

Sistema Nacional de Refinación

Francisco José Barnés de Castro

Antecedentes

El Sistema Nacional de Refinación (SNR) consta de seis Refinerías, con una capacidad nominal de refinación de crudo de 1,640 MBD¹. Las dos últimas, Cadereyta y Salina Cruz, entraron en operación en 1979.

Refinería	Ubicación	Capacidad Nominal (MBD)	Año de entrada en operación
Ing. Antonio M. Amor	Salamanca	245	1950
Gral. Lázaro Cárdenas	Minatitlán	285	1956
Miguel Hidalgo	Tula	315	1976
Francisco I. Madero	Madero	190	1976
Ing. Antonio Dovalí Jaime	Salina Cruz	330	1979
Ing. R. Lara Sosa	Cadereyta	275	1979

La mayoría de las plantas que integran estas seis refinerías fueron diseñadas hace más de cincuenta años, con base en tecnología de aquella época y con criterios de diseño fuertemente condicionados por los bajos precios de energía y los muy altos costos de capital que prevalecían en aquellos años, que llevan a sacrificar eficiencia para reducir los costos de inversión, por lo que, desde un inicio, nuestras refinerías tenían un rendimiento de productos de mayor valor, un nivel de eficiencia en el consumo de energía y un nivel de integración significativamente menores que las refinerías de la costa del Golfo de los Estados Unidos, con las que compiten.

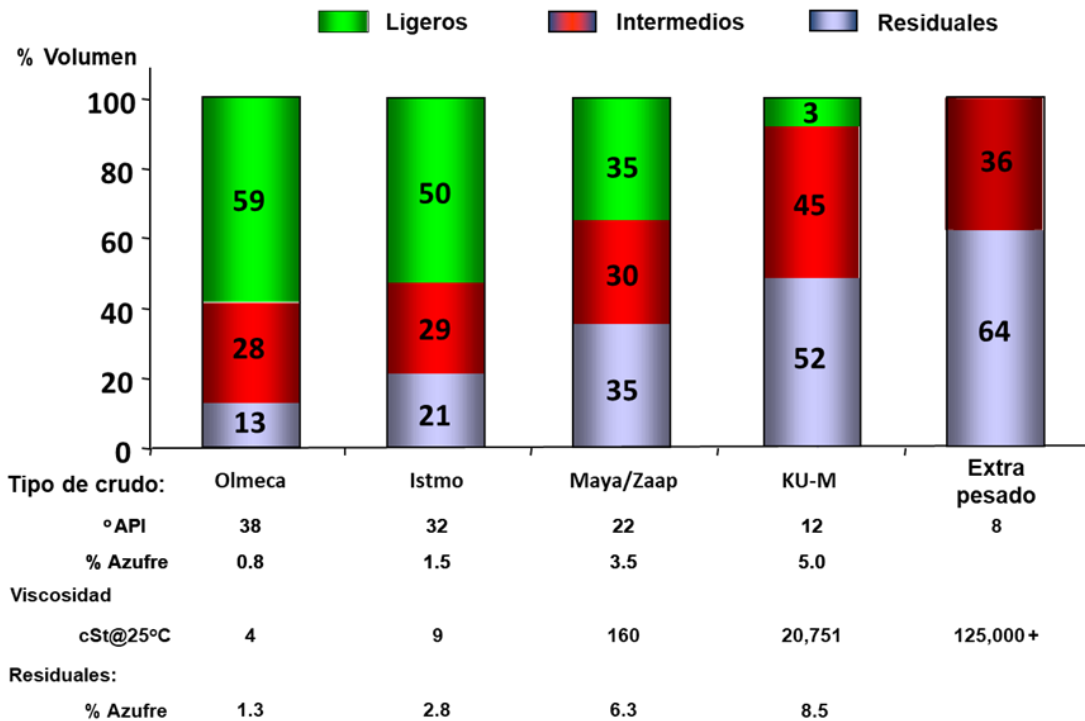
Mientras que las refinerías de la costa del Golfo de los Estados Unidos, se fueron modernizando a lo largo de estos años, las nuestras, siempre sujetas a restricciones presupuestales, se fueron quedando rezagadas, con excepción de algunas plantas de proceso que se adicionaron a lo largo de los años para mejorar la calidad de los combustibles y algunas limitadas modernizaciones en las refinerías de Tula, Madero y Cadereyta y, más recientemente, con la adición de un nuevo tren de refinación en Minatitlán.

¹ MBD: miles de barriles por día

Como se indica en el diagnóstico antes referido, con excepción del último tren de refinación de Minatitlán, todos los demás sistemas fueron diseñados para procesar crudo ligero de 34°API, un poco más ligero que el tipo Istmo, que era el prevaleciente en aquellos años.

Desde fines de los años '70, cuando inició la producción en Cantarell del crudo pesado tipo Maya, de 22°API, se empezó a procesar una mezcla de 70% de Istmo con 30% de Maya. Si bien los resultados fueron satisfactorios desde el punto de vista de procesamiento, empezó a deteriorarse la calidad de los productos elaborados, declinó el rendimiento de productos de mayor valor comercial y aumentó la producción de combustóleo. A mediados de la primera década de los años 2000, a medida en que se fue agotando la producción de Maya y empezó a ser substituida por crudos Ku-Malob-Zap más pesados, el desempeño del SNR se fue deteriorando cada vez más.

Rendimiento de los crudos de producción nacional



Lo mismo sucedió con la calidad de los productos refinados, a pesar de las reconfiguraciones que se hicieron en tres de las refinerías, para instalar las unidades de coquización.

La operación actual del sistema, con crudos más pesados, como se está haciendo en la actualidad, implica una menor producción de productos ligeros y una mayor producción de combustóleo, de peor calidad, con alto contenido de azufre, de metales pesados y de asfaltenos.

También es importante mencionar que, al ir cambiando la naturaleza del crudo por mezclas más pesadas y con mayor contenido de azufre, carbón, metales y asfaltenos, se fueron afectando las plantas de refinación, ya que el crudo alimentado afecta a todos los equipos de la refinería que fueron diseñados para manejar otras cargas, lo cual ha afectado la operación, los rendimientos y el mantenimiento de los equipos³.

Por todas estas razones, las refinerías que integran nuestro Sistema Nacional de Refinación tienen márgenes de operación significativamente más bajos que la de las refinerías con las que compete en la región y, aun operando en las mejores condiciones, sus márgenes de rentabilidad son muy reducidos y, salvo raras ocasiones, opera con pérdidas. Es por esta razón que, durante la pasada administración, se tomó la decisión de reducir el nivel de operación del SNR y minimizar así sus pérdidas.

Al término de la administración pasada, el SNR estaba procesando un promedio de 640 MBD, esto es, estaban operando al 39% de su capacidad nominal y al 53% del nivel al que operaba el SNR (1,200 MBD) cuando se tomó la decisión de reducir su nivel de operación. Adicionalmente, por las fuertes restricciones presupuestales bajo las cuales se ha visto obligado a operar Petróleos Mexicanos, se les dejó de dar el debido mantenimiento a las seis refinerías, razón por la cual la presente administración las recibió con un alto grado de deterioro.

En años recientes la confiabilidad operacional del Sistema Nacional de Refinación se ha caracterizado por una tendencia desfavorable, en particular por el incremento de los paros no programados y a un bajo grado de cumplimiento en la atención de las reparaciones mayores.

