

Propuesta de mejora tecnológica para la recuperación de crudos y residuales oleosos en Refinería Cienfuegos S.A.

Proposal for the technological improvement for the recovery of crude oil and oily waste at Cienfuegos S.A Refinery

Gabriel Orlando Lobelles-Sardiñas^{1*} <https://orcid.org/0000-0002-2128-6146>

Melisa García-Álvarez¹ <https://orcid.org/0009-0009-4872-3092>

Yanelys Oropesa-Ortiz² <https://orcid.org/0009-0001-5266-8729>

Claudia Águila-Prado¹ <https://orcid.org/0000-0002-0439-2430>

¹Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente, Universidad de Cienfuegos, Cuba

²Refinería Cienfuegos S.A, Cienfuegos, Cuba

*Autor para la correspondencia. Correo: globelles58@gmail.com

RESUMEN

En la Refinería Cienfuegos S.A, existe un elevado nivel de hidrocarburos y residuales oleosos que se drenan o pierden hacia la Planta de Tratamiento de Residuales sin que puedan ser recuperados, lo que influye en los altos costos de producción y energía, así como en el impacto medioambiental con el vertimiento de sus residuales. Es conocido que en esta refinería no existen condiciones tecnológicas que permitan la recuperación e incorporación a proceso del crudo recuperado. En tal sentido, es objetivo de este estudio, evaluar técnica-económica y ambientalmente la propuesta de rehabilitación de la torre T-01-105 para procesamiento de petróleo recuperado en la Refinería Cienfuegos S.A, disminuyendo consigo los costos de producción y el impacto ambiental. Para lograr una evaluación integral de la propuesta de mejora tecnológica, se trabaja una metodología que permite demostrar la factibilidad de la propuesta. Como resultado se obtiene un modelo de simulación con el *software PetroSim* que permitió la obtención de los parámetros de operación de dicha torre y se demuestra la viabilidad técnica de la propuesta. Se determinan los indicadores dinámicos de rentabilidad VAN= 3 828 172,20 CUP

y de la TIR= 67 %, con un PRI de 2,8 años, que demuestran la sostenibilidad de esta. Finalmente, las conclusiones dan respuesta a los objetivos trazados y validan la hipótesis del trabajo, mientras las recomendaciones permitirán la generalización de los resultados alcanzados.

Palabras clave: crudos y residuales; oleosos; evaluación integral; mejora tecnológica-torre recuperadora.

ABSTRACT

At the Cienfuegos S.A Refinery, there is a high level of hydrocarbons and oily residuals that are drained or lost to the Waste Treatment Plant without being recovered, which influences the high production and energy costs, as well as the impact environmental with the dumping of its waste. It is known that in this refinery there are no technological conditions that allow the recovery and incorporation of the recovered crude oil into the process. In this sense, the objective of this study is to evaluate technically-economically and environmentally the proposal for the rehabilitation of tower T-01-105 for processing recovered oil at the Cienfuegos S.A. Refinery, thereby reducing production costs and the environmental impact. To achieve a comprehensive evaluation of the technological improvement proposal, a methodology is worked on to demonstrate the feasibility of the proposal. As a result, a simulation model is obtained with the PetroSim software that allowed the operating parameters of said tower to be obtained and the technical feasibility of the proposal is demonstrated. The dynamic indicators of profitability are determined NPV=3 828 172,20 CUP and IRR= 67%, with a PRI of 2,8 years, which demonstrate its sustainability. Finally, the conclusions respond to the objectives set and validate the work hypothesis, while the recommendations will allow the generalization of the results achieved.

Keywords: crude oil and oily residuals; comprehensive; evaluation technological improvement-recovery tower.

Recibido: 06/09/2024

Aceptado: 12/01/2025

Introducción

De acuerdo con un informe de la Comisión Europea, ⁽¹⁾ en las refinerías de petróleo, por cada millón de toneladas de crudo refinado se generan entre 0,1 – 5 millones de toneladas de agua residual, entre ellas un volumen considerable de aguas oleosas o lodos petrolizados. Los efluentes contaminados con productos de petróleo que se generan en las refinerías se tratan en las Plantas de Tratamiento de Residuales (PTR), recuperándose en estas grandes cantidades de petróleo que se vuelven a incorporar al proceso productivo.⁽²⁾

Por lo general estos efluentes no se incorporan directamente a la planta de destilación atmosférica, dado que las características del crudo que se recupera difieren en composición a la del crudo que se utiliza para la alimentación, por eso en muchas refinerías se cuenta con una facilidad de destilación auxiliar para procesar este tipo de crudo que representa una suma millonaria de ingresos a la empresa.

