

Análisis de rendimiento de las refinerías de Pemex, 2000-2019

Martin Flegl*

Sebastián Campos Díaz**

Isaac Sánchez-Juárez***

(Recibido: enero 2021/Aceptado: mayo 2021)

Resumen

Este artículo tuvo como objetivo calcular el rendimiento del sistema nacional de refinación en México para el periodo 2000-2019. Para tal fin se utilizó información mensual proveniente de Pemex, con la cual se construyó un modelo de insumos y productos que se estimó mediante el método Data Envelopment Analysis. Lo que se encontró fue que el promedio total de rendimiento fue 82.31%; 80.16% en Cadereyta; 70.11% en Madero; 91.50% en Minatitlán; 75.34% en Salamanca; 88.95% en Salina Cruz y 88.19% en Tula. En promedio los resultados confirman una operación deficiente de la industria de refinación mexicana y contribuyen para que los tomadores de decisiones gubernamentales modifiquen este escenario de cara a la construcción anunciada de una nueva refinería en los próximos años.

Palabras clave: análisis envoltante de datos, refinación, petróleo, reforma energética, análisis de ventanas.

Clasificación JEL: C32, C44, D24.

* Profesor-investigador en el Tecnológico de Monterrey, Campus Ciudad de México. Correo: martin.flegl@tec.mx
** Profesor-investigador en la Universidad La Salle Ciudad de México. Correo: sebasfields@hotmail.com.

*** Profesor-investigador en la Universidad Autónoma de Ciudad de Juárez. Correo: isaac.sanchez@uacj.mx.

Performance analysis of the Pemex refineries, 2000-2019

Abstract

This paper aimed to calculate the performance of the national refining system in Mexico for the period 2000-2019. For this purpose, monthly information from Pemex was used, with which a model of inputs and products was constructed that was estimated by means of Data Envelope Analysis. What was found was that the total average yield was 82.31%; 80.16% in Cadereyta; 70.11% in Madero; 91.50% in Minatitlán; 75.34% in Salamanca; 88.95% in Salina Cruz and 88.19% in Tula. For the average, the results confirm a deficient operation of the Mexican refining industry and contribute for government decision makers to modify this scenario in view of the announced construction of a new refinery in the coming years.

Keywords: data envelopment analysis, refinement, oil, energy reform, window analysis.

JEL clasificación: C32, C44, D24.

1. Introducción

En virtud de que el petróleo crudo no tiene uso y tampoco genera energía por sí mismo se somete a un proceso de transformación conocido como refinación por medio del cual se obtienen componentes útiles y se adecuan sus características a productos que la sociedad demanda. Este proceso se realiza en refinerías donde se convierte el petróleo en productos refinados tales como gasolinas, diésel, turbosinas, gas licuado, entre otros (Limón, 2018). La industria de la refinación resulta estratégica para una economía ya que de ella dependen la mayor parte de actividades económicas, entre las que sobresalen el transporte, construcción, generación de energía eléctrica y la creación de un gran número de productos vitales para el bienestar humano. La industria de la refinación en el caso mexicano ha estado siempre vinculada al gobierno, incluso con la reforma energética del 2013-2014 esta condición no cambió ya que la administración pública actual al momento de redactar este informe de investigación insiste en su carácter nacional y la importancia que reviste para el fortalecimiento del rol de Petróleos Mexicanos (Pemex) como eje del desarrollo económico.

La industria de la refinación se caracteriza por su complejidad tecnológica, el uso intensivo de capital, ser fuente de puestos de trabajo directos e indirectos, pero también problemáticas ambientales (siempre presentes cuando la meta es el desarrollo económico). Como indica Romo (2016, p. 141) “esta industria se integra por un conjunto de grandes plantas de producción continua, en las que el petróleo crudo es separado en diferentes fracciones... la industria de la refinación también comprende el transporte y almacenamiento de los productos elaborados, así como su entrega a los consumidores a través de sus puntos de distribución”.

La industria de la refinación en México no tiene necesariamente una larga tradición ya que Pemex se ha centrado más en la parte de perforación, extracción y venta de petróleo crudo en los mercados internacionales. La refinación, aunque clave para el crecimiento y desarrollo económico en los hechos ha estado relegada a un puesto de menor importancia por parte de la paraestatal mexicana encargada de administrar los recursos petroleros. De tal forma que México a pesar de ser uno de los principales países productores de petróleo en el mundo solo cuenta con seis refinerías que conforman el Sistema Nacional de Refinación (SNR), el cual tenía en diciembre del 2018 una capacidad de 507 mil barriles diarios de crudo (Secretaría de Energía, 2019) mientras que dicha capacidad era de 1.6 millones de barriles diarios de crudo en diciembre del 2014 (Romo, 2016, p. 149).

El nuevo gobierno federal mexicano ha propuesto fortalecer el SNR, creando una nueva refinería en el estado de Tabasco (Dos Bocas) que en teoría generaría 340 mil barriles diarios lo que junto con la rehabilitación de las seis refinerías existentes permitiría producir alrededor de 1 millón 863 mil barriles diarios de crudo de los cuáles se obtendrían 781 mil barriles de gasolina y 561 mil de diésel diariamente con lo que se dice se eliminaría la dependencia energética (Pemex, 2018).

Teniendo como referencia lo mencionado este artículo presenta los resultados de una investigación cuyo objetivo central consistió en calcular el rendimiento de cada una de las refinerías existentes en México entre el mes de enero del 2000 y marzo del 2019 para lo cual se usaron datos oficiales provenientes de Pemex. La metodología utilizada consistió en el Data Envelopment Analysis (DEA) y su extensión de Window Analysis (el enfoque de ventanas). De manera particular el trabajo se centró en exponer el rendimiento de cada una de las refinerías; las diferencias de rendimientos entre refinerías; las diferencias de rendimiento de las refinerías a lo largo de cinco sexenios presidenciales, así como el efecto que tuvo la reforma energética del 2013-2014 sobre el rendimiento de cada una de las refinerías. De esta forma, la investigación contribuye tanto a la generación de conocimiento en la disciplina al aplicar una técnica original como al debate actual en torno a la construcción de una nueva

refinería por parte del Estado mexicano en el sur del país como eje central de la actual política en materia energética.

Para atender los objetivos planteados en la primera parte del trabajo se presenta información sobre el método utilizado y los datos. En la segunda parte se presentan los resultados con énfasis en cada refinería, sexenio presidencial y reforma energética. En la parte final se concluye resumiendo los hallazgos y discuten las razones por las cuáles el rendimiento de las refinerías mexicanas se encuentra por debajo de lo esperado.

