.	10.00%	11,710,089.00	1,171.1
<b>SUB TOTAL</b>					<b>1,815.1</b>
<b>Derecho de Via</b>					
2.1	Cruce zonas habitadas (adquisición de servidumbre)	Km	174.80	15,000.00	2,622.1
2.2	Daños y restauración de terrenos afectados	Km	174.80	7,500.00	1,311.1
<b>SUB TOTAL</b>					<b>3,933.1</b>
<b>Tubería y materiales</b>					
3.1	Tubería	Tn	9540	750	715.8
3.2	Traslado y/o transporte de tubería	Tn	9540	75	715.8
3.3	Material recubrimiento anticorrosivo	m2	252670	12	3032.0
3.4	Material recubrimiento de concreto	lot	0	250,000	0.0
3.5	Válvulas principales en tubería	C/U	2	27,500	55.0
3.6	Protección catódica	Km	174.80	1,000	174.8
3.7	Material cobertor de línea	m	0	182	0.0
3.8	Trampas de Scraper	C/U	2	110,000	220.0
3.9	Otros	% de tub.	5.00%	7,155,000	357.8
<b>SUB TOTAL</b>					<b>11,710.1</b>
<b>Instalación de tubería</b>					
4.1	Construcción/Montaje (Inic. Supervisión e inspección)	Km	174.8	177,049	30948.1
4.2	Canal de flotación	Km	0	0	0.0
4.3	Cruce de ríos	C/U o Km	1	0	0.0
4.4	Montaje de protección catódica	Km	174.8	0	0.0
4.5	Prueba hidrostática	Km	174.80	0.00	0.0
<b>SUB TOTAL</b>					<b>30,948.1</b>
<b>Comunicaciones</b>					
5.1	Facilidades básicas	lot	2	150,000	300.0
5.2	Sala de control	Ea	2	100,000	200.0
5.3	Distancia de Comunicación	Km	174.8	11,000	1,922.1
<b>SUB TOTAL</b>					<b>2,422.1</b>
<b>Estaciones de bombeo</b>					
6.1	Facilidades básicas	lot	2	1,500,000	3,000.0
6.2	Equipos de bombeo	HP	3180	613	1,949.1
6.3	Metraje + manifold	C/U	2	450,000	900.0
6.4	Capacidad de tanques de almacenamiento	Bls	0	9	0.0
6.5	Equipos de generación	KW	800	198	158.4
6.6	Sistemas de medición	C/U	2	800,000	1,600.0
6.7	Sistemas de alivio	C/U	1	300,000	300.0
6.8	Capacidad de tanques de alivio	Bls	12000	9	108.0
6.9	Sistema de control nuevo	C/U	2	630,000	1,260.0
6.10	Actualización de sistema de control	C/U	0	350,000	0.0
<b>SUB TOTAL</b>					<b>9,275.1</b>
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>60,104.1</b>
<b>COSTOS INDIRECTOS</b>					
	Gastos operativos	% Costo Directo	15.00%	60,101,521	9,015.2
	Expropiaciones, gastos y órdenes de compras varias	% Costo Directo	0.15%	60,101,521	90.2
	Entrenamiento de personal	% Costo Directo	0.15%	60,101,521	90.2
	Contingencias	% Costo Directo	15.00%	60,101,521	9,015.2
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>18,210.6</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSIÓN REQUERIDA</b>					<b>78,315.1</b>

TOTAL EQUIPOS DE BOMBEO (OP. + STD. BY) 1060 HP  
 POTENCIA POR EQUIPO DE BOMBEO  
 TOTAL EQUIPOS DE GENERACIÓN (OP. + STD. BY) 2  
 POTENCIA POR EQUIPO DE GENERACIÓN 400 KW  
 VOLUMEN DE CRUDO REQUERIDO PARA TUBERÍA 177642 Bls

COSTOS TOTALES  
 NUEVA TUBERÍA OLEODUCTO BAYÓVAR - TALARA  
 ALTERNATIVA: BOMBEO INDIRECTO  
 Rate: 80 MBDC, 19 API y 200 cSt a 135° C

API	19 a 80° F
Densidad del crudo	940.20 Kg/m <sup>3</sup>
Longitud total tubería	174.5 Km
Caudal	80 MBDC