Dentro de una refinería de petróleo, las unidades de procesos auxiliares basadas en diferentes tecnologías se agrupan con el objetivo común de la protección medio ambiental.⁽³⁾ Una buena alternativa para solucionar o mitigar el problema identificado en Refinería Cienfuegos S.A con la acumulación de lodos petrolizados en las piscinas de la PTR es mediante una adecuada rehabilitación del sistema de procesamiento de crudos recuperados y residuales oleosos, lo que conllevaría a mejorar el proceso tecnológico o sus operaciones con el propósito de transformarlo en una versión más amigable con el medioambiente. Entonces, la rehabilitación de dicho proceso o servicio se traducirá en la utilización de menos recursos, un menor consumo, menos desechos y reducción de costos, en ocasiones con una mayor producción y mayores ganancias.

En dicha refinería a lo largo del tiempo se ha acumulado un apreciable nivel de hidrocarburos recuperados en la PTR, los cuales se generan por limpieza de equipos, averías y otros eventos que provocan el vertimiento a las canalizaciones, así como, con las reiteradas interrupciones de bombas y el deterioro de los fluses de los hornos por sobrecalentamiento debido a la coquificación. Con la reactivación de la refinería de petróleo en 2007 y la posterior incorporación al proceso de la unidad hidrofinaadora de diésel, se

alcanzan volúmenes de producción cercanos a los 10 330 m³/d, con un considerable incremento de las emisiones de lodos petrolizados y aguas oleosas. Esta situación se agrava debido a la entrada en operaciones de las plantas pertenecientes al proyecto de expansión de esta refinería.

Ante esta problemática se vislumbra un escenario incierto para el entorno y para los costos de producción y de la empresa en general. Todo esto motivó la búsqueda y replanteo de nuevos escenarios y sus posibles soluciones para enfrentar la problemática descrita.

En tal sentido, es objetivo de presente trabajo: evaluar técnica-económica y ambientalmente la torre T-01-105 y su posible rehabilitación como propuesta de mejora tecnológica para el procesamiento de petróleo recuperado en la Refinería Cienfuegos S.A, disminuyendo consigo los costos de producción y el impacto ambiental.

Fundamentación teórica

Las refinerías de todo el mundo producen casi diez millones de barriles de *slip oil* cada año. A esto se añade la producción mundial anual de lodos de fondo de tanques, que es un subproducto de los campos petroleros. No existe un tratamiento con el 100 % de eficiencia, sin la generación de residuos y estos últimos presentan una disposición final y tratamiento costoso. La mayor parte del aceite no se trata y se elimina en fosas de desechos. Algunos de estos pozos de residuos son muy grandes y pueden exceder de 250 000 barriles. Las piscinas de desechos son conocidas por contaminar el agua subterránea local y causar problemas de salud no deseados.⁽⁴⁾ Del crudo que se encuentra en las piscinas luego de ser tratado, independientemente del método que se utilice, se obtendrá un elevado porcentaje de aceite que puede reutilizarse procesándose directamente en la refinería como materia prima.⁽²⁾

Las propiedades del crudo recuperado son comparables con las del petróleo crudo, siempre y cuando el proceso de recuperación se realice correctamente.

En términos generales, hay tres métodos de tratamientos fundamentales:

- 1- La reutilización, incluyendo re-refinación.
- 2- El craqueo térmico.
- 3- La incineración / Utilización como combustible.⁽⁵⁾

La primera, es el objeto de este estudio. El segundo - aunque genera productos aceptables (*craqueo*), no es tan bueno como la re-refinación. El tercero

produce una gran cantidad de ceniza, que contiene metales pesados y contamina el medio ambiente.

Métodos utilizados y condiciones experimentales

Para evaluar la propuesta de mejora se aplicará la metodología de evaluación integral desarrollada para aportar mayores criterios de peso a los decisores con vistas a tal inversión.⁽⁶⁾ La evaluación técnica se hará mediante simulación, para la cual ha sido seleccionado el simulador PetroSim ^(7; 8) y el paquete termodinámico Peng-Robinson.

Petro-SIM: Desarrollado para analizar problemas específicos de la industria petroquímica, provee una simulación precisa de las columnas de crudo, columnas de vacío y fraccionadores principales. Es capaz de combinar modelos termodinámicos rigurosos diferentes en un único diagrama de flujo. Converge de forma fiable y rápida con gran exactitud en rendimientos y calidades de productos.