2. Metodología

2.1. Data envelopment analysis

El Análisis Envolvente de Datos (Data Envelopment Analysis, DEA) permite evaluar varias unidades de toma de decisiones (Decision-Making Units, DMU) con respecto a sus capacidades para convertir múltiples inputs en múltiples *outputs* (Cooper *et al.*, 2011). Cada DMU puede tener varias cantidades de m entradas diferentes para producir s salidas diferentes. Si el modelo supone rendimientos constantes a escala, se puede utilizar el denominado modelo CCR (Charnes *et al.*, 1978). El modelo CCR orientado a *outputs* para DMU_0 se formula de la siguiente manera:

$$\min q = \sum_{i=1}^m v_i x_{i0} \quad (1)$$

sujeto a

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^m v_i x_{ij} - \sum_{r=1}^s \mu_r y_{rj} &\geq 0, \quad j = 1, 2, \dots, n \\ \sum_{r=1}^s \mu_r y_{r0} &= 1 \\ \mu_r, v_i &\geq 0 \text{ y } \epsilon > 0 \end{aligned} \quad (2)$$

donde x_{ij} es la cantidad del input i del DMU_j , y_{ij} es la cantidad del output r de DMU_j , v_i y μ_r son los pesos de los inputs y outputs $i=1,2,\dots,m$, $j=1,2,\dots,n$, $r=1,2,\dots,s$, $i=1,2,\dots,m$ y ϵ es el llamado elemento no archimadiano. DMU es 100% eficiente si $q=1$, es decir, no hay otra DMU que produzca más outputs con la misma combinación de inputs. Por otro lado, DMU es ineficiente si $q<1$.

Para medir la productividad de las DMUs durante un periodo más largo, se puede utilizar el enfoque de Análisis de Ventanas (Windows Analysis, WA). Este enfoque funciona según el principio de promedios móviles para detectar

tendencias de rendimiento de las DMUs a lo largo del tiempo (Cooper *et al.*, 2007). En este caso, cada DMU en un periodo diferente se trata como si fuera una unidad diferente. El rendimiento de una DMU en un periodo en particular se compara con su rendimiento en otros periodos, además del rendimiento de otras DMUs. Por lo tanto, hay nk DMU en cada ventana, donde n es el número de DMUs en un periodo determinado (debe ser el mismo en todos los períodos) y k es el ancho de cada ventana (igual para todas las ventanas). Esta característica aumenta la capacidad discriminatoria del modelo DEA, ya que el número total de periodos T se divide en series de periodos superpuestos (ventanas), cada uno con un ancho k ($k < T$) que conduce a nk DMUs. La primera ventana tiene nk DMUs para los periodos $\{1, \dots, k\}$, el segundo periodo tiene nk DMUs y periodos $\{2, \dots, k+1\}$ y así sucesivamente, hasta que la última ventana tenga nk DMUs y periodos $\{T-k+1, \dots, T\}$. En total, hay $T-k+1$ análisis separados donde cada análisis examina nk DMUs.

Un factor importante es la determinación del tamaño de la ventana. Si la ventana es demasiado estrecha, puede que no haya suficientes DMUs en el análisis que conduzcan a un bajo poder de discriminación del modelo. Por el contrario, una ventana demasiado amplia puede dar resultados engañosos debido a cambios significativos que ocurren durante los periodos cubiertos por cada ventana (Cooper *et al.*, 2011). Por lo tanto, el tamaño de la ventana debe considerar la estructura del modelo DEA (principalmente con respecto al número de DMUs [Dyson *et al.*, 2001]) y las características del área analizada. En el caso de esta investigación se seleccionó $k = 12$ (ventana de 12 meses) ya que las modificaciones del presupuesto para las refinerías se realizan cada año.

3. Data y estructura del modelo

Para fines de análisis se consideraron las seis refinerías existentes: Cadereyta en el estado de Nuevo León, Madero en Tamaulipas, Minatitlán en Veracruz, Salamanca en Guanajuato, Salina Cruz en Oaxaca y Tula en Hidalgo. La figura 1 muestra la ubicación de las refinerías.



Fuente: Sinembargo.mx (2018).

Figura 1
Ubicación de las seis refinерías mexicanas

Los datos utilizados en el análisis se tomaron de la base de datos institucional de Pemex (Pemex, 2019), seleccionándose los siguientes inputs: Capacidad de refinación (CR) que se mide en miles de barriles diarios; Terreno de la refinерía (T) en hectáreas; Plazas de trabajo totales (PTT) en unidades; Presupuesto de refinерía (PRES) en miles de millones de pesos; Pozos perforados (PPE) medido en unidades; y Equipo de perforación (EPE) en unidades. Estas variables resumen los recursos (humanos, financieros, materiales y tecnológicos) de cada refinерía.

Una de las principales características de los modelos DEA es que no es necesario directamente asignar pesos (v_i y μ_r) a los inputs u outputs. Estos pesos son determinados directamente de los datos. Esta flexibilidad es una de las características más atractivas de estos modelos. Sin embargo, tanta flexibilidad a menudo resulta en resultados no razonables (i.e. no corresponden con el conocimiento previo o con el conocimiento sobre el proceso de la producción). Además, la flexibilidad puede resultar en pesos igual a cero (o muy cerca al cero) que significa que las DMUs priorizan solamente algunos inputs u outputs a favor su eficiencia (Cooper *et al.*, 2011). Para obtener buena representatividad de los modelos DEA es importante que su estructura minimice pesos cerca o igual a cero en sus variables. Una de las muchas opciones para asegurar esto consiste en eliminar algunas variables y/o subir el valor del elemento no archimadiano (ϵ).

Anotar que, en la primera estimación, la importancia del input PPE fue solamente 1.97% y de EPE 6.11% lo que implicaba que dichas variables no eran

significativas para el análisis. Por eso, se eliminó el input PPE del modelo para mejorar la importancia de EPE y otros inputs. Además, se ajustó el nivel de ϵ a .3 para subir la inclusión de cada variable en el modelo. En la segunda estimación, la importancia del input EPE subió solamente a 6.23% lo que representó un nivel insatisfactorio de importancia. Por eso, se descartó esta variable del modelo. Al final, el modelo incorporó 4 inputs: Capacidad de refinación con importancia 31.21%; Terreno de la refinería (25.75%); Plazas de trabajo totales (29.01%); y Presupuesto de refinería (14.03%).

Para los outputs del modelo se seleccionaron dos variables: Producción de petróleo crudo ligero (PCL) y Producción de petróleo pesado (PCP), ambas en miles de barriles diarios. En este caso, la importancia de cada una era satisfactorio: para PCL 54.06% y 45.94% para PCP ($\epsilon = .3$). Es decir, los outputs contribuyen casi en la misma magnitud. La estructura final del modelo se presenta en la tabla 1. La selección de los variables (inputs y outputs) corresponde a la estructura común de los modelos DEA en el área de análisis de rendimiento o eficiencia de la refinación de petróleo presentado por ejemplo en los trabajos de Cavalheiro Francisco, Rodrigues de Almeida y Ribeiro da Silva (2012), Al-Najjar y Al-Jaybajy (2012), Mekaroonreung y Johnson (2010). Sin embargo, el análisis presentado en este artículo es distinto porque refleja el rendimiento de las refinerías para un periodo largo y no solamente para un corte de un año o cortes separados por algunos años (Barros & Assaf, 2009; Vikas & Bansal, 2019). Estos cortes no son correctos porque la refinación es un proceso continuo y por eso el WA refleja mejor este proceso. También se puede utilizar el índice de Malmquist para medir el rendimiento durante un periodo largo, como en el estudio de Ike y Lee (2014). No obstante, el índice de Malmquist no está diseñado para un análisis con un número limitado de DMUs.