³ Alejandro Villalobos. Opciones para disminuir la contaminación ambiental producida por el uso del combustóleo y por otros contaminantes producidos en el sistema nacional de refinación y en el procesamiento de gas natural, Trabajo presentado en el Seminario COVID y medio ambiente organizado por la Academias de Ingeniería

En la presente administración, entre los 100 compromisos asumidos por el presidente Andrés Manuel López Obrador, se incluyó el siguiente: “Se rehabilitarán las seis refinerías existentes y se iniciará, en unos días más, la construcción de una nueva refinería, en Dos Bocas, Paraíso, para lograr que en tres años se produzca en México toda la gasolina que consumimos.”⁴

La meta a alcanzar con la rehabilitación de las seis refinerías que fue inicialmente planteada por esta administración era llevarlas a finales de 2021 a un nivel de operación del 85% de su capacidad instalada, es decir, alrededor de 1,400 MBD

A principios de 2021, el presidente rectificó la meta para llegar en 2023 al nivel de 1,200 MBD, sin embargo, el promedio actual aún se encuentra lejos de alcanzar dicho volumen, y queda un largo camino por recorrer, ya no para incrementar, sino tan solo para poder recuperar el nivel de conversión a productos de alto valor comercial y, con ello, reducir la dependencia en la importación de combustibles y mejorar los márgenes de producción por barril de petróleo procesado.

En los tres años de la presente administración Petróleos Mexicanos ha destinado más de 33 mil 500 millones de pesos en la adecuación y modernización de las seis refinerías del país, sin embargo, al concluir el año 2021, pese a estos trabajos y a las inversiones realizadas, la empresa no ha podido cumplir con sus metas de procesamiento de crudo, debido principalmente a la falta de recursos oportunos para la contratación y realización de las reparaciones requeridas.⁵

El último trimestre del año el SNR procesó un promedio de 740 MBD, un incremento de 15.6% frente a los 640 MBD procesados en el tercer trimestre de 2018, por lo que el SNR está operando al 45% de su capacidad nominal y al 61% de la meta planteada por el presidente. Las razones son múltiples, pero una de las principales es que se han tenido diversas fallas en las plantas de craqueo catalítico con que cuenta el sistema, lo que implica una mayor producción de combustóleo por barril de crudo procesado y una reducción significativa en la producción de diésel, así como de turbosina y gasolina.

⁴ <https://www.gob.mx/presidencia/documentos/100-compromisos-del-presidente-andres-manuel-lopez-obrador-al-1-de-septiembre-de-2020>

⁵ Plan de negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, 2021-2022.

Es por ello que, cuando se comparan los incrementos logrados en estos tres años en la producción de gasolina, turbosina y diésel, éstos son aún más bajos. La producción combinada de estos tres productos, factor determinante para la rentabilidad de una refinería, pasó de 374 MBP en el tercer trimestre de 2018 a 403 MBD en el cuarto trimestre de 2021, un incremento de tan solo 8 %, mientras que la producción de combustóleo pasó de 189 MBD a 244 MBD en el mismo periodo de tiempo, un incremento de 29%.

Un segundo problema ha sido el de encontrar salida a la creciente producción del combustóleo con alto contenido de azufre que producen las refinerías mexicanas, ya que nuestros mercados tradicionales se colapsaron el primero de enero de 2020 al entrar en vigor el Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques (Convenio MARPOL), un tratado ambiental clave celebrado bajo los auspicios de la Organización Marítima Internacional, el organismo de las Naciones Unidas responsable de elaborar y adoptar normas para prevenir la contaminación provocada por los buques, así como velar por la protección, seguridad y eficiencia del transporte marítimo.

De acuerdo con este convenio:

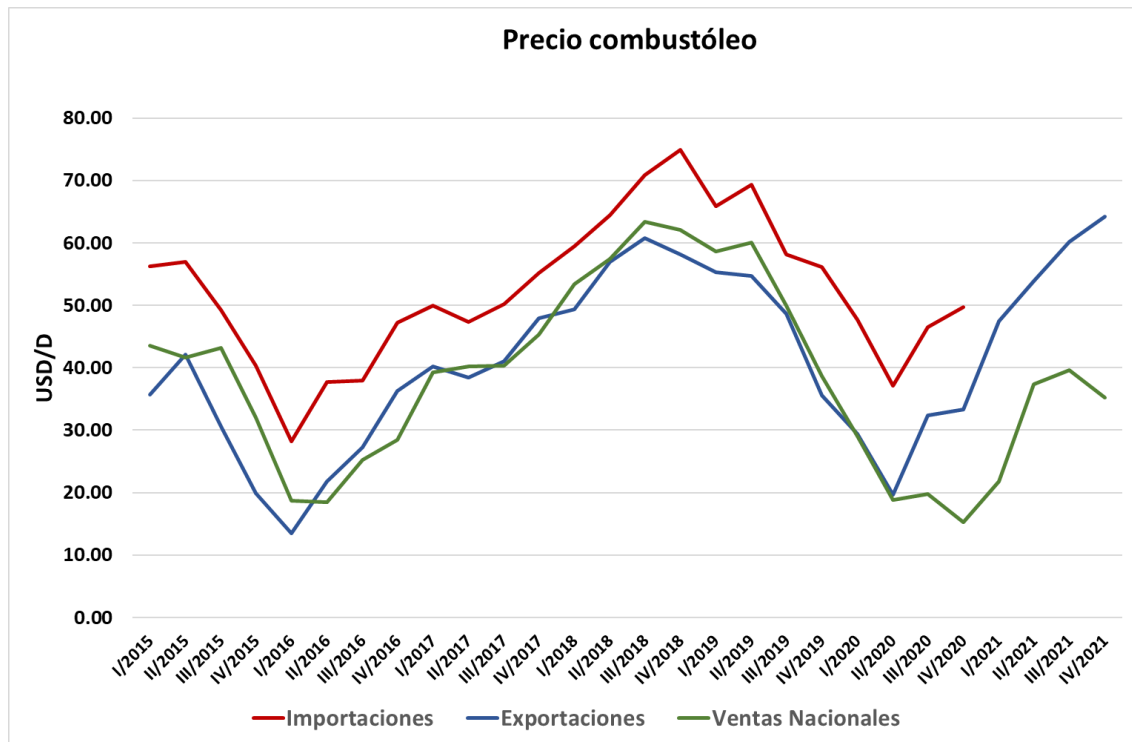
"A partir del 1 de enero de 2020, el límite mundial del contenido de azufre del combustible de los buques se reducirá al 0,50% (del 3,50% actual). Conocido como "OMI 2020", este límite será obligatorio para todos los buques que operen fuera de ciertas zonas de control de emisiones designadas, donde el límite ya es del 0,10%.*

*El nuevo límite supondrá una reducción del 77% en las emisiones totales producidas por los buques, lo que equivale a una reducción anual de aproximadamente de 8,5 millones de toneladas métricas de óxidos de azufre. La materia particulada también se reducirá. Como resultado, se prevé que disminuyan los derrames cerebrales, el asma, el cáncer de pulmón y las enfermedades cardiovasculares y pulmonares. Reducir las emisiones de azufre de los buques también ayudará a prevenir la lluvia ácida y la acidificación de los océanos, lo que beneficiará a los cultivos, los bosques y las especies acuáticas."*⁶

⁶ Organización Marítima Internacional (OMI)

<https://www.imo.org/es/MediaCentre/PressBriefings/Paginas/34-IMO-2020-sulphur-limit-.aspx>

Con el fin de evitar que el manejo de combustóleo ponga en riesgo la continuidad de sus operaciones, el nuevo límite establecido en el tratado obliga a Pemex a encontrar nuevos mercados para un combustóleo que cada día tiene menor demanda como combustible, por su alto costo y por su alto nivel de emisiones contaminantes. Para ello, Pemex ha recurrido a exportarlo a la Costa del Golfo de los EEUU para ser usado como carga en refinerías con plantas coquizadoras, mezclado con crudo ligero, en sustitución de crudo pesado amargo, oportunidad que se ha abierto temporalmente gracias a la contracción del diferencial de precios entre el crudo ligero y el crudo pesado.



