ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LOS SERVICIOS DEL TERMINAL DE PUERTO BAHÍA A REFICAR POR SU CONEXIÓN A TRAVÉS DE DUCTOS

Versión 12/04/2019

Investigadores:

Juan Benavides

Sergio Cabrales



Bogotá, abril 2019

FEDESARROLLO
Centro de Investigación Económica y Social

ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LOS SERVICIOS DEL TERMINAL DE PUERTO BAHÍA A REFICAR POR SU CONEXIÓN A TRAVÉS DE DUCTOS

RESUMEN Y OBJETIVO

Reficar es una refinería moderna de propiedad de Ecopetrol que abastece el mercado doméstico y exporta productos refinados del petróleo, que tiene tres restricciones logísticas: (i) un único oleoducto para llevar el crudo a refinería, (ii) dos terminales marítimos que no pueden recibir buques de gran calado, y (iii) una capacidad de almacenamiento de crudo de 13 días, inferior al promedio usado en refinerías de mercados competitivos. La interconexión con un oleoducto y un poliducto bidireccional entre Puerto Bahía y Reficar (6.8 km), con un CAPEX de USD 49.5 millones, puede aumentar tanto la confiabilidad como la flexibilidad de Reficar, y aumentar el valor económico generado por la refinería.

El valor de la confiabilidad para Reficar tiene dos componentes:

- Por el almacenamiento de gasóleos en Puerto Bahía, que permite operar parcialmente la refinería durante mantenimientos programados, a cambio de un cierre total.
- Por el almacenamiento e importación de crudo mediante Puerto Bahía ante contingencia del oleoducto Coveñas-Cartagena, que permite mantener la operación de la refinería durante contingencias que tengan una duración superior a 13 días, que es la capacidad de almacenamiento de Reficar.

A su vez, el valor de la flexibilidad para Reficar tiene dos componentes:

- Por el uso del terminal de Puerto Bahía, que puede recibir tanqueros de hasta 1.2 millones de barriles. Este terminal tiene un diferencial favorable de tarifa de USD 0.36/barril con respecto al Terminal Néstor Pineda, y de USD 1.29/barril con el Terminal Marítimo de la Refinería, que reciben buques de menor calado.
- Por la compra a descuento de crudos en *distress* y su almacenamiento en Puerto Bahía. Reficar no dispone de capacidades para recibir esos tanqueros, ni almacenar su contenido.

Los cálculos realizados con información pública arrojan que la relación beneficio-costo (B/C) anualizada de los servicios del terminal marítimo de Puerto Bahía a Reficar, por su interconexión a través de un poliducto y un oleoducto, es USD 25.3 millones /USD 10.0 millones

= 2.53. Esta relación ampliamente positiva se explica por los bajos costos de inversión (distancia corta) y operación de la interconexión.

Una parte importante de los beneficios proviene de capturar un mejor diferencial de tarifa de los tanqueros que llegarían a Puerto Bahía. Los beneficios anuales de USD 15.3 millones para Ecopetrol representarían un aumento del 10.3% del EBITDA de 2018, que fue de USD 148 millones (Reficar, 2019).[1]

Si (i) la interconexión Puerto Bahía-Reficar se limitara a aumentar la tasa de utilización de la refinería durante mantenimientos programados y para cubrir contingencias de salida de servicio del oleoducto Coveñas-Cartagena de duración superior a 13 días, y (ii) Reficar continuara recibiendo crudos domésticos por el oleoducto Coveñas-Cartagena e importando por el terminal Néstor Pineda, la relación B/C de la interconexión se reduciría a USD 5.9/USD 10.0 = 0.59.

La Tabla 1 resume los resultados en el caso de aprovechamiento pleno de las opciones de confiabilidad y flexibilidad:

TABLA 1. RESUMEN DE LOS BENEFICIOS Y COSTOS DE LA INTERCONEXIÓN

	Beneficios (USD millones al año)	Costos (USD millones al año)
Almacenamiento de gasóleos	$ 4.4	$ 1.2
Almacenamiento de crudo	$ 1.5	$ 0.2
Diferencial tarifas de tanqueros - crudo	$ 4.6	$ 0.0
Diferencial tarifas de tanqueros - refinados	$ 13.6	$ 0.0
Descuento en precio del crudo	$ 1.2	$ 0.0
CAPEX interconexión		$ 6.6
OPEX interconexión		$ 2.0
Total	**$ 25.3**	**$ 10.0**

Fuente: elaboración propia.

Con la ampliación de la refinería (220 kbpd), la relación beneficio-costo (B/C) anualizada de los servicios plenos de confiabilidad y flexibilidad de la interconexión Reficar-Puerto Bahía sube a USD 37.6 millones/USD 10.0 millones= 3.76. Esta mejora se explica principalmente por el

[1] Este cálculo asume, para propósitos ilustrativos solamente, que todo el excedente social del proyecto se asigna a Ecopetrol,

aumento de los volúmenes de derivados a exportar y de crudo a importar, que tendrían una tarifa menor con el uso del lado mar de Puerto Bahía.

Este documento llega a los anteriores resultados de la siguiente forma. La sección 1 presenta el objetivo del estudio, definiciones básicas y la lógica de cálculo de beneficios y costos. La sección 2 describe la Refineria de Cartagena, Puerto Bahía y la interconexión entre Reficar y Puerto Bahía. La sección 3 presenta la metodología utilizada para estimar los beneficios asociados a confiabilidad y flexibilidad. La sección 5 describe los supuestos y los cálculos realizados para estimar los beneficios y los costos de la interconexión. Finalmente, la sección 6 presenta la sensibilidad frente a la ampliación y las conclusiones del estudio.

1. OBJETIVO

El objetivo de este estudio es calcular la relación beneficio-costo (B/C) anualizada de los servicios de confiabilidad y flexibilidad de la interconexión Reficar-Puerto Bahía y del almacenamiento en Puerto Bahía.[2]

La *confiabilidad* es la capacidad de Reficar de aumentar o sostener su capacidad de refinación con importación de crudos o en respuesta a contingencias en el oleoducto Coveñas-Cartagena o mantenimientos de Refinería. La confiabilidad tiene dos componentes: por almacenamiento de gasóleos (*gasoil*) en Puerto Bahia, el beneficio es el valor de operar parcialmente la refinería durante mantenimientos planeados y, por almacenamiento e importación de crudo ante contingencia del oleoducto Coveñas-Cartagena.

La *flexibilidad* es la capacidad de Reficar de capturar el valor de oportunidades comerciales por diferencial de tarifas de los tanqueros o por disponibilidad ocasional de crudo importado a descuento. La flexibilidad tiene dos componentes: por usar el terminal de Puerto Bahía que puede recibir tanqueros de hasta 1.2 millones de barriles, el beneficio es el diferencial favorable de tarifa de tanqueros y, por almacenamiento de Puerto Bahía, el beneficio es la compra a descuento de crudos en *distress* que presentan un precio inferior por la condiciones de mercado como es el caso de la temporada de huracanes o problemas operativos de otras refinerías.

Los beneficios se calculan como los incrementos de las utilidades anuales de Reficar antes de intereses financieros, de impuestos, de la depreciación, y de la amortización (EBITDA) que resultan de multiplicar los volúmenes de crudo adicionales refinados por el margen de utilidad generado por un barril (*crack spread* menos el costo marginal de refinar un barril), más los ahorros por el uso de las facilidades portuarias de Puerto Bahía (economías de escala por el potencial de recibir buques de mayor tamaño que en los terminales marítimos de Reficar).

Los costos se calculan como suma de los costos de construcción y operación anualizados de la interconexión y los costos de los servicios asociados de Puerto Bahía.[3]

[2] Una evaluación socioeconómica es distinta de una evaluación privada, entre otras razones, porque el costo promedio ponderado del capital de un agente privado puede diferir de la tasa de descuento social, y no se discute la repartición de los excedentes entre las partes.