BAYÓVAR

Km. 85

Dia. Tubería pulg	Espesor min m	Peso oleoducto MM Kg	Material OLE MMUS\$	Tendido MMUS\$	Altura de descarga mts	Altura de descarga PSI	Número de bombas On	Número de bombas Off	HP bombeo	HP móvilz	MMUS\$ Ene. Andes	Altura de descarga mts	Altura de descarga API	Número de bombas On	Número de bombas Off	HP bombeo	HP móvilz	MMUS\$ Ene. Morona	HP Total bombeo	HP Total móvilz	MMUS\$ Ene. Total	\$ anuales combustible	Volumen tubería Bis	MMUS\$ crudo
14	0.0058	8.01	14.42	5.28	988.58	1337.28	3	1	1009	1615	3.81	885.02	1183.92	3	1	894	1430	3.41	1903.00	3045.00	7.22	1,901,797	102,188	2,1469
16	0.00478	8.28	14.87	5.33	451.53	804.83	2	1	984	1084	2.01	430.47	573.85	2	1	652	1043	1.82	1356.00	2137.00	3.99	1,264,918	135,992	2,8658
18	0.00478	9.30	16.74	5.49	210.06	281.00	2	1	318	509	1.00	227.93	303.71	2	1	344	550	1.07	682.00	1059.00	2.07	626,802	173,037	3,6338
20	0.0058	12.04	21.67	5.82	111.83	148.80	2	1	189	271	0.58	145.12	194.13	2	1	220	382	0.71	389.00	623.00	1.27	398,459	213,130	4,4757

**REPORTE DE RESULTADOS  
VALORES PARA TUBERÍA ÓPTIMA**

<b>Inicio (Km.)</b>	<b>Fin (Km.)</b>	<b>Diámetro (pulgadas)</b>	<b>Espesor (mm.)</b>	<b>Peso (Kg.)</b>	<b>Presión Admisible (psi)</b>
0.00	174.80	20	5.56	12,036,264.48	819.94

**Peso total: 12,036,264.48**

**REPORTE DE RESULTADOS  
VALORES PARA TUBERÍA ÓPTIMA**

<b>Inicio (Km.)</b>	<b>Fin (Km.)</b>	<b>Diámetro (pulgadas)</b>	<b>Espesor (mm.)</b>	<b>Peso (Kg.)</b>	<b>Presión Admisible (psi)</b>
0.00	174.80	18	4.78	9,302,286.96	782.08

**Peso total: 9,302,286.96**

**REPORTE DE RESULTADOS  
VALORES PARA TUBERÍA ÓPTIMA**

<b>Inicio (Km.)</b>	<b>Fin (Km.)</b>	<b>Diámetro (pulgadas)</b>	<b>Espesor (mm.)</b>	<b>Peso (Kg.)</b>	<b>Presión Admisible (psi)</b>
0.00	174.80	16	4.78	8,259,161.38	879.84

**Peso total: 8,259,161.38**

**REPORTE DE RESULTADOS  
VALORES PARA TUBERÍA ÓPTIMA**

<b>Inicio (Km.)</b>	<b>Fin (Km.)</b>	<b>Diámetro (pulgadas)</b>	<b>Espesor (mm.)</b>	<b>Peso (Kg.)</b>	<b>Presión Admisible (psi)</b>
0.00	6.50	14	5.56	311,762.92	1556.43
6.50	9.50	14	7.92	203,625.48	1668.75
9.50	37.50	14	7.14	1,715,495.93	1502.95
37.50	39.00	14	5.33	69,043.37	1123.20
39.00	95.00	14	4.78	2,310,940.11	1005.53
95.00	110.00	14	5.56	719,452.89	1556.43
110.00	112.00	14	5.33	92,057.83	1123.20
112.00	174.80	14	4.78	2,591,554.27	1005.53