Adicionalmente, a partir del tercer trimestre de 2020 Pemex se ha visto obligado a promover acuerdos para abastecer de combustóleo a las centrales eléctricas de la CFE que pueden utilizarlo como combustible alternativo, como Tula, Manzanillo y Petacalco, teniendo que incrementar de manera muy significativa los descuentos otorgados en los precios del combustóleo para hacerlo un poco más competitivo con respecto al gas natural y al carbón⁷.

⁷ Plan de negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, 2021-2022.

Sin embargo, aún con estos descuentos, para poder operar estas centrales con combustóleo ha sido necesario violentar las reglas de despacho por mérito económico.

Esta solución, además de reducir aún más los ya castigados márgenes de operación del SNR, lo que obliga a Pemex a asumir pérdidas todavía mayores, implica tener que utilizar en la vecindad de zonas urbanas densamente pobladas un combustible que, por su alto impacto sobre el medio ambiente y sobre la salud, ya no está permitido utilizar en medio de los océanos.

Por otra parte, es importante hacer notar que a partir de inicios de 2021 la CFE ha dejado de importar combustóleo de bajo nivel de azufre para la operación de sus centrales en Baja California, sustituyéndolo con combustóleo nacional, con el consecuente incremento de emisiones de óxidos de azufre y partículas finas.

El problema de la disposición del combustóleo se ha visto agravado con los movimientos de protesta que han bloqueado las líneas del ferrocarril que se utilizan para transportar el combustóleo producido en las refinerías de Tula y Salamanca a los puertos de Manzanillo y de Lázaro Cárdenas, lo que ha obligado a Pemex a interrumpir su operación.⁸

Ante este panorama, el gobierno anunció recientemente la decisión de reanudar el proyecto de la planta coquizadora de Tula, que había sido interrumpido al inicio de la presente administración, para el cual se planea destinar 60,000 millones de pesos, y se pretende ponerlo en operación a fines de 2023.

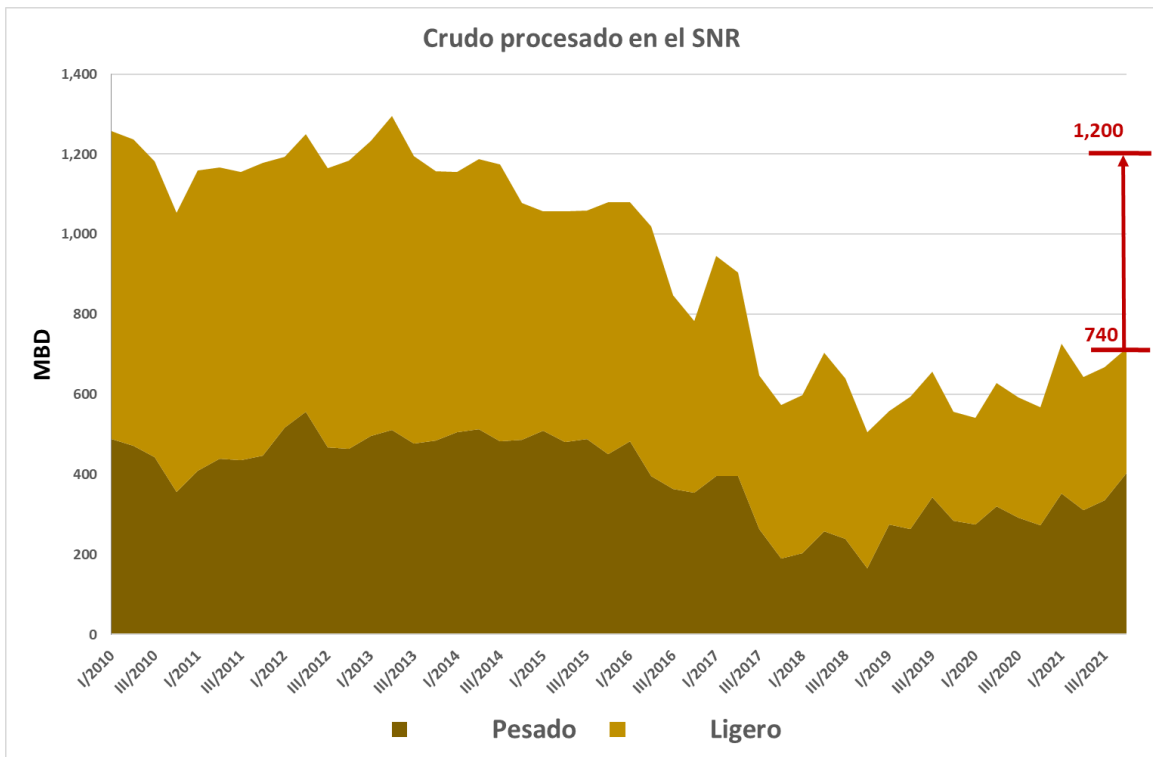
⁸ La refinería de Tula reanuda operaciones después de tres semanas de bloqueo. Revista Expansión. 22, oct., 2021

Crudo procesado en el SNR y rendimientos obtenidos.

A continuación, se analiza en mayor detalle el desempeño del sistema Nacional de Refinación en los últimos años, con base en la información de Pemex publicada por la Secretaría de Energía el Sistema de Información Energética⁹.

El volumen de crudo procesado en el SNR ha caído de un promedio de 1,300 MBD en el periodo 2005-2010, a niveles de 600 a 700 MBD en el periodo 2017-2019.