Tabla 1
Estructura del modelo DEA e importancia de cada variable

Inputs	Outputs
Input 1: capacidad de refinación (CR) - 31.21%	Output 1: petróleo crudo ligero (PCL) - 54.06%
Input 2: terreno disponible (T) - 25.75%	Output 2: petróleo crudo pesado (PCP) - 45.94%
Input 3: plazas de trabajo totales (PTT) - 29.01%	
Input 4: presupuesto asignado del gobierno (PRES) - 14.03%	

Fuente: elaboración propia.

Los datos obtenidos tenían una frecuencia mensual para cada una de las refinerías durante el periodo enero 2000-marzo 2019, resultando en 231 datos (meses). Considerando el funcionamiento del método WA, se contó con 1 386 DMUs lo que aseguró una habilidad discriminatoria suficiente del modelo (Dyson *et al.*, 2001). Finalmente, con la información disponible se utilizó el modelo CCR orientado a los outputs con el propósito central de evaluar el rendimiento de la producción. Se seleccionó el modelo CCR porque las refinerías funcionan en conjunto sin competencia entre ellas como parte del SNR. Además, el modelo CCR evalúa la eficiencia técnica que refleja el rendimiento de la producción.

Para finalizar este apartado conviene indicar que al revisar la literatura, para el caso mexicano, en las principales bases de datos científicas no se encontraron trabajos que usaran el método DEA para estudiar el SNR, una refinería o la industria petrolera en general; no obstante, para el caso internacional sí se encontraron varios trabajos, algunos de ellos son Idowu *et al.* (2019) para Nigeria; Pandey y Satapathy (2014) en India; Cavalheiro Francisco, Rodrigues de Almeida y Ribeiro da Silva (2012) en Brasil; Al-Najjar y Al-Jaybajy (2012) en Irak; Mekaroonreung y Johnson (2010) en Estados Unidos y Barros y Assaf (2009) en Angola. El único análisis encontrado que incluía a Pemex fue el realizado por Eller *et al.* (2011), aunque su análisis se enfocaba en la eficiencia de las ganancias de las empresas y no en el rendimiento productivo.

4. Resultados

En esta parte se presentan los resultados de estimar el rendimiento de las refinerías en México. Primero, se presentan los resultados generales y después los de cada refinería (Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula). Además, el rendimiento se relaciona con las administraciones sexenales de los últimos cinco presidentes mexicanos. Parte del sexenio de Ernesto Zedillo (enero 2000-noviembre 2000), el sexenio de Vicente Fox (diciembre 2000-noviembre 2006), el sexenio de Felipe Calderón (diciembre 2006-noviembre 2012), el sexenio de Enrique Peña Nieto (diciembre 2012-noviembre 2018) y parte del sexenio de Andrés Manuel López Obrador (diciembre 2018-marzo 2019).

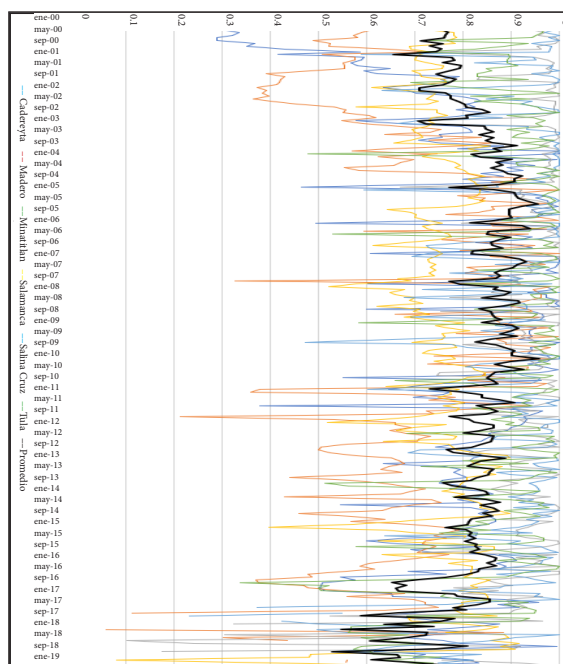
Aclarado lo anterior se encontró que, durante todo el periodo, el rendimiento promedio de todas las refinerías fue 82.31% (con una desviación estándar de 7.48%) lo que implica que hubo una operación deficiente sujeta a mejoras (tabla 2). Además, los resultados indican que existió una volatilidad significativa en el rendimiento durante todo el periodo que no permite identificar una tendencia estable para cada refinería (figura 2). Por lo tanto, y por el tamaño del periodo analizado, resulta imperativo investigar el rendimiento con más detalle.

Tabla 2
Rendimientos de las refinerías en México, 2000/01-2019/03

Refinería	Rendimiento	Zedillo	Fox	Calderón	Peña	Obrador
Cadereyta	80.16% (16.00%)	38.99% (10.92%)	81.62% (13.29%)	88.87% (12.17%)	76.54% (11.30%)	75.23% (8.41%)
Madero	70.11% (18.64%)	57.77% (6.90%)	69.88% (18.97%)	79.90% (17.66%)	61.65% (15.21%)	55.81% (0.10%)
Minatitlán	91.50% (12.98%)	93.29% (8.27%)	95.32% (6.94%)	93.06% (6.52%)	85.80% (19.88%)	89.06% (12.50%)
Salamanca	75.34% (9.32%)	74.17% (3.94%)	74.74% (5.86%)	73.77% (6.88%)	79.55% (9.23%)	42.09% (26.19%)
Salina Cruz	88.95% (13.14%)	94.17% (11.85%)	92.29% (10.29%)	88.44% (10.58%)	85.78% (17.10%)	79.12% (5.23%)
Tula	88.19% (13.04%)	88.18% (9.16%)	91.79% (9.57%)	92.91% (8.07%)	80.93% (16.43%)	68.97% (6.67%)
Promedio SNR	82.31% (7.48%)	74.43% (3.27%)	84.27% (6.04%)	86.16% (4.28%)	78.45% (8.19%)	68.82% (5.79%)

* Entre paréntesis las desviaciones estándar.

Fuente: elaboración propia.



Fuente: elaboración propia.

