



Pemex

Transformación Industrial

Restitución de la eficiencia operativa de las refinerías del SNR.

PLAN DE ACTIVIDADES.

Autor: M.Sc. Carlos Gustavo Sánchez Lugo

Se propone un PLAN DE ACTIVIDADES integral de las 6 refinerías del SNR: Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula, para completar al 100% las rehabilitaciones de las instalaciones, en base al desempeño productivo obtenido en el periodo de enero del 2010 a abril del 2024.

OBJETIVO: Establecer un diagnóstico operativo de cada refinería y plantear un Plan de Actividades General de las acciones más importantes a llevar a cabo para restituir la eficiencia operativa y eliminar las pérdidas económicas que presentan las refinerías. El Plan de Actividades se irá detallando en la medida que se tenga acceso al diagnóstico operativo de cada planta de proceso de cada refinería, directamente en campo.

Ciudad de México, junio del 2024.

Contenido.

1. SNR. Desempeño global del Sistema Nacional de Refinación.	Pág. 02
2. Cadereyta. Análisis de su desempeño operativo.	Pág. 09
3. Madero. Análisis de su desempeño operativo.	Pág. 11
4. Minatitlán. Análisis de su desempeño operativo.	Pág. 13
5. Salamanca. Análisis de su desempeño operativo.	Pág. 15
6. Salina Cruz. Análisis de su desempeño operativo.	Pág. 17
7. Tula. Análisis de su desempeño operativo.	Pág. 19
8. Impacto de los procesos de FCC y Coquización. Recuperación de hidrocarburos ligeros.	Pág. 21
9. Emisión de Azufre de cada refinería.	Pág. 42
10. Propuesta del Plan de Actividades.	Pág. 52
11. Conclusiones.	Pág. 59

1. SNR. Desempeño global del Sistema Nacional de Refinación.

La rentabilidad de cualquier empresa petrolera depende, como lo he mencionado en otros foros, de 3 pilares fundamentales:

- I. **CAPITAL.** La refinación y en general la industria petrolera son negocios de capital intensivo. Por lo tanto, su óptimo funcionamiento depende de **Recursos de Capital suficientes y oportunos.**
- II. **CALIDAD DE MATERIA PRIMA.** Las refinerías como cualquier instalación industrial están diseñadas para procesar una calidad o rango de calidad de su materia prima. Por lo tanto, los equipos industriales que la constituyen requieren que se alimente a sus procesos la **Máxima Calidad** posible cercana a la del diseño, de la materia prima que se requiere, empezando por el crudo que se va a procesar.
- III. **EXPERIENCIA PROFESIONAL.** Aun cuando la tecnología ha permitido automatizar la mayoría de los procesos en una refinería, es necesaria la gestión gerencial de **Personal Altamente Calificado** que pueda tomar decisiones técnicas/administrativas oportunas para una operación eficiente, control de recursos, gestión de seguridad industrial y protección ambiental y planes de reparaciones y modernizaciones.

La refinación es un negocio de ganancias marginales, por lo que cualquier falla o limitación en cualquiera los tres pilares mencionados, provocaran que la gestión operativa de la refinería se desplace al modo de pérdidas económicas.

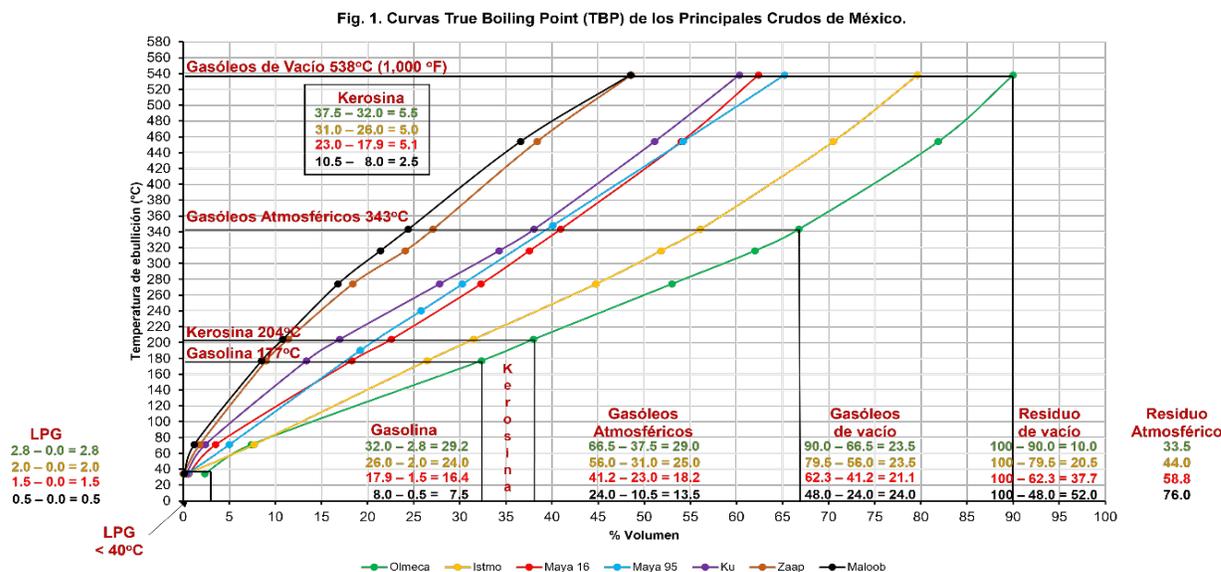
Este es el caso del SNR. De acuerdo con el % de utilización del SNR y a las pérdidas económicas reportadas, el SNR presenta fallas en los 3 pilares de la refinación. En este trabajo se presenta un resumen de la gestión global del SNR en los últimos lustros.

PROBLEMAS TORALES DE LA GESTIÓN DEL SNR.

- Desde 2104, año en que se aprobó la reforma energética, los recursos requeridos para operar las refinerías empezaron a disminuir por decisiones de gobierno hasta ser prácticamente nulos para 2018. Esto provocó la suspensión del mantenimiento de las refinerías, el deterioro extremo de sus instalaciones y la disminución de la utilización de las refinerías.
- Desde 2011 el campo Maloob paso a sustituir a Cantarel, como mayor productor de petróleo con 800 MBD desplazando al crudo Maya y con ello cambiando radicalmente las características fisicoquímicas del petróleo alimentado a las 6 refinerías.

RENDIMIENTOS DE LA MATERIA PRIMA.

En la Fig.1 se presentan los rendimientos de los crudos mexicanos. Desde 1990 se estableció mediante estudios metalográficos que la mezcla óptima de crudos como carga a las refinerías era de 70% Istmo y 30 % Maya, siendo este el límite máximo de crudo pesado que podían soportar la metalurgia de líneas, recipientes y equipos que originalmente estaban diseñadas para 100% de crudo Istmo, crudo original de Cantarel.



De la Fig. 1 se obtienen los rendimientos de productos primarios de los diferentes crudos de México. Si comparamos el LPG, la gasolina primaria, gasóleos atmosféricos (promotor del diésel) y el residuo de vacío (promotor del combustóleo), se tiene las siguientes cifras:

	LPG	Gasolina Primaria	Gasóleos Atmosféricos	Residuo de Vacío
Crudo Olmeca	2.8	29.2	29.0	10.0
Crudo Istmo	2.0	24.0	25.0	20.5
Crudo Maya	1.5	16.4	18.2	37.7
Crudo Maloob	0.5	7.5	13.5	52.0

Los contenidos de productos valiosos del crudo Maloob son muy inferiores de los otros crudos mientras que el contenido de residuales es muy superior a los otros. Si se sustituye el crudo Maya por el crudo Maloob, se pierden 1.0% de LPG, 8.9% de Gasolina Primaria y 4.7% de diésel. Por otro lado, se producen 14.3% más de residuales de poco valor. Pero si se sustituye el crudo istmo por crudo Maloob, las pérdidas se disparan: 1.5% de LPG, 16.5% de gasolina y 11.5% de diésel. Y los residuales aumentan considerablemente en 31.5%.

Si los residuales de los crudos extrapesados son procesados eficientemente en las Plantas de Coque, la pérdida de productos valiosos se compensa, como debería ser en las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán. Sin embargo, si estas plantas no operan eficientemente o no operan, esa compensación se pierde y la producción de combustóleo se incrementará. En las refinerías que carecen de Plantas de Coque, no se debe procesar crudo extrapesado como el Maloob, pues la obtención de productos valiosos no compensará la producción de combustóleo, como ocurre en las refinerías de Salamanca, Salina Cruz y Tula. Se vuelve a mencionar que la recomendación para estas tres refinerías era procesar un máximo de 30% de crudo Maya. Pero no se refiere al crudo Maloob ya que este tiene otras características fisicoquímicas muy diferentes al Maya. Por otro lado, el crudo Maya ya no existe, por lo que, su sustituto no es el Maloob, sino que debe importarse un crudo con características similares a las que tenía el crudo Maya.

Otro punto importante es que el diseño de las Plantas de Coque con que se cuenta se hizo para procesar crudo Maya, no para procesar el crudo Maloob. Como se puede apreciar, la calidad del crudo que están procesando las refinerías es uno de los principales elementos que contribuyen a las grandes pérdidas económicas que presentan las 6 refinerías del SNR. La meta de mejorar la calidad de la materia prima (crudos más adecuados) tiene que resolverse desde la cúpula administrativa de Transformación Industrial buscando los mecanismos necesarios para importar los crudos más ad hoc a nuestro sistema de refinación.

CALIDAD DE LA MATERIA PRIMA.

En la Tabla 1 se podrán observar las Propiedades fisicoquímicas de los crudos principales mexicanos. Además de las implicaciones de disminución de rendimientos de hidrocarburos ligeros valiosos como LPG, Gasolina y Diesel y aumentos de rendimiento de residuales en la medida que la calidad de los crudos va de ligeros a superpesados, también aumenta el % de contenido de elementos químicos contaminantes e indeseables como Azufre, Carbon Ramsbottom, metales, parafinas, número de acidez, etc.,

Tabla 1. Propiedades fisicoquímicas de los Crudos Principales.						
	Maloob	Zaap	Ku	Maya	Istmo	Olmeca
% Vol	54.5%	35.3%	10.2%	0.0%	100.0%	100.0%
°API	12.61	13.21	20.15	22.07	32.63	43.00
SPGR	0.9819	0.9778	0.9331	0.9214	0.8660	0.8348
% Azufre	5.058	4.849	3.431	3.655	1.867	0.98
% Asfaltenos	19.60	18.64	12.79	13.46	4.60	1.06
C. Ramsbottom % Peso	16.30	16.06	12.04	10.46	6.31	1.82
Níquel, ppm	86.50	77.86	47.53	56.70	18.8	0.77
Vanadio, ppm	424.60	410.22	190.10	271.40	102.20	4.96

Con el paso del tiempo, los crudos Istmo y Maya han ido desaparecido de la mezcla mexicana de petróleo debido a la declinación del campo Cantarel. El Campo Maloob ha pasado a sustituirlos con los crudos extrapesados Maloob y Zaap y el crudo ligero Ku, que tienen características muy diferentes al Istmo y Maya. Como se puede observar en la Tabla 1, el contenido de Carbón Ramsbottom de 16.3% peso del crudo Maloob y de 16.06% peso del crudo KU son 56.0% más elevados que el 12.04 % peso del crudo maya y 158.3% más elevados que el 6.31% peso del crudo Istmo. De la misma manera se aprecian las proporciones más elevadas de los otros contaminantes.

Es decir, desde 2011 las refinerías del SNR están procesando crudos extrapesados para lo cual no están diseñadas de origen, ocasionando múltiples efectos de corrosión, depósitos de carbón y ácidos provocando corrosión en líneas, recipientes y equipos ya que su metalurgia no fue diseñada para estos crudos.

Además de que el incremento de metales de níquel, vanadio y otros provocan desactivación y envenenamiento de catalizadores valiosos de los diferentes procesos que los emplean para llevar a cabo las reacciones cinéticas de conversión de hidrocarburos. Las reparaciones de las refinerías que se efectúan son insuficientes para solucionar el problema de la mala calidad del crudo.

Se repara, se opera por un tiempo, se vuelve alimentar la fuente de la corrosión con los crudos extrapesados que se siguen alimentando y vuelven a ocurrir los paros no programados de las refinerías.

Es un círculo vicioso perfecto.

GESTIÓN DEL SNR.

Se estima que entre 2019 y 2023 se han invertido aproximadamente 64,000 millones de pesos en los programas de rehabilitación. Estos son, unos \$2,133 millones por año por refinería. A continuación, se describen los efectos que estas inversiones han tenido en el desempeño del SNR.

En la Fig. 2 de proceso y %utilización global del SNR, tenemos que en el año 2010 con un proceso de 1 millón 287 mil barriles diarios de proceso de crudo (1,287 MBD), representaba una utilización del 83.6% de la capacidad total de 1 millón 540 mil barriles de aquella época (1,540 MB). Para diciembre del 2014, año de la Reforma Energética, el proceso ya había bajado a 1,072.9 MBD que representaba una utilización de 62% de la capacidad total de 1,602 MB, una declinación de 16.7% del proceso.

Para octubre del 2018, el proceso alcanzó un récord mínimo de 485.5 MBD con una utilización del 29.6% de la capacidad total de 1,640 MB. Es decir, hubo una caída de proceso de crudo de enero del 2010 a octubre del 2018, de 62.3%. Este es el resultado del abandono a que se sometió el área de refinación en todo ese periodo. En ese punto, la nueva administración tomo las riendas del SNR.

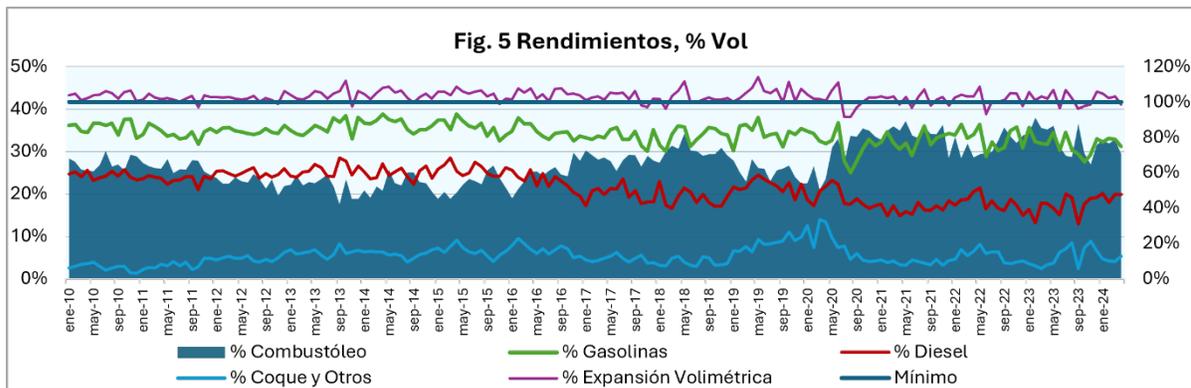
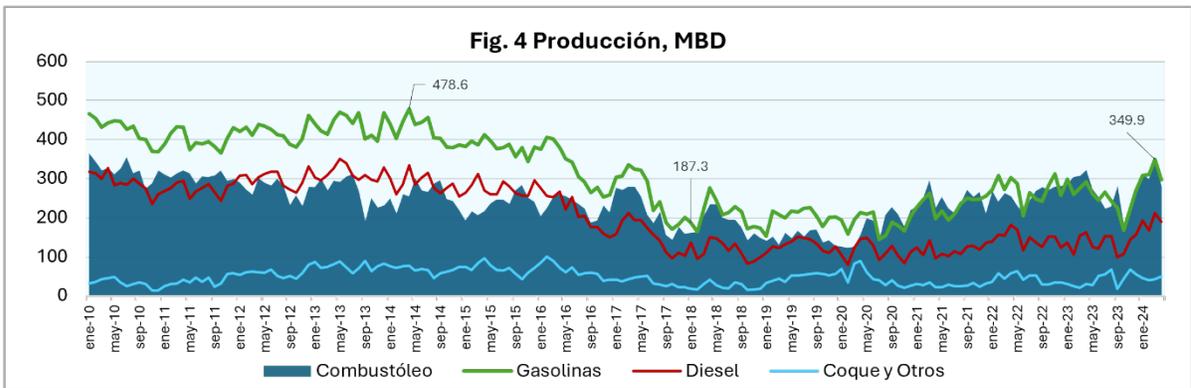
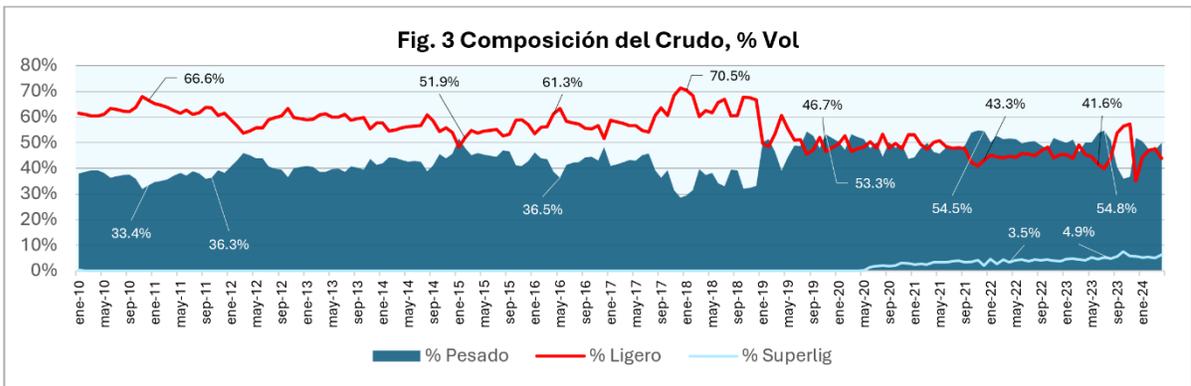
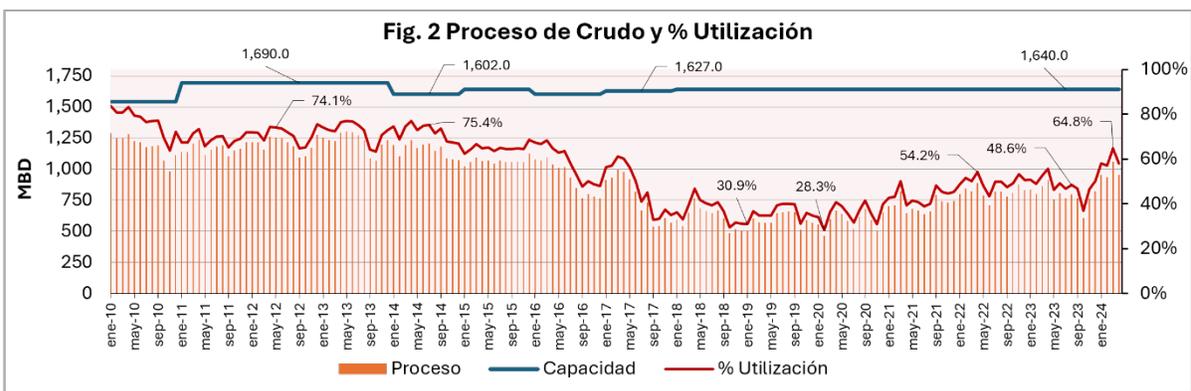
A partir del 2019 se iniciaron los trabajos de rehabilitación. Entre 2019 y 2020 el proceso de crudo aumento ligeramente manteniéndose aproximadamente entre un rango variable de 450.0 y 650.0 MBD o una utilización de entre 28.0% y 40.0%. Iniciando el 2021, se logró un nuevo aumento en el proceso lográndose los siguientes promedios anuales:

<u>Año</u>	<u>MBD</u>	<u>% Utilización</u>
2018	611.6	37.3
2021	711.6	43.4
2022	816.0	49.8
2023	792.3	48.3
2024	975.5	59.5
Récord marzo 2024	1,061.9	64.8

Es decir que, gracias a las inversiones efectuadas del 2018 al 2024 se ha logrado un incremento de proceso de 363.9 MBD o de 22.2% en la utilización de la capacidad de proceso, faltando otro tanto para llegar a la utilización que se tenía en el 2010. Calculando la relación de MBD de incremento de proceso por cada mil millones de pesos invertidos se obtiene un índice de incremento de 5.7 MBD/Mil Millones.