[3] Los precios definitivos de los servicios de interconexión con Reficar y de los servicios de Puerto Bahía dependerán de los riesgos asignados y tasa de descuento consistente con los mismos que se deriven de un contrato entre Reficar y Puerto Bahía.

2. REFICAR, PUERTO BAHÍA Y LA INTERCONEXIÓN POR DUCTOS

REFICAR

Reficar es un importante activo industrial de Colombia, que representa el 10% del PIB industrial y que genera 0.9% del PIB Nacional (ElEspectador, 2019). Tiene una capacidad de 165 mil barriles (70% crudo pesado / extrapesado / ácido, y 30% crudo medio). En julio del 2016 se pusieron en marcha las 34 unidades del proyecto de modernización y comenzó la etapa de estabilización operativa.

Reficar pasó de producir 76% de productos derivados valiosos a 97.5% y el 2.5% en coque/azufre por cada barril de crudo. Reficar produce el 23% de la gasolina, y el 34% del diesel consumidos en Colombia en el año 2018 (Reficar, 2019). Reficar es una de las cuatro refinerías de su tipo de dieta construidas durante los últimos 10 años a nivel global.[4] En 2018, Reficar (i) refinó un total de 59 millones de barriles (32 millones para el mercado interno y 27 millones para exportación); (ii) obtuvo ingresos brutos por USD 4,373 millones y un EBITDA de USD 148 millones; y (iii) obtuvo un margen *bruto* de USD 11 por barril (Reficar, 2019),

La Tabla 1 muestra las producciones previstas de Reficar basada en una carga de crudo de 150 kbpd.

TABLA 1. PRODUCCIÓN DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA

Producción de la Refinería de Cartagena
*Producciones basadas en una carga de crudo de 150 KBD

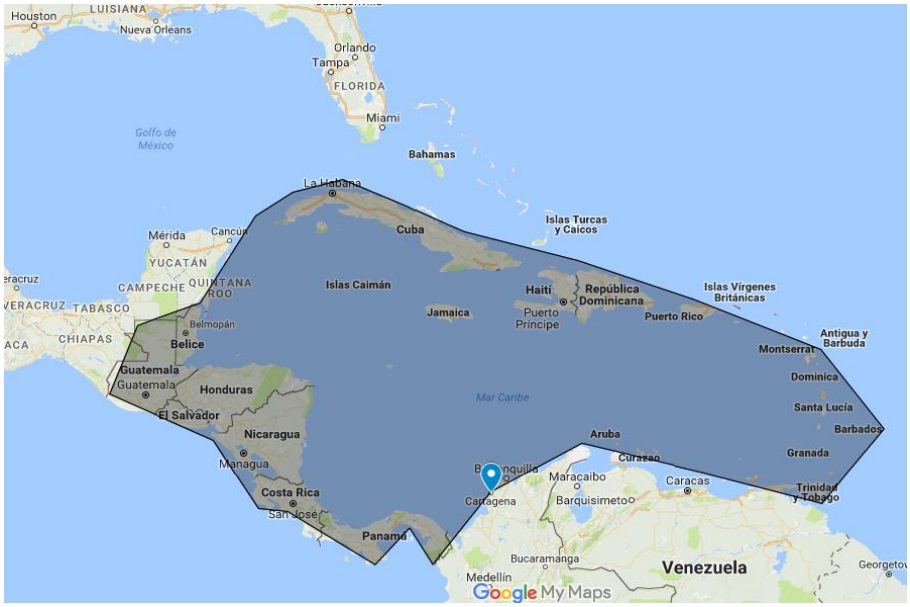
Productos	Producción (*), kbd	Usos
Gasolinas	27,0	Consumo vehículos automotores
Diésel	70,0	Consumo vehículos automotores, transporte público y pesado
Jet	12,0	Combustible para aviones turbina o tipo jet
GLP	3,5	Combustible en estufas domésticas y equipo industrial
Propileno	4,5	Base para producción de polipropileno
Nafta	27,0	Precursor industria petroquímica, blending de gasolinas
Arotar	3,5	Fabricación de llantas
Azufre (ton/d)	250	Producción de ácido y derivados, fertilizantes y tratamiento de aguas
Coque (ton/d)	2500	Generación eléctrica, industria metalúrgica

Fuente: Ecopetrol S.A. https://www.ecopetrol.com.co

[4] Las otras tres son: SATORP en Arabia Saudita, Abreu e Lima RNEST en Brasil y la de Sturgeon en Canadá.

Reficar está a menos de 500 km del canal de Panamá y a menos de 1.600 km de las principales islas del Caribe y los países de Centro América (Figura 1). En contraste, la distancia promedio de los centros de refinación del Golfo de México a las Islas del Caribe es aproximadamente 4.000 km, lo que permitiría exportar gasolinas, diesel y jet.

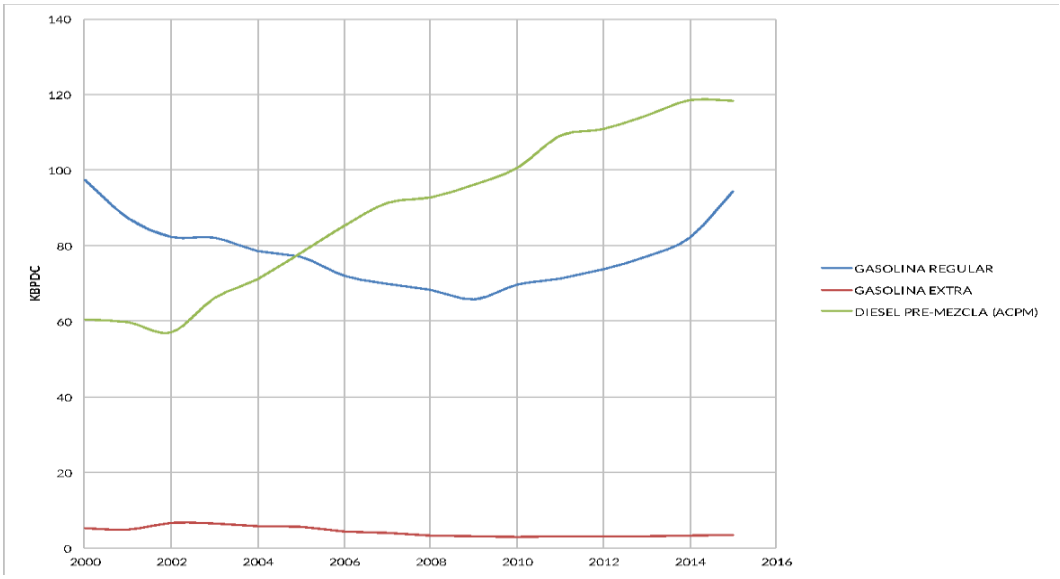
FIGURA 1. MERCADO POTENCIAL DE REFICAR EN AMÉRICA CENTRAL Y EL CARIBE



Fuente: Google Maps.

La Figura 2 muestra la evolución del consumo de los principales combustibles fósiles en Colombia. Después del 2005, el principal combustible fósil utilizado en Colombia es el diésel, con un crecimiento aproximado de 4.000 barriles por año. El crecimiento de la demanda de diésel y la contracción de la demanda de gasolinas se explica por el auge de los Sistemas Integrales de Transporte Masivo (SITM) en las grandes y medianas ciudades, y las medidas de restricción vehicular.

FIGURA 2. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE PRINCIPALES COMBUSTIBLES EN COLOMBIA



Fuente: UPME (2019).