**Peso total: 8,013,932.80**











**RESUMEN DETALLADO DE CONSTRUCCIÓN DE DUCTO DE 18 PULG. CON BOMBEO INDIRECTO**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (US\$)	Total (MUS\$)
<b>COSTOS DIRECTOS</b>					
<b>Servicios de Ingeniería</b>					
1.1	Prefactibilidad y Factibilidad	% de tub.	0.50%	11,840,612.00	59.2
1.2	Diseño Definitivo	% de tub.	5.00%	11,840,612.00	592.0
1.3	Inspección de calidad y rayos X	% de tub.	10.00%	11,840,612.00	1,184.0
<b>SUB TOTAL</b>					<b>1,835.2</b>
<b>Derecho de Vía</b>					
2.1	Cruce zonas habitadas (adquisición de servidumbre)	Km	174.80	15,000.00	2,622.0
2.2	Daños y restauración de terrenos afectados	Km	174.80	7,500.00	1,311.0
<b>SUB TOTAL</b>					<b>3,933.0</b>
<b>Tubería y materiales</b>					
3.1	Tubería	Tn	9302.29	750	6977.0
3.2	Traslado y/o transporte de tubería	Tn	9302.29	75	697.7
3.3	Material recubrimiento anticorrosivo	m2	252670	12	3032.0
3.4	Material recubrimiento de concreto	lot	0	250,000	0.0
3.5	Válvulas principales en tubería	C/U	4	27,500	110.0
3.6	Protección catódica	Km	174.80	1,000	174.8
3.7	Material cobertor de línea	m	0	182	0.0
3.8	Trampas de Scraper	C/U	4	110,000	440.0
3.9	Otros	% de tub.	5.00%	7,029,367	351.5
<b>SUB TOTAL</b>					<b>11,782.7</b>
<b>Instalación de tubería</b>					
4.1	Construcción/Montaje (Inic. Supervisión e inspección)	Km	174.8	177,049	30948
4.2	Canal de flotación	Km	0	0	0.0
4.3	Cruce de ríos	C/U o Km	1	0	0.0
4.4	Montaje de protección catódica	Km	174.8	0	0.0
4.5	Prueba hidrostática	Km	174.80	0.00	0.0
<b>SUB TOTAL</b>					<b>30,948.0</b>
<b>Comunicaciones</b>					
5.1	Facilidades básicas	lot	3	150,000	450.0
5.2	Sala de control	Ea	3	100,000	300.0
5.3	Distancia de Comunicación	Km	174.8	11,000	1,922.0
<b>SUB TOTAL</b>					<b>2,672.0</b>
<b>Estaciones de bombeo</b>					
6.1	Facilidades básicas	lot	3	1,500,000	4,500.0
6.2	Equipos de bombeo	HP	6360	613	3,898.0
6.3	Metraje + manifold	C/U	3	450,000	1,350.0
6.4	Capacidad de tanques de almacenamiento	Bls	0	9	0.0
6.5	Equipos de generación	KW	1600	198	316.8
6.6	Sistemas de medición	C/U	3	800,000	2,400.0
6.7	Sistemas de alivio	C/U	2	300,000	600.0
6.8	Capacidad de tanques de alivio	Bls	12000	9	108.0
6.9	Sistema de control nuevo	C/U	3	630,000	1,890.0
6.10	Actualización de sistema de control	C/U	0	350,000	0.0
<b>SUB TOTAL</b>					<b>15,063.4</b>
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					<b>66,235.4</b>
<b>COSTOS INDIRECTOS</b>					
	Gastos operativos	% Costo Directo	15.00%	66,289,045	9,943.3
	Expropiaciones, gastos y órdenes de compras varias	% Costo Directo	0.15%	66,289,045	99.4
	Entrenamiento de personal	% Costo Directo	0.15%	66,289,045	99.4
	Contingencias	% Costo Directo	15.00%	66,289,045	9,943.3
<b>TOTAL COSTOS ADICIONALES</b>					<b>20,085.5</b>
<b>TOTAL COSTOS INVERSION REQUERIDA</b>					<b>86,321.0</b>

**NOTA:**

TOTAL EQUIPOS DE BOMBEO (OP. + STD. BY)	6
POTENCIA POR EQUIPO DE BOMBEO	1060 HP
TOTAL EQUIPOS DE GENERACIÓN (OP. + STD. BY)	4
POTENCIA POR EQUIPO DE GENERACIÓN	400 KW
VOLUMEN DE CRUDO REQUERIDO PARA TUBERÍA	177882 Bls