Los criterios para tomar en cuenta para una selección adecuada del modelo se basan en los siguientes: la naturaleza de los componentes (polaridad), idealidad o no idealidad de la mezcla, intervalo de composición, temperatura y presión y tipo de aplicación (equilibrio vapor – líquido, equilibrio líquido – líquido, una fase, etcétera.)

Las propiedades termodinámicas que permiten caracterizar el equilibrio líquido-vapor se calculan con Modelos de Ecuaciones de Estado (EOS), Modelos de Coeficientes de Actividad (Modelos *Gamma*) y Modelos Especiales (Correlaciones teóricas, empíricas o híbridas).⁽⁹⁾

Para aplicaciones en el petróleo, gas o petroquímica, el modelo de *Peng-Robinson* (PR) es generalmente el más recomendado. Este es un excelente modelo para cálculos en sistemas reales de hidrocarburos.⁽¹⁰⁾ Resuelve de forma rigurosa sistemas de una, dos o tres fases con un alto grado de eficiencia y fiabilidad, y es aplicable a un amplio rango de condiciones, como se muestra en la tabla 1:

Tabla 1- Rango de aplicación del método *Peng-Robinson* y *Soave-Redlich-Kwong*.

Método	Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Presión (psia)	Presión (kPa)
PR	>-456	>-271	<15 000	<100 000
SRK	>-225	>-143	<15 000	<35 000

Posteriormente se desarrolla una evaluación económica para lo cual se aplicará la metodología de Peters.⁽¹¹⁾ Para el realizar el análisis de la factibilidad de la reactivación del sistema de petróleo recuperado se realiza un levantamiento del estado técnico del equipamiento existente en planta; consecuentemente se realiza una búsqueda de los precios del equipamiento que no se encuentra en condiciones de operar, los resultados de esta búsqueda se actualizarán por medio de la siguiente ecuación ⁽¹²⁾ y el índice de costo de Nelson-Farrar.⁽¹³⁾

$$C_2 = C_1 \frac{CEPCI_2}{CEPCI_1} \quad \text{Ec. (1)}$$

donde:

C₂- Costo actualizado

C₁- Costo al año base.

CEPCI₁-índice de costo año base;

CEPCI₂- índice de costo actual.

Para lograr la integralidad del análisis se realiza una evaluación económica-ambiental tomando como base la metodología del costo de externalidades diseñada por la Cepal, ⁽¹⁴⁾ donde podrá calcularse el costo de las externalidades del proceso estudiado según las siguientes fórmulas:

$$(Cfgs)Emisiones \left(\frac{t}{año} \right) = \frac{(Cfgs)Crudo \left(\frac{bbl}{año} \right) * (Salamanca)Emisiones \left(\frac{t}{año} \right)}{(Salamanca)Crudo \left(\frac{bbl}{año} \right)} \quad \text{Ec. (2)}$$

$$(Cfgs)Externalidades \left(\frac{USD}{año} \right) = \frac{(Cfgs)Emisiones \left(\frac{t}{año} \right) * (Salamanca)Externalidades \left(\frac{USD}{año} \right)}{(Salamanca)Emisiones \left(\frac{t}{año} \right)} \quad \text{Ec. (3)}$$

$$(P)Externalidades \left(\frac{USD}{año} \right) = \frac{(P)Emisiones \left(\frac{t}{año} \right) * (Cfgos)Externalidades \left(\frac{USD}{año} \right)}{(Cfgos)Emisiones \left(\frac{t}{año} \right)} \quad \text{Ec. (4)}$$

Resultados y discusión

La información que brinda el diagrama de flujo de proceso con los balances de materiales y energía se introduce en el simulador y este a partir del equipamiento del proceso organiza por módulos para elaborar su diagrama de flujo de información hasta llegar a modelo de simulación que aparece en la figura 1.