La Ley de la Calidad del Aire, que entró en vigencia en el 2008, estipula que el diésel en Colombia tenga menos de 50 partes por millón de azufre (ppm). Antes de la entrada de Reficar, Ecopetrol tenía que importar entre 30.000 y 40.000 barriles por día (bpd) de diésel con bajo contenido de azufre para suplir la demanda y poder cumplir con la regulación nacional. En la actualidad, Reficar produce diésel con menos de 10 ppm de azufre, y gasolina con menos 80-100 ppm de azufre, que cumplen con las regulaciones ambientales nacionales e internacionales.

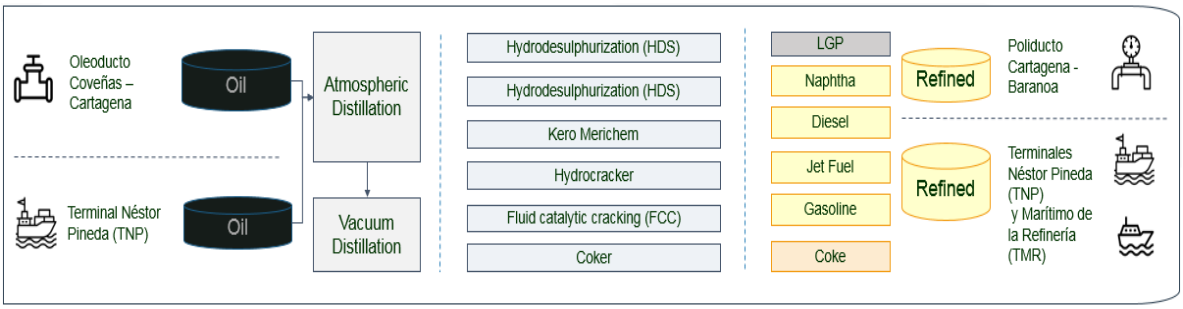
La Agencia de la Naciones Unidas (UN) *International Maritime Organization* (IMO) estableció la regulación relacionada con la contaminación de los buques a través del "Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques", denominado MARPOL 73/78. Esta regulación obliga a reducir el contenido de azufre en el combustible para los barcos, pasando de 4.5% (2000) y 3.5% (2012) a 0.5% de contenido de azufre a partir de 2020.

Reficar tiene las capacidades técnicas para producir diésel con bajos contenidos de azufre (ULSD-Ultra Low Sulfuer Diesel) para satisfacer la demanda de la movilidad masiva de baja emisión para las ciudades y la demanda de transporte marítimo de baja emisión.

RESTRICCIONES LOGÍSTICAS DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA

El suministro de crudos nacionales a la refinería se realiza por el oleoducto Coveñas-Cartagena y el suministro de crudos importados se realiza por el terminal Néstor Pineda (TNP). Para el despacho de refinados líquidos, la refinería cuenta con el poliducto Cartagena-Baranoa, el Terminal Néstor Pineda (TNP), que tiene una capacidad de recibir 40 kbpd de crudo y despachar 55 kbpd de diésel y el Terminal Marítimo de la Refinería (TMR), que tiene una capacidad de despachar 22 kbpd de nafta, 10 kbpd de gasolina y 3 kbpd de jet (ISACOL, 2019). La Figura 3 esquematiza las conexiones logísticas de entrada y salida de Reficar.

FIGURA 2. ESQUEMA DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA



Fuente: elaboración propia.

Las restricciones logísticas de la refinería de Cartagena están asociadas al oleoducto Coveñas–Cartagena, Terminal Néstor Pineda (TNP) y Terminal Marítimo de la Refinería (TMR), que se discuten a continuación.

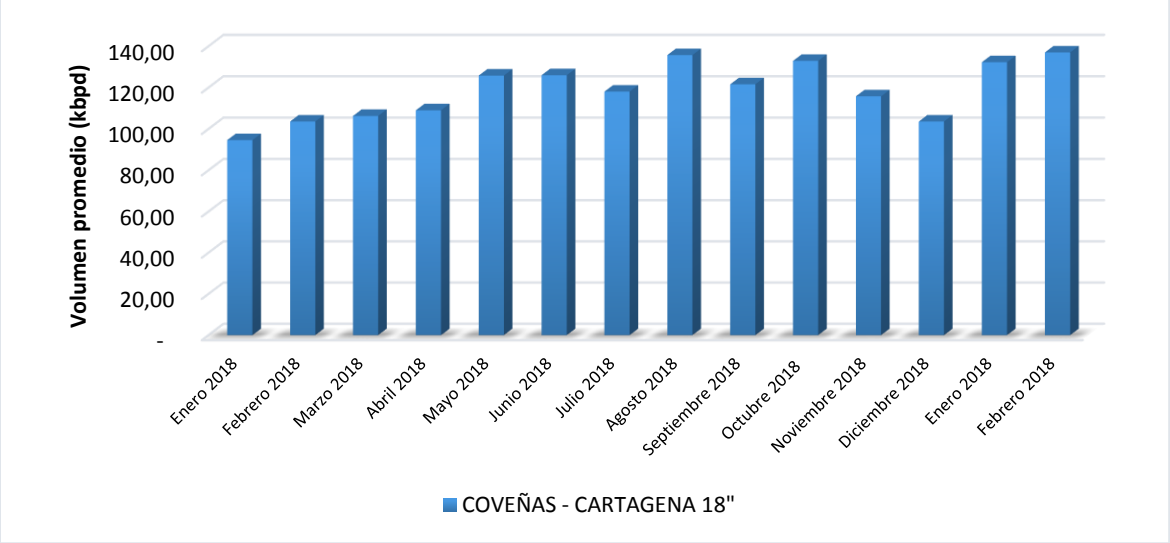
OLEODUCTO COVEÑAS–CARTAGENA

La refinería de Cartagena cuenta con un único oleoducto para el suministro de crudos nacionales. El oleoducto Coveñas–Cartagena (18 pulgadas) fue originalmente construido en 1957 y fue actualizado en los años ochenta. En los últimos 14 meses, el oleoducto (Figura 4) ha transportado un promedio de 119.000 bpd, aunque su capacidad de diseño es 139.000 bpd (CENIT, 2019).

El oleoducto Coveñas-Cartagena atraviesa cuatro áreas protegidas y ecosistemas estratégicos: (i) complejo cenagoso María La Baja, Canal Dique y Juan Gomez (4 Km); (ii) distrito manejo

integrado Ciénaga Caimanera (6 Km); (iii) parque natural regional Manglares de Guacamayas (2 Km); y (iv) cuerpos lénticos/lóticos/bajos inundables (1 Km).

FIGURA 4. VOLUMEN PROMEDIO MENSUAL TRANSPORTADO POR EL OLEODUCTO COVEÑAS - CARTAGENA



Fuente: CENIT.

Durante su modernización, la refinería de Cartagena solo reutilizó la unidad de craqueo catalítico (FCC) que hacía parte de la antigua refinería. En la actualidad, Ecopetrol contempla incorporar también las unidades de destilación atmosféricas y al vacío de la antigua refinería, con lo que aumentaría su capacidad a 200 o 220 kbpd.