Es decir que para incrementar el proceso a la meta trazada en este sexenio de 1 millón 200 mil barriles de crudo diarios, se requiere seguir invirtiendo en las rehabilitaciones, otros \$1,280 millones de pesos por cada refinería anualmente para un gran total de \$38,400 millones de pesos adicionales, para que en otros 5 años se alcance la meta deseada.

SNR



Datos: SIE DE SENER; Gráficas: Elaboración Propia

La secuencia analizada de las rehabilitaciones efectuadas en 2019 – 2024 muestra un ritmo de efectividad muy bajo, pues se ha empleado mucho tiempo en lograr el nivel actual de proceso. Bajo este ritmo, reparar lo que falta, va a volver a llevarse mucho tiempo.

Las razones de esta dificultad de avanzar a un ritmo más acelerado son las siguientes: primero se debe al deterioro terrible en que dejaron las instalaciones en el sexenio pasado, por no darle el mantenimiento ni las reparaciones necesarias a las plantas de proceso en el periodo de 2014 al 2018; en segundo lugar, se debe al crudo extrapesado procesado, que provoca daños constantes en los equipos, tuberías y recipientes.

El incremento de crudo extrapesado en la composición del crudo a SNR se puede observar claramente en la Fig. 3. En el en 2010 tenemos la composición de 65% de crudo ligero con un 35% de crudo pesado, mientras que a partir del 2019 va subiendo el porcentaje de extrapesado hasta cerca del 60% mientras que la del crudo ligero va disminuyendo hasta cerca del 40% y a partir del 2020 se inyecta un 5% de crudo extra ligero.

En la gráfica de la Fig. 3 se observa como desde el 2010 la línea roja de crudo ligero va por encima del área que representa el crudo pesado y como, la tendencia se invierte a partir del 2019. Es muy cuestionable porqué se tomó esta decisión, ya que el mayor contenido de crudo Maloob solo complica los procesos de rehabilitaciones. Es imperativo que se disminuya el contenido de crudo Maloob hasta un 40 a 35% para mejorar la operación de las plantas de proceso y se regrese a la mezcla utilizada entre 2010 y 2018.

El otro efecto negativo que se presentó al aumentar el contenido de crudo Maloob en la mezcla a procesar, fue que se produjo mayor volumen de combustóleo. En las Figs, 4 y 5 se observa este efecto dramáticamente. En la Fig. 4 se grafica la producción en MBD de gasolina, diésel, combustóleo y coque. Entre 2012 y 2014 se producían cerca de los 500 MBD de gasolina, un promedio de 300 MBD de diésel y unos 300 MBD de combustóleo. El rendimiento de combustóleo estaba en un promedio de 25% vol.

A partir del 2019, como efecto del aumento del crudo Maloob, la producción de combustóleo aumento por arriba de la producción de gasolina y se observa una caída notable en el rendimiento de diésel desde un 25% en los años 2010 a 2018 hasta un 13% en el 2023, ya que una parte de los gasóleos primarios se usa mezclándolo con los residuales para producir el combustóleo. Entre más pesado el residual, más gasóleos se requieren para producir el combustóleo.

Las Figs. 4 y 5 representan una radiografía de la pésima gestión operativa y administrativa que se ha llevado a cabo desde el periodo 2010-2018 con el abandono del mantenimiento de las instalaciones y del periodo 2019-2024 con las pésimas decisiones de aumentar el contenido de crudos extrapesados. Adicionalmente la baja producción de coque en este periodo está mostrando una operación muy ineficiente de las plantas de coque con que se cuenta en el SNR y que seguramente les falta mayor mantenimiento. Y finalmente se muestra un equipo administrativo sin experiencia suficiente en Transformación Industrial.

2. Cadereyta. Análisis de su desempeño operativo.

En la refinería de Cadereyta, al igual que las otras refinerías, el proceso de crudo ha variado a lo largo del tiempo y como consecuencia ha variado la utilización de la capacidad instalada, como podrá observarse en la Fig. 6. Por el contrario, esta refinería muestra una gran estabilidad en sus índices operativos desde el 2010 hasta el 2024, gracias a que la composición del crudo a procesar en esta refinería se ha mantenido muy uniforme a lo largo del tiempo con un promedio de 60% de crudo pesado y un 40% de crudo ligero, como puede observarse en la Fig. 7.

Gracias a las inversiones efectuadas en esta refinería se ha logrado incrementar la utilización de la refinería de un 30% en 2018 hasta un 60% en marzo del 2024, que es su máximo récord en este sexenio, aunque para abril del 2024 bajó al 50%. Sin embargo, aún este lejos del 80 % de Utilización del año 2010.

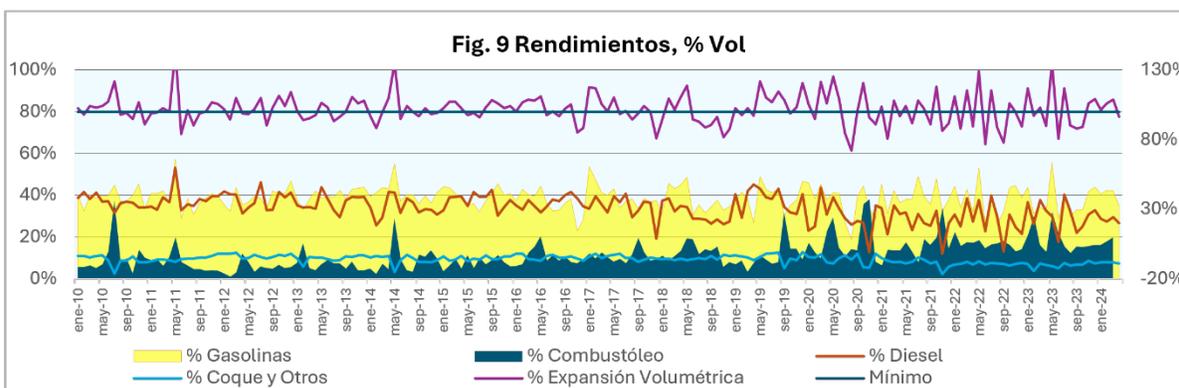
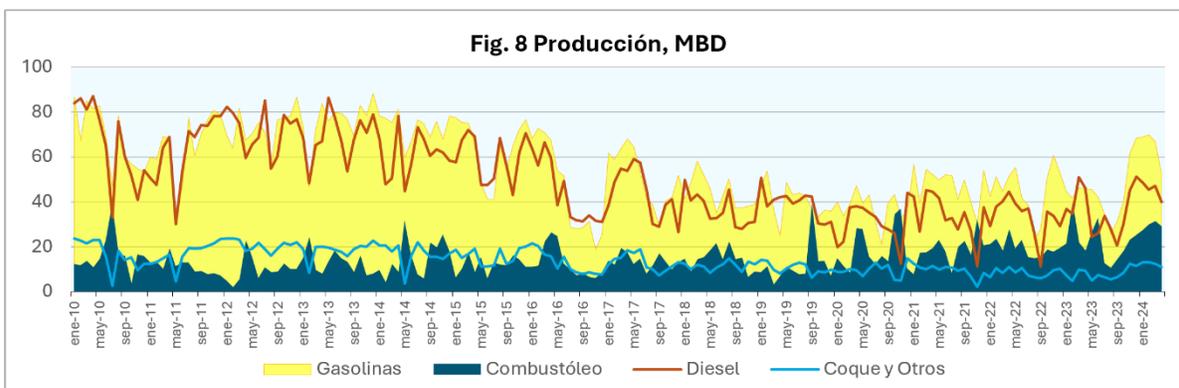
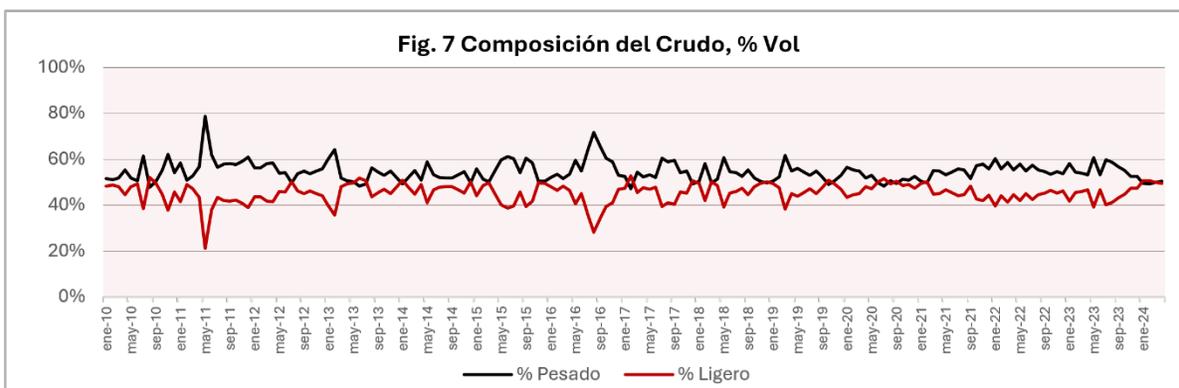
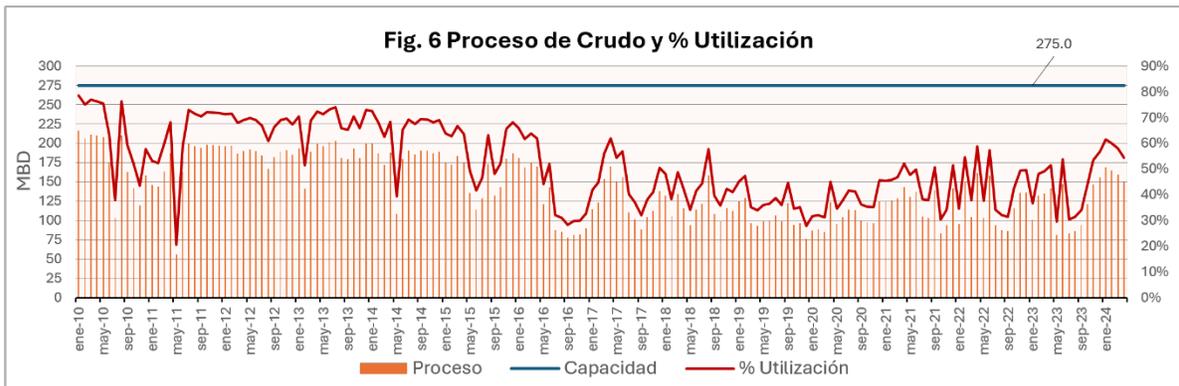
En lo que a producciones se refiere la refinería también ofrece índices estables en función del proceso de crudo, obteniéndose un rendimiento promedio de gasolina cercano al 40% vol. en el periodo 2010 – 2018 y disminuyendo ligeramente en el periodo 2019 – 2024, como puede observarse en la Fig. 9. En el caso de diésel el rendimiento es similar al de la gasolina en el periodo 2010 – 2018 mientras que entre 2019 – 2024 se nota una disminución de un 10% vol. para un promedio de 30%.

El caso del combustóleo también cambia su rendimiento de un 10% vol. en el 1er. Periodo y sube al 15% vol., después del 2018. La producción coque mantiene un promedio de 10% vol. hasta el 2018 y después disminuye a un 5% vol. a partir del 2019. En el caso de Cadereyta se ve una relación estrecha entre el aumento de producción de combustóleo con una disminución en la producción de coque, debido a las características del crudo extrapesado y/o a las fallas de la planta de coque por falta de mantenimiento exhaustivo. Por lo mismo, la disminución de la producción de diésel es debido a la mayor aplicación de gasóleos primarios agregados a los residuales para constituir el combustóleo.

El margen neto de esta refinería operando con una utilización arriba del 60% es de un promedio de 5 USD/B, lo cual se logró hasta 2017. Después de ese año, al bajar el proceso a menos de 165 MBD y su % de utilización bajó del 60%, su margen neto se vuelve negativo a un promedio de -4.0 USD/B.

Por lo tanto, la Refinería de Cadereyta es la que ofrece mayor área de oportunidad para mejorar su eficiencia operativa y que logre un estado de resultados positivo. La meta más importante es incrementar el proceso de crudo arriba del 80% de la capacidad instalada para lo cual se requiere que las plantas de coque y FCC operen al 100%. **Siendo la mejor refinería del SNR es imposible pensar en su cierre total, sino todo lo contrario.** Es imperativo resolver los conflictos ambientales con la Cd. de Monterrey.

REFINERÍA DE CADEREYTA



Datos: SIE DE SENNER; Gráficas: Elaboración Propia

3. Madero. Análisis de su desempeño operativo.

La refinería de Madero, con una capacidad nominal de proceso de crudo de 190 MBD, a la que ya se le efectuó una reconfiguración adicionando una planta de coque similar a la que se instaló en la reconfiguración de Cadereyta, presenta grandes y severos problemas operativos de acuerdo a las estadísticas de proceso y producciones.

Esta refinería presenta enormes intermitencias de proceso, ya que sus índices operativos reflejan una frecuencia periódica de altibajos en el proceso, como se observa en la Fig. 10, y altibajos en las producciones, Figs. 12 y 13. En lo que se refiere a la composición del crudo se tiene que en 2010 todavía se alimentaba crudo ligero a esta refinería el cual va declinando hasta el 2017 en que ya se procesa únicamente 100% de crudo extrapesado Maloob más algunos crudos pesados de la región norte.