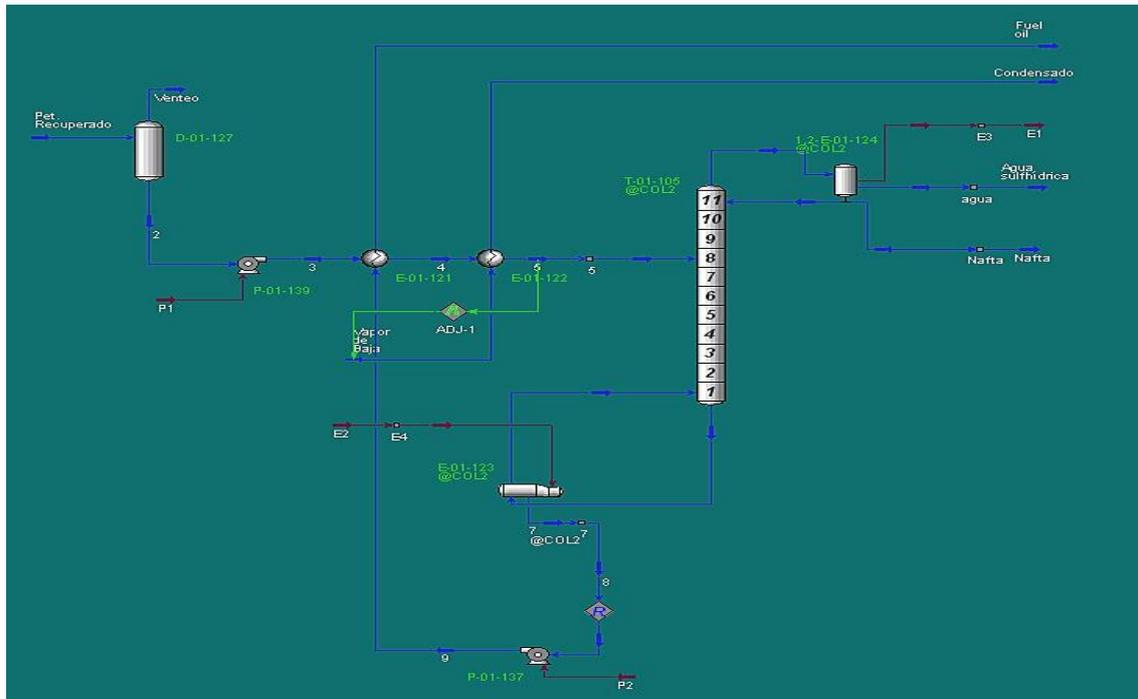


Fig.1. Diagrama de simulación del sistema de tratamiento de petróleo recuperado.

Para analizar el ajuste al caso base del modelo de simulación para el sistema estudiado se comparan los valores de los parámetros de flujos de diseño de la torre T-01-105 y los obtenidos por simulación como se muestra en la tabla 2. En la comparación realizada entre las condiciones de diseño y los valores obtenidos mediante la simulación, se observa, que no existen desviaciones superiores a 10 %, por lo que se considera que el modelo de simulación obtenido se ajusta al caso base.

Tabla 2- Comparación de los parámetros de la torre T-01-105 según modelo de simulación obtenido y los datos de diseño.

Parámetros	U/M	T-01-105 diseño	Modelo T-01-105	Desviación %
Temperatura de tope	°C	132	131,80	0,15
Temperatura de fondo	°C	238	236,70	0,55
Flujo de Tope (Nafta)	kg/h	5 511	5 219	5,29
Flujo de Fondo (Fuel Oil)	kg/h	10 377	9 826	5,31
Flujo de Agua Sulfhídrica	kg/h	312	294,86	5,49

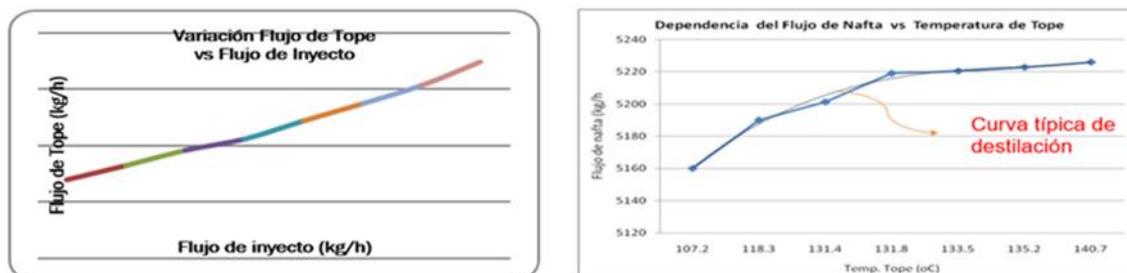


Fig. 2- Resultado del análisis de sensibilidad en el tope de la torre T-01-105 (a) dependencia del flujo de alimentación (b) dependencia de la temperatura de tope

En la figura 2 el análisis de sensibilidad demuestra la respuesta del modelo de simulación para el tope de la torre, en ambos casos de forma lógica y se demuestra la dependencia de la destilación de nafta con la variación de temperatura en la torre. Incluso coincidiendo con la curva típica de destilación para esta torre.