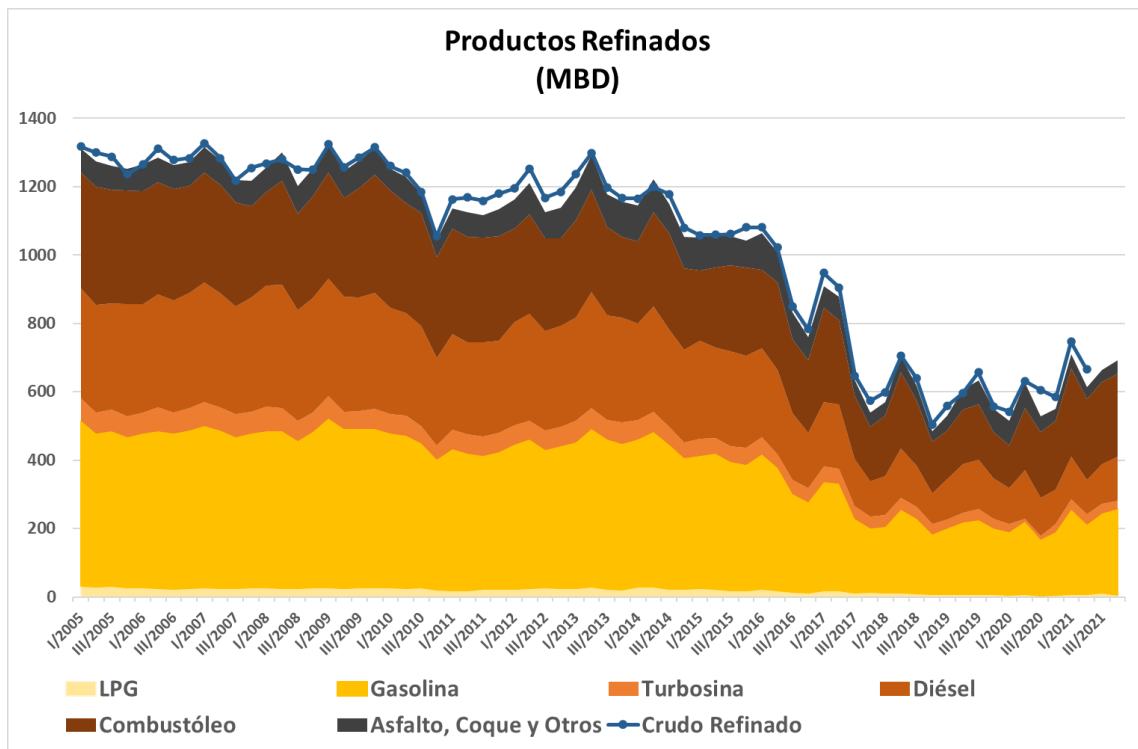
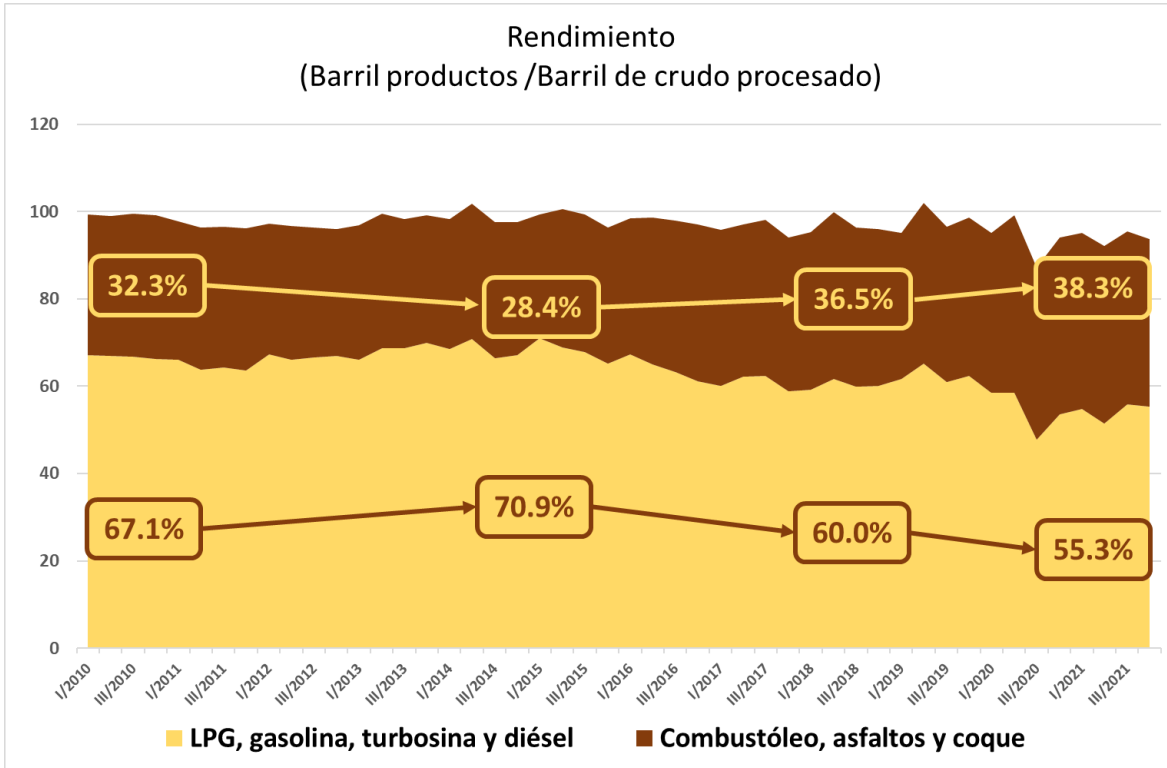
La administración actual recibió al SNR con un alto nivel de deterioro por la falta de mantenimiento, operando a 540 MBD. El último trimestre de 2021, el SNR procesó un promedio de 740 MBD de crudo, muy lejos de la meta de 1,200 MBD.



La evolución del rendimiento por barril de crudo procesado de los productos ligeros de alto valor (gas LP, gasolina, turbosina y diésel), y de los productos residuales (combustóleo, asfalto y coque), se muestra en la gráfica siguiente, donde es posible apreciar el avanzado nivel de deterioro que ha

⁹ Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía. sie.energia.gob.mx.

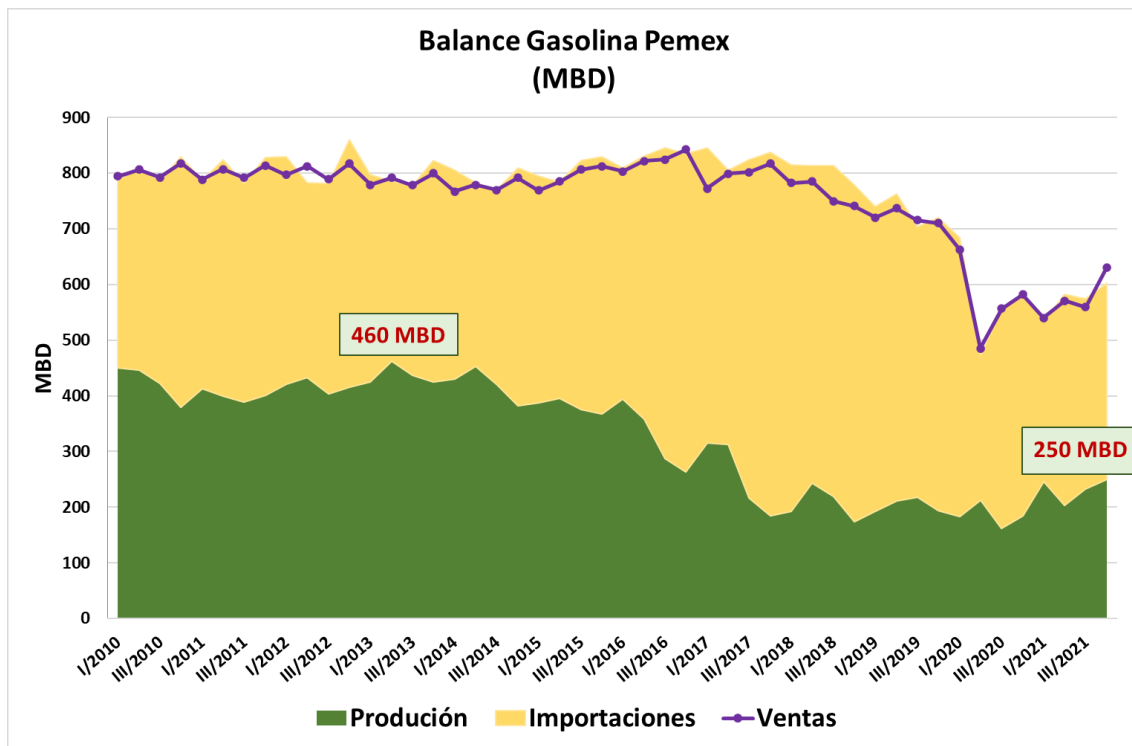
experimentado el SNR a partir de 2015, que ha continuado durante la presente administración.