Figura 2
Rendimientos de las refinerías en México, 2000/01 a 2019/03

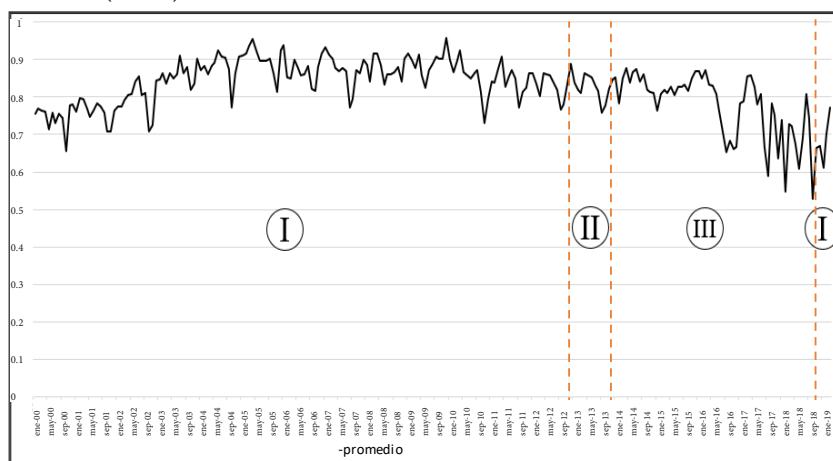
Durante el sexenio de Zedillo, el rendimiento promedio de las refinerías fue 74.43% con la menor volatilidad (desviación estándar 3.43%). La tendencia del rendimiento fue ligeramente negativa (-.0001 en promedio por mes). Es necesario recordar que el periodo A solamente está integrado por 11 meses. Durante el sexenio de Fox se registró una tendencia positiva al crecer el rendimiento .00007 por mes. Este crecimiento resultó en un rendimiento promedio de las refinerías de 84.27% con un pico de 93.79% en enero de 2006. Sin embargo, la volatilidad también creció (6.08%). Durante el sexenio de Calderón, el rendimiento promedio de las refinerías fue el más alto (86.16%) con un bajo nivel de volatilidad (4.30%). Sin embargo, durante todo el sexenio la tendencia fue ligeramente negativa -.00003 en promedio por mes. Para el sexenio de Peña subió la tendencia negativa hasta -.00008, lo que resultó en un rendimiento promedio bajo 78.45%. Además, durante este periodo aumentó la volatilidad (8.19%). La volatilidad de este periodo fue la más grande de todos los periodos analizados. El último sexenio, el de Obrador, presenta el rendimiento promedio más bajo de todos (68.82%), con una volatilidad de 5.79%, pero una tendencia positiva de .0013. Aunque, estos resultados no son necesariamente representativos ya que solamente abarcan cuatro meses de este sexenio (5.5%). A pesar de esto se decidió incorporar parte de los sexenios de Zedillo y Obrador ya que permite tener una visión de largo plazo respecto a lo ocurrido con el rendimiento promedio del SNR.

Para ver, si las diferencias en el rendimiento son diferentes estadísticamente considerando no solamente el promedio de cada periodo, se aplicó la prueba de Games-Howell. Games-Howell es una prueba no paramétrica que no asume varianzas iguales y el mismo tamaño de muestra. En nuestro caso, dos de cinco sexenios tienen diferente tamaño y las varianzas son diferentes (prueba de Welch $p = .000$). Todas las pruebas estadísticas presentadas en este artículo se basan en ella. La prueba muestra que el sexenio de Fox tuvo un rendimiento estadísticamente más alto con respecto al sexenio de Zedillo ($p = .000$, +9.84%), Peña ($p = .000$, +5.81%), y también estadísticamente más alto en relación al sexenio de Obrador ($p = .066$, +15.45%). Similar, el sexenio de Calderón tuvo el rendimiento estadísticamente más alto que con Zedillo ($p = .000$, +11.72%), que Peña ($p = .000$, +7.70%) y que Obrador ($p = .050$, +17.34%). Aunque el rendimiento del sexenio de Peña fue el más volátil, también fue estadísticamente más alto comparado con el sexenio de Zedillo ($p = .057$, +4.02%). Por último, no hubo diferencia estadísticamente significativa entre los sexenios de Fox y Calderón ($p = .207$, -1.88%).

5. Reforma energética

Durante el sexenio de Enrique Peña Nieto se realizaron diversas reformas con la intención declarada de buscar el crecimiento económico y social del país,

una de ellas fue la reforma energética presentada el 12 de agosto de 2013 y aprobada en diciembre del 2014. Esta reforma propuso abrir los mercados de inversión, transporte, explotación, extracción y venta de hidrocarburos al sector privado nacional e internacional para en teoría hacer que los mercados fueran más competitivos y obtener así mayores recursos con el fin de renovar Pemex. Para el lector interesado en una discusión crítica de la reforma energética revise Aguilera Gómez, *et al.* (2014), González (2014) y Martínez *et al.* (2016).



Fuente: elaboración propia.

Figura 3
Rendimiento promedio del SNR relacionado con la reforma energética

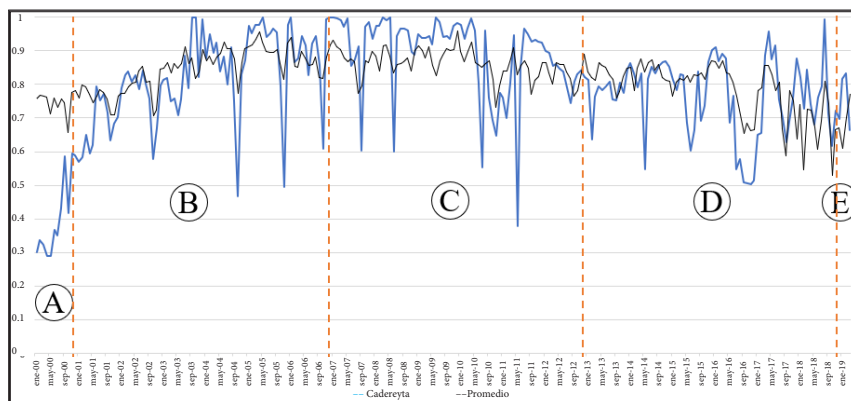
Como parte del análisis se revisa a continuación el rendimiento promedio del SNR relacionado con la reforma energética (figura 3). El periodo I refiere a los sexenios anteriores y posterior al sexenio de Enrique Peña Nieto. Periodo II refiere al sexenio de Enrique Peña Nieto antes de la reforma energética, mientras periodo III refiere al periodo con la reforma energética. Durante el periodo I, el rendimiento de las refinerías fue 84.05% con una volatilidad promedio de 6.39%. Durante el periodo II, el rendimiento promedio bajó a 82.76% con una volatilidad de 3.61%.

En el periodo III el rendimiento bajó significativamente -5.17% respecto al periodo II ($p = .004$) y -6.46% ($p = .000$) comparando con el periodo I. Además, la volatilidad calculada fue de 8.65%. Se concluye que la reforma energética tuvo un impacto negativo en el rendimiento promedio del SNR.