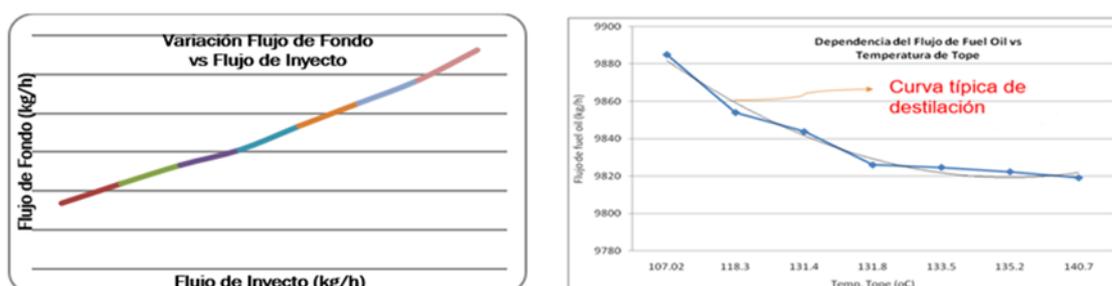


Fig. 3- Resultado del análisis de sensibilidad en el fondo de la torre T-01-105 (a) dependencia del flujo de alimentación (b) dependencia de la temperatura de tope

En la figura 3 el análisis de sensibilidad demuestra la respuesta del modelo de simulación para el fondo de la torre. Se muestra la dependencia de la destilación de fuel oil, en el fondo, con la variación de temperatura. A medida

que aumenta la temperatura, aumenta la destilación de nafta y por consiguiente disminuye la presencia de *fuel oil* en el fondo en la torre. Incluso coincidiendo con la curva típica de destilación para esta torre.

Tabla 3- Comparación de los parámetros de calidad del *fuel oil* de venta y la *nafta* a la sección de hidrofinación de *nafta*.

Propiedades. Fuel oil	Fuel oil simulación	Fuel oil venta	Propiedades Nafta	Nafta simulación	Nafta a hidrofinar
Gravedad específica g/cm ³	0,869	0,870-0,890	Punto de corte TBP, °C	PIE-180	PIE-180
Contenido azufre, % peso	2,5	3,5 máx.	Gravedad específica	0,770	0,760-0,770
Punto inflamación, °C	65,34	62 mín.	Contenido azufre, % peso	4,7x10 ⁻³	5x10 ⁻³ max
Dest TBP, °C			Dest TBP, °C		
5 % vol	168,18	169,6 mín.	5 % vol	62,93	60 mín.
95 % vol	389,12	390 máx.	95 % vol	188,5	214 máx.

En la tabla 3 se aprecia cómo se mantienen los parámetros de calidad tanto de la nafta como del fuel oil, entonces la evaluación técnica demuestra la viabilidad de la propuesta de mejora.

Siguiendo la metodología de evaluación corresponde la evaluación económica - ambiental para demostrar la factibilidad de la propuesta de mejora.

El análisis comienza con la determinación del costo total del equipamiento. Se toman los costos de cada equipo para el año base y se actualizan de acuerdo con la Ec.1 y el índice de costo de Nelson-Farrar para el año actual. Inicialmente con el apoyo de la tabla 17, pág. 183 del Peters se calcula el costo total de la inversión. Los resultados se muestran en la tabla 4.

Tabla 4- Costo total del equipamiento y Costo total de la Inversión.

Equipos	Costo total (CUP)	Parámetros	Valor (CUP)
Dinámicos y accesorios	89 712,90	Costos directos (CD)	462 430,06
E-01-122	36 114,57	Costos indirectos (CI)	265 631,83
1-2 E-01-124	144 458,28	Inversión fija (IF)	728 061,89
D-01-128	27 842,01	Inversión de trabajo (IW)	32 794,05
Equipamiento total	298 127,76	Inversión total (IT)	760 855,94

Posteriormente con el apoyo de la literatura especializada ⁽¹¹⁾ se calcula el costo total de fabricación mostrado en la tabla 5.

Tabla 5- Cálculo de los costos totales de fabricación.

Costos de fabricación	Costos directos de producción	Indicador	Costo.
		Materias primas	2 454 367,10
		Mano de obra	9 360
		Supervisión	936
		Requerimientos de electricidad, vapor y agua	68 931,55
		Mantenimiento y reparaciones	14 561,24
		Suministros	1 456,12
	Costos Fijos	Depreciación	48 537,46
		Seguros	2 912,25
		Impuestos	7 280,62
Costos Externos	Otros costos	12 428,62	
Costos Totales de Fabricación.		2 620 770, 96	

Se determinan los gastos generales, así como el valor total de la producción que se muestran en la tabla 6.

Tabla 6- Determinación de los gastos generales y el valor total de la producción.