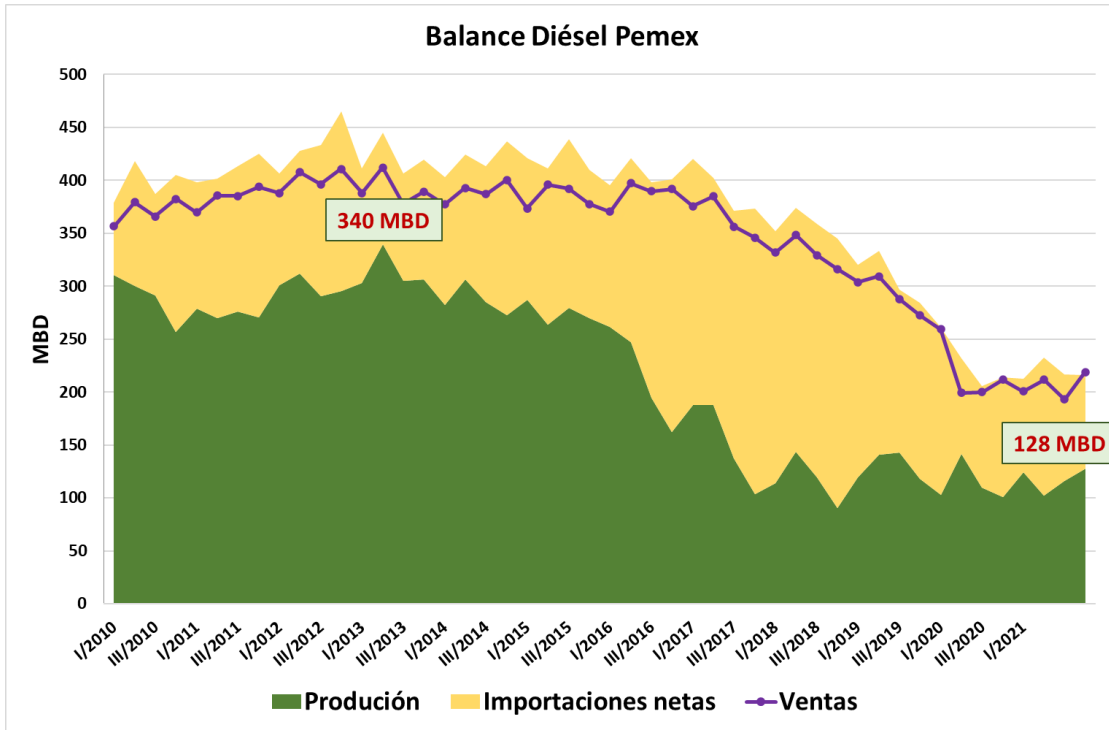
Productos	I/2010	I/2015	III/2018	IV/2021	2021/2010 %
Gas LP	21.1	24.7	9.5	6.1	22%
Gasolina	397.7	387.8	219.0	249.9	55%
Turbosina	41.6	50.4	35.9	25.4	45%
Diésel	256.9	286.8	119.5	128.0	41%
Combustóleo	294.2	205.1	189.0	243.6	71%
Asfalto, coque y otros	51.6	95.0	44.4	39.9	63%

Esta dramática caída, tanto en el volumen de procesamiento de crudo como en el rendimiento de su conversión a productos ligeros, ha tenido un importante impacto en la producción nacional de petrolíferos.

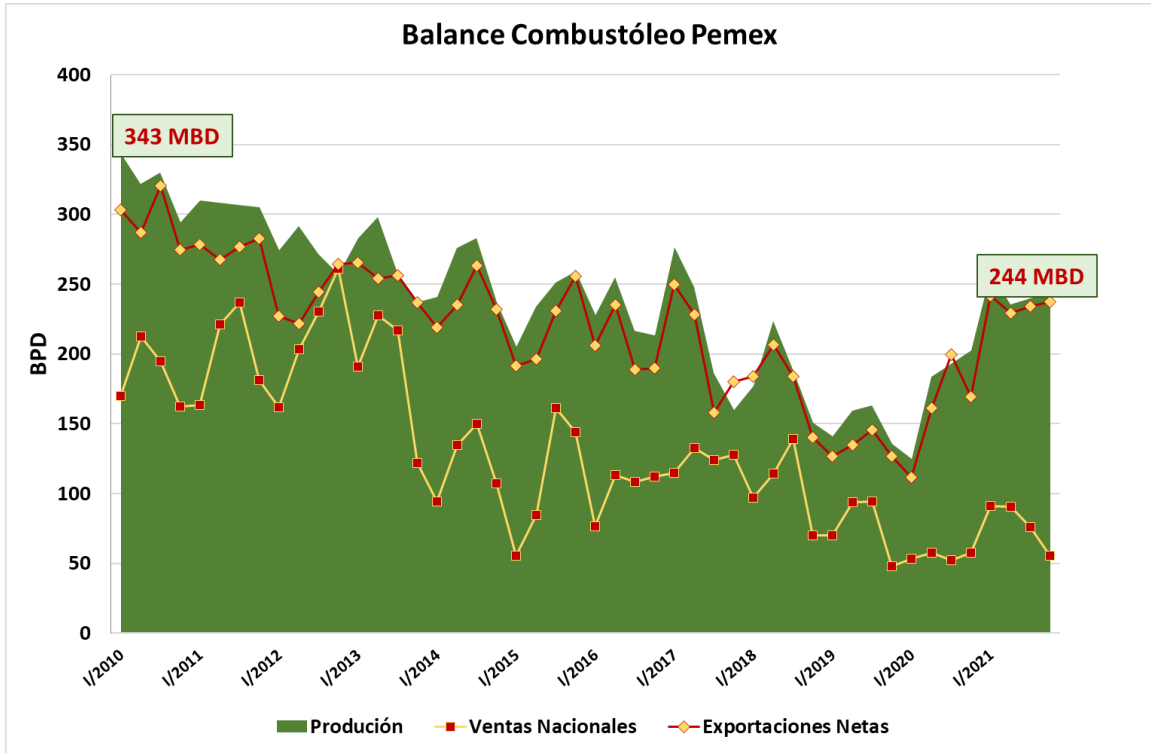
La producción de gasolina pasó de un máximo de 460 MBD registrado en el periodo analizado a 250 MBD en el último trimestre de 2021; una reducción de 45%. Este nivel de producción apenas alcanzó para cubrir el 40% de las ventas de gasolina realizadas por Pemex en ese trimestre.



El caso del diésel es aún más dramático. La producción pasó de un máximo de 340 MBD registrado en el periodo analizado a 128 MBD en el último trimestre de 2021; una reducción de 62%. Este nivel de producción alcanzó para cubrir el 58% de las ventas de diésel realizadas por Pemex en ese trimestre.

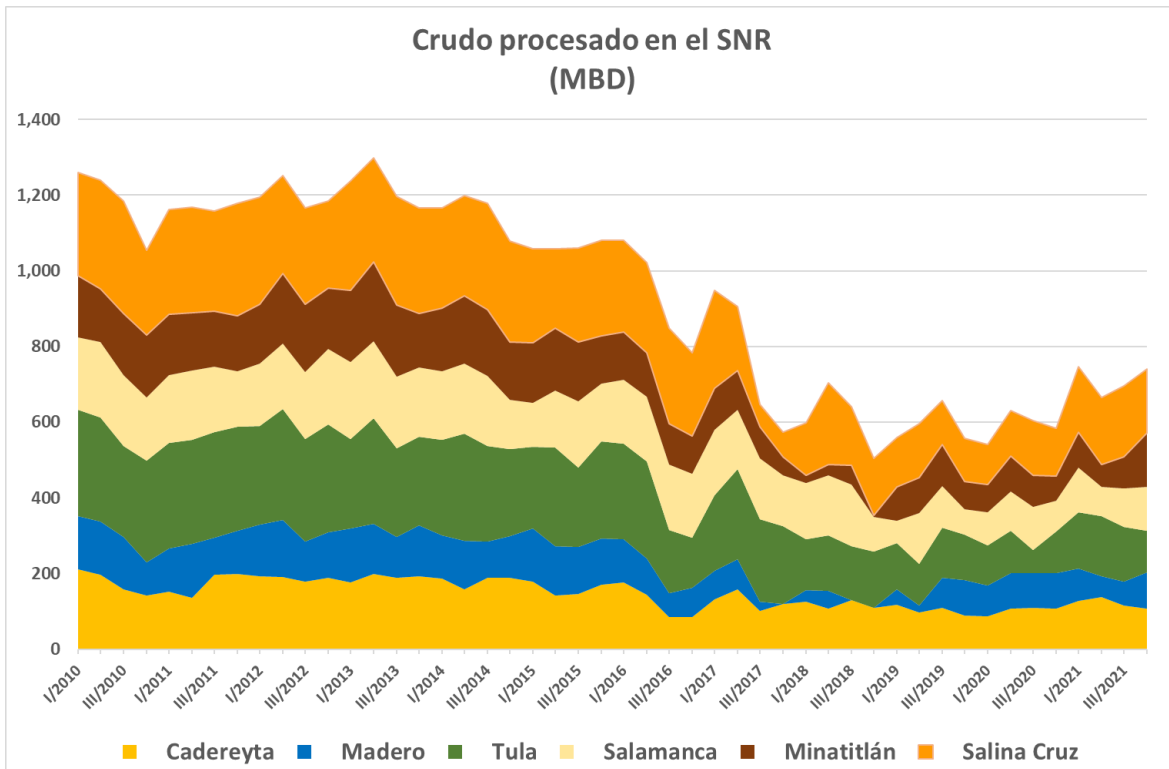


El caso del combustóleo es igualmente dramático. La producción pasó de un máximo de 343 MBD registrado al inicio del periodo analizado a 244 MBD en el último trimestre de 2021; una reducción de tan solo 29%.