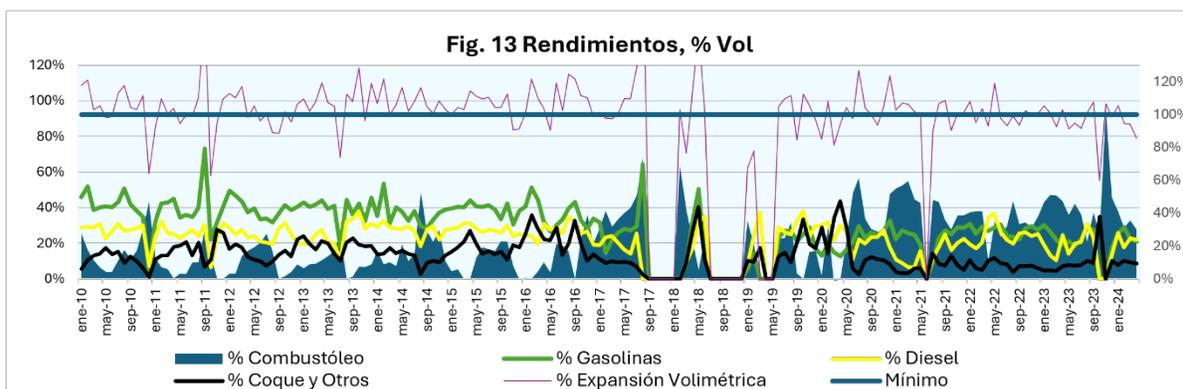
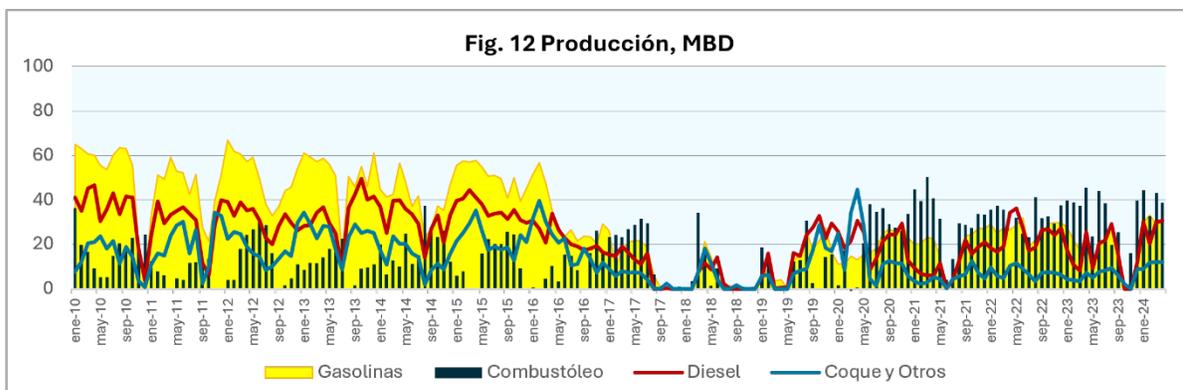
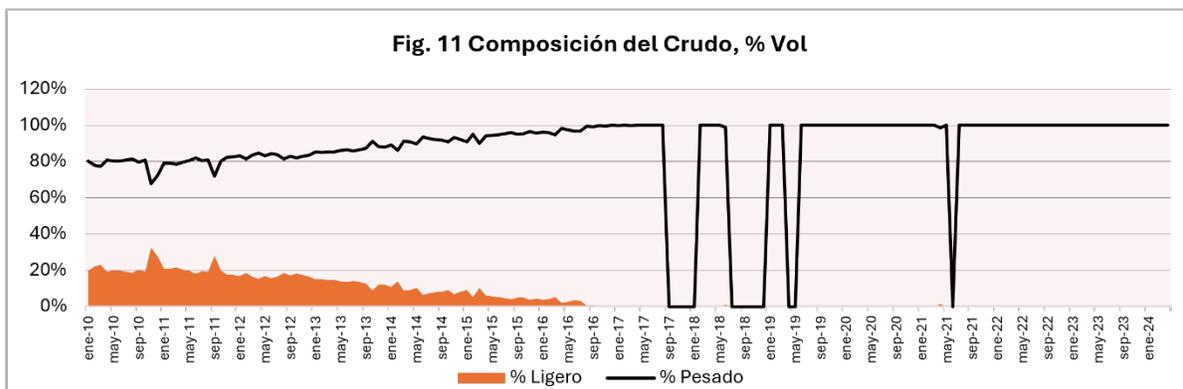
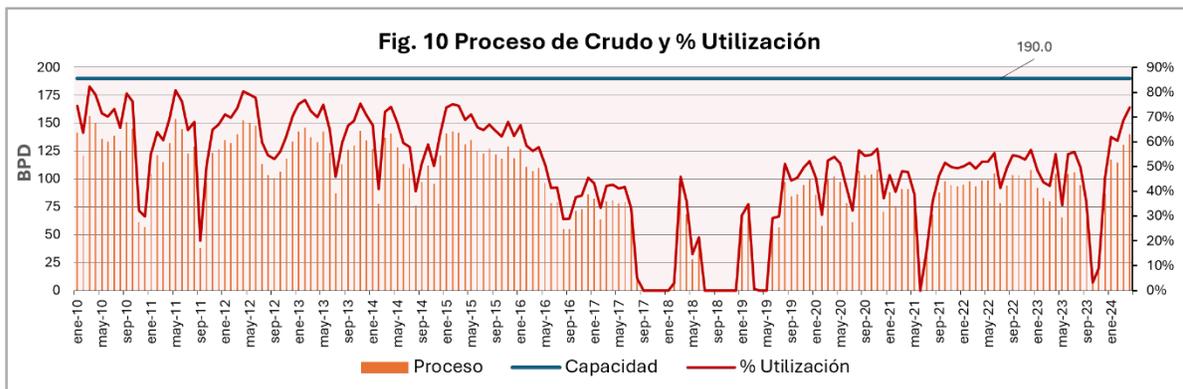
Observando la producción de combustóleo, gasolina y diésel en la Fig. 12, existe periodos en el que partiendo de cero producciones va en aumentando gradualmente a lo largo de unos 10 meses hasta unos 25 MBD y vuelve iniciar en cero, en un proceso cíclico. Por su lado, el coque presenta el comportamiento contrario. Por lo tanto, esto refleja el modo de la operación de la planta de coque, cuya eficiencia va declinando en esos 10 meses hasta que tienen que sacarla a limpieza y reparación, pues no puede continuar operando más allá de ese tiempo. Por lo tanto, se deduce que la planta de coque no ha sido rehabilitada al 100% y/o tiene problemas mecánicos de mayor envergadura que requieren cambios sustanciales en su estructura.

Otro aspecto muy grave que se observa en la Fig. 12 y que es reflejo de las deficiencias de la planta de coque, es que en el periodo 2010 – 2016 se obtenía una producción de gasolina de unos 50 MBD o 40% Vol. en promedio, la de diésel de 35 MBD o 30% Vol. y la producción de combustóleo de unos 15 MBD o un 10% vol. De coque se producían unos 20 MBD o 15% vol. Pero a partir del 2019 en adelante, la producción de combustóleo sube a un promedio de 35 MBD (35% vol.) rebasando la producción de gasolina y diésel que bajan a 25 MBD (25% vol.) mientras que la producción de coque disminuye a 5 MBD (5 % vol.) después del 2019. La conclusión es que la refinería opera en modo combustóleo.

La refinería de Madero tiene problemas estructurales graves en una de sus plantas de vacío en su línea de carga que no ha podido resolverse con el trascurso de los años, lo que impide que la planta combinada opere con la eficiencia requerida.

Entre el 2010 y el 2017 el margen neto alcanzado era de 2.0 USD/B mientras que para el periodo 2018 – 2024 su margen neto bajó a -7.8 USD/B promedio o sea que ya no obtiene ninguna rentabilidad. Por lo tanto, es imperativo suspender las operaciones de esta refinería y determinar mediante un estudio profundo de Due Diligence, si técnica y financieramente es viable continuar con su operación y cuál es el costo asociado.

REFINERÍA DE MADERO



Datos: SIE DE SENNER; Gráficas: Elaboración Propia

4. Minatitlán. Análisis de su desempeño operativo.

La refinería de Minatitlán, con una capacidad actual de 285 MBD (con un tren nuevo de refinación de 100% Maya de 140 MBD), tuvo su mayor récord de proceso de 221 MBD (utilización de 77.5% vol.) en junio del 2013. Para 2018 su proceso ya había bajado a casi cero en 2018. Con las rehabilitaciones efectuadas desde 2019 se ha obtenido un récord de 163.6 MBD (utilización de 57.4% vol.) en nov del 2021, mientras que para abril del 2024 se tiene un proceso de 144.6 MBD (50.7 % utilización). Ver Fig. 14.

En la Fig. 15 se puede observar la composición del crudo procesado en todo el periodo. La línea roja indica el crudo ligero que procesa el área antigua de la refinería y el área azul el crudo pesado que procesa el nuevo Tren. Cuando la línea roja está en cero, quiere decir que solo opera el nuevo tren.

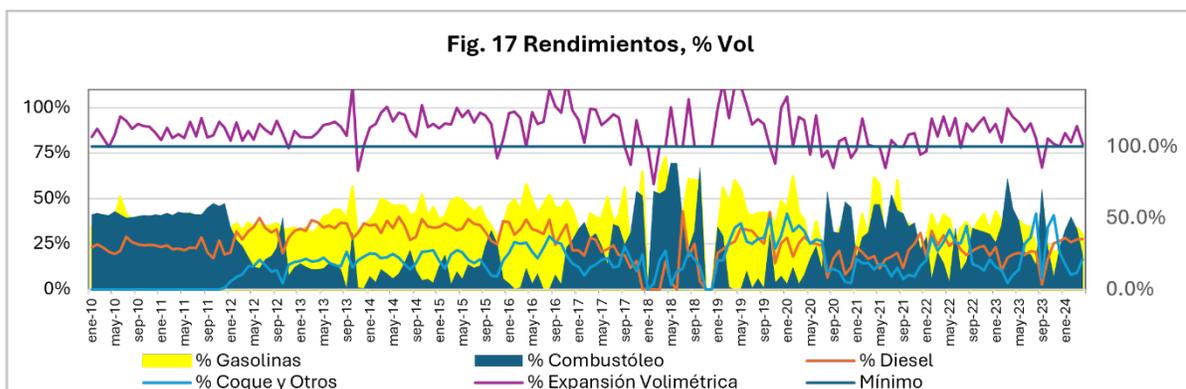
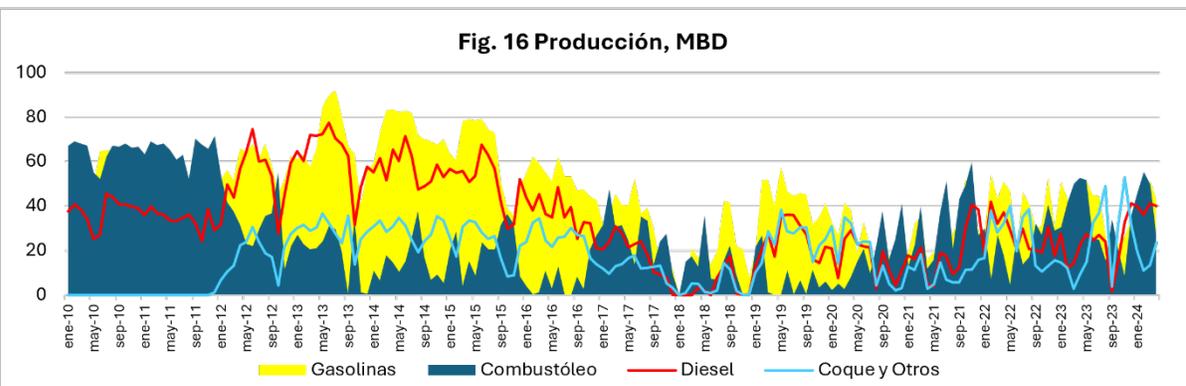
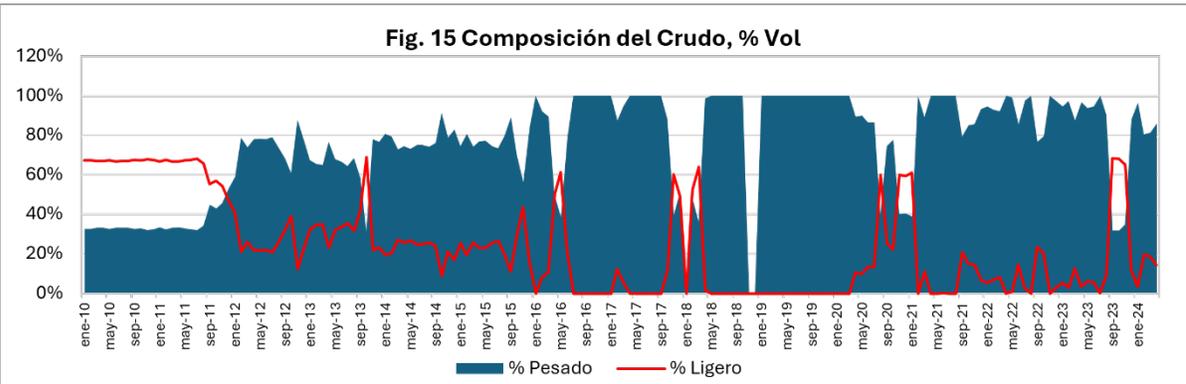
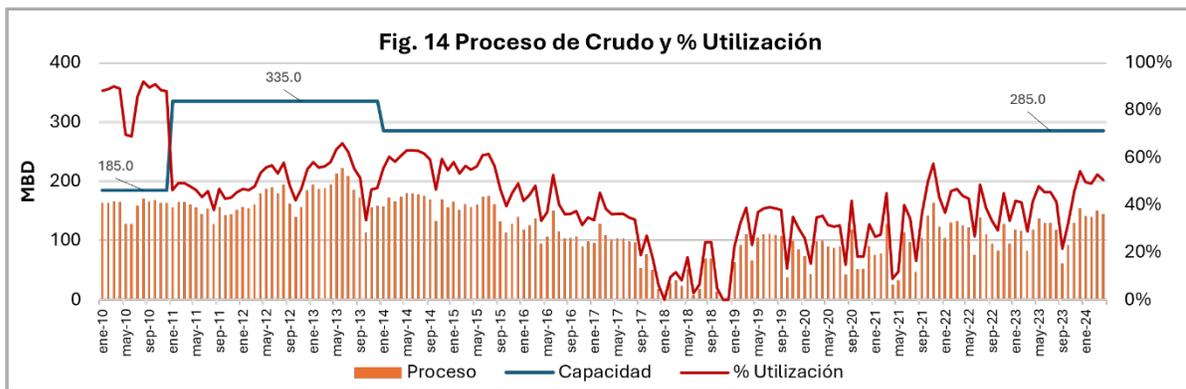
En las Figs. 16 y 17 se puede apreciar las estadísticas de las producciones obtenidas de gasolina, diésel, combustóleo y coque desde 2010. Entre 2012 y 2016 se ve claramente el efecto de la planta de coque pues hay una alta producción de gasolina con un promedio de 70 MBD o casi del 36.8% del crudo procesado mientras que la producción de combustóleo fue mínima con un promedio de 15 MBD o 7.9% vol. proveniente del área antigua de refinación. También se refleja en la producción de coque de unos 30 MBD o 16.7% vol. Otro excelente periodo de producción se presenta entre los años 2019 y 2020 con los mismos rendimientos en % vol., aunque los MBD obtenidos fueron menores por el menor proceso que se tuvo en ese periodo de unos 100 MBD en promedio.

Sin embargo, a partir del 2021, en varios meses, la producción de combustóleo se incrementa a unos 40 MBD igual o superior a la producción de la gasolina, lo cual es indicativo que la planta de coque no está operando al 100% de eficiencia.

Entre el 2010 y el 2017 el margen neto alcanzado fue de 4.8 USD/B mientras que para el periodo 2018 – 2024 su margen neto bajo a -4.9 USD/B promedio o sea que ya no obtiene ninguna rentabilidad. Por lo tanto, se requiere hacer un diagnóstico operacional de todas las plantas de proceso tanto del nuevo tren de refinación de 140 MBD como de la antigua área, para determinar qué es lo que se ha realizado en las rehabilitaciones y qué es lo que falta para que la refinería quede al 100%.

Esta refinería con su tren Maya, es muy factible que obtenga excelentes resultados siempre y cuando sus plantas estén bien rehabilitadas y operen arriba del 80%. La combinación de un área antigua de refinación con un área moderna provoca un gran problema administrativo para lograr una gestión gerencial eficiente en las dos áreas simultáneamente, pues todos los sistemas de control y medición son totalmente diferentes, los equipos son de tecnología muy diferente, por lo que es necesario una coordinación de operación, mantenimiento y adquisiciones muy eficiente.

REFINERÍA DE MINATITLÁN



Datos: SIE DE SENER; Gráficas: Elaboración Propia

5. Salamanca. Análisis de su desempeño operativo.

La refinería de Salamanca con una capacidad de 245 MBD al igual que Cadereyta ofrece mucha estabilidad en su proceso. En el periodo 2010 a 2017 tuvo récords de utilización de 86.1% en varios meses que corresponde a 211.0 MBD, como se puede ver en la Fig. 18, mientras que la composición del crudo fue de un promedio de 80% de pesado y 20% de ligero en el mismo periodo.

Para el 2018, el proceso cae hasta unos 40 MBD o 16.3% de utilización, por la falta de rehabilitación y mantenimiento como sucedió en todo el SNR. Se iniciaron los procesos de rehabilitaciones en 2019 y el proceso se logró incrementar en 2020 a 100 MBD o 40.2% utilización, en 2021 se mantuvo en esas cifras, en 2022 se logró incrementar a 140 MBD o 57.1% de utilización, en 2023 volvió a caer el proceso a los niveles de 2020. En lo que va de 2024 se está acercando el proceso a 150 MBD o 62.5% de utilización.