6. Rendimiento de cada una de las refinerías

6.1 Refinería de Cadereyta

El rendimiento promedio durante todo el periodo fue 80.16%, por debajo del promedio nacional y tercero más bajo de todas las refinerías (tabla 2). Además, la volatilidad de esta refinería fue 16.00% (segundo más volátil). Su rendimiento empezó muy bajo (30.01%) creciendo significativamente durante el sexenio de Zedillo. Sin embargo, el rendimiento promedio durante este periodo fue 38.99% con volatilidad de 10.92%, que fue -36.24% más bajo ($p = .002$) que el segundo rendimiento más bajo durante el sexenio de Obrador. Durante el sexenio de Fox, el rendimiento subió para cerrar en 81.62% pero también la volatilidad creció (13.29%). El rendimiento más alto se registró durante el sexenio de Calderón (88.87% con una volatilidad de 12.17%). La diferencia de +7.24% contra el periodo anterior es significativa ($p = .007$). Durante el sexenio de Peña el rendimiento promedio bajó significativamente -12.32% para terminar en 76.54% y también bajó la volatilidad (11.30%). En el último sexenio se registró un rendimiento promedio de 75.23% con la volatilidad más baja de 8.41%. La diferencia de -1.31% respecto el sexenio anterior no fue estadísticamente significativa ($p = .997$) (véase figura 4).



Fuente: elaboración propia.

A: Sexenio de Ernesto Zedillo, B: Sexenio de Vicente Fox, C: Sexenio de Felipe Calderón, D: Sexenio de Enrique Peña Nieto y E: Sexenio de Andrés Manuel López.

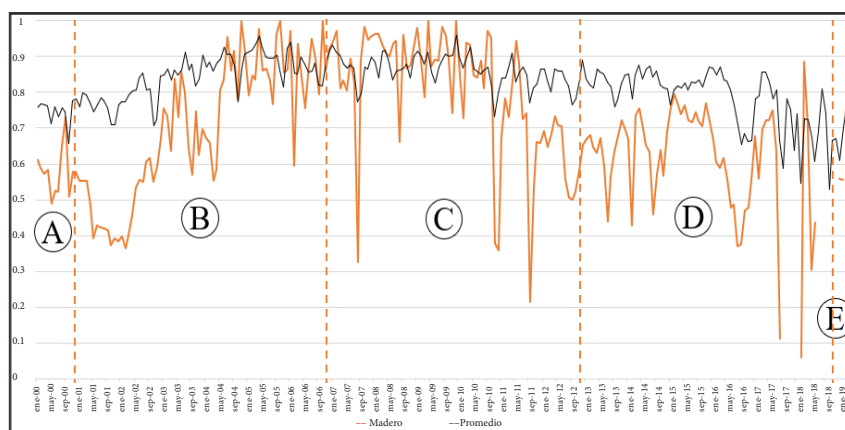
Figura 4
Rendimiento de la refinería de Cadereyta, 2000/01-2019/03

En lo que refiere a la reforma energética en el caso de la refinería Cadereyta ésta tuvo un impacto negativo, que resultó en rendimiento más bajo para el periodo III al comparar con los periodos I (-1.12%, sin significancia $p = .856$) y II (-5.43%, con significancia $p = .028$). Además, la reforma aumentó durante el sexenio la volatilidad de 4.92% a 12.20%.

6.2 Refinería de Madero

El rendimiento promedio de la refinería de Madero fue 70.11% (tabla 2), el más bajo de las seis refinerías. Además, la volatilidad de esta refinería fue la más alta también (18.64%). Se puede ver en la figura 5 que no se observó una tendencia estable, durante todo el periodo hubo mucha volatilidad. Durante el periodo de Zedillo el rendimiento promedio fue solamente 57.77% (volatilidad de 6.91%), que es significativamente menor al compararlo con el periodo de Fox (-12.10%, $p = .003$) y Calderón (-22.12%, $p = .000$). Aunque durante el periodo de Calderón el rendimiento era más alto (79.90%), no superó el nivel del rendimiento promedio de todas las refinerías.

Se puede ver en la figura 5 que el rendimiento en la mayoría de los meses estuvo por debajo del promedio. La reforma energética no tuvo tanto impacto en su rendimiento, porque durante todo el periodo de Peña estuvo significativamente por debajo del promedio. En el periodo II el rendimiento fue 63.20% (-10.23% comparando con el periodo I, $p = .002$). La reforma implicó una baja de rendimiento de -1.93%, más bajo que en el periodo II, que no fue significativamente (pero si significativamente más bajo respecto al periodo I, -12.65%, $p = .000$). También se puede observar que la refinería tuvo una producción cero durante 10 meses en el último tramo del sexenio de Peña.



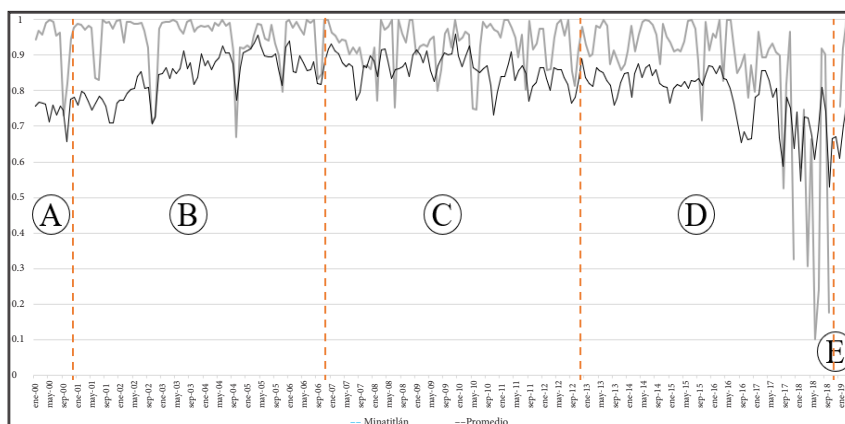
Fuente: elaboración propia.

Figura 5
Rendimiento de la refinería de Madero, 2000/01-2019/03

6.3 Refinería de Minatitlán

Contrario a la refinería de Madero, la refinería de Minatitlán fue la mejor evaluada de todas con un promedio de 91.50% (+9.19% del promedio). Durante

varios meses tuvo un rendimiento muy cercano a 100% y 20 meses un rendimiento de 100% (véase figura 6). Solamente, se encontraron problemas en el sexenio de Peña. Este sexenio tuvo el peor rendimiento promedio comparado con el sexenio de Fox (-9.51%, $p = .003$) y de Calderón (-7.25%, $p = .037$). En estos dos periodos la volatilidad fue 6.94% y 6.52% respectivamente, mientras que en el sexenio de Peña subió a 19.88%. Para esta refinería el peor rendimiento se relaciona con la reforma energética, se contrajo -8.90% ($p = .017$) respecto al periodo II y -9.75% ($p = .003$) en relación con el periodo I. Por lo último, durante el periodo III subió significativamente la volatilidad en el rendimiento (de 4.96% a 21.45%).