**ANEXO 8.**

**EXPORTACIÓN DE CRUDO PESADO (Capítulo XI).**

### CÁLCULO DEL PRECIO CRUDO MEREY USANDO MÉTODO CANASTA DE CRUDOS (Fórmulas Precio)

Propiedades	CRUDOS DE CANASTA			CRUDO A CALCULAR MEREY
	NAPO	LORETO	CASTILLA	
% Peso Azufre	2.18	1.33	1.97	2.74
Gravedad API	18.80	18.00	18.80	14.70
<b>PRECIO (US\$/BL)</b>	43.04	44.54	46.94	<b>40.17</b>

Fórmula para el cálculo del precio:

$$P = P_c + A - T + D + S$$

P = Precio del barril de crudo en US\$/BL en el terminal Bayóvar.

P<sub>c</sub> = Precio de Canasta.

$$P_c = \frac{P_{Napo} + P_{Castilla} + P_{Loreto}}{3}$$

A = Incremento o decremento al precio de la canasta cuando varía el API.

Se premiará con 0.03 US\$ por cada décima de API cuando el API del crudo Merey sea mayor que API 1.

Se castigará con 0.03 US\$ por cada décima de API cuando el API del crudo Merey sea mayor que API 2.

T = Tarifa de transporte del crudo en US\$/BL, de acuerdo al volumen entregado.

D = Premio por incremento de producción.

S = Incremento o decremento al precio de la canasta cuando varía el contenido de Azufre.

	PRECIO (US\$/BL)
NAPO	43.04
LORETO	44.54
CASTILLA	46.94
<b>P<sub>c</sub></b>	<b>44.84</b>
API 1 de referencia	18.2
API 2 de referencia	15.5
<b>Condición</b>	<b>-0.24</b>
A	-10.76
T	6.69
D	0.00 Se considerará producción constante.
S	-0.60
P(Bayóvar)	40.17

**ANEXO 9.**

**EVALUACIÓN PRELIMINAR DEL IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL DEL PROYECTO  
(Capítulo XII).**

## **PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS**

### **1. CRITERIOS PARA DETERMINAR LA SIGNIFICANCIA DE IMPACTOS**

Se considera al EIAS como un proceso interactivo y continuo de retroalimentación que sirve para el continuo refinamiento y mejoramiento del diseño del proyecto. Mientras los estudios de línea base, los análisis de impacto ambiental y las medidas de mitigación se encuentren en curso, se estará asistiendo a la empresa transportadora del crudo (PETROPERU) de manera continua en la revisión de alternativas de medidas de mitigación y buscando decisiones que sean aceptadas formalmente como parte del diseño del proyecto. Este es un proceso esencial ya que los impactos finales considerados en el EIAS corresponden a impactos residuales, o a los impactos que permanecen luego de la implementación de todas las medidas de mitigación y manejo socio-ambiental.

Los impactos socio-ambientales del proyecto serán identificados y evaluados en cuanto a:

- Duración.
- Extensión geográfica.
- Magnitud.
- Fragilidad de la fuente afectada y
- Reversibilidad del impacto.

El objetivo de este ejercicio es identificar el “grado de significancia” de los impactos del proyecto o cuan importantes y mayores pueden llegar a ser los efectos finales del proyecto, en términos claros, fiables y prácticos (o al menos en la medida de lo posible) para la toma de decisiones. Las siguientes definiciones serán utilizadas como un resumen de los criterios para determinar el grado de significancia de los impactos del proyecto, considerando éstos cinco factores de forma colectiva.

## **IMPACTOS SIGNIFICATIVOS CRÍTICOS**

Un *impacto ambiental* SIGNIFICATIVO CRÍTICO afecta un recurso, incluso de subsistencia o comercial, al punto de que se afecta el bienestar del mismo y de sus usuarios por un periodo largo de tiempo y, normalmente, sobre un área extensa. En el caso de un recurso biológico, un impacto significativo crítico afecta a una población entera de especies, o a una subpoblación nacional, en magnitud suficiente como para causar una reducción en la abundancia o un cambio en su distribución más allá de su reclutamiento natural (reproducción, migración de áreas no afectadas), que haga poco probable que esa población, o cualquier otra, o especies que dependen de ella, regrese a su nivel anterior por varias generaciones.