También en el periodo 2018 a 2024 el crudo pesado presento un incremento constante:

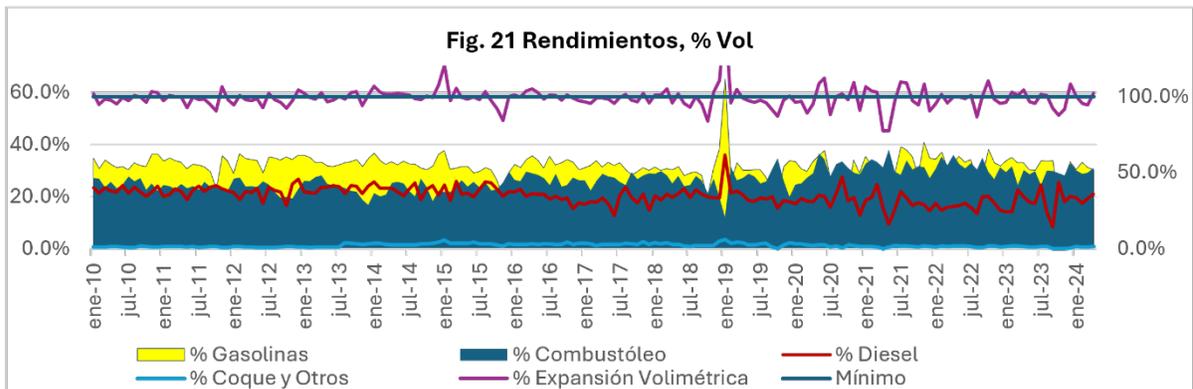
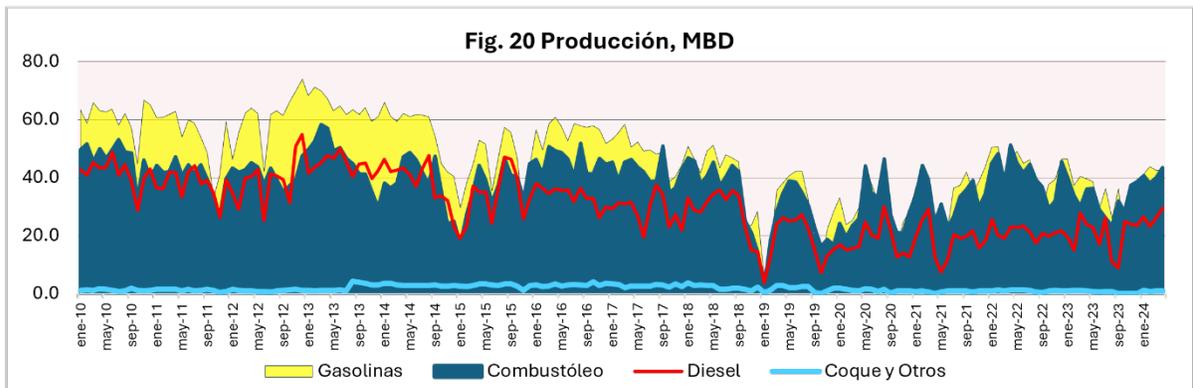
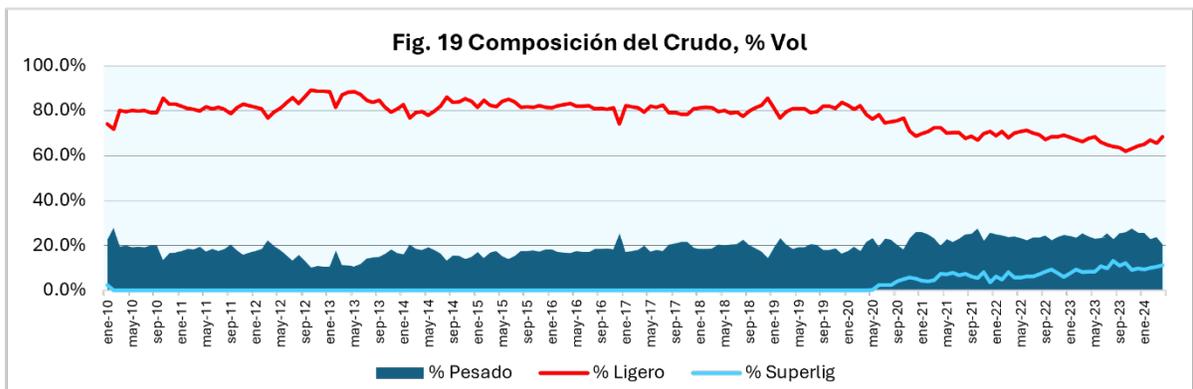
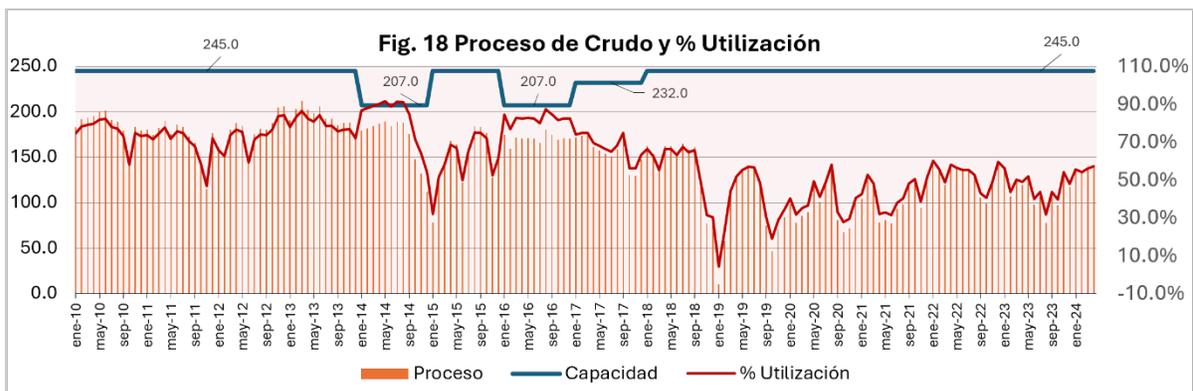
Año	% Pesado	%Ligero	%Superligero	%Total
2022	23.0	70.0	7.0	100.0
2023	24.2	68.2	7.6	100.0
2024	27.7	63.1	9.2	100.0

Este cambio en la composición del crudo a proceso provoco cambios en los rendimientos de producción. En las Figs. 20 y 21 se presentan las producciones en MBD y los rendimientos obtenidos en % vol. del crudo procesado. El rendimiento de gasolina se ha mantenido en un 32.0% vol. con meses hasta de 40% en todo el periodo 2010 a 2024, pero el rendimiento de diésel ha ido disminuyendo de un 20% vol. en 2010 – 2017 a 17% en 2022 - 2024 y el rendimiento de combustóleo a estado aumentando de un 20.0% vol. en 2010 - 2017 a un 32.8% vol. en 2022 -2024.

Es decir, el aumento de un 12.8% vol. en el rendimiento de combustóleo ya es muy cercano al rendimiento de gasolina de 32.0% vol. Esto se debe al tipo de crudo extrapesado que se está alimentado al SNR con mayor contenido de residuales y menor contenido de diésel. Y la imposibilidad de subir el proceso arriba de 146 MBD o 59.7% de utilización, se debe a que las rehabilitaciones efectuadas hasta ahora han sido insuficientes para lograr llevar las plantas de proceso al 100%.

En el periodo 2010 a 2017 esta refinería logro un margen neto promedio de 2.8 USD/B, pero ya para el periodo 2018 a 2024 el margen neto promedio cayó a -3.7 USD/B. Es decir, la refinería debe operar a un proceso de 200 MBD o más para que su margen neto sea positivo. Una de las características que ayudan a que esta refinería sea rentable es la producción de lubricantes, por lo que estos deben continuar produciéndose. También esta refinería, cuenta con una planta H-Oil que no está en operación. Es necesario hacer un Due Diligence para determinar la viabilidad de volverla a poner en operación.

REFINERÍA DE SALAMANCA



Datos: SIE DE SENER; Gráficas: Elaboración Propia

6. Salina Cruz. Análisis de su desempeño operativo.

La refinería de Salina Cruz, con una capacidad de proceso de 330 MBD, tuvo un promedio de utilización de más de 80% entre 2010 y 2017, presentando una gran estabilidad en sus índices operativos en lo que se refiere al proceso entre 275 y 300 MBD, ver Fig. 22, composición del crudo con un 70% vol. de ligero y 30% vol. de pesado, como se observa en la Fig. 23, precisamente la mezcla ideal de la que se habló anteriormente.

Después del 2017 debido a los recursos limitados para mantenimiento y reparaciones que sufrió todo el SNR, su proceso bajó hasta el 30.0% de utilización en el 2019. A partir de ese año y con las inversiones efectuadas para rehabilitaciones el proceso se ha ido incrementando en forma progresiva, aunque muy lenta, logran en marzo del 2024 llegar a los 250 MBD, aunque en abril vuela a caer su proceso de crudo.

También a partir de 2017 la mezcla de crudo a proceso cambió su composición de 70% a 60% vol. de crudo ligero y de 30% a 40% vol. de crudo pesado.

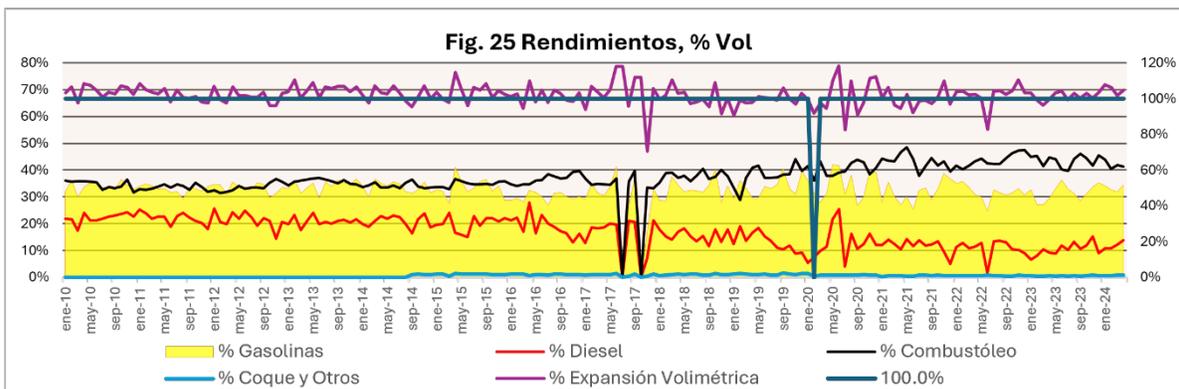
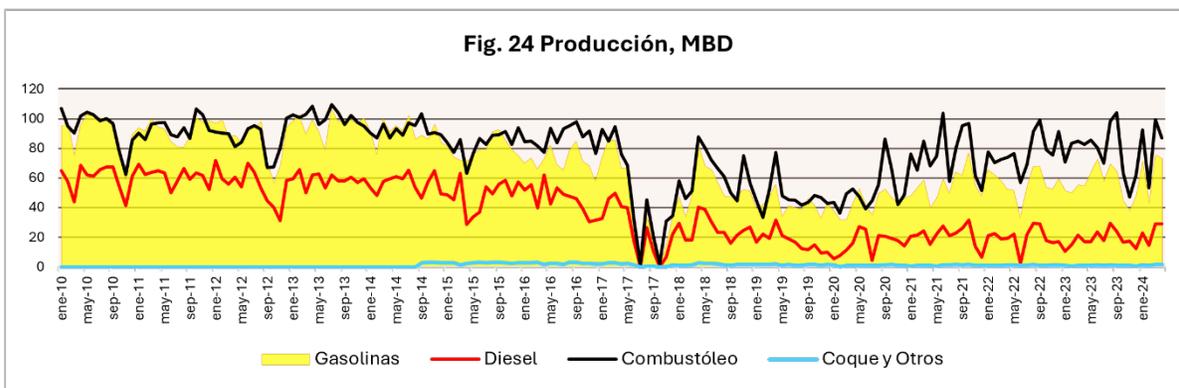
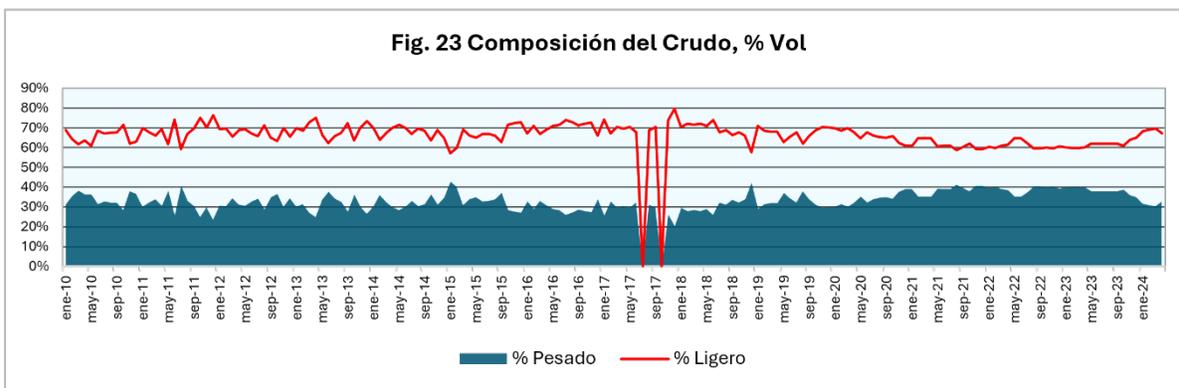
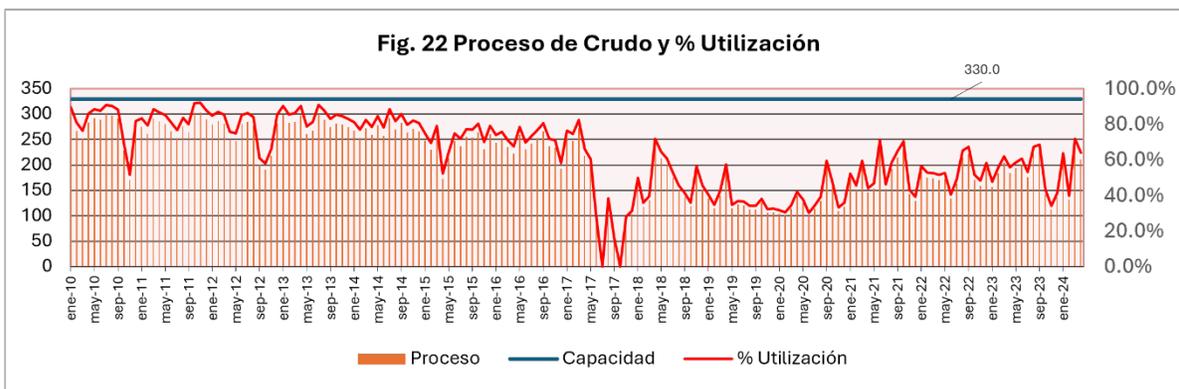
En lo que respecta a la producción, esta refinería presenta entre 2010 y 2017 un rendimiento similar de gasolina y combustóleo en un promedio de 90 MBD o 30% vol. El diésel en 60 MBD o 20% vol. en el mismo periodo. Sin embargo, a partir del 2018 entra en modo combustóleo y ahora la producción de este subproducto es mayor que la producción de gasolina, un 40% vol. de combustóleo contra un 30% vol. de gasolina. De igual manera el rendimiento de diésel se desplomó de un 20% a un 10% vol. La causa de este comportamiento es la calidad de los crudos extrapesados Maloob y Zaap.

El Margen neto de esta refinería antes del 2018 era de un 4.4 USD/B y en el periodo 2018 a 2024 bajó a -4.2 USD/B.

Por lo tanto, para mantener esta refinería en operación eficiente se debe volver a la composición de proceso de crudo de 70% vol. de ligero y 30 % vol. de crudo pesado e incrementar el proceso arriba del 80% de utilización.

Se requiere un análisis exhaustivo a través de un diagnóstico operacional de cada planta de proceso para determinar qué es lo que se ha rehabilitado y que es lo que falta por hacer, ya que el proceso de crudo a partir del 2018 muestra muchos altibajos, que es un reflejo de que las rehabilitaciones efectuadas no han resuelto todos los problemas existentes en los equipos intervenidos. Quizás los recursos no fueron los suficientes o el área de adquisiciones no consiguió algunos elementos críticos necesarios.

REFINERÍA DE SALINA CRUZ



Datos: SIE DE SENER; Gráficas: Elaboración Propia

7. Tula. Análisis de su desempeño operativo.

La refinería de Tula con una capacidad de 315 MBD no presenta un estado estable en sus índices operativos. En lo que respecta a su proceso de crudo, Fig. 26, presenta bastantes intermitencias notándose grandes pérdidas de proceso periódicas cada 6 u 8 meses por algún problema operativo que debe ser identificado. Esta problemática se ve más intensificada en el periodo 2018 a 2024. El proceso de crudo entre 2010 y 2016 fue de un promedio de 252 MBD o 80% de utilización, posteriormente, a partir de 2017 empezó a disminuir hasta 50 MBD en 2020 o un 15.9% de utilización. A partir de ese punto empezó su recuperación hasta llegar a febrero del 2024 con un proceso de 251.2 MBD o 79.7 % de utilización, aunque después bajo ligeramente en el mes de marzo.