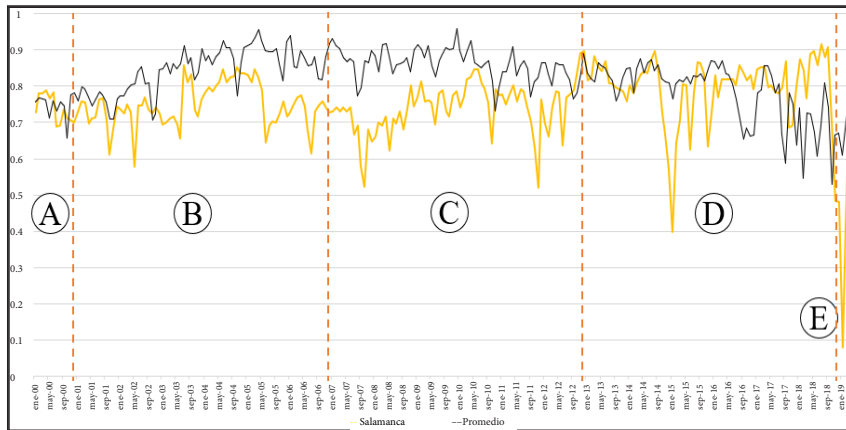


Fuente: elaboración propia.

Figura 6
Rendimiento de la refinería de Minatitlán, 2000/01–2019/03

6.4 Refinería de Salamanca

El rendimiento promedio de la refinería de Salamanca (75.34%) fue estable entre sexenios (con una volatilidad de 9.32%), aunque bajo respecto al promedio de todas las refinerías. A diferencia de las otras refinerías, el rendimiento más alto se registró durante el sexenio de Peña (79.55%, volatilidad 9.23%). Este sexenio fue +5.38% ($p = .018$) más alto que el sexenio de Zedillo, +4.81% ($p = .003$) que el de Fox y +5.77% ($p = .000$) más alto que el de Calderón. Destaca que el rendimiento se acompañó con una menor volatilidad (más estabilidad). La reforma energética tuvo un efecto negativo al comparar con el periodo II. Durante el periodo II el rendimiento de la refinería Salamanca fue bajo -4.28% ($p = .035$) con mayor volatilidad (9.84% versus 3.72% antes de la reforma). Aunque la reforma influyó negativamente en el rendimiento su nivel permaneció arriba respecto a los otros sexenios (+5.39%, $p = .001$) (véase figura 7).

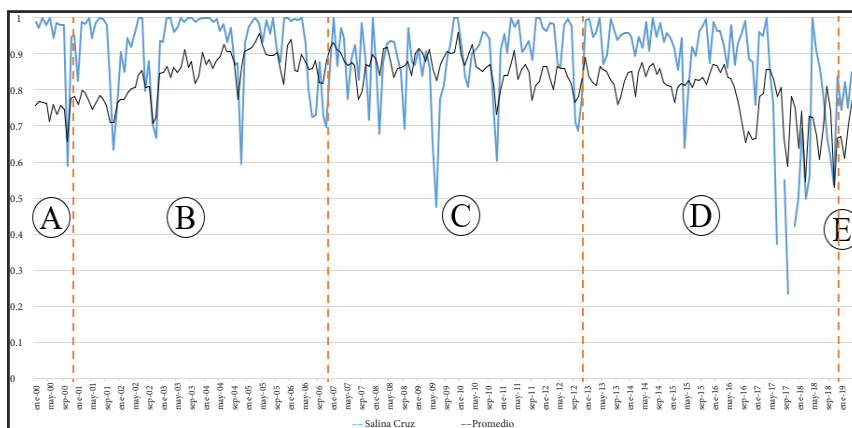


Fuente: elaboración propia.

Figura 7
Rendimiento de la refinería de Salamanca, 2000/01–2019/03

6.5 Refinería de Salina Cruz

La refinería de Salina Cruz tuvo el segundo rendimiento más alto 88.95% (+6.64% arriba del promedio). Salina Cruz tuvo mejor rendimiento durante el sexenio de Zedillo (94.17%, volatilidad 11.85%). Desde este sexenio, el rendimiento de la refinería estuvo constantemente bajando (véase figura 8): -1.87% durante el sexenio de Fox ($p = .986$), -5.72% durante el sexenio de Calderón ($p = .573$), -8.39% durante el sexenio de Peña ($p = .290$) y -15.04% durante el sexenio de Obrador ($p = .035$). La mayoría de las diferencias no fueron significativas por el corte del periodo del sexenio de Zedillo. La caída en el rendimiento al final del sexenio de Peña puede explicarse por el efecto de la reforma energética, el rendimiento bajó -11.87% ($p = .000$) y creció la volatilidad +14.03%.

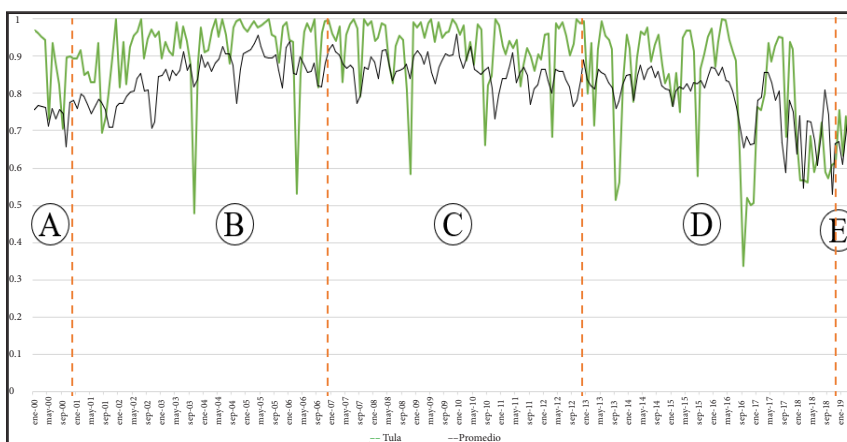


Fuente: elaboración propia.

Figura 8
Rendimiento de la refinería Salina Cruz, 2000/01–2019/03

6.6. Refinería de Tula

Como se mencionó antes, la refinería de Tula tuvo un rendimiento promedio alto (+5.88% arriba del promedio del SNR). En los primeros tres sexenios se puede observar una relativa baja volatilidad (véase figura 9). Durante el sexenio de Zedillo, el rendimiento fue 88.17%, mientras que durante el sexenio de Fox creció hasta 91.79% (aunque no fue significativo, $p = .746$). El rendimiento más alto se observó durante el sexenio de Calderón (92.91% con una volatilidad de 8.09%). El rendimiento bajó significativamente durante el sexenio de Peña al registrarse un promedio de 80.93% (-11.98% comparado con el sexenio anterior, esta caída en rendimiento fue significativa, $p = .000$). Además, creció significativamente la volatilidad hasta 16.43%. El rendimiento continuó bajando de tal forma que en el último sexenio fue 68.97%. La reforma energética no tuvo efecto significativo durante el sexenio de Peña. El rendimiento bajó -3.67% ($p = .760$) con la misma volatilidad (16.31% contra 16.53%).



Fuente: elaboración propia.

Figura 9
Rendimiento de la refinería Tula, 2000/01-2019/03

7. Discusión

En este artículo con el método DEA y su extensión de Window Analysis se calculó el rendimiento del SNR. Los resultados indican que existen deficiencias en su operación ya que el promedio fue 82.31%, visto por administraciones presidenciales con Zedillo fue 74.43%; 84.27% con Fox; 86.16% con Calderón; 78.45% con Peña y 68.82% con Obrador. El rendimiento promedio ha seguido una tendencia negativa incluso cuando se revisa la operación de cada una de las seis refinerías que componen el SNR (en algunos casos más grave que en otros como en Salamanca, Madero y Tula).