Un *impacto socio-económico* SIGNIFICATIVO CRÍTICO pone en riesgo la supervivencia física o la salud de un individuo o población de manera que no puede ser controlado con seguridad y representa una escasa probabilidad de que los afectados restablezcan sus condiciones anteriores físicas y de salud en un futuro cercano. Un impacto socio-económico SIGNIFICATIVO CRÍTICO pone, además, en riesgo la supervivencia económica y la fuente de ingresos de un individuo o población, de manera que no puede ser compensado por otra fuente de ingresos de igual valor y permanencia, lo que significa una baja probabilidad de que los afectados restauren sus anteriores condiciones socioeconómicas en forma sostenible.

## **IMPACTOS SIGNIFICATIVOS SERIOS**

Un *impacto ambiental* SIGNIFICATIVO SERIO afecta un recurso físico, ya sea agua, bosques, tierra productiva o recursos de uso tradicional, en un grado en que el daño difícilmente será revertido en un futuro próximo (por ejemplo: en menos de 10 años) y afecta un área extensa o múltiples áreas dispersas de alto valor social o ecológico. En el caso de un recurso biológico, el impacto SIGNIFICATIVO SERIO afecta una subpoblación regional,



que incluye una especie en categoría de conservación (protegida), una especie endémica o una especie de uso tradicional, y/o sus grupos de usuarios o cualquier población o especie que dependa de ellos, causando un cambio en la abundancia o distribución de la subpoblación regional, y/o la cantidad o calidad del recurso natural por varias generaciones. Sin embargo, es poco probable que el impacto amenace la integridad de la población global o la subpoblación nacional en su totalidad en un grado en que no se pueda recuperar en un futuro previsible.

Un impacto socio-económico SIGNIFICATIVO SERIO afecta el bienestar de una población y pone en riesgo la integridad de su estructura familiar, y/o introduce cambios que dañan su estilo de vida, como violencia familiar, abuso de sustancias, prostitución, etc., que hacen poco probable que aquellos afectados restablezcan sus condiciones originales de estructura familiar, conducta personal y costumbres en un futuro cercano. Un impacto socio-económico SIGNIFICATIVO SERIO también se produce cuando crea la probabilidad de un incremento permanente de conflictos sociales, debido al aumento o competencia en la demanda por tierras y/o recursos naturales de subsistencia.

### **IMPACTOS NO SIGNIFICATIVOS**

Un impacto ambiental NO SIGNIFICATIVO afecta un recurso o un grupo específico de individuos localizados dentro de una población durante un periodo corto de tiempo (una estación o menos), pero no afecta significativamente otros recursos, niveles tróficos, usuarios del recurso o abundancia y/o distribución de las sub-poblaciones nacionales o regionales, o la población global de la especie en sí misma.

Un impacto socio-económico NO SIGNIFICATIVO no pone en riesgo la supervivencia física y/o económica, o la salud de cualquier individuo o población. Un impacto socio-económico NO SIGNIFICATIVO involucra un incremento de los disturbios temporales y localizados; dificultades, incomodidad e inconvenientes tales como aumentos de precios y/o reducción

de la disponibilidad de productos y servicios; un incremento temporal del número de residentes locales y/o alteración del tráfico vehicular que, después del tiempo se anticipan que las condiciones preproyecto, regresarán a sus niveles anteriores.

## **2. EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES**

El comparar todas las actividades y características del diseño del proyecto con componentes ambientales individuales permitirá la identificación de los impactos pronosticados que se presentarán en una *Matriz de Leopold Modificada*. Los impactos directos, indirectos, secundarios, sinérgicos y acumulativos serán considerados en la evaluación de impactos. Todos los impactos serán evaluados individualmente como positivos o negativos y serán comparados con cada uno de los cinco factores identificados antes mediante la asignación de valores numéricos a cada par impacto/factor, tal como se describe abajo. Es necesario un análisis interdisciplinario para determinar la clasificación.

### **MAGNITUD (m)**

Es el grado de incidencia de la actividad sobre cierto componente ambiental en un área específica. Este parámetro mide el deterioro o cambio cuantitativo o cualitativo de un parámetro ambiental causado por una acción. Se utilizan los siguientes puntajes: (1) magnitud muy pequeña, (2) magnitud pequeña, (3) magnitud moderada, (4) magnitud alta y (5) magnitud muy alta.