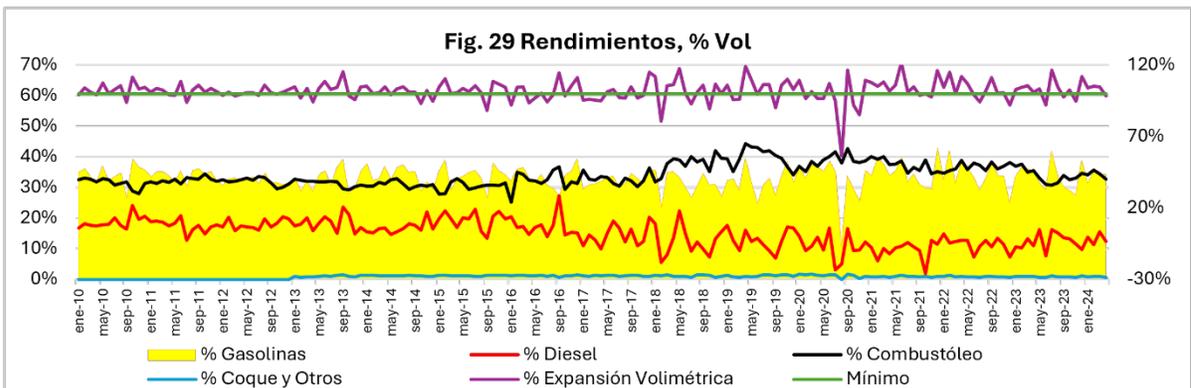
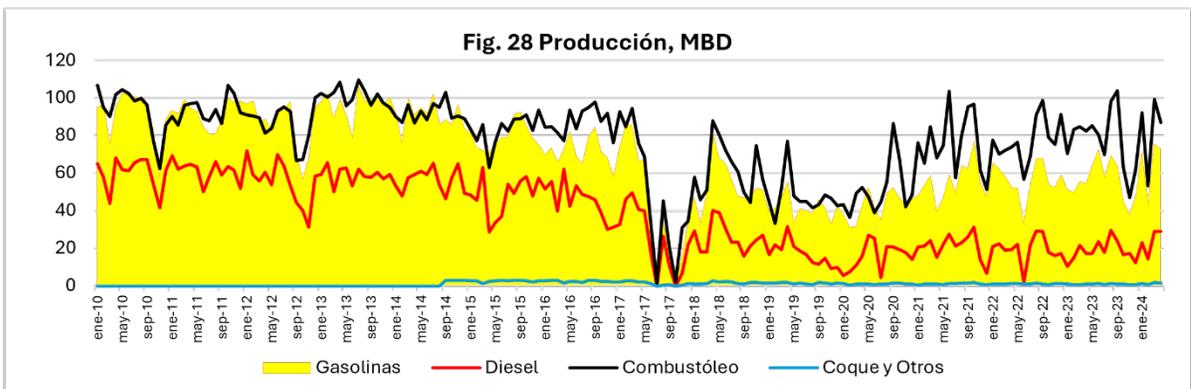
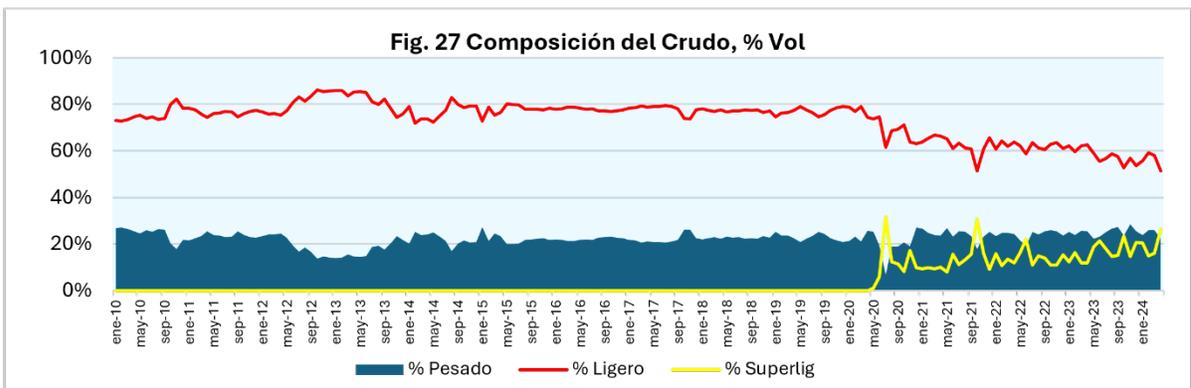
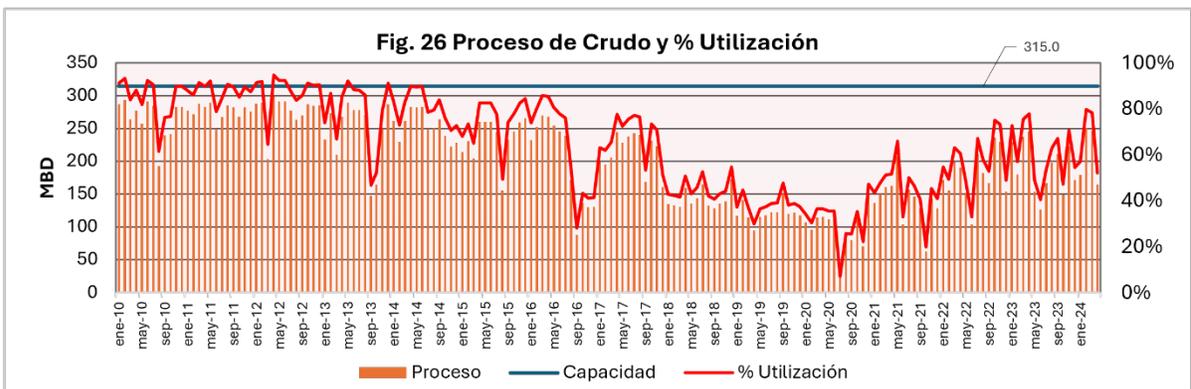
Sin embargo, la composición del crudo si se ve bastante estable, ver Fig. 27, ya que entre el periodo 2010 a mediados del 2020 se tiene un 80% vol. de crudo ligero y 20% de crudo pesado, valores muy constantes a lo largo de ese periodo. A partir del 2020 se ve una inyección considerable de crudo extra ligero que se va incrementando hasta el 26.4% vol. que corresponderían al mes de abril a unos 84.3 MBD. Esto Provoca que el crudo ligero disminuya a menos del 60% vol.

Siendo la adición de crudo extra ligero de gran ayuda para mejorar el desempeño operativo de las plantas de proceso, en la producción se observa algo contradictorio ya que la producción de combustóleo aumenta considerablemente observándose algunos meses hasta 100 MBD de combustóleo y la de gasolina a menos de 50 MBD, ver Fig. 28, y la producción de diésel va disminuyendo, obteniendo en algunos meses menos de 20 MBD. Los rendimientos reflejan un rendimiento de 40% vol. de combustóleo y un 30% vol. de gasolina mientras que el rendimiento de diésel va cayendo hasta valores de 10% vol. El comportamiento debería ser al contrario por la inyección del crudo extra ligero.

En vista de lo anterior, es necesario rectificar la composición de la mezcla de crudo y lo que es más importante sus características fisicoquímicas y los rendimientos de productos valiosos que contiene ese crudo que se está procesando.

En el periodo 2010 a 2017 el promedio del Margen Neto de Tula fue de 4.0 USD/B, pero para el periodo 2018 a 2024 el Margen Neto cayó a -3.6 USD/B. Se requiere un diagnóstico operacional exhaustivo y una revisión profunda de las características del crudo que se está procesando, ya que los resultados actuales no cuadran con el comportamiento anterior de la refinería.

REFINERÍA DE TULA

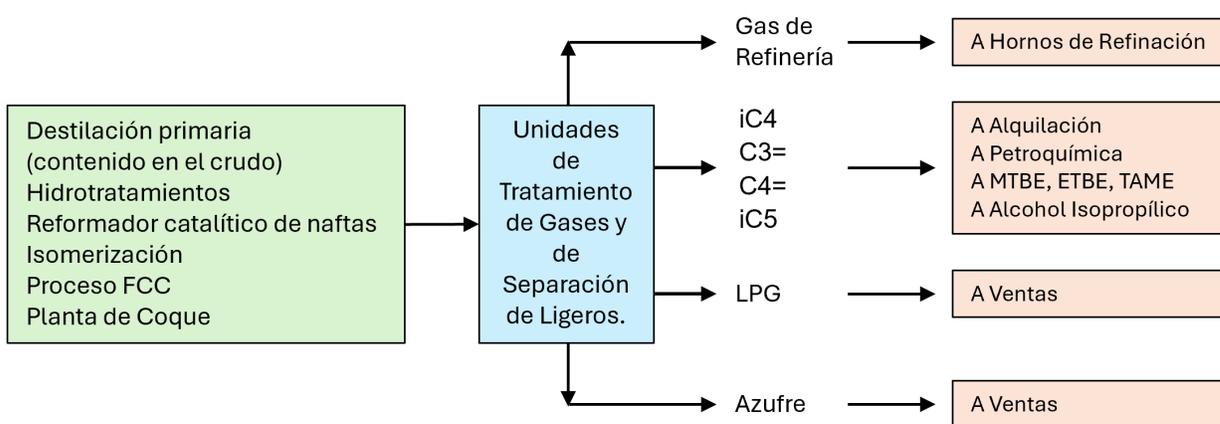


Datos: SIE DE SENER; Gráficas: Elaboración Propia

O en su caso, el gas y las olefinas pueden formar parte de las materias primas para los complejos petroquímicos que multiplican el valor agregado de estas corrientes. Si las plantas de alquilación, MTBE y TAME no operan se perderán productos muy valiosos.

El otro elemento de gran importancia en la operación de una refinería es el Tratamiento de Gases en el que se eliminan los contaminantes que van en las corrientes gaseosas, principalmente el ácido sulfhídrico, H₂S, que es altamente perjudicial para la salud humana. El producto principal de esta fase del proceso es el Azufre. En el capítulo siguiente se revisará la eficiencia de la recuperación de azufre en el SNR.

Recuperación de Ligeros en una Refinería.



Este sector de la refinería es tan importante que puede inclinar la balanza a ganancia o pérdidas en una refinería. Representa entre el 5 y 12 % de la rentabilidad.

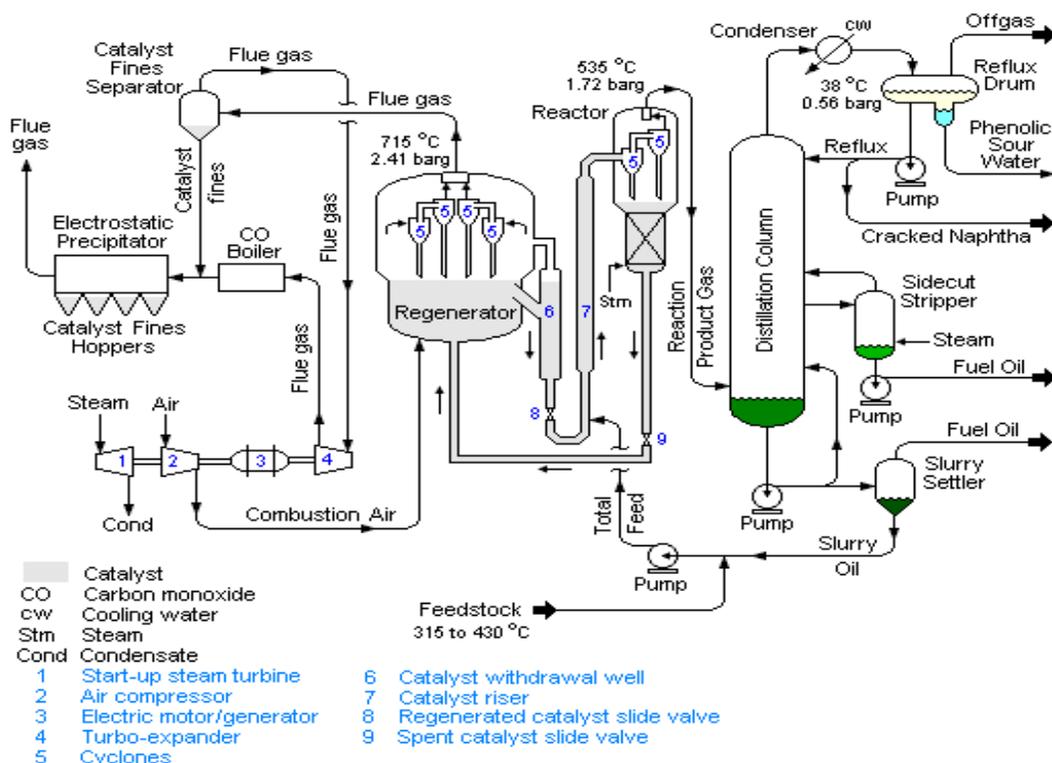
RENDIMIENTOS DE LIGEROS DE LAS PRINCIPALES PLANTAS DE PROCESO.

PLANTA FCC. Principal proceso productor de las olefinas. En el cuadro de la refinería, se puede observar que la Planta FCC es la principal generadora de olefinas y el volumen de estos hidrocarburos ligeros es dependiente del grado de conversión a la que se esté operando la FCC.

La conversión de los gasóleos alimentados a la FCC en productos más valiosos depende tanto de las condiciones de operación de la planta, así como de la calidad del catalizador que se esté utilizando. Por lo que la selección de un catalizador multifuncional de alto rendimiento es un punto crítico para lograr mayor producción y rentabilidad de la FCC.

Cuando esta planta opera a una capacidad menor de 60% de utilización entra en un estado de inestabilidad operacional, por lo que lo más adecuado es sacarla fuera de operación pues las pérdidas de catalizador y productos valiosos son enormes.

Diagrama básico de una Planta FCC.



Es necesario mencionar que el proceso FCC es una tecnología excepcional del Estado del Arte (State of the Art) dentro de la rama de Ingeniería Química.

La cantidad de catalizador que circula entre el regenerador y el reactor asciende a unos 5 kg por kg de materia prima, lo que equivale a unos 4.66 kg por litro de materia prima. Así, una unidad de FCC que procese 75,000 barriles por día hará circular alrededor de 55,900 toneladas por día de catalizador.

En la línea superior de Offgas se obtienen los gases no condensables a temperatura ambiente (hidrógeno, metano, etano, etc.), propano y propileno (parafinas y olefinas de tres átomos de carbono), butanos y butilenos (parafinas y olefinas de cuatro átomos de carbono), componentes del gas licuado de petróleo (LPG), los cuales son separados en otra sección de recuperación de ligeros que no está indicada en el diagrama, pero se mostrará más adelante, en la sección de recuperación de azufre.

El rendimiento de los diferentes productos de una unidad de craqueo catalítico fluido varía en función de varios parámetros, como el diseño de la unidad, el tipo de catalizador, la calidad de la alimentación y otras variables operativas como temperatura de reacción, caudal de alimentación, circulación de catalizador, reposición de catalizador, punto de corte entre nafta y diésel, entre otras.

Pero, en general, como lo que se busca es aumentar la producción de naftas y diésel a partir de destilados más pesados, en la Tabla 2 se presenta un par de rendimientos típicos, en función de que se busque maximizar uno u otro producto.

TABLA 2. RENDIMIENTOS TÍPICOS DEL PROCESO FCC

PRODUCTOS	MAXIMA NAFTA % Vol.	MÁXIMO DIÉSEL ⁽²⁾ % Vol.
Coque Catalizador ⁽¹⁾	5.13	n/a
C2 + Ligeros (GAS) ⁽¹⁾	6.96	n/a
C3=	5.30	n/a
C3	2.90	n/a
C4=	9.50	n/a
iC4	6.10	n/a
nC4 (LPG)	2.70	12.00 ⁽³⁾
Nafta	56.79	36.00
Diésel	18.40	46.00
ACL	6.60	8.00
TOTAL	120.38	102.00

(1) Rendimiento volumétrico en BOE´ s (Barril Equivalente de Petróleo).

(2) No se incluyen ni GAS, ni COKE, ni olefinas.

(3) En LPG están incluidos el C3 y algunas olefinas.

La primera observación de la Tabla 2 a resaltar es que, en la columna de Máxima Nafta, la suma del total de productos es de 120.38% vol., situación que se presenta en los procesos de conversión, y se le llama Expansión Volumétrica. En este caso la expansión en la FCC es de 20.38%. También de la Tabla 2 obtenemos que la suma de productos hasta la Nafta es de 90.25% vol. Dividiendo este valor entre el total del volumen de producción se obtiene que la conversión en esta planta es de 75%. Este es un parámetro operativo muy importante y que se maneja como meta de producción por los operadores.

Aplicando los rendimientos de la Tabla 2 a las 11 plantas catalíticas de las refinerías del SNR, suponiendo 100% de utilización y eficiencia, se obtiene los productos mostrados en la Tabla 3. Esta Tabla 3 muestra los volúmenes en MBD que deberían obtenerse de cada uno los productos de cada planta FCC del sistema SNR, de acuerdo con su capacidad de diseño. Cada refinería consta de 2 plantas FCC excepto Salamanca que solo cuenta con una FCC de 40 MBD. El total de capacidad de FCC con que se cuenta en el SNR asciende a 417.0 MBD de procesos de gasóleos de vacío, de los cuales se obtendrían 236.8 MBD de gasolina, 76.7 de gasóleos ligeros y 27.5 de gasóleos pesados, que son promotores de diésel y 24.5 BOE de coque depositado en el catalizador (Barriles de Petróleo Equivalente).

De los ligeros se deberían obtener: 99.2 MBD de Olefinas, 11.3 MBD de LPG y 29 MBOE de gas amargo de refinería. Estos productos se recuperan en las áreas de tratamiento de ligeros y se purifican en las áreas de tratamiento y producción de azufre. Las cantidades que se deben obtener de ligeros dependen en gran medida de la calidad del crudo que procesa cada refinería, la cual se señala también en la Tabla 3. Si las áreas de recuperación y tratamiento operan con deficiencias o están fuera de operación, estos productos valiosos se estarán perdiendo al desfogue y al quemador y se estarán enviando tóxicos a la atmósfera. De ahí la importancia que estas áreas operativas reciban su mantenimiento preventivo y sus reparaciones en tiempo y forma para que siempre estén operando al 100%.

TABLA 3. MÁXIMA PRODUCCIÓN DE LAS PLANTAS FCC DEL SNR

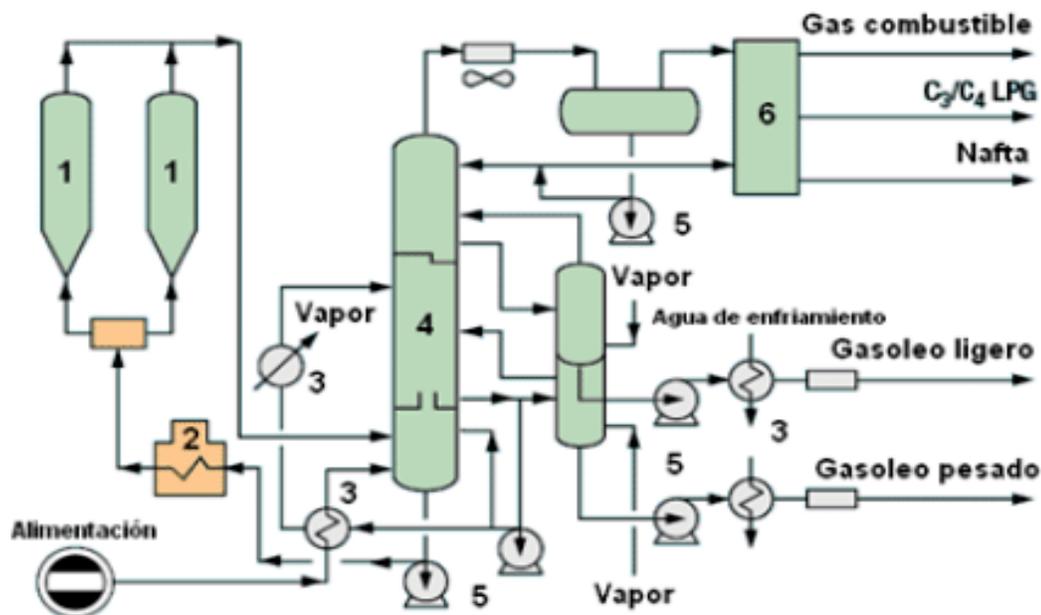
Refinería	CAD	MAD	MIN	SAL	SCR	TUL	SNR
Capacidad FCC (MBD)	90.0	61.0	66.0	40.0	80.0	80.0	417.0
Expansión Volumétrica (% Vol)	121.1%	121.1%	121.1%	121.1%	121.1%	121.1%	121.1%
Crudo	44.8% Ligero - 55.2% Pesado	100% Pesado	100% Pesado	75.2% Ligero - 24.8% Pesado	61.6% Ligero - 38.4% Pesado	74.5% Ligero - 25.5% Pesado	51.9% Ligero - 48.1% Pesado
PRODUCTOS	MBD	MBD	MBD	MBD	MBD	MBD	MBD
H2S (*)	0	0	0	0	0	0	0
H2 (*)	0	0	0	0	0	0	0
C ₁ (*)	0	0	0	0	0	0	0
C ₂ = (*)	0	0	0	0	0	0	0
C ₂ (*)	6.3	4.2	4.6	2.8	5.6	5.6	29.0
C ₃ =	4.8	3.2	3.5	2.1	4.2	4.2	22.1
C ₃	2.6	1.8	1.9	1.2	2.3	2.3	12.1
C ₄ =	8.6	5.8	6.3	3.8	7.6	7.6	39.6
iC ₄	5.5	3.7	4.0	2.4	4.9	4.9	25.4
nC ₄	2.4	1.6	1.8	1.1	2.2	2.2	11.3
Nafta	51.1	34.6	37.5	22.7	45.4	45.4	236.8
LGO	16.6	11.2	12.1	7.4	14.7	14.7	76.7
HGO	5.9	4.0	4.4	2.6	5.3	5.3	27.5
Coque Catalizador (*)	5.3	3.6	3.9	2.3	4.7	4.7	24.5
Total	109.0	73.9	79.9	48.4	96.9	96.9	505.1
Olefinas	21.4	14.5	15.7	9.5	19.0	19.0	99.2
LPG = nC ₄	2.4	1.6	1.8	1.1	2.2	2.2	11.3
Gas = C ₂ + C ₂ = + C ₁ + H ₂ + H ₂ S	6.3	4.2	4.6	2.8	5.6	5.6	29.0

(*) Rendimiento Volumétrico en BOE's (Barril Equivalente de Petróleo)

Estos valores teóricos nos sirven de referencia para compararlos con los reales obtenidos y dilucidar como están operando las secciones de ligeros de las refinerías.