Gastos generales		Valor total de la producción			
Indicadores	Valores	Producto	Precio	Cantidad	Valores
Administraciones	3 728,59	XXXXX	(CUP/t)	(t/año)	(CUP/año)
Distribución y ventas	58 120,95	Nafta	496,56	2 770,13	1 375 546,05
Investigación y desarrollo	58 120,95	Fuel oil	285,32	6 556,92	1 870 846,07
Total	119 970,49	XXXXX	XXXX	Total	3 246 392,12

Con el cálculo de los anteriores valores sobre la inversión se pueden calcular los indicadores dinámicos de rentabilidad que se muestran en la siguiente figura, en ella se puede ver que la inversión tiene un período de recuperación de 4,8 años, lo que hace factible la propuesta de mejora, si se considera que estos procesos son diseñados para una vida útil de 20 años.

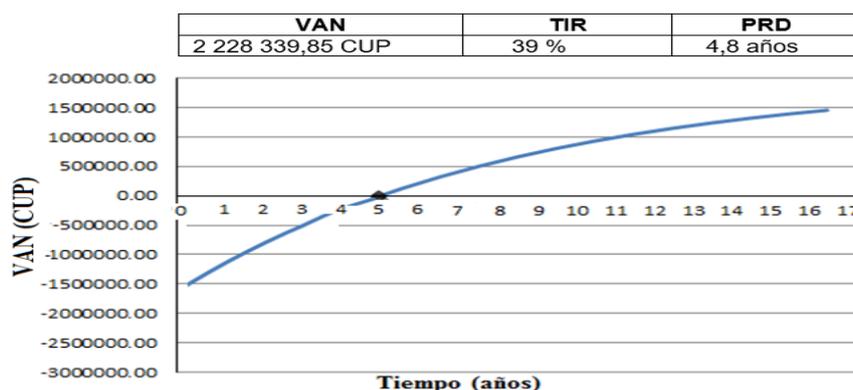


Fig. 4- Perfil del valor actual neto y el período de recuperación de la inversión

Resultado del cálculo de costo de externalidades

Para el cálculo del costo de externalidades se utilizó la metodología planteada anteriormente, tomando como referencia la refinería de petróleo de Salamanca, cuyos datos se muestran a continuación:

Crudo procesado: 142 926 971 bbl/año.

Emissiones H₂S y Fenoles: 150 700 t/año.

Externalidades: 868 400 000 USD/año.

Nota: Para esta investigación el costo de externalidades de la refinería de Salamanca, reportados en USD/año, fue llevado a su equivalente en CUC/año y CUP/año, teniendo en cuenta la tasa de cambio única, con el objetivo de presentar los resultados económicos de dicha investigación en una única moneda.

Con el desarrollo de las ecuaciones 2, 3 y 4 para las condiciones actuales de la refinería objeto de estudio, se obtuvieron como resultado los siguientes indicadores económicos:

- ✓ Crudo procesado: 23 400 000 bbl/año.
- ✓ Emisiones H₂S y Fenol: 24 672,6 t/año.
- ✓ Externalidades: 142 174 424 CUP/año

Conocidos los valores de los indicadores para esta refinería, se calcularon los costos de externalidades del proceso de recuperación de crudo, los que se muestran en la tabla 7. Si se tiene en consideración que dichos costos externos con la propuesta de mejora tecnológica dejan de gastarse, entonces se convierten en un ahorro para el proceso. Por consiguiente, podrán sumarse por concepto de ahorro a los ingresos totales previamente calculados, entonces se obtiene un nuevo ingreso total, que se muestra en la tabla 8.

Tabla 7- Indicadores para el proceso caso de estudio.

Indicadores del proceso		
Crudo procesado (bb/año)	Emisiones de H ₂ S y Fenoles (t/año)	Costos externos (CUP/año)
23 400 000	183,17	1 055 506

Tabla 8- Indicadores económicos incluyendo los costos externos

Indicadores económicos			
Ingresos totales + costos externos (CUP/año)	Costos de producción (CUP/año)	Gastos generales (CUP/año)	Costo de inversión (CUP/año)
4 301 898,12	2 740 741,45	119 970,49	760 855,94

Después de relacionar el costo de externalidades con las herramientas de análisis económico, nuevamente se procesaron estos valores y de acuerdo con el nuevo flujo de caja se obtuvo un valor de ingreso por ahorros y, por tanto, nuevos valores de VAN, TIR y PRD, estos resultados se muestran en la figura 5.