Los problemas operativos de cada planta de refinación resumidos por el nivel de rendimiento reportado implican que existe una incapacidad para solventar la demanda de productos refinados, entre los que destacan la gasolina, turbosina y diésel (en 2019 menos del 50% de la demanda interna se cubre con producción nacional). Granados-Hernández *et al.* (2013) realizaron un estudio que presenta diferentes escenarios respecto a la producción nacional de gasolina para consumo interno en México mediante el SNR. En todos los casos sus conclusiones son que será difícil satisfacer la demanda nacional a menos que se construyan nuevas refinerías con sistemas complejos que trabajen con crudos pesados. En virtud de esta situación el gobierno federal que encabeza Andrés Manuel López Obrador ha propuesto la construcción de una nueva refinería que sume al SNR existente. Aunque la medida puede ayudar a aumentar la producción, debe considerarse también la mejora operativa de las plantas prevalecientes. De la Mora (2012) considera que previo al desarrollo

de una nueva refinería deben considerarse las transformaciones sociales, políticas, económicas y territoriales que generará. En particular, usando el caso de Tula en Hidalgo expone las consecuencias negativas que se observaron en el ambiente lo que cuestiona los resultados económicos de crecimiento y empleo. Concluye que las refinerías como símbolo de modernidad pueden tener un alto costo para un auténtico desarrollo social.

Hoy en día la producción del SNR enfrenta varias limitantes. Para Limón (2018) se pueden resumir en tres: 1) menor producción petrolera a lo que se suma que la que se genera es en su mayoría de crudo pesado; 2) claras ineficiencias en la operación de las refinerías y 3) presupuesto precario para la dirección de Pemex Transformación Industrial encargada del SNR. De acuerdo con este autor el SNR fue diseñado para trabajar con crudos ligeros no obstante la mayor producción en el país es de crudos pesados, se tiene una franca paradoja se extrae petróleo pesado y se refina ligero.

En lo que refiere a las ineficiencias técnicas, de acuerdo con Limón (2018) existen demasiados paros no programados, lo que suelen ocurrir por falta de insumos esenciales, energía eléctrica, fallos en los equipos o bien retrasos en los mantenimientos. Ruiz Flores *et al.* (2016) apuntan que el actual SNR debe actualizarse en materia de equipamiento, enfatizan el sistema eléctrico primario, lo que incluye la instalación de nuevos generadores de energía eléctrica para superar el déficit con el que se trabaja actualmente ya que limita a las refinerías mexicanas estar cerca de su frontera de posibilidades de producción. Limón (2018) reporta que Pemex tiene siete veces más paros no programados en las refinerías que el promedio internacional. En lo que refiere al financiamiento el autor antes citado señala que desde los años ochenta del siglo XX el presupuesto que se destina a las refinerías es insuficiente porque Pemex decidió orientar sus recursos a la exploración y explotación de petróleo, reporta que entre 2002 y 2018 el presupuesto para las refinerías apenas creció 0.7% en promedio anual. Establecido lo anterior, tener un SNR operando a su máxima capacidad requiere que se extraiga mayor crudo ligero, mejorar el sistema de gestión administrativa, dar mantenimiento al equipamiento, comprar nuevo equipo, evitar que se detenga la cadena de suministros y contribuir con recursos federales para hacer que las plantas sea un negocio rentable.

Ramírez-Cendrero y Paz (2017) observaron que la mayoría de las inversiones de Pemex están destinadas a exploración (aproximadamente 90% de todas sus inversiones). Por otro lado, la inversión en la parte de producción o la parte de desarrollo industrial es residual. Es decir, Pemex ha dado prioridad a la explotación de petróleo y gas para incrementar ingresos sobre estrategias como autosuficiencia energía (refinación) o diversificación de la producción (petroquímica). La falta de inversión en los rubros indicados ha provocado un incremento de costos de la producción, los cuales crecieron más de 15% desde el 2000 (Clavellina Miller, 2014).

Recientemente el IMCO (2019, pp. 2-4) asevera que Pemex se encuentra en quiebra técnica desde hace una década, tiene según dicho organismo una incapacidad para financiar su gasto operativo y por supuesto de inversión, a lo que se suma su creciente costo financiero de deuda y obligaciones financieras. Por lo que propone rescatar la empresa por medios de cuatro acciones:

- 1) Reformar su gobierno corporativo para que su consejo de administración cuente con perfiles profesionales, independientes y sin conflicto de interés entre quien dicta la política energética y quien la ejecuta;
- 2) Implementar un programa de austeridad al interior de la empresa, para financiar sus gastos, sin incurrir en mayor endeudamiento;
- 3) Reactivar la participación y asociación con la iniciativa privada en la exploración y producción de hidrocarburos (farmouts) y
- 4) Focalizar su inversión en actividades que generen mayor rentabilidad a la empresa, como exploración y producción de hidrocarburos. De este estudio destaca que su propuesta es cancelar la construcción de la refinería de Dos Bocas y en caso de construirse, sugieren será como una empresa independiente a Pemex, con el objetivo de negociar un contrato colectivo que le permita aumentar sus niveles de productividad y rentabilidad.

Regresando a los factores que limitan un mejor rendimiento del SNR, Romo (2016) se muestra de acuerdo con los señalados y agrega que existen problemas a nivel gerencial que dificultan la implementación de los instrumentos y las estrategias encaminadas a generar una operación óptima de las plantas. Existe un comportamiento burocrático y clientelar que vuelve casi imposible trabajar sobre el principio de maximización de ganancias y minimización de pérdidas. Esta burocracia que administra las refinerías junto a la que encabeza Pemex ha ocasionado que en el pasado inversiones programadas no se pudieran llevar a cabo, destaca en este sentido el caso de la nueva refinería de Tula que supuestamente entraría en operación en 2015.

Otro problema señalado por Romo (2016) es que las refinerías tienen una insuficiente capacidad de almacenamiento de crudo y de destilados que origina saturación en algunas líneas de transporte, lo que convive con el uso no óptimo de ductos e infraestructura de poliductos, su rezago tecnológico y edad promedio de más de 29 años. También señala que limita la falta de detección oportuna de tomas clandestinas y el crecimiento del mercado ilícito de combustibles. En general el SNR como parte de Pemex enfrenta problemas de baja productividad, requerimientos de recursos financieros y humanos calificados, endeudamiento, presión de anquilosados sindicatos de trabajadores, dependencia del ciclo y oportunismo político, así como una corrupción de larga data (Romo, 2016; Clavellina Miller, 2014).

8. Conclusión

Este artículo al aportar información concreta sobre el rendimiento por administraciones federales y planta espera contribuir a una mejor toma de decisiones. En especial valorar si ante las condiciones del mercado de refinación internacional, la historia de la refinación en México y las condiciones financieras, administrativas y sindicales de Pemex conviene o no desarrollar una nueva refinería en Dos Bocas, Tabasco. Con base en los resultados aquí presentados se espera que las autoridades dispongan un buen diagnóstico sobre el rendimiento del SNR y consideren un abanico más amplio de opciones en beneficio de la seguridad energética de los mexicanos.