PLANTA COQUIZADORA. La planta de coque es otro de los principales procesos de una refinería ya que transforma los residuales de poco valor que son subproductos de la refinación en productos de alto valor agregado como son: gas de refinería, LPG, gasolina, diésel, coque y productos más pesados que se reciclan o se envían a otras plantas de conversión. Parte de estos productos pesados quedan retenidos en la masa de coque y continúan reaccionando para dar más productos ligeros para aumentar a producción de coque. Este proceso es clave en la refinación para evitar la producción de combustóleo que es un producto indeseable pues ya no tiene mercado y es comercialmente inviable.

Diagrama de Flujo Típico de una Planta de Coquización Retardada.



En las cámaras de coquización de esta planta, térmicamente aislados y de grandes dimensiones, es en donde se producen las reacciones químicas. Éstas ocurren al darles tiempo de residencia a la misma temperatura de salida del horno. Las unidades disponen de dos o más cámaras de coque, que operan en forma alternada. En el caso de unidades con dos o más cámaras, comúnmente llamadas tambores, una de ellas recibe la alimentación proveniente el horno por la parte inferior y en la misma se va formando coque producto sólido, de características porosas tales que no taponan la cámara, sino que permite el paso de la alimentación que va fluyendo hacia arriba. Cuando la misma se ha llenado hasta una altura predeterminada por el diseño de la unidad, la alimentación es cambiada a la otra cámara que debe estar libre y precalentada.

La eficiente operación de la planta de coque permitirá corridas más largas de los tambores de coquización antes de salir a limpieza y reparación. Un deficiente mantenimiento preventivo y rehabilitación de cada tambor llevará a que esta planta opere intermitentemente perdiendo los grandes beneficios que se obtienen de este proceso.

Los hidrocarburos ligeros y el gas que se obtienen en este proceso están marcados en la parte superior derecha del diagrama de la planta, los cuales tienen que ser tratados y recuperados para aumentar la rentabilidad del proceso y de la refinería.

Los rendimientos de productos de diseño de las 3 plantas de coque, del tipo Coquización Retardada (Delayed Coking), que operan actualmente en el SNR en las refinerías de Cadereyta (CAD), Madero (MAD) y Minatitlán (MIN), se presentan en la Tabla 4.

TABLA 4. RENDIMIENTOS DE PRODUCCIÓN DE LAS COQUIZADORAS DEL SNR			
Refinería	CAD	MAD	MIN
Capacidad (MBD)	53,973	50,000	55,794
Expansión Volumétrica (%vol)	118.2%	126.8%	127.2%
Crudo	70% Istmo - 30% Maya	100% Maya	100% Maya
PRODUCTOS	% Vol.	% Vol.	% Vol.
H ₂ S ^(*)	1.1%	1.19%	0.95%
H ₂ ^(*)	0.1%	0.16%	0.13%
C ₁ ^(*)	2.1%	2.39%	1.91%
C ₂ = ^(*)	0.3%	0.31%	0.25%
C ₂ ^(*)	1.9%	2.17%	1.73%
C ₃ =	1.0%	1.12%	0.90%
C ₃	2.6%	2.91%	2.33%
IC ₄	0.3%	0.32%	0.25%
C ₄ =	0.8%	2.01%	1.61%
NC ₄	1.0%	2.38%	1.90%
Nafta	10.8%	9.69%	10.17%
LGO	22.1%	18.67%	22.73%
HGO	27.5%	23.22%	21.54%
Coque ^(*)	28.4%	33.45%	33.59%
Total	100.0%	100.0%	100.0%
Olefinas	4.7%	6.4%	5.1%
LPG = nC ₄	1.0%	2.4%	1.9%
Gas = C ₂ + C ₂ = + C ₁ + H ₂ + H ₂ S	4.5%	5.0%	4.0%

(*) Barriles de Petróleo Equivalente (BOE)

Siguiendo el mismo procedimiento realizado con las plantas FCC, se determinarán los volúmenes teóricos de productos de las plantas de coque de CAD, MAD y MIN operando a máxima capacidad y eficiencia, los cuales se presentan en la Tabla 5.

En este proceso también se presenta la Expansión Volumétrica siendo los valores para CAD de 118.2% Vol., para MAD DE 126.8% Vol. y para MIN es de 127.2% Vol. Es necesario resaltar que, de diseño, la coquer de CAD recibe un residuo de vacío proveniente de una mezcla de crudo de 70% Istmo y 30% Maya, mientras que para MAD y MIN reciben de un crudo 100% Maya de ahí que la expansión volumétrica de CAD sea menor a las otras dos.

La diferente calidad de los crudos también afecta la producción del coque de diseño, que es de 2,653 T/D para CAD, de 2.822 T/D para MAD y de 3,362 T/D para MIN. Las cantidades de T/D se transforman a BOE's por medio del poder calorífico de combustión.

TABLA 5. MÁXIMA PRODUCCIÓN DE LAS COQUIZADORAS DEL SNR				
Refinería	CAD	MAD	MIN	TOTAL
Capacidad Coquer (MBD)	53.973	50.000	55.794	159.8
Expansión Volumétrica (%vol)	118.2%	126.8%	127.2%	124.0%
Crudo	44.8% Ligerito - 55.2% Pesado	100% Pesado	100% Pesado	
PRODUCTOS	MBD	MBD	MBD	MBD
H ₂ S (*)	0.7	0.8	0.7	2.1
H ₂ (*)	0.1	0.1	0.1	0.3
C ₁ (*)	1.4	1.5	1.4	4.2
C ₂ = (*)	0.2	0.2	0.2	0.6
C ₂ (*)	1.2	1.4	1.2	3.8
C ₃ =	0.6	0.7	0.6	2.0
C ₃	1.6	1.8	1.7	5.1
IC ₄	0.2	0.2	0.2	0.6
C ₄ =	0.5	1.3	1.1	3.0
NC ₄	0.6	1.5	1.4	3.5
Nafta	6.9	6.1	7.2	20.2
LGO	14.1	11.8	16.1	42.1
HGO	17.5	14.7	15.3	47.5
Coque (*)	18.1	21.2	23.8	63.2
Total	63.8	63.4	71.0	198.2
Olefinas	3.0	4.0	3.6	10.7
LPG = nC ₄	0.6	1.5	1.4	3.5
Gas = C ₂ + C ₂ = + C ₁ + H ₂ + H ₂ S	2.8	3.2	2.9	8.9

(*) Barriles de Petróleo Equivalente (BOE)

Una vez obtenidos los volúmenes de producción de las coquizadoras y presentados en la Tabla 5, se sumaran a los productos obtenidos anteriormente de las plantas FCC del SNR presentados en la Tabla 3 con la finalidad de obtener los productos de Olefinas, LPG y Gas de refinería que generan estas 2 plantas, que son las mayores contribuyentes de ligeros en las refinerías.

El total de producción de FCC y Coquizadoras se presenta en la Tabla 6, de la que se puede obtener el siguiente resumen global de productos ligeros:

Total de producción de Olefinas:	109.9 MBD
Total de producción de LPG:	14.8 MBD
Total de Producción de Gas de Refinería:	37.9 MBOE

El valor de esta producción, solamente de ligeros, es enorme, ya que a precios actuales se calcula en **\$3,867.6 MMUSD/Año** o **\$71,551.2 MMPesos/Año**. Si lo comparamos con los \$64,000 millones de pesos que se han invertido en rehabilitaciones de las plantas de proceso del SNR en 6 años, se comprenderá de la importancia de contar con las secciones de recuperación de ligeros de cada refinería operando al 100% de eficiencia, pues tan solo con los productos ligeros se compensarían los gastos de mantenimiento y rehabilitaciones en todo el SNR anualmente.

TABLA 6. MÁXIMA PRODUCCIÓN DE LAS PLANTAS FCC Y COQUIZADORAS DEL SNR							
Refinería	CAD	MAD	MIN	SAL	SCR	TUL	SNR
Capacidad FCC (MBD)	90.0	61.0	66.0	40.0	80.0	80.0	417.0
Capacidad Coquer (MBD)	54.0	50.0	55.8	0.0	0.0	0.0	159.8
Crudo	44.8% Ligero - 55.2% Pesado	100% Pesado	100% Pesado	75.2% Ligero - 24.8% Pesado	61.6% Ligero - 38.4% Pesado	74.5% Ligero - 25.5% Pesado	51.9% Ligero - 48.1% Pesado
PRODUCTOS	MBD	MBD	MBD	MBD	MBD	MBD	MBD
H ₂ S (*)	0.7	0.8	0.7	0	0	0	2.1
H ₂ (*)	0.1	0.1	0.1	0	0	0	0.3
C ₁ (*)	1.4	1.5	1.4	0	0	0	4.2
C ₂ = (*)	0.2	0.2	0.2	0	0	0	0.6
C ₂ (*)	7.5	5.6	5.8	2.8	5.6	5.6	32.8
C ₃ =	5.4	3.9	4.1	2.1	4.2	4.2	24.1
C ₃	4.3	3.6	3.6	1.2	2.3	2.3	17.2
C ₄ =	8.7	6.0	6.5	3.8	7.6	7.6	40.2
iC ₄	6.0	5.0	5.2	2.4	4.9	4.9	28.4
nC ₄	3.1	3.2	3.1	1.1	2.2	2.2	14.8
Nafta	58.0	40.8	44.7	22.7	45.4	45.4	257.1
LGO	30.7	23.1	28.3	7.4	14.7	14.7	118.8
HGO	23.5	18.8	19.6	2.6	5.3	5.3	75.1
Coque (*)	23.4	24.8	27.7	2.3	4.7	4.7	87.6
Total	172.8	137.3	150.9	48.4	96.9	96.9	703.2
Olefinas	24.4	18.6	19.3	9.5	19.0	19.0	109.9
LPG = Nc ₄	3.1	3.2	3.1	1.1	2.2	2.2	14.8
Gas = C ₂ + C ₂ = + C ₁ + H ₂ + H ₂ S	9.1	7.4	7.4	2.8	5.6	5.6	37.9

(*) Barriles de Petróleo Equivalente (BOE)

Si, además, se suman todos los productos de estos dos procesos, las plantas FCC y las plantas de Coque, el valor económico derivado de la Tabla 6 obtenido es monumental. Por esta razón, estos procesos son los que generan el mayor valor agregado en el SNR y en cada refinería y las que generan la mayor rentabilidad posible.

Ahora se calculan los rendimientos teóricos (% Vol.) referidos a la carga máxima de crudo a cada refinería para obtener los valores presentados en la Tabla 7.

Producción Teórica de Ligeros en el SNR.

Los rendimientos de ligeros de FCC y de Coquer, referidos al crudo, presentados en la Tabla 7 nos permiten tener una base de referencia para comparar con los rendimientos reales y poder observar las deficiencias de producción. Estas nos permiten determinar indirectamente como están operando las secciones de recuperación de los hidrocarburos ligeros generados en esas plantas.

Los supuestos implicados en la Tabla 7, son que las refinerías operan a carga máxima así como cada una de las plantas FCC y coquer operan a máxima eficiencia. El objetivo de esta Tabla 7 es determinar desviaciones a lo óptimo de los resultados reales.

TABLA 7. % Vol. DE PRODUCCIÓN DE LAS PLANTAS FCC Y COQUIZADORAS DEL SNR							
Refinería	CAD	MAD	MIN	SAL	SCR	TUL	SNR
Capacidad Refinería (MBD)	275.00	190.00	285.00	245.00	330.00	315.00	1,640.0
Crudo	44.8% Ligero - 55.2% Pesado	100% Pesado	100% Pesado	75.2% Ligero - 24.8% Pesado	61.6% Ligero - 38.4% Pesado	74.5% Ligero - 25.5% Pesado	51.9% Ligero - 48.1% Pesado
PRODUCTOS	% Vol.	% Vol.	% Vol.	% Vol.	% Vol.	% Vol.	% Vol.
H ₂ S (*)	0.2%	0.4%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
H ₂ (*)	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
C ₁ (*)	0.5%	0.8%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%
C ₂ = (*)	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
C ₂ (*)	2.7%	3.0%	2.0%	1.1%	1.7%	1.8%	2.0%
C ₃ =	2.0%	2.1%	1.5%	0.9%	1.3%	1.3%	1.5%
C ₃	1.5%	1.9%	1.3%	0.5%	0.7%	0.7%	1.1%
C ₄ =	3.2%	3.2%	2.3%	1.6%	2.3%	2.4%	2.4%
iC ₄	2.2%	2.6%	1.8%	1.0%	1.5%	1.5%	1.7%
nC ₄	1.1%	1.7%	1.1%	0.4%	0.7%	0.7%	0.9%
Nafta	21.1%	21.5%	15.7%	9.3%	13.8%	14.4%	15.7%
LGO	11.1%	12.1%	9.9%	3.0%	4.5%	4.7%	7.2%
HGO	8.5%	9.9%	6.9%	1.1%	1.6%	1.7%	4.6%
Coque (*)	8.5%	13.0%	9.7%	1.0%	1.4%	1.5%	5.3%
Total	62.8%	72.3%	52.9%	19.8%	29.4%	30.8%	42.9%
Olefinas	8.9%	9.8%	6.8%	3.9%	5.8%	6.0%	6.7%
LPG = nC ₄	1.1%	1.7%	1.1%	0.4%	0.7%	0.7%	0.9%
Gas = C ₂ + C ₂ = + C ₁ + H ₂ + H ₂ S	3.6%	4.3%	2.9%	1.1%	1.7%	1.8%	2.4%

(*) Barriles de Petróleo Equivalente (BOE)

Los rendimientos reales se obtienen de la base de datos del Sistema Institucional Energética (SIE) de la SENER. En el SIE no se desglosan los datos correspondientes a las olefinas, por lo que solo se utilizarán los datos disponibles de Gases y LPG.

Producción Real de Ligeros en el SNR.

En las Figs. 30 a 36 se muestra la estadística de producción del SNR y de las 6 refinerías del Gas de refinería y del LPG. En la Tabla 8 se presenta un resumen promedio de los rendimientos de Gas y LPG en los periodos 2010-2018 y 2019-2024.

TABLA 8. RENDIMIENTOS DE GAS Y LPG DE REFINERÍAS. % Vol.					
	2010-2018		2019-2024		PLANTAS
	GAS	LPG	GAS	LPG	
Cadereyta	4.1%	0.8%	4.7%	1.2%	1 Planta de Coque y 2 de FCC
Madero	8.3%	0.1%	8.5%	0.3%	1 Planta de Coque y 2 de FCC
Minatitlán	10.5%	2.6%	12.3%	0.2%	1 Planta de Coque y 2 de FCC
Salamanca	4.4%	1.5%	5.8%	0.7%	Sin Coque y 1 de FCC
Salina Cruz	6.2%	1.4%	8.0%	0.5%	Sin Coque y 2 de FCC
Tula	3.4%	4.1%	5.5%	4.0%	Sin Coque y 2 de FCC
SNR	5.7%	2.0%	7.3%	1.3%	

De las olefinas no se tienen datos disponibles públicos, por lo que un análisis detallado se podrá realizar con los datos operativos reales de cada planta de proceso.