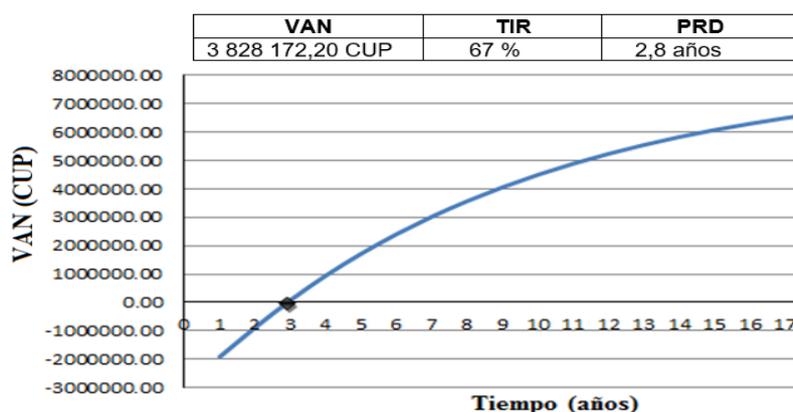


Fig. 5- Perfil del valor actual neto y el período de recuperación de la inversión incluyendo costo de externalidades

En la figura 5 se muestra el comportamiento del PRD en un período de tiempo de 20 años, en ella se puede apreciar que la inversión logra recuperarse, es decir llevar a cero el valor del VAN en un período de 2,8 años. Este análisis justifica la necesidad de considerar los costos externos por tratamiento cuando el análisis se trate de procesos auxiliares cuyo resultado tributa a la reducción de residuales y por consiguiente a la reducción de impacto ambiental. O sea, que al contemplar el costo de las externalidades el análisis consigue la integralidad y en consecuencia aporta criterios de mayor peso para la toma de

decisiones. En otras palabras, aporta los criterios necesarios para decidir a favor o en contra de una inversión.

Se puede concluir de la figura anterior que:

Al sumar al ingreso indirecto, por concepto de ahorro, los costos externos por gastos de tratamientos (ambos como ingresos indirectos) se aprecia una reducción en el período de recuperación de la inversión hasta aproximadamente 2,8 años, influenciados por el aumento que recibieron los índices de rentabilidad del VAN y TIR, cuyos criterios de aceptación se mantienen en los rangos permisibles.

Teniendo en cuenta los resultados anteriores de la evaluación integral se puede definir que:

- ✓ La evaluación técnica por el método de simulación demostró que es técnicamente adecuada la rehabilitación de la torre recuperadora T-01-105 para el tratamiento del petróleo recuperado.
- ✓ La evaluación económica a partir de los indicadores de rentabilidad deja abierta la idea de continuar trabajando con una visión de mejora continua y apenas permite alcanzar criterios de peso para la toma de decisiones respecto a la inversión o no para la rehabilitación de la torre.
- ✓ Por su parte la evaluación económica-ambiental aporta criterios más elocuentes que tributan a la mejor toma de decisiones respecto a la rehabilitación e incorporación de la torre recuperadora T-01-105, pues demuestra con sus resultados la viabilidad y sostenibilidad del proceso y torre objeto de estudio.

Por todo lo anteriormente expuesto la evaluación integral a la torre objeto de estudio permite proponer a la dirección de la empresa, la viabilidad técnica-económica-ambiental de la rehabilitación de la torre recuperadora T-01-105 y en consecuencia se propone para las condiciones actuales de operación la incorporación de esta al proceso tecnológico.

La incorporación de dicha torre al proceso tecnológico posibilitará la condición de sostenibilidad “satisfacer las necesidades de la actual generación, pero sin que por esto se vean sacrificadas las capacidades futuras de las siguientes generaciones de satisfacer sus propias necesidades”.

Conclusiones

1. La selección del *software* *Petro-SIM* para la evaluación técnica de la torre recuperadora T-01-105 mediante el método de simulación, demostró la **viabilidad** técnica de esta.
2. La evaluación económica tradicional de acuerdo con los indicadores dinámicos de rentabilidad: VAN=2 228 339,85 CUP, TIR= 39 % y PRD= 4,8 años, demostró la **factibilidad** de la propuesta, sin embargo, para sustentar un mejor criterio hacia la toma de decisiones es necesario realizar una evaluación económica-ambiental.
3. La evaluación económica-ambiental aportó criterios más elocuentes, pues en ella se tienen en cuenta los costos externos (1 055 506 CUP/año) para lograr un análisis con mayor integralidad, demostrando un aumento del VAN=6 228 082,20 CUP y de la TIR= 67 %, logrando una recuperación de la inversión en 2,8 años.
4. La evaluación integral demostró la viabilidad técnica-económica-ambiental de la rehabilitación e incorporación de la torre recuperadora T 01-105, lo cual valida la hipótesis de la investigación.