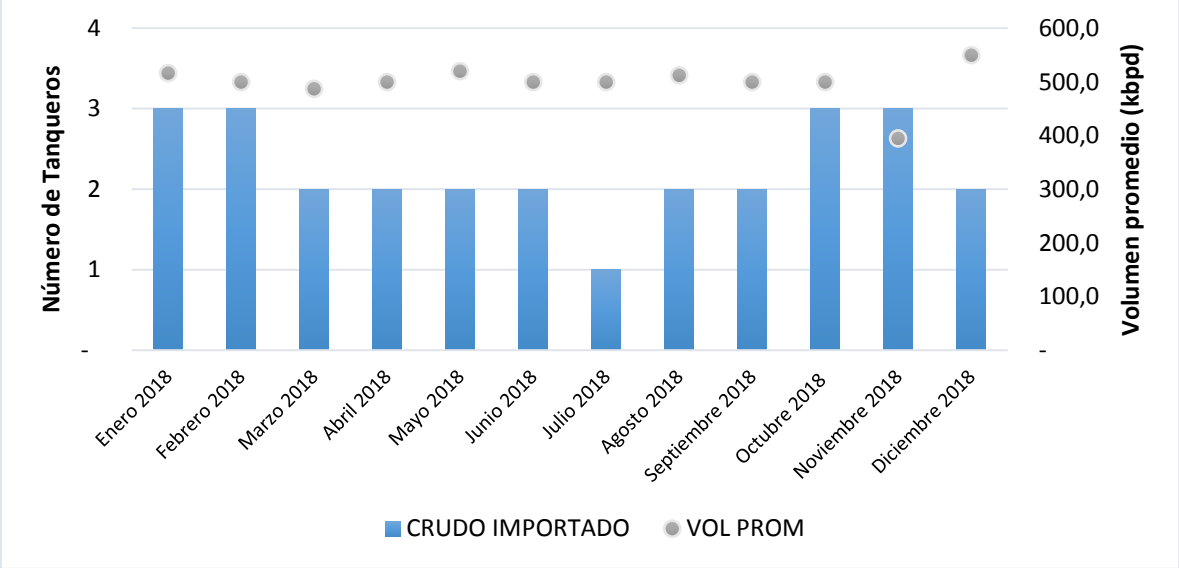
Si Reficar incorporara a su operación esas unidades de destilación atmosféricas y al vacío, los volúmenes de crudos nacionales e importados necesarios sumarían entre 200.000 y 220.000 bpd. Con la ampliación de la refinería (220 kbpd), se importarían 95 kbpd de crudos por el Terminal Néstor Pineda (TNP) o se debería aumentar la capacidad de transporte del oleoducto con una inversión de aproximadamente USD 96 millones (ENEX, 2019).

Si se realizara un mantenimiento mayor (*overhaul*) al oleoducto Coveñas–Cartagena o se presentara un incidente de alta severidad en el mismo, la refinería de Cartagena tendría que utilizar sus reservas de crudo, no superan los 13 días (almacenamiento 2.1 millones de barriles). Después de este periodo, se tendría que parar la refinería (*unplanned shutdown*) o bajar la carga de refinería a 60 kbpd que es lo mínimo que se permite. La alternativa de construir nuevos tanques de almacenamiento para 1 millón de barriles adicionales requiere una inversión aproximada de USD $ 150 millones (ENEX, 2019).

TERMINAL NÉSTOR PINEDA (TNP)

La importación de crudos internaciones para Reficar se realiza por medio del Terminal Néstor Pineda (TNP) que puede recibir tanqueros Panamax de 500 kb (*max draft*: 13m). El número promedio de tanqueros Panamax que atracan en el terminal Néstor Pineda (TNP) es 2.25 (Figura 5) con un volumen promedio de 495 kb de crudo (ISACOL, 2019). El límite de 500 kb restringe la recepción de crudos del Mar del Norte, Estados Unidos, Brasil o África Occidental, que típicamente son de 1 millón de barriles. Adicionalmente, recibe 10,000 barriles de *fuel* por medio de barcazas provenientes de la refinería de Barrancabermeja, para exportar a las islas del Caribe.

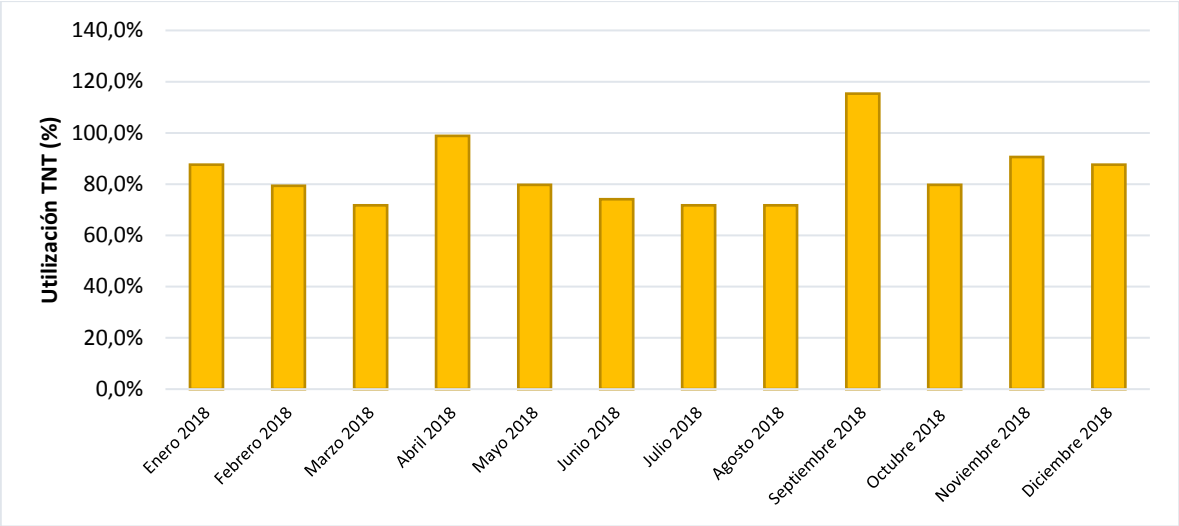
FIGURA 5. NÚMERO DE TANQUEROS QUE LLEGAN AL TERMINAL NÉSTOR PINEDA (TNP)



Fuente: ISACOL.

La ventana de tiempo (*laytime*) de un tanquero Panamax para el descargue de crudo en el terminal Néstor Pineda es de 2.1 días en promedio. Si la ventana de tiempo supera las 36 horas, se generan multas de USD $1,000 por hora. La infraestructura actual del terminal tiene una capacidad para descargar máximo de 20,000 barriles por hora (ISACOL, 2019). Normalmente, se espera que la utilización de un terminal marítimo sea inferior al 80% para garantizar su flexibilidad y óptimo funcionamiento, pero la utilización actual del TNP es 84% (72%-115%); ver Figura 6).

FIGURA 6. UTILIZACIÓN DEL TERMINAL NÉSTOR PINEDA

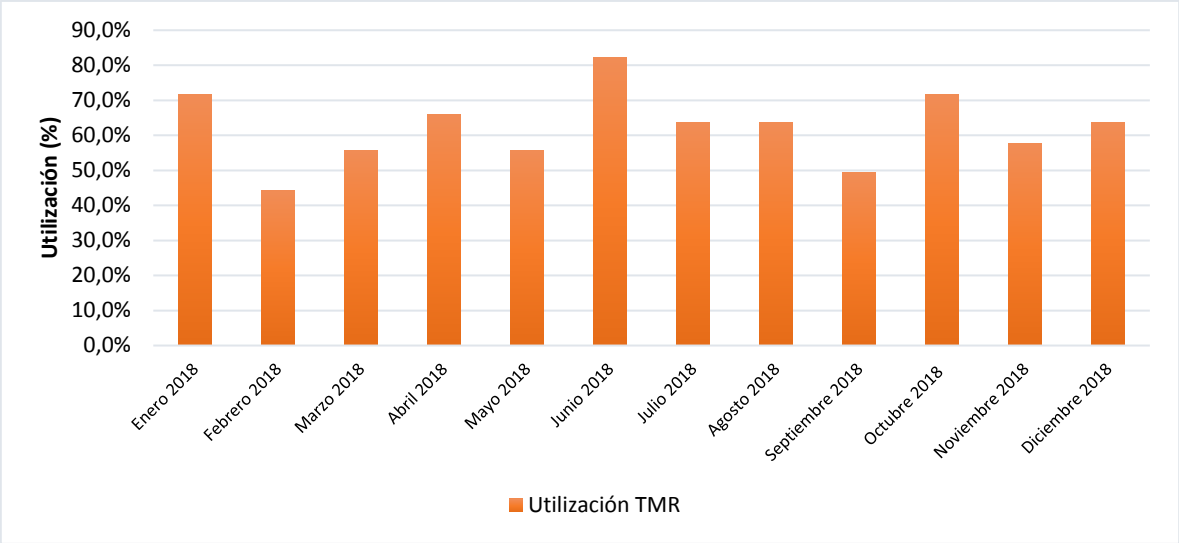


Fuente: ISACOL.