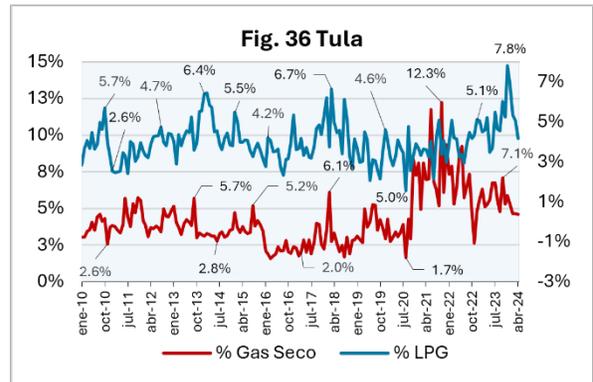
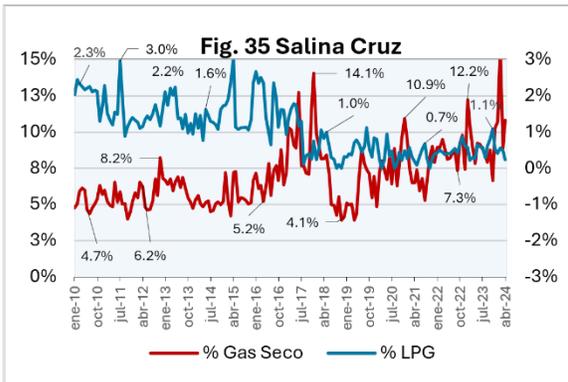
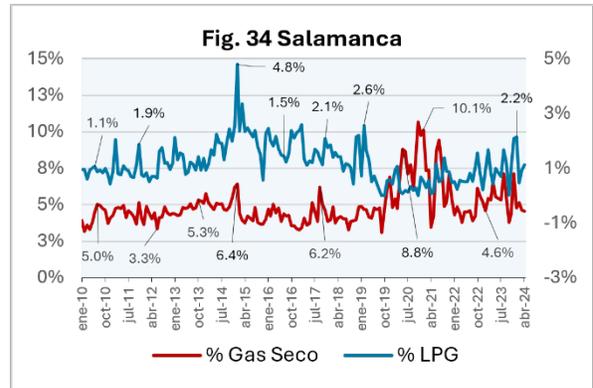
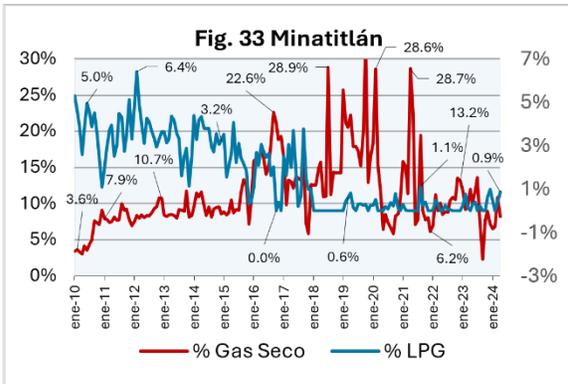
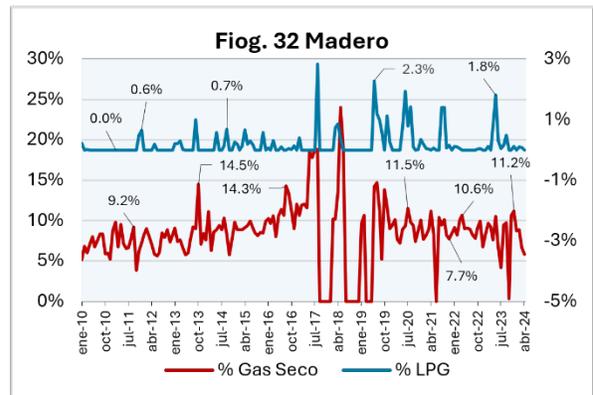
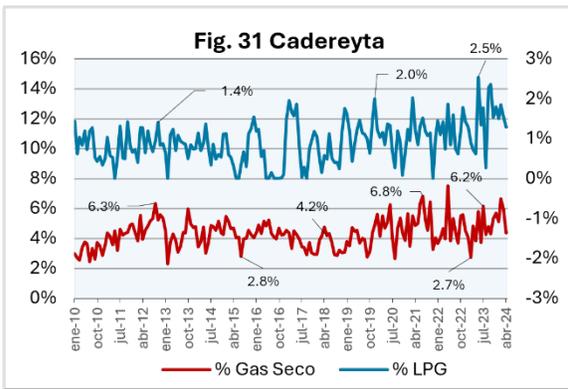
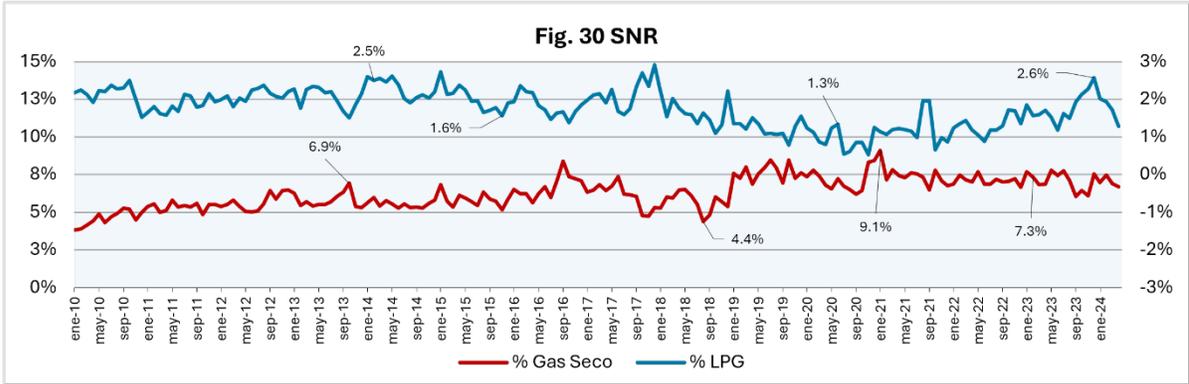
A continuación, se realizará un análisis comparativo entre los datos reales de la Tabla 8 y los datos de diseño de la Tabla 7 para derivar como están operando las secciones de recuperación de ligeros de las plantas FCC y Plantas de Coque.

SNR. Los datos globales para el Sistema Nacional de Refinación, que comprenden las 6 refinerías que se están analizando, arrojan que para el periodo 2019-2024 se obtuvieron 7.3% Vol. de Gas y 1.3% Vol. de LPG, superior al 5.7% Vol. de Gas e inferior al 2.0% Vol. de LPG obtenidos en el periodo 2010-2018. Ver Tabla8.

De la Tabla 7, se obtiene que óptimamente el SNR debería haber obtenido 2.4% de Gas y 0.9% Vol. de LPG de las plantas FCC y Coquer. Por lo tanto, el **Gas producido actualmente en el SNR, es 3 veces superior al teórico máximo y el LPG producido es 1.4 veces superior al teórico máximo.**

Lo que se deduce de este comparativo es muy importante y refleja que, si el volumen de Gas y LPG es mayor a lo que se esperaría operando óptimamente, entonces **no se están recuperando productos valiosos, perdiéndose olefinas en el gas y propano-propileno en el LPG.**

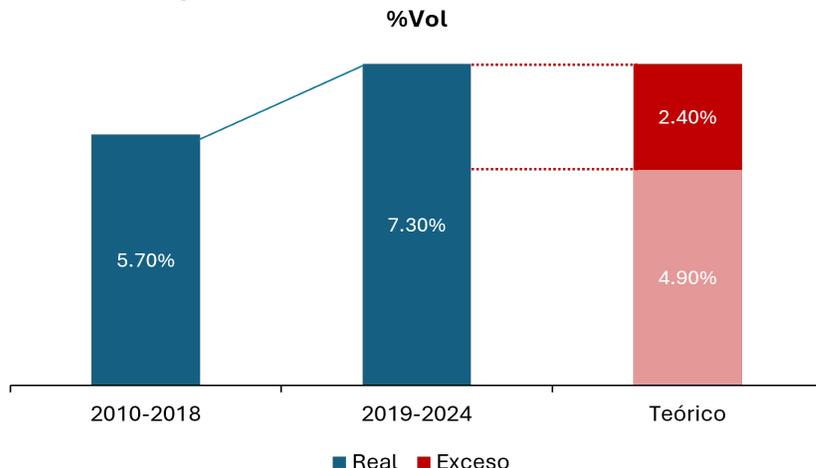
Rendimiento de Gas Seco y de LPG



Datos: SIE DE SENER; Gráficas: Elaboración Propia

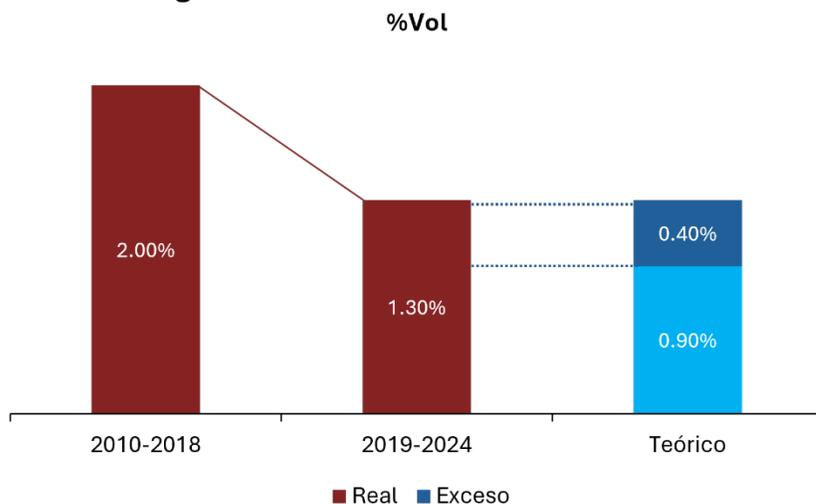
Si observamos los datos de Exceso o Déficit en forma gráfica para el SNR, se obtienen las Figs. 37 y 38 para el gas y el LPG respectivamente. La columna de “Teórico” se refiere a lo señalado en el diseño que se calculó y se plasmó en la Tabla 7.

Fig. 37. Gas de Refinería Total del SNR



En la Fig. 37 se determina que el exceso del Gas de Refinería producido que se obtiene es de 2.4% Vol. y se observa también que en el periodo 2019-2024 se incrementó la producción de gas respecto al periodo anterior, ambos efectos muestran que los sistemas de recuperación operan muy deficientemente o no operan.

Fig. 38. LPG de Refinería Total del SNR



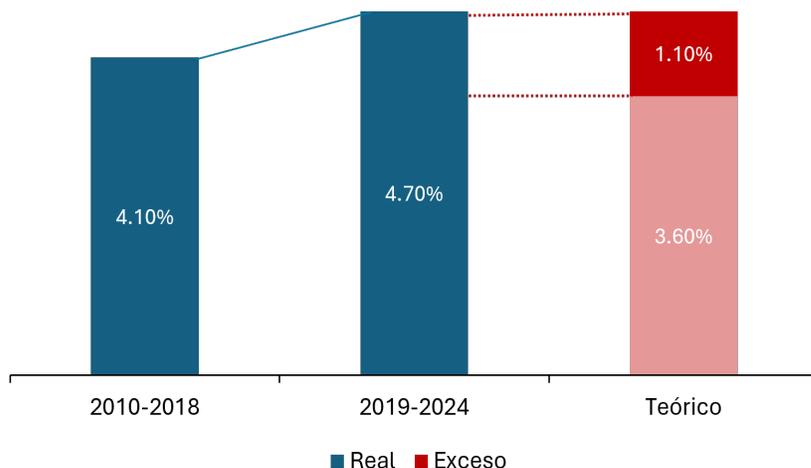
En el caso del LPG, Fig. 38, el exceso de producción es de 0.4% Vol. que es indicativo de que cierto volumen de propano-propileno no recuperado en las secciones de ligeros está derramándose al LPG, lo cual es también indicativo de las deficiencias en la recuperación de ligeros.

Como ya se mencionó, no hay datos públicos del volumen de olefinas producidas. Sin embargo, indirectamente están involucradas, ya que en la medida de que cualquier refinería tenga fallas en sus sistemas de recuperación de ligeros, estas olefinas se perderán junto con el gas de refinería, implicando pérdidas económicas cuantiosas.

De igual manera, el manejo de C3/C3=/C4, impactará en el volumen producido de LPG. Menor recuperación de C3 y C3= mayor volumen de LPG. Menor recuperación de C4, menor LPG y mayor gasolina. Esto saldrá a relucir en el análisis de refinería por refinería, en que determinaremos cuales son las que tienen más fallas operativas a este respecto. Enseguida se analizará cuales refinería contribuyen más a estas pérdidas.

CADEREYTA. En el caso de esta refinería, se observa un aumento de producción de 0.6% Vol. de gas promedio del periodo 2010-2018 al periodo 2019-2024, mientras que la producción actual registra un exceso de 1.1% Vol de Gas de refinería.

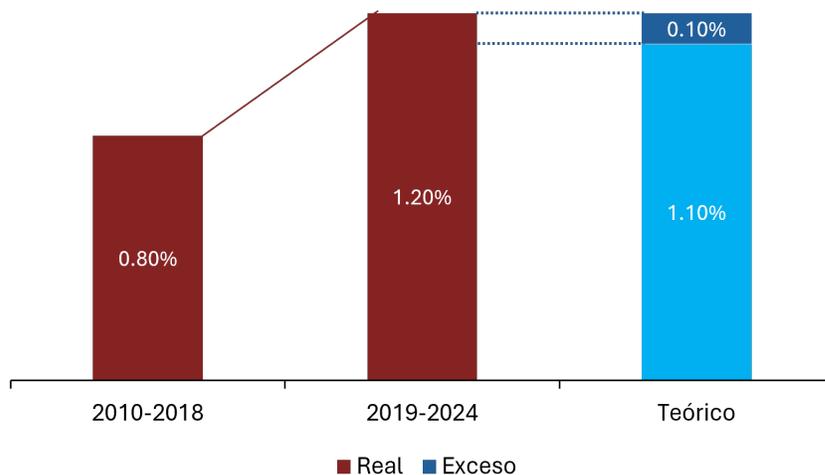
Fig. 39. Gas de Refinería Total de CAD
%Vol



Del periodo 2010-2018 al periodo 2019-2024 con el aumento en la generación de gas de refinería hay un deterioro en la eficiencia operativa de la sección de recuperación de ligeros. En la actualidad, el 1.1% Vol. de exceso de gas que produce CAD seguramente se debe a más pérdidas de olefinas.

En el caso del LPG se acerca mucho a la producción teórica de 1.1% Vol. teniendo un exceso de solo 0.1% Vol.

Fig. 40. LPG de Refinería Total de CAD
%Vol

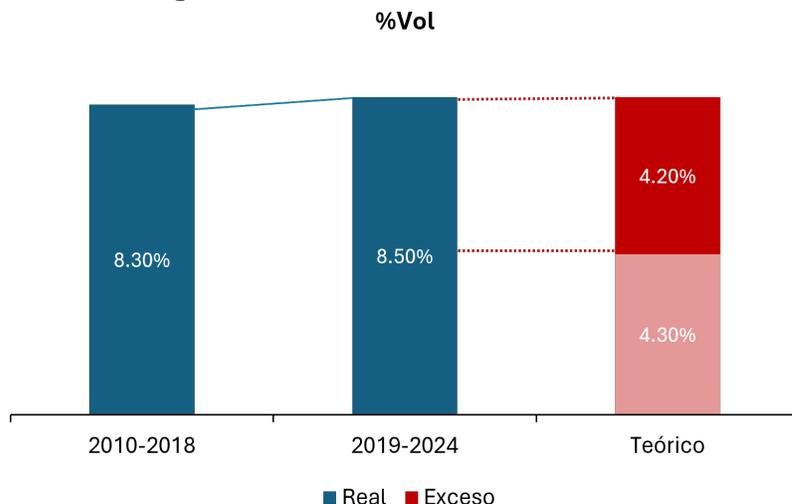


En el caso del LPG en el periodo 2010-2018 se observa menor producción de LPG de 0.8% Vol. respecto al teórico de 1.1% Vol. por lo que es posible que butanos se derivaron a la mezcla de gasolinas. En el periodo 2019-2024 esto se ha corregido y ya se acerca al rendimiento que teóricamente debería obtener.

Por lo tanto, se puede reconocer que el área de recuperación de gases de refinería opera con deficiencias y posiblemente se están perdiendo olefinas que no han sido recuperadas en su totalidad. Se requiere su revisión para programar su rehabilitación al 100%. El sistema de recuperación de LPG opera eficientemente pues no se observa que se esté perdiendo propano-propileno en este producto.

MADERO. La refinería de Madero mantiene una producción similar de gas de refinería en los dos periodos situándose en 8,5% Vol. respecto al crudo procesado. Pero respecto al diseño la producción de gas se dispara al doble.

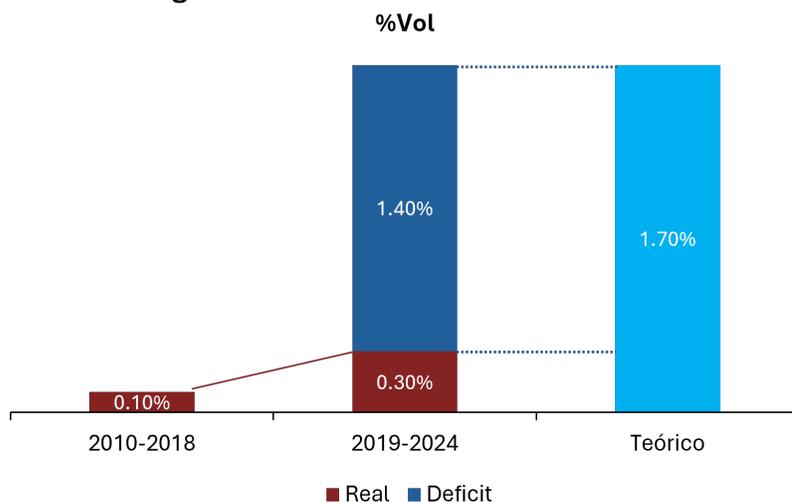
Fig. 41. Gas de Refinería Total de MAD



La refinería de Madero produce 4,2% Vol. más que lo que teóricamente debería producir, que es a lo que se le esta llamando exceso. Esto es reflejo de que gran parte de las olefinas se están perdiendo en el gas y que quizás su destino final sea su quema en el desfogue, generando pérdidas muy elevadas en su estado de resultados.

Por el lado de la producción de LPG, la refinería de Madero presenta el efecto contrario, es decir hay un déficit de 1.4% Vol. contra lo que debería de producir de 1.7% Vol.