Referencias

- Aguilera Gómez, M.; F. Alejo; J. Navarrete & R. Torres (2014). Consideraciones sobre la Reforma de la Industria Petrolera en México. *Economía UNAM*, 11(33), 110-137. [https://doi.org/10.1016/S1665-952X\(14\)72184-X](https://doi.org/10.1016/S1665-952X(14)72184-X)
- Al-Najjar, S. M. & M.A. Al-Jaybajy (2012). Application of data envelopment analysis to measure the technical efficiency of oil refineries: A Case Study. *International Journal of Business Administration*, 3(5), 64-77. <http://dx.doi.org/10.5430/ijba.v3n5p64>.
- Barros, C. & A. Assaf (2009). Bootstrapped efficiency measures of oil blocks in Angola. *Energy Policy*, 37(10), 4098-4103. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.05.007>.
- Cavalheiro Francisco, C.; M. Rodrigues de Almeida & D. Ribeiro da Silva (2012). Efficiency in Brazilian refineries under different DEA technologies. *International Journal of Engineering Business Management*, 4, 1-11. <https://dx.doi.org/10.5772/52799>.
- Charnes, A.; W. Cooper & E. Rhodes (1978). Measuring the efficiency of decision making units. *European Journal of Operational Research*, 2(6), 429-44. [http://dx.doi.org/10.1016/0377-2217\(78\)90138-8](http://dx.doi.org/10.1016/0377-2217(78)90138-8).
- Clavellina Miller, J.L. (2014). Reforma energética, ¿era realmente necesaria? *Economía Informa*, 385, 3-45. [https://doi.org/10.1016/S0185-0849\(14\)70417-7](https://doi.org/10.1016/S0185-0849(14)70417-7).

- Cooper, W.; L. Seiford & K. Tone (2007). *Data envelopment analysis: A comprehensive text with models, applications, references, and DEA-solver software*. Nueva York: Springer.
- Cooper, W.; L. Seiford & J. Zhu (2011). *Handbook on data envelopment analysis*. Nueva York: Springer.
- De la Mora, G. (2012). Instalación de refinerías en la región de Tula en Hidalgo: análisis desde la modernidad. *Estudios Sociales*, 20(40), 179-210.
- Dyson, R.; R. Allen; A. Camanho; V. Podinovski; C. Sarrico & E. Shale (2001). Pitfalls and protocols in DEA. *European Journal of Operational Research*, 132(2), 245-259. [http://dx.doi.org/10.1016/S0377-2217\(00\)00149-1](http://dx.doi.org/10.1016/S0377-2217(00)00149-1).
- Eller, S.; P. Hartley & K. Medlock III (2011). Empirical evidence on the operational efficiency of National Oil Companies. *Empirical Economics*, 40(3), 623-643. <https://doi.org/10.1007/s00181-010-0349-8>.
- González, J. (2014). Reforma energética, refinerías y opinión pública. Datos para el examen legislativo. Ciudad de México: Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública.
- Granados-Hernández, E.; X. López-Andrade; H. Bravo-Álvarez & R. Sosa-Echeverría (2013). Refinación de petróleo y su impacto económico-tecnológico para la producción de gasolinas en México al 2030. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, 14(4), 475-487. [https://doi.org/10.1016/S1405-7743\(13\)72259-5](https://doi.org/10.1016/S1405-7743(13)72259-5).
- Idowu, A.; O. Iledare & B. Dada (2019). Evaluating technical efficiency of firms of different sizes: A case study of Nigerian upstream players. *Society of Petroleum Engineering*, 22(2), 775-788. <http://doi.org/10.2118/194210-PA>.
- Ike, C. & H. Lee (2014). Measurement of the efficiency and productivity of national oil companies and its determinants. *Geosystem Engineering*, 17(1), 1-10. <https://doi.org/10.1080/12269328.2014.887045>.
- IMCO (2019). Diagnóstico IMCO: Rentabilidad de Pemex para el bienestar de México. Ciudad de México: Instituto Mexicano de la Competitividad. https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2019/09/20191007_Diagn%C3%B3stico-IMCO-Rentabilidad-de-Pemex_Documento.pdf.
- Limón, A. (2018). Factores que inciden en la industria de la refinación en México. Recuperado el 30 de septiembre del 2019, de <https://ciep.mx/factores-que-inciden-en-la-industria-de-refinacion-en-mexico/>.
- Mekaroonreung, M. & A. Johnson (2010). Estimating the efficiency of American petroleum refineries under varying assumptions of the disposability of bad outputs. *International Journal of Energy Sector Management*, 4(3), 356-398. <https://doi.org/10.1108/17506221011073842>.
- Martínez, F.; M. Santillán & A. Navarro (2016). La reforma energética de 2013/2014 y el desarrollo industrial en México: contenidos, implicaciones y propuestas. *Análisis Económico*, 31(78), 7-32.
- Pemex (2018). Con plan nacional de refinación, México alcanzará soberanía energética: Romero Oropeza. Recuperado el 12 de octubre del 2019, de https://www.bmv.com.mx/docs-pub/eventore/eventore_881490_2.pdf.

- Pemex (2019). Petróleos Mexicanos, Base de Datos Institucional [Conjunto de datos]. Recuperado el 28 de agosto del 2019, de <http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas>.
- Ramírez-Cendero, J. & M. Paz (2017). Oil fiscal regimes and national oil companies: A comparison between Pemex and Petrobras. *Energy Policy*, 101, 473-483. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.009>.
- Romo, D. (2016). Refinación de petróleo en México y perspectiva de la reforma energética. *Problemas del Desarrollo*, 47(187), 139-164.
- Ruiz, L.; R. Castellanos & J. Calderón (2016). Operational reliability and modernization of refineries in Mexico: How?, Why? and Where? ASME Power Conference. <https://doi.org/10.1115/POWER2016-59146>.
- Pandey, K. & S. Satapathy (2014). Use of data envelopment analysis to measure the technical efficiencies of oil refineries in India. *Journal of Offshore Structure and Technology*, 1(3), 13-31.
- Secretaría de Energía (2019). La capacidad de producción del Sistema Nacional de Refinación pasó del 32% al 52%. Recuperado el 22 de octubre del 2019, de <https://www.gob.mx/sener/prensa/la-capacidad-de-produccion-del-sistema-nacional-de-refinacion-paso-del-32-al-52-218827>.
- Sinembargo.mx (2018). México abandonó refinерías y al mismo tiempo, en Texas, levantan nuevas para vendernos gasolina. Recuperado el 4 de septiembre del 2019, de <https://www.sinembargo.mx/17-06-2018/3429426>.
- Vikas, V. & R. Bansal (2019). Efficiency evaluation of Indian oil and gas sector: data envelopment analysis. *International Journal of Emerging Markets*, 14(2), 362-378. <https://doi.org/10.1108/IJoEM-01-2018-0016>.