TERMINAL MARÍTIMO DE LA REFINERÍA (TMR)

El Terminal Marítimo de la Refinería (TMR) puede recibir tanqueros de hasta 300 kb (*max draft*: 13m). Actualmente tiene un tráfico promedio de 7.7 buques por mes para despachar principalmente nafta, gasolina y jet (ISACOL, 2019). La utilización del terminal oscila entre 44% y 82% (Figura 7). La restricción de atracar solamente tanqueros Handy de 300 kb genera ineficiencias operativas y pérdidas de escala (mayores costos de transporte).

FIGURA 7. UTILIZACIÓN DEL TERMINAL MARÍTIMO DE LA REFINERÍA



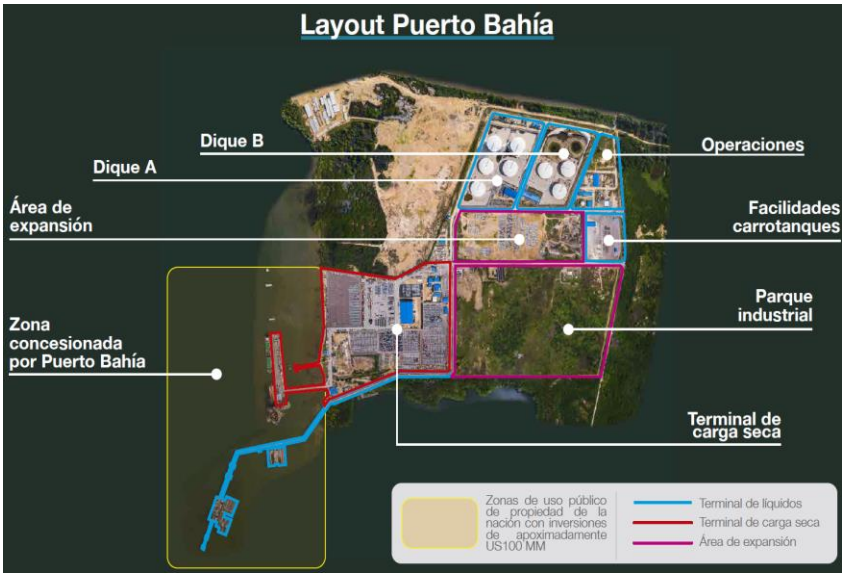
Fuente: ISACOL.

PUERTO BAHÍA

Puerto Bahía es un terminal marítimo multimodal de propiedad de la Sociedad Portuaria de Puerto Bahía y operado por Oiltanking[5]. Está localizado en la bahía de Cartagena y sobre el Canal del Dique, a 16 horas en barco de Colón (entrada al Canal de Panamá por el Mar Caribe; Figura 8).

[5] Oiltanking es un proveedor de servicios logísticos de depósito para las industria petrolera, gasífera y química, que opera 74 terminales en 24 países. Los servicios de Oiltank, como operador independientes en Puerto Bahía, incluyen: conexiones de tuberías a la industria química, tuberías exclusivas para productos químicos, transferencia de tanque a tanque, transferencia barco a barco (STS), carga y descarga de barcaza, carga y descarga de buque, tipo de buque: Pequeño (<25.000 TPM), carga de camión, descarga de camión, pesaje de camión, llenado de barriles, llenado de contenedores IBC, carga y descarga de contenedor ISO, sistema de blanketing y/o inertización, servicios de aditivación, sistemas de mezcla, homogeneización, depósito aduanero, e instalaciones de recepción para prelavado de residuos de tanques.

FIGURA 8. ESQUEMA DE PUERTO BAHÍA



Fuente: Puerto Bahía.

Puerto Bahía tiene un Centro de Distribución Logística Internacional (CDLI) con beneficios concedidos por la DIAN para recibir y almacenar mercancías: nacionales / extranjeras, en proceso de transformación, ensamble o finalización. Cuenta con un muelle especializado en el manejo de carga líquida a granel, automatizado. Tiene capacidad de manipulación y almacenamiento de crudos pesados y livianos, refinados, químicos orgánicos, químicos inorgánicos, biocombustibles y aceite comestible.

El muelle para hidrocarburos tiene una capacidad de transferencia directa a muelle de hasta 1.2 millones de barriles por buque en menos de 36 horas. El terminal de líquidos cuenta con dos posiciones de atraque, una profundidad de 16 metros (*max draft*), un muelle para carga y descarga de barcazas, y una estación para el despacho y recibo vía terrestre de la carga.

Puerto Bahía puede recibir tanqueros tipo Suezmax y post-Panamax. En su primera fase cuenta con 8 tanques de almacenamiento con capacidad de 300.000 barriles cada uno, 2 de los cuales cuentan con sistema de calentamiento (30°C - 60°C); un muelle de barcazas con capacidad de recibir 6 barcazas simultáneamente; y terminal de carrotanques con 8 puestos de descarga para el manejo de 60.000 barriles por día. Una vez se finalicen las expansiones previstas (12 tanques adicionales), la capacidad llegará a 3.6 millones de barriles.

INTERCONEXIÓN REFICAR – PUERTO BAHÍA

La interconexión entre Reficar y Puerto Bahía tendría una longitud de 6.8 km. Estaría compuesta por (i) un oleoducto bidireccional de 16 pulgadas y (ii) un poliducto bidireccional de 16 pulgadas con capacidades de 150 y 100 kbpd, respectivamente (Figura). La interconexión tiene un tiempo de construcción entre 18 y 24 meses.

FIGURA 9. INTERCONEXIÓN REFICAR Y PUERTO BAHÍA



Fuente: Puerto Bahía.

El proyecto cuenta con ingeniería de detalle y licencia ambiental. Puerto Bahía propone realizar el 100% de la inversión de la interconexión. La inversión total de la interconexión asciende a USD $ 49.5 millones, valor que incluye las obras que se deben hacer dentro de la refinería, los derechos de vía, tubería, bombas y tanques, entre otros (PuertoBahía, 2019).

3. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE BENEFICIOS Y COSTOS ANUALIZADOS

Los beneficios de la interconexión provienen del valor económico adicional del aumento de la confiabilidad y la flexibilidad operativas de Reficar. Estos beneficios, que se presentan de manera anualizada se miden por el aumento de las utilidades de Reficar antes de intereses financieros, de impuestos, de la depreciación, y de la amortización (EBITDA) que resultan de multiplicar los volúmenes de crudo adicionales refinados por el margen de utilidad generado por un barril (*crack spread* menos el costo marginal de refinar un barril).

BENEFICIOS ANUALIZADOS – CONFIABILIDAD

La confiabilidad es la capacidad de Reficar de aumentar o sostener su capacidad de refinación. El beneficio esperado anual depende la capacidad de refinación adicional habilitada por la interconexión entre Reficar y Puerto Bahía en respuesta a contingencias en el oleoducto Coveñas-Cartagena o mantenimientos de Refinería:

$$\Delta Capacidad = Capacidad - CapacidadRestringida$$

donde

$\Delta Capacidad$ es el diferencial de la capacidad de refinación

$Capacidad$ es la capacidad de refinación bajo condiciones normales de operación y

$CapacidadRestringida$ es la capacidad de refinación durante contingencias.