Análisis por Refinería

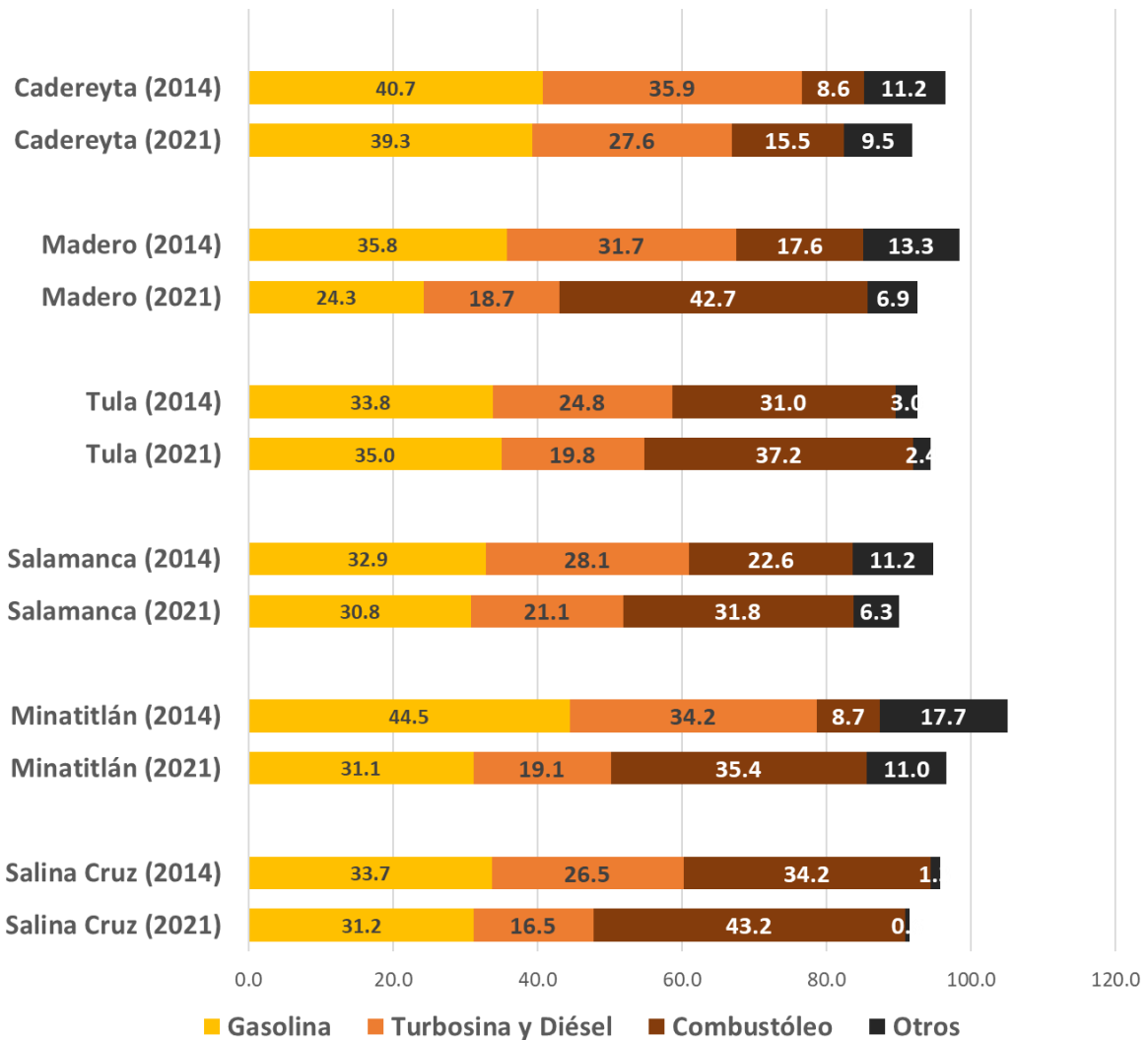
En la siguiente gráfica se puede observar que la reducción de los niveles de producción respecto a los observados en 2010, si bien afectó a todas las refinerías, se dio de manera más destacada en las refinerías de Cadereyta, Tula y Minatitlán (Hay que tomar en cuenta que Minatitlán cuenta con un nuevo tren de refinación).



Refinería	I/2010	I/2015	III/2018	IV/2021	2021/2010 %
Cadereyta	211.6	177.4	130.1	106.8	50%
Madero	140.3	141.6	0.0	95.4	68%
Minatitlán	164.7	159.9	52.3	142.9	87%
Tula	281.5	216.3	142.2	111.2	39%
Salamanca	189.4	115.5	161.7	115.1	60%
Salina Cruz	271.4	246.7	154.1	168.6	62%
TOTAL	1,259.4	1,057.4	640.3	739.8	59%

Los rendimientos de las seis refinерías reportados en 2021, medidos en barril de petrolíferos por cada 100 barriles de crudo procesado, se han deteriorado significativamente respecto a los rendimientos reportados en 2014. Los rendimientos de gasolina decayeron en todas las refinерías, con excepción de Tula. La caída en los rendimientos de turbosina y diésel fue aún más significativa. Por el contrario, el rendimiento de combustóleo se incrementó notablemente, particularmente en las refinерías de Madero y Minatitlán.

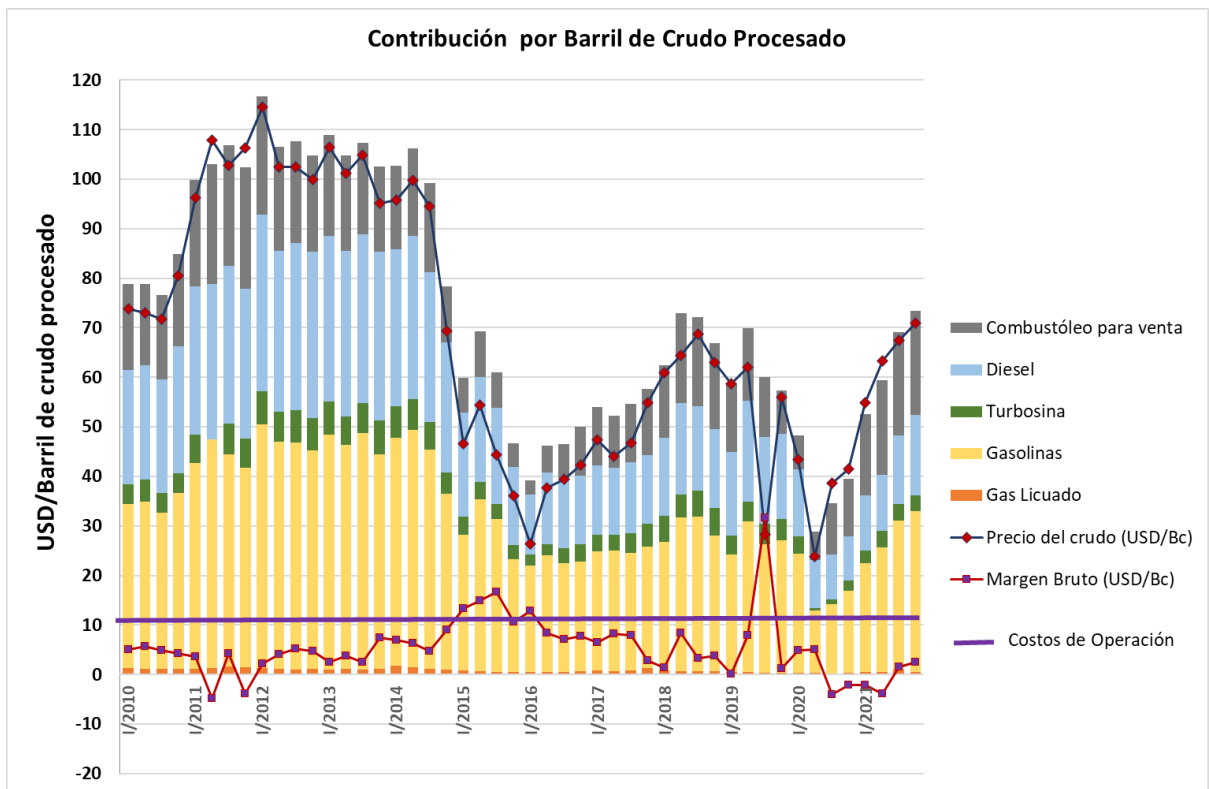
Rendimientos del SNR (2014 y 2021)
(B petrolífero/100 B crudo procesado)