### **DURACIÓN (d)**

Es el tiempo que se espera que dure el impacto. Este puede ser: (1) de muy corta duración si es que implica pocos días, (2) corta duración si es que son semanas, (3) moderada en el caso de meses, (4) extensiva sin durará años, y (5) permanente si durará varias décadas.

## **EXTENSIÓN O ÁREA DE INFLUENCIA (e)**

Se refiere a la superficie afectada de acuerdo los siguientes términos:

- **Transporte y caminos de acceso**

Para este aspecto el impacto se clasifica de acuerdo al área de influencia de su efecto, que puede ser: (1) "áreas específicas del camino de acceso" si se restringe a áreas muy pequeñas dentro o adyacentes a los caminos de acceso, (2) "segmentos de los caminos de acceso" si el área de influencia se extiende a segmentos de la ruta, incluyendo segmentos laterales, (3) "caminos de acceso" si compromete toda la extensión, (4) "nivel de distrito o provincia" si es que los caminos de acceso comprometen más de un distrito o provincia, y (5) "nivel departamental" si es que el efecto se extiende a más de un departamento.

- **Campamentos y almacenes de tuberías**

Para estas zonas el impacto se clasifica según el área de influencia de su efecto, que puede ser: (1) "áreas específicas del campamento y almacén" si se restringe a muy pequeñas áreas dentro de las instalaciones, (2) "sectores del campamento o almacén" si es que el área de influencia se extiende a sectores dentro de las instalaciones, (3) "nivel de campamento o almacén" si es que el área de influencia compromete todas las instalaciones, (4) "área mayor o campamento" si el área de influencia se extiende sobre áreas adicionales a las instalaciones, siendo posible que incluyan pueblos vecinos, y (5) "nivel de distrito" si es que el efecto se extiende al nivel de distrito.

- **Ducto y shooflies<sup>1</sup>**

---

<sup>1</sup> Camino de acceso que parte de un punto del derecho de vía y llega a otro punto del mismo derecho de vía. Se construye en ciertos tramos donde el traslado dentro del derecho de vía es complicado.

Para estas zonas el impacto se clasifica de acuerdo al área de influencia de su efecto, que puede ser: (1) "Áreas específicas del ducto" si se restringe a muy pequeñas áreas adyacentes a o dentro del segmento del ducto, (2) "segmentos del ducto" si el área de influencia se extiende a segmentos de la ruta, incluyendo corrimiento o laterales, (3) "a lo largo de toda la ruta" si es que el segmento del ducto compromete más de un distrito, "nivel distrital o provincial" si los segmentos afectados comprometen a más de una provincia, (4) posiblemente incluya pueblos vecinos y (5) "nivel departamental" si el efecto se extiende a más de un departamento.

### **ACUMULACIÓN (a)**

Este atributo se refiere a esos efectos generados por las actividades principales de éste proyecto y otros proyectos en curso o por iniciarse.

La clasificación numérica es la siguiente: (1) si el efecto no es acumulativo, (2) si el efecto acumulativo es bajo, (3) si el efecto acumulativo es moderado, (4) si el efecto acumulativo es alto, y (5) si el efecto acumulativo es muy alto.

Los efectos acumulativos son definidos como efectos ambientales esperados de los impactos combinados de proyectos pasados, presentes y factiblemente futuros, dentro del área del área del proyecto<sup>2</sup>.

### **FRAGILIDAD DEL COMPONENTE (f)**

Es el grado de sensibilidad de un componente ambiental al daño durante la construcción y las etapas operacionales del ducto. Áreas clasificadas con alta sensibilidad biológica y geodinámicamente inestables mostrarán más sensibilidad a los impactos. La evaluación de

<sup>2</sup> Definición tomada de la ley de Calidad Ambiental de California (California Environmental Quality Act, CEQA).

la sensibilidad biológica y de la estabilidad física en la línea base proporcionará la información temprana para ajustar o modificar el proyecto.

La diferencia principal es que la sensibilidad es una característica inherente del ambiente o del componente en su totalidad, mientras que la fragilidad se refiere a la respuesta de ese componente a un aspecto ambiental específico. Un componente puede, por lo tanto, tener solamente un valor de sensibilidad - independiente del aspecto ambiental que lo afecta - pero varios índices de fragilidad para diversos aspectos de la operación.