Referencias bibliográficas

1. BREF, (Best available techniques Reference document) Documento de Referencia sobre Mejores Técnicas Disponibles. *Executive Summary - Refineries*. s.l. : IPPC. European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau, 2013. p. 2.
2. ARIAS-LAFARGUE T, ALVAREZ-MONIER E, BESSY-HORRUITINER T, CÓRDOVA-RODRÍGUEZ V, RODRÍGUEZ-HEREDIA D. Valoración del estado del sistema de tratamiento de residuales líquidos de una refinería de petróleo. *Revista Tecnología Química*. 2022, **42** (1), pp. 193-195. ISSN: 2224-6185. <https://tecnologiaquimica.uo.edu.cu>
3. LOBELLES SARDIÑAS G.O y DEBORA-MIRA L. Propuesta de despojador cáustico para reducir emisiones gaseosas en la recuperación de azufre en Refinería Cienfuegos S.A. *Revista Tecnología Química*. 2021, **41**(3), 504-521. ISSN: 2224-6185. <https://tecnologiaquimica.uo.edu.cu>

4. BAKER, H. Energy Global. [Online] 04 03, 2014. [Cited: 12 22, 2014.] Baker_Hughes_TRETOLITE_fluids_separation_technologies_celebrates_10_0_years.aspx. <http://www.energyglobal.com/news/drilling-and-production/articles/>
5. EPICORP. *Egyptian Petroleum Investments Corporation*. Oil refinery waste products concerns and management. 2022. <https://epicorp.com.eg>
6. LOBELLES-SARDIÑAS G.O; LÓPEZ-BASTIDA E.; CORTES-MARTINEZ R; PEDRAZA-GARCIGA J. Economía ecológica y gestión tecnológica integral de aguas sulfurosas en la refinería de Cienfuegos para minimizar emisiones. *Revista Tecnología Química*. 2019, **39** (1), 22-43. ISSN: 2224-6185. <https://tecnologiaquímica.uo.edu.cu>.
7. KBC.ADVANCED-TECHNOLOGIES. Petro-SIM™ 6.1 Process Simulator. Petro-SIM y Profimatics es una marca registrada de KBC Advanced Technologies. United Kingdom Oil & Gas news in Europe, 2004. www.kbcat.com.
8. NOGUERA BULMARO A. *Pipephase* es un *software* comercial de simulación orientado a la industria de los hidrocarburos y diseño de líneas de tuberías. *Ingeniería Química Reviews (IQR)*. 2020. <https://www.ingenieriaquimicareviews>.
9. FELIU, J. A. Importancia de la termodinámica en la simulación de procesos. *Revista Ingeniería Química*, 2006, **438**, 111-117. ISSN 0210-2064. Dialnet. <https://dialnet.unirioja.es>
10. LOPEZ ECHEVERRY J.S; REIF ACHERMAN S; and ARAUJO LOPEZ E. Peng Robinson equation of state: 40 years though cubics. *ELSERVIER. Fluid Phase Equilibria*. 2017. **447**, 39–71. <https://doi.org/10.1016/j.fluid>.
11. PETERS, M. and TIMMERHAUS, K. Plant Desing and Economics for Chemical Engineers. McGraw-Hill International Editions. Fourth Edition. *Chemical and Petroleum Engineering Series*. 1991. pp:183 211.
12. COUPER, JR.; HERTZ, DW.; LEE SMITH, F. Process Economics. In *Perry's chemical engineers handbook*, 8th edition. 2008. section 9, table 9-9 and equation 9.3
13. FARRAR, G. *Quarterly Costimating: Indexes for selected equipament items*. (E. Perspective, Ed.) *Oil and Journal Digital Megazine*. Retrieved Diciembre 21, 2022, from <http://www.ogj.com>

14. CEPAL-SEMARNAT. Evaluación de externalidades ambientales del sector Energía en las zonas críticas de Tula y Salamanca. México. CEPAL-SEMARNAT, 2007. LC/MEX/L.788/Rev.1. 11 de septiembre .

Conflicto de interés

Los autores declaran que no existen conflictos de interés.

Contribución de los autores

Gabriel Orlando Lobelles Sardiñas. concepción y dirección de la investigación, análisis y escritura del artículo.

Melisa García Álvarez: realizó la corrida de los datos en el *Software PetroSim* y la evaluación económica y económica-ambiental.

Yanelys Oropesa Ortiz: colaboró con el análisis de los resultados y la escritura del artículo,

Claudia Águila Prado: colaboró con el análisis estadístico, confección o revisión del manuscrito.