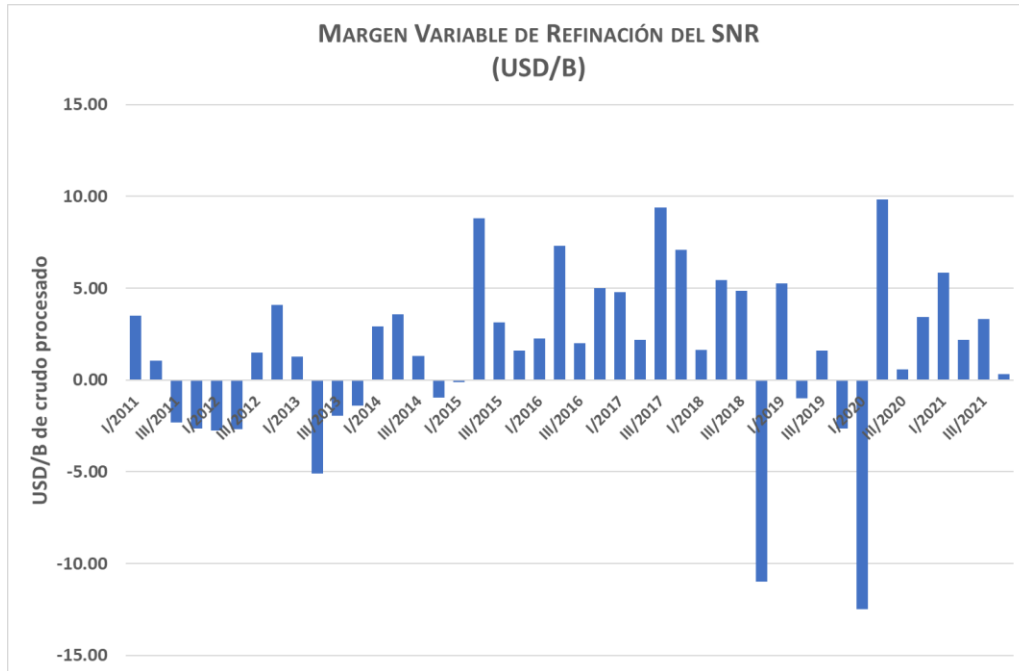
Margen bruto y margen variable por barril de crudo procesado

Para este análisis, el margen bruto se determinó con base a los precios del comercio internacional de Pemex reportados en el Sistema de Información Energética: precios de importación para gas licuado, gasolina, turbosina y diésel y precios de exportación para crudo y combustóleo. El margen bruto así definido representa el costo de oportunidad de procesar un barril de petróleo crudo en el SNR, en lugar de exportarlo e importar los correspondientes productos de refinación.

A lo largo del periodo analizado, salvo al principio de la pandemia en que los precios de exportación del crudo estuvieron anormalmente bajos, el margen bruto NO cubre los costos de operación e, incluso, en muchos periodos resulta negativo.



En la siguiente gráfica se presentan los valores del margen variable de refinación reportados por Pemex en sus estados financieros trimestrales¹⁰, el cual se define como margen bruto menos los otros costos variables del proceso, como energía, catalizadores y productos químicos,



Se puede apreciar que únicamente en el periodo comprendido de 2015 a 2018 el SNR operó de manera continua con márgenes variable positivos; esto, como resultado de la decisión tomada por la anterior administración de recortar la producción de manera de maximizar el margen de operación.

Resultados financieros

Como se verá a continuación, el margen variable resulta insuficiente para cubrir la suma de los costos administrativos, los costos financieros, la amortización de la inversión y los pasivos laborales, como se puede apreciar en los estados financieros reportados para Pemex Refinación (2010-2015) y para Pemex Transformación Industrial¹¹ (2016-2021).

¹⁰Pemex. Reportes trimestrales de resultados. <https://www.pemex.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx>

¹¹ En 2016 se integra la Transformación Industrial (TRI) incorporando a Pemex Refinación y Pemex Gas y Petroquímica Básica y Petroquímica y se separa la empresa de Comercialización.

Resultados Financieros¹² (millones de pesos)

Filial	Año	Ventas	Rendimiento Bruto	Rendimiento de operación	Rendimiento Neto	Patrimonio
Pemex Refinación	2010	606,057	-104,612	-154,047	-81,487	-62,723
	2011	700,452	-127,155	-104,306	-140,270	-179,991
	2012	786,716	-239,243	-85,929	-102,098	-273,599
	2013	819,391	-144,425	-108,955	-123,015	-211,013
	2014	841,458	-75,409	-99,090	-113,826	-293,482
	2015	643,744	27,871	-18,131	-37,251	-131,056
Pemex Transformación Industrial	2016	770,750	19,965	-65,527	-69,825	-171,044
	2017	1,013,933	1,516	-70,231	-55,787	-219,912
	2018	1,103,102	11,965	-60,894	-57,049	-162,878
	2019	927,144	-1,135	-73,237	-72,428	-366,591
	2020	575,224	-152,155	-213,634	-232,426	-621,655
	2021	891,629	-83,419	-146,382	-172,391	-714,426

A lo largo de todo el periodo analizado, el rendimiento neto de Pemex Refinación y de Pemex Transformación Industrial ha sido negativo; en 2020 fue de menos 232 mil pesos y en 2021 fue de menos 172 mil millones de pesos.

Para determinar las pérdidas totales del ejercicio, al rendimiento neto todavía hay que descontarle la depreciación y amortización de los activos y el costo del programa de beneficios a los empleados (19,500 millones de pesos y 55,000 millones de pesos respectivamente en 2021).

El valor del patrimonio de la filial, que incluye a las seis refinerías en operación, el proyecto de la refinería de Dos Bocas y los centros de procesamiento de gas, representa hoy para Pemex un pasivo de 714 mil millones de pesos.

¹² El rendimiento bruto se define como el valor de las ventas menos el costo de las materias primas y otros insumos utilizados en el proceso.

El rendimiento de operación se determina como el rendimiento bruto menos gastos de administración, gastos de transporte y distribución y otros gastos e ingresos.

El rendimiento neto se determina restándole al rendimiento de operación los costos financieros y las pérdidas cambiarias.

En las condiciones actuales, refinar el petróleo crudo mexicano en el SNR no es negocio, debido a que los márgenes variables se mantienen entre más/menos 5 dólares por barril, referenciado al precio de la mezcla mexicana de crudos, valores que se comparan muy desfavorablemente con los márgenes de las refinerías en Estados Unidos, que fluctúan entre 10 a 15 dólares en promedio respecto al precio WTI (crudo ligero)¹³.