La clasificación numérica es la siguiente: (1) extremadamente frágil, (2) frágil, (3) moderadamente frágil, (4) bastante resistente y (5) resistente. La fragilidad del ambiente se considera un aspecto determinante para evaluar el grado de significancia del impacto, así que la matriz actúa como un coeficiente de ajuste o factor sobre los otros aspectos.

### **REVERSIBILIDAD (R)**

Se refiere a la posibilidad de reconstruir el factor afectado por el proyecto. Es decir la posibilidad a volver a las condiciones iniciales previas a la acción, por medios naturales, una vez que esta acción deje de ocurrir en el ambiente.

El rango considera: (1) reversible en un muy corto plazo, (2) reversible en un corto plazo, (3) reversible en un mediano plazo (4) reversible a largo plazo (5) irreversible.

## RESUMEN DE CRITERIOS Y GRADOS

Niveles	Criterios					
	Magnitud (M)	Duración (D)	Extensión (E)	Acumulación (A)	Fragilidad (F)	Reversibilidad (R)
1	Muy Pequeña	Días	Áreas específicas	No Acumulativo	Resistente	Reversible en un muy corto plazo
2	Pequeña	Semanas	Segmentos del ducto	Bajo	Bastante resistente	Reversible en un corto plazo
3	Moderada	Meses	A lo largo de todo el ducto	Moderado	Moderadamente Frágil	Reversible en un mediano plazo
4	Alta	Años	A nivel distrital o provincial	Alto	Frágil	Reversible en un largo plazo
5	Muy Alta	Décadas	A nivel departamental	Muy Alto	Extremadamente Frágil	Irreversible

Un índice de significación (S) será utilizado para clasificar efectos por su importancia. Este índice o valor numérico se obtiene de la magnitud del impacto (m), de su extensión (e), de la acumulación (a), de la duración (d) sobre la base de la fragilidad del componente ambiental afectado (f) y de la reversibilidad (r). Éstas características se vinculan a un puntaje entre 1 y 5. El valor numérico de la significación será obtenido con la siguiente fórmula:

$$\text{Índice de Significación} = [(2m + d + e + a)/755] * f * r$$

Los resultados permitirán agrupar los impactos según un valor de significación favorable o adverso en 4 niveles: impacto menor (insignificante) (0.10 - 0.45), impacto moderado (no significativo) (>0.40 - 0.60), impacto moderado (significativo) (>0.60 - 0.80), impacto mayor (significativo) (>0.80 - 1.00). El Cuadro 2-10 muestra los criterios y la graduación cuantitativa de los parámetros que permiten estimar los índices de significación o los valores numéricos.

### VALORES DE SIGNIFICACIÓN

Índice de Significación	
< 0,10 – 0,40 ]	IMPACTO MENOR (INSIGNIFICANTE)
< 0,40 – 0,60 ]	IMPACTO MODERADO (NO SIGNIFICATIVO)
< 0,60 – 0,80 ]	IMPACTO MODERADO (SIGNIFICATIVO SERIO)
< 0,80 – 1,0 ]	IMPACTO MAYOR (SIGNIFICATIVO CRITICO)

La calificación de la matriz estará sujeta a revisión continua. Los resultados serán discutidos con PETROPERU en el proceso de retroalimentación del diseño del proyecto. Después de esto se establecerán los impactos finales, es decir, los impactos residuales del proyecto. Finalmente, los impactos son por definición ocurrencias futuras potenciales es decir, se asocian a diversos niveles de probabilidad de ocurrencia. Para evaluar este aspecto de los impactos potenciales, se empleará una tabla de probabilidad de ocurrencia. La probabilidad de ocurrencia será determinada con juicio profesional como inevitable, alta probabilidad de ocurrencia, probabilidad media de ocurrencia y probabilidad baja de ocurrencia.

### 3. EVALUACIÓN DE IMPACTOS SOCIALES

Los impactos sociales no pueden ser evaluados de la misma manera que los impactos ambientales. La identificación y la predicción de impactos sociales destacarán los impactos sociales potencialmente significativos y describirán las medidas de mitigación que se requieren durante las etapas subsecuentes del EIAS. Entonces, la identificación de impactos y la evaluación del escenario evaluarán la sensibilidad de las comunidades que serán afectadas por la construcción y la operación del ducto de Petroperu. Esta evaluación incluirá la capacidad que tiene la comunidad de absorber el posible flujo de las necesidades de comercio y trabajo que serán generadas durante la construcción y operación del ducto de Petroperu.