La duración total esperada de las contingencias durante el periodo de análisis depende de la frecuencia de las contingencias y la duración de cada una, ambas variables aleatorias:

$$E[DuraciónTotal] = E[NumEvento] * E[Duración]$$

donde

$DuraciónTotal$ es la duración total de las contingencias

$NumEvento$ es el número de contingencias y

$Duración$ es el tiempo de cada contingencia.

El beneficio esperado anual se calcula como el producto entre $\Delta Capacidad$, $E[DuraciónTotal]$ y el *Margen* neto de refinación, dividido el número de años. El margen neto es el aporte al EBITDA de un barril refinado que se calcula como el crack spread (la diferencia entre el precio

de un barril de crudo y los productos refinados) menos el costo variable de refinar un barril. Por tanto, el beneficio anual esperado sería:

$$E[BeneficioAnual] = \frac{\Delta Capacidad * E[DuraciónTotal] * Margen}{T}$$

BENEFICIOS ANUALIZADOS – FLEXIBILIDAD

La flexibilidad es la capacidad de Reficar de capturar el valor de oportunidades comerciales. El beneficio anual esperado por diferencias de tarifas de los tanqueros o por disponibilidad ocasional de crudo importado a descuento es:

$$E[BeneficioAnual] = Diferencial * Volumen$$

donde

$Diferencial$ es la diferencia la tarifa o precio pagado por cada refinado o barril de petróleo y

$Volumen$ es la cantidad de refinado o crudo anual al que se le aplica esta diferencia.

COSTOS ANUALIZADOS

El costo anualizado de la interconexión entre Reficar y Puerto Bahía incluye los costos de capital y operativos. Los costos de capital incluyen el valor de las obras dentro de la refinería, derechos de vía, tubería, bombas y tanques. Los costos operativos están asociados a la energía consumida por el sistema de bombeo, al sistema de medida, al sistema de filtración, a los mantenimientos de las líneas y al pago de personal, y el costo de almacenamiento en Puerto Bahía (PuertoBahía, 2019). Se excluyen (i) costos ambientales por incidentes en oleoductos; (ii) penalidades por demoras en entrega de refinados; y (iii) penalidades por demoras en el despacho de buques en los terminales marítimos.

El $CAPEX\ Anualizado$ se despeja de la expresión:

$$CAPEX = \sum_{i=1}^{T} \frac{CAPEX\ Anual}{(1 + r_{WACC})^i}$$

donde

$CAPEX$ es el valor total de las inversiones de la interconexión

T es el horizonte de análisis y

r_{WACC} es la tasa de descuento aplicada

Los costos anuales de la interconexión entre Reficar y Puerto Bahía son:

$$CostosAnuales = CAPEX\ Anual + OPEX + Almacenamiento$$

donde $OPEX$ representa los costos operativos de la interconexión y $Almacenamiento$ representa los costos anuales de almacenamiento en Puerto Bahía. Finalmente, se asume que el costo de importar o exportar por los terminales Néstor Pineda (TNP) y el Marítimo de la Refinería (TMR) son iguales a los de Puerto Bahía.

4. ESTIMACIÓN DE BENEFICIOS Y COSTOS

Los beneficios anuales esperados de la interconexión entre Reficar y Puerta Bahía se calculan con los siguientes parámetros:

- Horizonte de análisis de 20 años y tasa social de descuento de 12%
- Capacidad de refinación de Reficar: 160,000 bpd (Reficar, 2019)
- Margen *neto* de refinación de Reficar: USD $7.3 por barril (Reficar, 2019)[6]
- Costo mensual de almacenamiento en Puerto Bahía: USD $0.80 por barril (PuertoBahía, 2019)
- Diferenciales de costos de transporte entre Puerto Bahía y TNP, y entre Puerto Bahía y TMR de USD 0.36/barril y de USD 1.29/barril, respectivamente.

CONFIABILIDAD

La confiabilidad aumenta por el incremento en el almacenamiento de gasóleos y en el almacenamiento e importación de crudo.

BENEFICIOS Y COSTOS DEL ALMACENAMIENTO DE GASÓLEOS

Si las unidades de destilación atmosférica y al vacío entran en mantenimiento planeado (*planned turnarounds*), hay parar todas las unidades de la refinería de Cartagena. Los mantenimientos planeados se realizan cada 3 a 5 años y su duración oscila entre 20 y 60 días (DOE, 2007).

Puerto Bahía tiene una capacidad de almacenamiento de 2.4 millones de barriles de gasóleos, (15 días de operación de Reficar). Si la duración de un mantenimiento planeado fuera 30 días, la refinería podría operar parcialmente durante 15 días mientras refina los gasóleos almacenados en Puerto Bahía.

El número esperado de mantenimientos planeados (*turnaround*) durante 20 años es igual a 5 (DOE, 2007). Por almacenamiento de gasóleos en Puerto Bahía, el beneficio esperado de operar parcialmente durante 15 días la refinería mientras el mantenimiento programo, a cambio de una para total es:

[6] El margen neto de refinación se calcula como los ingresos brutos menos costos variables dividido el total de barriles refinados al año.

$$E[BeneficioAnual] = \frac{\Delta Capacidad * E[DuraciónTotal] * Margen}{T}$$

$$E[BeneficioAnual] = \frac{160{,}000 * 5 * 15\ días * 7.3}{T}$$

$$E[BeneficioAnual] = USD\ 4.4\ millones$$

El costo de almacenamiento en Puerto Bahía equivale a multiplicar el costo de almacenamiento mensual por barril, el volumen almacenado, y el tiempo de almacenamiento. La duración del almacenamiento durante 20 años es igual al número de paradas esperadas de la refinería por los días que utilizan el almacenamiento, lo cuales corresponden a la suma del tiempo de llenado de los tanques de Puerto Bahía a tasa de 40.000 bpd y 15 días mientras se refinan esos gasóleos en Refinas (PuertoBahía, 2019):

$$Costo\ Almacenamiento = \frac{CostoAlm * VolAlm * DuraciónAlm}{T}$$

$$Costo\ Almacenamiento = \frac{0.80 * 2{,}400{,}000 * 5 * \frac{(15\ días + 60\ días)}{30.42\ días}}{20}$$

$$Costo\ Almacenamiento = USD\ 1.2\ millones$$

BENEFICIOS Y COSTOS DEL ALMACENAMIENTO DE CRUDO

Para calcular los beneficios del almacenamiento de crudo que Puerto Bahía puede suministrar a Reficar por su interconexión a través de ductos se requiere estimar el número de contingencias esperadas que tienen una duración superior a 13 días. Como no se cuenta con la información histórica de los incidentes del oleoducto Coveñas-Cartagena, se utiliza la tasa de falla por kilómetro promedio de Estados Unidos entre los años 2010 y 2017 (Belvederesi, 2018):

TABLA 2. TASA DE FALLAS POR KILÓMETRO

Año	Kilometraje	Número de accidentes	Tasa de falla por kilometro
2010	292,878.56	350	1.20E-03
2011	295,443.53	345	1.17E-03
2012	299,694.13	366	1.22E-03
2013	309,657.10	401	1.29E-03
2014	321,535.66	454	1.41E-03
2015	335,894.07	461	1.37E-03
2016	342,203.50	419	1.22E-03
2017	342,203.50	309	9.03E-04
Promedio	**317,438.76**	**388.12**	**1.22E-03**

Fuente: Belvederesi et al. (2018)

El oleoducto Coveñas-Cartagena tiene una longitud de 123 kilómetros. Por tanto, el número de contingencias esperadas durante 20 años seria:

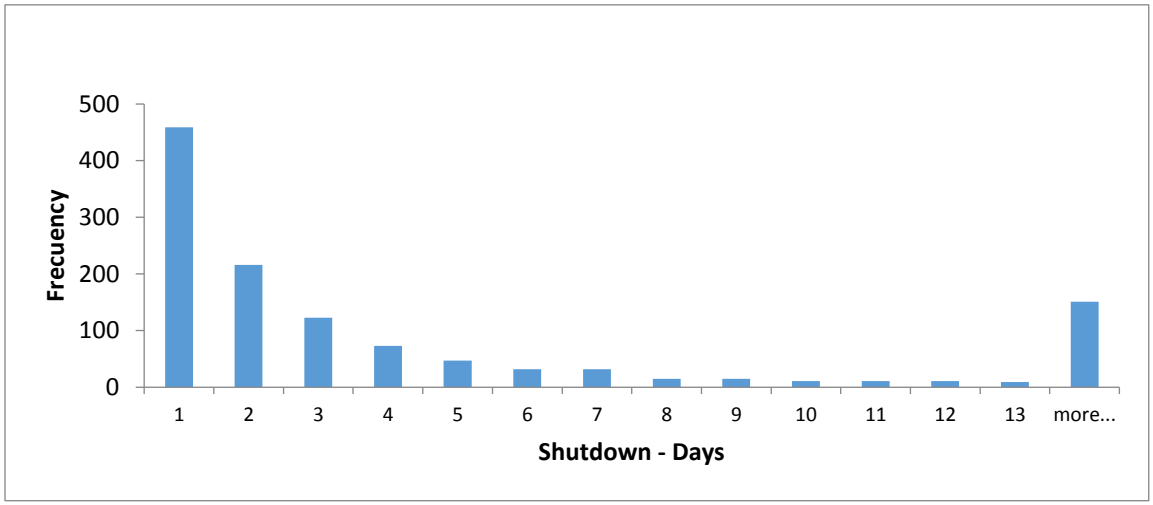
$$E[NumEventos] = Longitud * (Tasa\ de\ falla\ por\ km) * T$$

$$E[NumEventos] = 123kms * 1.22 * 10^{-3} * 20\ años$$

$$E[NumEventos] = 3 \text{ incidentes}$$

Adicionalmente, se requiere calcular la probabilidad y la duración esperada de los eventos que superen 13 días. Con la base de datos de "Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration" (2019) del Departamento de Transporte de Estados Unidos (DOT), se estimó que la probabilidad de que dicho incidente dure más de 13 días es 13% y su duración esperada es de 79 días (Figura).

FIGURA 10. REPORTE DE INCIDENTES MAYORES (2002-2018)[7]



Fuente: PHMSA Pipeline and Hazardous Materials

Por almacenamiento e importación de crudo mediante Puerto Bahía, el valor anual de evitar la parada de Refinería frente a contingencias del oleoducto Coveñas-Cartagena es:

$$E[BeneficioAnual] = \frac{\Delta Capacidad * E[DuraciónTotal] * Margen}{T}$$

$$E[BeneficioAnual] = \frac{160{,}000 * 3 * 0.13 * (79 \text{ días} - 13 \text{ días}) * 7.3}{20 \text{ años}}$$

$$E[BeneficioAnual] = USD\ 1.5\ millones$$

El costo de almacenamiento en Puerto Bahía se calcula multiplicando el costo de almacenamiento mensual por barril, volumen almacenado y duración del almacenamiento. La duración del almacenamiento es igual al número esperado de incidentes mayores en 20 años por 6 meses que es el tiempo estimado para recuperar la operación de la refinería (PuertoBahía, 2019):

$$Costo\ Almacenamiento = \frac{CostoAlm * VolAlm * DuraciónAlm}{T}$$

[7] Los incidentes mayores son todos los incidentes que tengan una parada de bombeo superior a un día.

$$Costo\ Almacenamiento = \frac{0.80 * 2{,}400{,}000 * (3 * 0.13 * 6\ meses)}{20}$$

$$Costo\ Almacenamiento = \$\ 0.2\ millones$$

FLEXIBILIDAD

BENEFICIOS DEL DIFERENCIAL TARIFAS DE TANQUERO – CRUDO

El Terminal Néstor Pineda (TNP) puede recibir tanqueros Panamax de hasta 500 kb, pero Puerto Bahía puede recibir tanqueros Suezmax y Post-Panamax de hasta 1.2 millones de barriles, con un diferencial favorable en la tarifa de transporte frente al TNP de USD $0.36 por barril (Tabla 3):

$$\Delta Diferencial = Rate_{Panamax} - Rate_{Suezmax}$$

$$\Delta Diferencial = \$0.95 - \$0.59$$

$$\Delta Diferencial = \$0.36$$

TABLA 3. TARIFA DE TANQUEROS

Oil Tankers	Departure - Arrival	Rate (2019)	Capacity (Barrels)	Rate per Barrel
Handy	Houston - Mamonal	$472,000	250,000	$1.88
Panamax	Houston - Mamonal	$477,000	500,000	$0.95
Aframax	Houston - Mamonal	$500,000	700,000	$0.71
Suezmax	Houston - Mamonal	$596,000	1,000,000	$0.59

Fuente: ISACOL

Por usar el terminal de Puerto Bahía, el beneficio esperado anual, de importar 35,000 bpd de crudo requerido por la refinería, es:

$$E[BeneficioAnual] = Diferencial * Volumen$$

$$E[BeneficioAnual] = 0.36 * 35{,}000 * 365$$

$$E[BeneficioAnual] = USD\ 4.6\ millones$$

Adicionalmente, el Terminal Néstor Pineda se descongestionaría pasando de una utilización de 84% a 66% que es inferior al 80% sugerido para tener flexibilidad y una óptima operación.

BENEFICIOS DEL DIFERENCIAL TARIFAS DE TANQUERO – REFINADOS

El Terminal Marítimo de la Refinería (TMR) puede recibir tanqueros Handy de hasta 300 kb, pero Puerto Bahía puede recibir tanqueros Suezmax y Post-Panamax de hasta 1.2 millones de barriles, con un diferencial en la tarifa frente al TMR de USD $ 1.29 por barril (Tabla 3):

$$\Delta Diferencial\ = Rate_{Handy} - Rate_{Suezmax}$$
$$\Delta Diferencial = \$1.88 - \$0.59$$
$$\Delta Diferencial = \$1.29$$

Por usar el terminal de Puerto Bahía para exportar 28,800 bpd de nafta u otro refinado liquido de Refinar, el beneficio esperado anual es:

$$E[BeneficioAnual] = Diferencial * Volumen$$

$$E[BeneficioAnual] = 1.29 * 28{,}800 * 365$$
$$E[BeneficioAnual] = USD\ 13.6\ millones$$

BENEFICIOS DEL DESCUENTO EN EL PRECIO DEL CRUDO

Por compra a descuento de crudos en *distressed* y su almacenamiento en Puerto Bahía, Reficar tendría un beneficio aproximado de $1.00 por barril (ENEX, 2019). Si en promedio se pudiera comprar el contenido de un tanquero de 1.2 millones de barriles de crudo al año ($Diferencial$), el beneficio esperado anual sería:

$$E[BeneficioAnual] = Diferencial * Volumen$$

$$E[BeneficioAnual]\ = USD\ 1.2\ millones$$

COSTOS DE INVERSIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos anuales de la conexión por ductos entre Reficar y Puerto Bahía están compuestos por las inversiones (CAPEX), los costos operativos (OPEX) y el almacenamiento en Puerto