Esto se explica fácilmente por la diferencia en los rendimientos logrados en las refinerías de uno y otro país:

**Rendimientos de refinación
(Barril de petrolífero por 100 barriles de crudo procesado)**

Petrolífero	México	USA ¹⁴
Gas LP	0.8	2.9
Gasolinas	33.7	49.4
Turbosina	3.4	9.3
Diésel	17.3	29.8
Combustóleo	32.9	0.6

Para Pemex es mucho mejor negocio en la actualidad exportar el petróleo crudo e importar los petrolíferos que requiere el país, que refinar el crudo en el SNR. El plan de utilización de las refinerías al 85% de su capacidad podrá llegar a ser negocio, siempre y cuando el costo variable esté por debajo del 75% del valor de venta por cada barril comercializado de petrolíferos.

Para mejorar los márgenes de refinación es indispensable generar un mayor porcentaje de los combustibles de mayor comercial, como la gasolina y el diésel, y disminuir la producción de combustóleo con alto contenido de azufre. Esto se puede lograr modificando la dieta de crudo que está siendo alimentada a cada refinería para suministrarles la calidad de crudo para la cual fueron diseñadas e invirtiendo en la modernización y reconfiguración del SNR.

¹³ Ramsés Pech. *Margen de refinación de Pemex indica que no es negocio producir*, Energía Hoy, 17 de agosto de 2020.

¹⁴ Energy Information Agency, https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_pct_dc_nus_pct_m.htm

Una solución viable para mejorar en el corto plazo el desempeño del SNR

Independientemente de los problemas de operación que aún no han podido ser resueltos, la mezcla de crudos ligeros y extra pesados que actualmente se está suministrando al SNR no es la adecuada a la configuración de cada una de las refinerías, de ahí los resultados que se están obteniendo.

Tal como se plantea en dos trabajos recientes¹⁵¹⁶, en lugar de seguir incrementando la participación de crudos pesados en la dieta del SNR, para que éste opere de manera eficiente y rentable es indispensable suministrarle a cada refinería un crudo de calidad similar para el que fue diseñada.

Esto es imposible de lograr sólo con crudos de producción nacional, ya que la mayor parte de la producción y de las reservas 3P es de crudos pesados y extra pesados de baja calidad. Además, una buena parte de la producción de los crudos ligeros, se usa como diluyente para poder manejar los crudos extra pesados.

Ante la imposibilidad de suministrarle una mayor proporción de crudos ligeros de producción nacional, se propone intercambiar parte de la mezcla mexicana del crudo pesado de exportación, por crudos más ligeros producidos en el extranjero (EEUU y/o Sudamérica).

Esta operación, no solo es práctica común en la industria en otros países (Brasil es un claro ejemplo de ello), sino que puede implementarse casi de inmediato. En la actualidad hay disponibilidad de crudos ligeros en el mercado, no se requiere de recursos adicionales a los presupuestados y genera los siguientes beneficios:

- Mejora considerablemente el desempeño del SNR
- Se incrementa la oferta nacional de gasolina y diésel, con la consecuente reducción en las importaciones de dichos productos y se reduce proporcionalmente la producción de combustóleo, cuya calidad mejora sensiblemente.

¹⁵ Roberto Oseguera. *Propuesta para asegurar la rentabilidad de las seis refinerías del Sistema nacional de Refinación*. Conferencia impartida en el Cluster Metropolitano de Energía el 27 de Octubre de 2020. <http://clustermetropolitanoenergía.mx/conferencias-y-seminarios>

¹⁶ Alejandro Villalobos. *Opciones para reducir la contaminación ambiental producida por el uso del combustóleo y otros contaminantes producidos en el SNR*. Trabajo presentado en el Foro organizado por la Academia de Ingeniería, 20 de abril de 2021.

- Se reducen los costos de operación y mantenimiento al procesarse crudos con bajo azufre.
- Se retira crudo del mercado de exportación.
- Aumentan los ingresos de Pemex, y se logra un importante ahorro de divisas.

A continuación, se presentan los resultados de un ejercicio presentado por Alejandro Villalobos en el estudio antes mencionado, donde se ilustra un cálculo de orden de magnitud de la utilidad de operación antes de impuestos en caso de importar 500,000 B/d de crudo ligero a las refinerías de Tula y Salamanca hasta no terminar la reconfiguración de la refinería de Tula, en vez de alimentar la mezcla de crudo reconstituida, que arroja un importante beneficio en la utilidad de operación antes de impuestos.

	Mezcla Reconstituida	WTI	Diferencia
Crudo procesado b/d	500,000	500,000	
Precio USD/b	52	57.49	
Valor crudo	\$ 26,000,000.00	\$ 28,745,000.00	-\$ 2,745,000.00
Valor del transporte e impuestos			-\$ 2,155,875.00
Producción b/d			
LPG	15,000	25,000	
Gasolinas	110,000	185,000	
Destilados intermedios	100,000	125,000	
Combustóleo	180,000	50,000	
Valor productos USD/d			
LPG	\$ 1,717,200.00	\$ 2,862,000.00	\$ 1,144,800.00
Gasolinas	\$ 17,594,940.00	\$ 29,591,490.00	\$ 11,996,550.00
Destilados intermedios	\$ 17,108,400.00	\$ 21,385,500.00	\$ 4,277,100.00
Combustóleo	\$ 5,423,490.00	\$ 1,506,525.00	-\$ 3,916,965.00
Producción de Petroquímicos t/d			
Propileno	66.67	100	
Valor propileno USD/d	\$ 66,670.00	\$ 100,000.00	\$ 33,330.00
TOTAL			\$ 8,633,940.00

En el corto plazo y con el intercambio propuesto, mejoran sensiblemente sus rendimientos y, como consecuencia, los ingresos de Pemex; adicionalmente, la calidad del combustóleo mejorará sensiblemente, por lo que podrá exportarse nuevamente para combustible marino. Un caso similar puede plantearse para la refinería de Salina Cruz.

Conclusiones

- No se ha podido cumplir con el compromiso presidencial de recuperar un nivel mínimo de procesamiento de 1,200 MBD de petróleo crudo en el conjunto de las seis refinerías que integran en la actualidad SNR.
- Una vez que se cumpla con este objetivo, si no se modifican las condiciones de operación, no solo se incrementarán proporcionalmente las pérdidas de operación del SNR, sino que aumentará necesariamente la elaboración de combustóleo de alto contenido de azufre, al que cada vez será más difícil encontrarle mercado.
- Para recuperar un sistema de refinación que sea redituable para la empresa petrolera y para el país, se requiere, además de terminar de rehabilitar las instalaciones existentes:
 - En el corto plazo (un año), implementar un esquema de intercambio de petróleo crudo pesado por crudo ligero para alimentar la carga de crudos más adecuada a las refinerías del sistema, lo que permitirá maximizar la producción de gasolina y diésel y minimizar la producción de residuales, particularmente de combustóleo pesado de alto contenido de azufre.
 - En el mediano plazo (2-3 años), modernizar las principales plantas de proceso y romper los cuellos de botella, existentes, tomando como punto de partida la evaluación de oportunidades de optimización del SNR que ha desarrollado el Instituto Mexicano del Petróleo, prestando particular atención a la modernización de las plantas de craqueo catalítico y de los quemadores de fuego directo que permiten calentar el crudo alimentado al proceso.¹⁷
 - En un plazo más largo (5-10 años), mejorar los sistemas de producción y aprovechamiento de los crudos extra pesados, mediante la aplicación de nuevas tecnologías que están en desarrollo, y evaluar la utilización de los procesos de gasificación para transformar los residuales de la refinería de Salina Cruz en gas de síntesis, el cual podrá ser utilizado para la producción del hidrógeno que requiere la refinería y como materia prima para la producción de amoníaco o para una central de cogeneración.