El proceso de calificación de impactos implica varios criterios que se han establecido, y descrito abajo, y la apreciación del consultor para valorar la probabilidad de ocurrencia. Todos los valores son relacionados por la siguiente fórmula:

$$M (\text{Calificación del Impacto}) = (d+e+A+f+NE) PO$$

La calificación final para la magnitud del impacto depende de los resultados obtenidos de la interacción entre las variables y sus valores. La calificación cuantitativa de un impacto es entonces calculada por la acumulación de puntos de la variable multiplicada por su probabilidad de ocurrencia. Adicionalmente, el valor obtenido está re - calificado como "bajo", "moderado" o "alto", que es la calificación final del impacto y está asociada a los valores mínimos y máximos desde 1 hasta 14 puntos: "bajo" para igual o menos de 5, "moderado" de 6-9, y "alto", de 9 a más.

Los criterios propuestos para la asignación de valores son los siguientes:

### **DURACIÓN (d)**

Tiempo estimado de duración de un impacto. Puede ser (1) "muy corto" si la duración del impacto es de algunos días, (2) "corto", si el impacto dura semanas, "moderado" (3) si el impacto dura por meses, "extenso"(4) si el impacto dura por años, y "permanente"(5) si dura varias décadas después de que el proyecto haya acabado.

### **NIVEL DEL EFECTO (NE)**

Refleja cómo el impacto afecta la vida humana. Las categorías establecidas son: "efecto directo" (2), si alguna de las actividades del proyecto produce un cambio rápido; y "cambio



indirecto" (1), si el efecto se produce en un segundo nivel de variables implicadas con las variables del efecto directo.

### **EXTENSIÓN (e)**

Evaluación espacial en la localización del efecto. Se relaciona con la superficie afectada. Califica el impacto según su área de influencia. Por lo tanto, el impacto puede ser "área específica", en los alrededores inmediatos de los trabajos y de las actividades del proyecto, "área directa", si implica establecimientos humanos y comunales implicados directamente, "área indirecta", si el impacto es limitado por un área del distrito, y "áreas adicionales", si la influencia del impacto es provincial o regional.

### **ACUMULACIÓN (a)**

Califica el impacto adicionándolo a otro que ya ha ocurrido. El rango establecido es: (1) si el impacto contribuye a intensificar un efecto similar dado y (2) si el impacto es nuevo.

### **FRAGILIDAD DEL COMPONENTE (f)**

Es el nivel de sensibilidad del componente humano al cambio cultural. Se relaciona con los grupos de interés, donde los campesinos y las comunidades nativas son típicamente más vulnerables que la otra población. Dado esto, las categorías de calificación son: (1) "frágil" para las comunidades campesinas, (2) "muy frágil" para las comunidades nativas, y (0) "no frágil" para las poblaciones occidentales.

## **PROBABILIDADES DE OCURRENCIA (PO)**

Considera el grado de certeza estimado para la ocurrencia del evento. Las categorías establecidas son: 100% cuando existe certeza completa de que ocurra un impacto, "posible" (50% de certeza), e improbable (cuando el porcentaje es menos del 40%).

Basándose en los resultados obtenidos con esta metodología, WALSH construirá una matriz con varios escenarios de impactos. Esos escenarios serán puestos a la consideración pública durante los talleres. Esto hará el proceso de EIAS más participativo, y por lo tanto mejorará su calidad como herramienta de manejo.

Todos los impactos sociales identificados serán enumerados en las tablas resumen solicitadas por la comunidad. El impacto tendrá una descripción que permitirá la confirmación de los valores asignados. Se elaborará un mapa de sensibilidad social para el proyecto.

Las definiciones cualitativas presentadas en la Sección 3.1 en cuanto a la significancia de los impactos sociales podrían ser modificados durante el Estudio de Alcance y luego utilizadas como un resumen de los criterios para determinar el grado de significancia de los impactos sociales del proyecto, considerando éstos seis factores de forma colectiva.