Bahía. El costo anualizado de la inversión ($CAPEX\ Anual$) requerido para la construcción de la interconexión entre Reficar y Puerto Bahía con una tasa de descuento social de 12% es:

$$CAPEX = \sum_{i=1}^{T} \frac{CAPEX\ Anual}{(1+0.12)^i}$$

$$\$49.5 = \sum_{i=1}^{20} \frac{CAPEX\ Anual}{(1+0.12)^i}$$

$$CAPEX\ Anual = USD\ 6.6\ millones$$

Por otra parte, los costos operativos anuales ($OPEX$) de la interconexión están asociados a la energía consumida, y costos fijos como son el sistema de medida, al sistema de filtración, a los mantenimientos de las líneas y al pago de personal, entro otros.

$$OPEX = Energy + FixedCost$$

$$OPEX = 860{,}000 + 1{,}140{,}000$$

$$OPEX = \text{USD 2.0 millones}$$

En resumen, los costos anuales totales de la interconexión entre Reficar y Puerto Bahía son:

$$CostosAnuales = CAPEX\ Anual + OPEX + Almacenamiento$$
$$CostosAnuales = \$6.6 + \$2.0 + (\$1.2 + \$0.2)$$
$$CostosAnuales = USD\ 10\ millones$$

5. SENSIBILIDAD Y CONCLUSIONES

SENSIBILIDAD A LA AMPLIACIÓN DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA A 220 kbpd

Con la ampliación de la refinería (220 kbpd), la relación beneficio-costo (B/C) anualizada de los servicios plenos de confiabilidad y flexibilidad de la interconexión Reficar-Puerto Bahía se afecta por la reducción de días de almacenamiento de crudo que pasa de 13 días a 9 días, y el incremento del volumen de derivados a exportar y crudo a importar.

Si Reficar tiene una capacidad de 220 kbpd y un almacenamiento de 9 días (2.1 millones de barriles) la probabilidad que un incidente dure más de 9 días es 16% y su duración esperada es 64.4 días (FIGURA). Por tanto el beneficio por el almacenamiento e importación de crudo mediante Puerto Bahía es:

$$E[BeneficioAnual] = \frac{\Delta Capacidad * E[DuraciónTotal] * Margen}{T}$$

$$E[BeneficioAnual] = \frac{220{,}000 * 3 * 0.16 * (64.4 \text{ días} - 9 \text{ días}) * 7.3}{20 \text{ años}}$$

$$E[BeneficioAnual] = \$2.1 \text{ millones}$$

Por usar el terminal de Puerto Bahía para importar crudo, el beneficio esperado anual, de importar 95,000 bpd de crudo requerido por la refinería, es:

$$E[BeneficioAnual] = Diferencial * Volumen$$

$$E[BeneficioAnual] = 0.36 * 95{,}000 * 365$$

$$E[BeneficioAnual] = \$12.5\ millones$$

Por último, los volúmenes de nafta pasaran de 28,800 bpd a 37,000 bpd con la ampliación de la refinería, el beneficio esperado anual es:

$$E[BeneficioAnual] = Diferencial * Volumen$$

$$E[BeneficioAnual] = 1.29 * 37{,}000 * 365$$

$$E[BeneficioAnual] = \$17.4\ millones$$

CONCLUSIONES

Basados en la información pública, la relación beneficio-costo (B/C) anualizada de los servicios del terminal marítimo de Puerto Bahía a Reficar, por su interconexión a través de ductos, es USD $ 25.3 / USD 10.0 = 2.53. Esta relación es considerablemente superior a 1 que se explica por los beneficios provenientes de capturar un descuento de tarifa de los tanqueros que llegarían a Puerto Bahía (USD $ 18.2 millones) y los bajos costos de la interconexión.

A continuación se presenta un resumen de los beneficios y los costos para cada componente de confiabilidad y flexibilidad de la interconexión entre Reficar y Puerto Bahía:

TABLA 4. RESUMEN DE LOS BENEFICIOS Y COSTOS - 160 KBPD

	Beneficios (USD millones al año)	Costos (USD millones al año)
Almacenamiento de gasóleos	$ 4.4	$ 1.2
Almacenamiento de crudo	$ 1.5	$ 0.2
Diferencial tarifas de tanqueros - crudo	$ 4.6	$ 0.0
Diferencial tarifas de tanqueros - refinados	$ 13.6	$ 0.0
Descuento en precio del crudo	$ 1.2	$ 0.0
CAPEX interconexión		$ 6.6
OPEX interconexión		$ 2.0
Total	**$ 25.3**	**$ 10.0**

Fuente: elaboración propia.

Con la ampliación de la refinería (220 kbpd), la relación beneficio-costo (B/C) anualizada de los servicios plenos de confiabilidad y flexibilidad de la interconexión Reficar-Puerto Bahía sube a USD 38.4/USD 10.0 = 3.84. Tal incremento se explica principalmente por el aumento de los volúmenes de derivados a exportar (nafta) y de crudo a importar, que tendrían una tarifa menor con el uso de Puerto Bahía (USD $ 29.9 millones).

La interconexión entre Reficar y Puerto Bahía genera un beneficio muy superior a sus costos que están explicados en un 70% por la flexibilidad para capturar oportunidades comerciales asociadas al diferencial de tarifas de los buques. El estudio excluye (i) los costos ambientales por incidentes en oleoductos; (ii) penalidades por demoras en entrega de refinados; y (iii) penalidades por demoras en el despacho de buques.

TABLA 5. RESUMEN DE LOS BENEFICIOS Y COSTOS - 220 KBPD

	Beneficios (USD millones al año)	Costos (USD millones al año)
Almacenamiento de gasóleos	$ 4.4	$ 1.2
Almacenamiento de crudo	$ 2.1 (Δ$ 0.6)	$ 0.2
Diferencial tarifas de tanqueros - crudo	$ 12.5 (Δ$ 7.9)	$ 0.0
Diferencial tarifas de tanqueros - refinados	$17.4 (Δ$ 3.8)	$ 0.0
Descuento en el Precio del Crudo	$ 1.2	$ 0.0
Costos Interconexión – CAPEX		$ 6.6
Costos Interconexión – OPEX		$ 2.0
Total	**$ 37.6**	**$ 10.0**

Fuente: elaboración propia.

Con la ampliación de la refinería (220 kbpd), la relación beneficio-costo (B/C) anualizada de los servicios plenos de confiabilidad y flexibilidad de la interconexión Reficar-Puerto Bahía sube a USD $ 37.6/USD $ 10.0 = 3.76. La mejora se explica principalmente por el aumento de los volúmenes de derivados a exportar (nafta) y de crudo a importar, que tendrían una tarifa menor con el uso de Puerto Bahía.

REFERENCIAS

Belvederesi, C. T. (2018). Statistical analysis of environmental consequences of hazardous liquid pipeline accidents. *Heliyon*.

CENIT. (2019, 02 22). *CENIT*. Retrieved from https://www.cenit-transporte.com/

DOE, U. (2007). Refinery Outages: Description and Potential Impact on Petroleum Product Prices. *Energy Information Administration: Washington*.

ElEspectador. (2019, 03 22). *ElEspectador*. Retrieved from ElEspectador: https://www.elespectador.com/noticias/economia/modernizacion-de-reficar-fue-mas-cara-inversion-el-metr-articulo-612616

ENEX. (2019, 03 28). *Pontevedra Energy Exchange S.A.S.* Retrieved from http://enex.co/

ISACOL. (2019, 04 01). *ISACOL*. Retrieved from http://www.isacol.com

PuertoBahía. (2019, 02 13). *Puerto Bahía*. Retrieved from https://www.puertobahia.com.co/

Reficar. (2019, 02 28). *Reficar*. Retrieved from https://www.reficar.com.co/

UPME. (2019, 03 02). *UPME*. Retrieved from UPME: http://www1.upme.gov.co