Fig. 42. LPG de Refinería Total de MAD

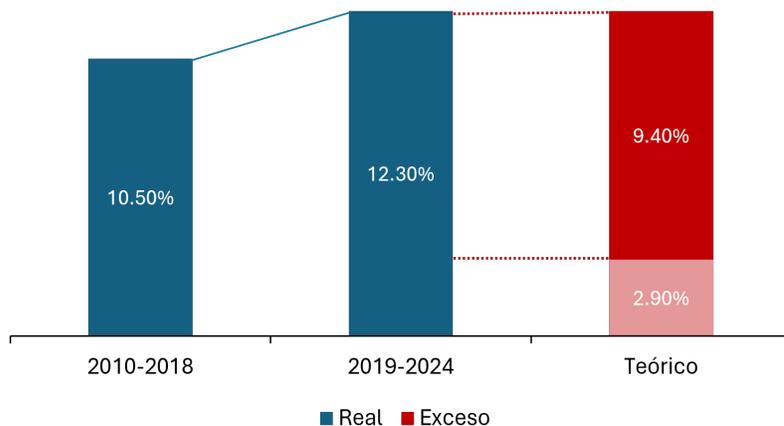


La baja producción actual de LPG de 0.3% Vol. es indicativo que los sistemas de recuperación de C4 están fuera de operación u operan muy deficientemente, por lo que este producto se está enviando con la mezcla de gasolina por lo que seguramente le está provocando problemas en la Presión de Vapor en el producto final.

La alta producción de gas de refinería y la nula o muy baja producción de LPG es indicativo que las secciones de recuperación de ligeros se encuentran en muy malas condiciones. Solo por este hecho esta refinería debería estar fuera de operación ya que este operando em franco modo de pérdidas, que, como se mencionó anteriormente, su margen de operación ronda los -7.8 USD/B o sea que no es posible que obtenga ninguna rentabilidad.

MINATITLÁN. La refinería de Minatitlán presenta situación similar a la de Madero en cuanto a producción de gas de refinería y LPG se refiere. En el caso de la producción de gas es excesivamente más alto de lo que debería de producir.

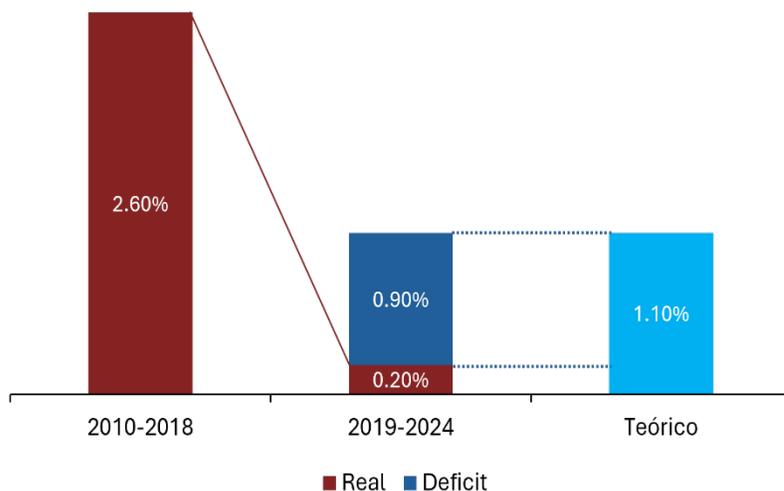
Fig. 43. Gas de Refinería Total de MIN
%Vol



El valor de 9.4% Vol. de producción de gas es tan alto que seguramente todas las olefinas, que teóricamente son un volumen de 3.9% Vol. (Ver Tabla 7), se están derivando al gas de refinería. Esto, necesariamente está implicando que el sistema de recuperación de ligeros no está operando al 100% o algunas secciones están totalmente fuera de operación.

En lo que a producción de LPG se refiere, la refinería de Minatitlán produce actualmente y por demás, sorpresivamente, una cantidad ínfima de 0.2% Vol. contra el 2.6% Vol. que se producía en el periodo 2010-2018.

Fig. 44. LPG de Refinería Total de MIN
%Vol

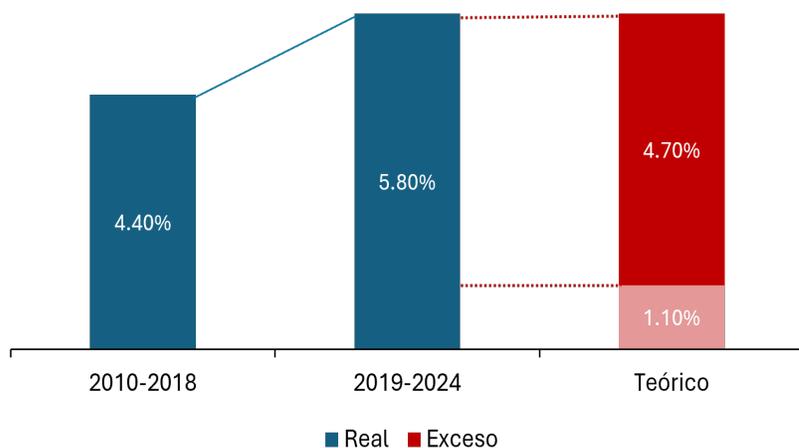


Minatitlán debería producir un 1.1% Vol. de LPG, por lo que al compararlo con la producción actual se encuentra un déficit de 0.9 % Vol. Este déficit implica que la sección de recuperación de butanos no está operando al 100% o están fuera de operación. De nuevo, se está afectando la calidad de la gasolina producida en esa refinería similar a lo comentado para Madero.

Minatitlán presenta actualmente, como ya se mencionó, pérdidas económicas con un margen de operación de -4.9 USD/B, lo cual no es lo que se esperaría de una refinería relativamente nueva con esa complejidad. La razón es que se requiere rehabilitar al 100% sus plantas de proceso, en particular las secciones de recuperación de ligeros.

SALAMANCA. Esta refinería también produce más gas del que debería producir de diseño, tanto en el periodo 2010-2018 como en el periodo 2019-2024, en el que se observa que, la deficiencia operativa ha aumentado.

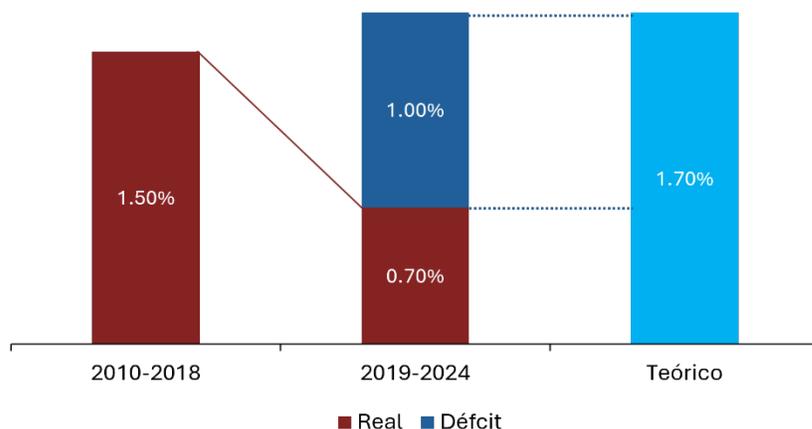
Fig. 45. Gas de Refinería Total de SAL
%Vol



El aumento desde 4.4% Vol. a 5.8% Vol. entre los dos periodos, muestra, al igual que MAD y MIN, que, a las secciones de recuperación de ligeros, no se les realizó el mantenimiento al 100% de lo que esas torres, recipientes, equipos y bombas lo requerían, pues las olefinas no se están recuperando, desviándose al gas de refinería, que su destino final será el quemador del desfogue.

El LPG producido en Salamanca también viene a la baja desde el periodo del 2010-2018 al 2019-2024, por lo que también se presenta un déficit con respecto a lo que debería de obtener de diseño.

Fig. 46. LPG de Refinería Total de SAL
%Vol

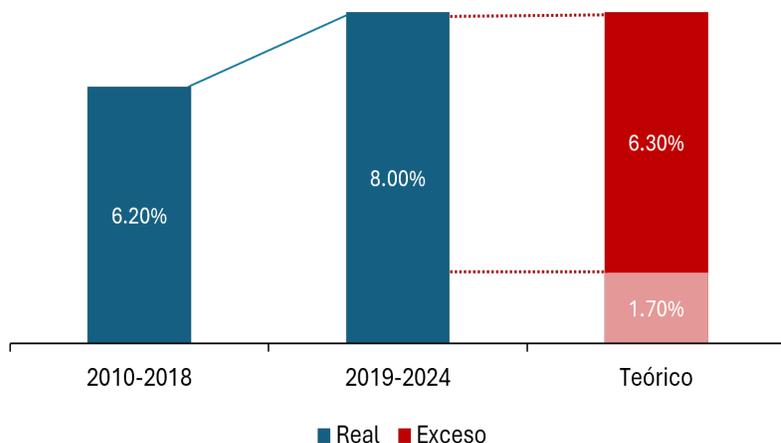


El LPG baja de 1.5% Vol. producido en 2010-2018 a 0.7% Vol. que se obtiene actualmente, mientras que de diseño se debería obtener 1.7% Vol. por lo que hay un déficit de 1.0% Vol. En el periodo 2010-2018 la producción de 1.5% Vol. se acercaba más a la indicada en el diseño.

De nuevo, se observa que las deficientes rehabilitaciones efectuadas en las refinerías, especialmente en las secciones de recuperación de ligeros, provocan que las refinerías no operen al 100% y que entren en modo de pérdidas.

SALINA CRUZ. Contrario a los buenos resultados que la refinería de Salina Cruz presentaba históricamente con márgenes positivos, en la actualidad obtiene un margen de operación de -4.2 USD/B que gran parte es por la deficiente recuperación de ligeros.

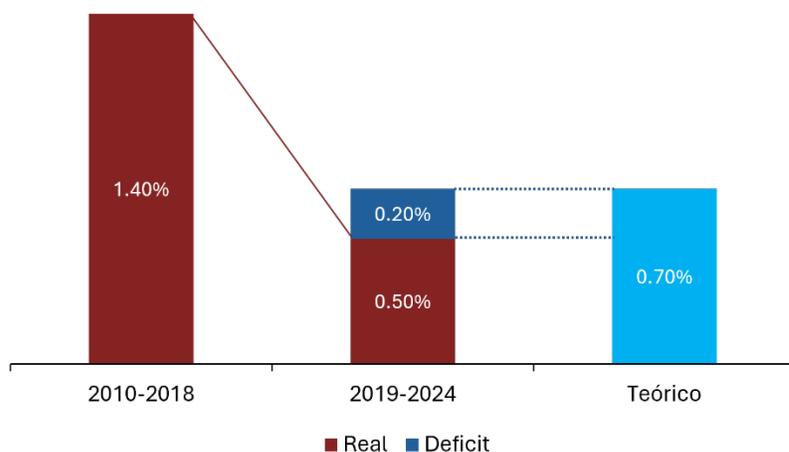
Fig. 47. Gas de Refinería Total de SCR
%Vol



El rendimiento de diseño de Salina Cruz es de 1.7% Vol. de gas de refinería. sin embargo, los rendimientos que se obtienen son mucho mayores, de 6.2% Vol. en 2010-2018 y de 8.0% Vol. en 2019-2024, por lo que el exceso de producción es de 6.3% Vol., mostrando una gran ineficiencia en la recuperación de ligeros ya que el 5.8% Vol. de olefinas potenciales de acuerdo con la tabla 7, se van con el gas.

En lo que respecta al LPG, la situación es similar a la de Salamanca, hay un déficit en la producción de 0.2% Vol.

Fig. 48. LPG de Refinería Total de SCR
%Vol

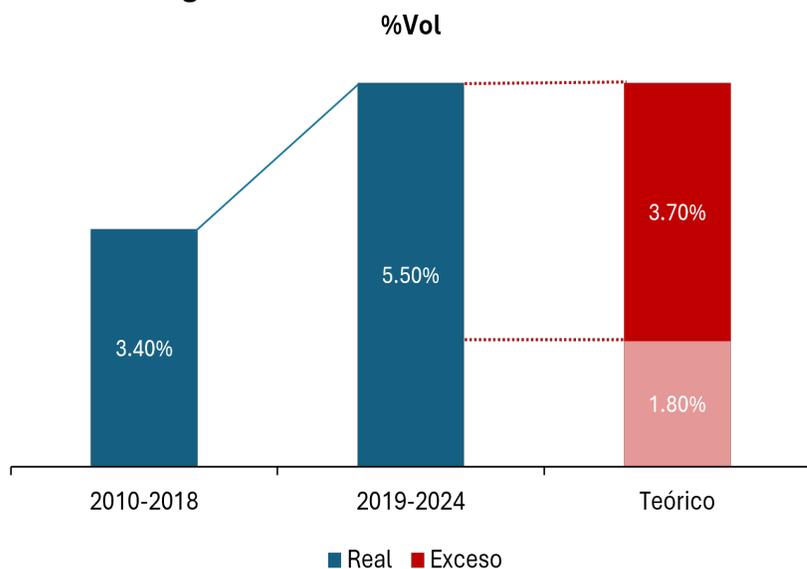


Lo que debería obtener de diseño la refinería de SCR de LPG es de 0.7% Vol. Entre 2010-2018 obtenía el doble mientras que en la actualidad obtiene un promedio de 0.5% Vol. por lo que hay un déficit de 0.2% Vol. Por lo que las secciones de recuperación de butanos operan deficientemente.

Aplican los mismos comentarios de Minatitlán y Salamanca a esta refinería en lo referente al LPG. Las tendencias observadas muestran que, a estas 3 refinerías, las secciones de recuperación de ligeros, o no fueron consideradas en los planes de rehabilitación o el mantenimiento que les efectuaron solo fue simbólico y las dejaron con muchas deficiencias, probablemente por motivos de limitación de recursos económicos.

TULA. Los resultados de esta refinería reflejan un comportamiento similar a la refinería de Cadereyta, en la que se presentan excesos de producción tanto de gases como de LPG, por lo que los problemas operativos son similares en los dos casos.

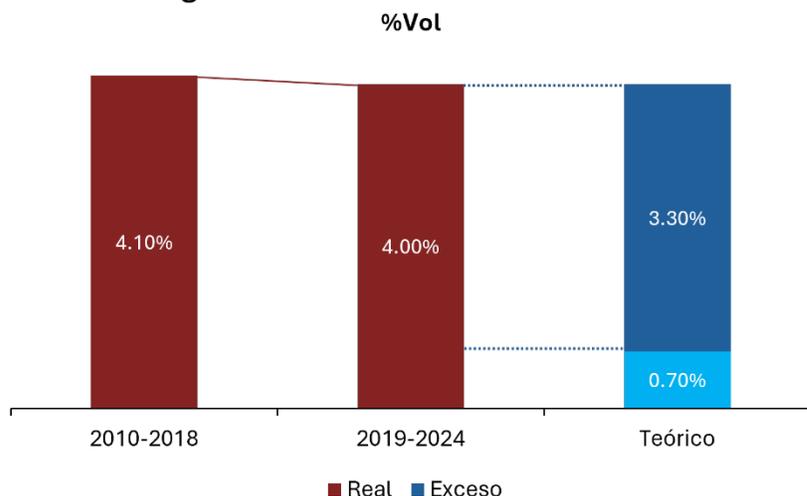
Fig. 49. Gas de Refinería Total de TUL



Del periodo 2010-2018 con una producción de 3.4% Vol. de gases sube a 5.5% Vol. en el periodo 2019-2024 que comparado con el diseño hay un exceso de 3.7% Vol. El rendimiento de olefinas en el caso de Tula, de acuerdo con la Tabla 7 es de 6.0% Vol. por lo que gran parte de ellas no se recuperan en la sección de ligeros pasándose al gas de refinería.

En lo que respecta al LPG también se presenta un excedente de producción respecto al diseño, aunque su producción es uniforme a lo largo del tiempo.

Fig. 50. LPG de Refinería Total de TUL



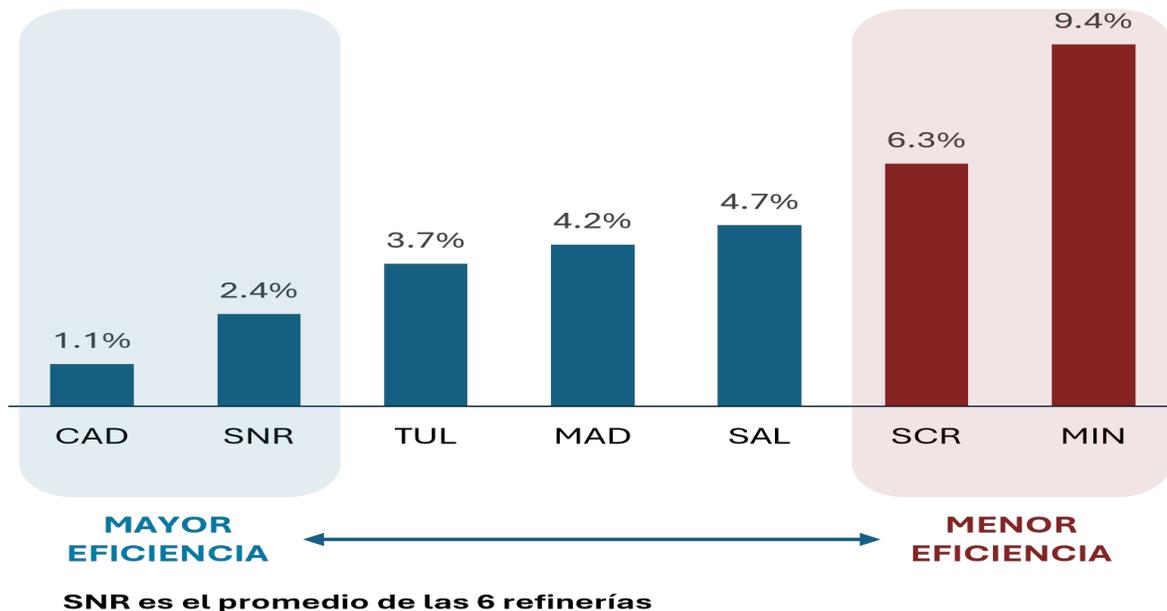
En los dos periodos considerados, la producción de LPG se sitúa en 4% Vol. sin embargo son superiores al 0.7% Vol. esperado por lo que se genera un exceso de 3.3% Vol. Es de suponerse que este incremento se debe a que C3 y C3= al no recuperarse en la sección de ligeros, se está degradando a LPG mezclándolos con los C4.

El margen neto de Tula entre 2010-2018 fue de un promedio de 4.6 USD/B, pero entre 2019-2024 el margen de operación bajo a -3.6 USD/B. Al parecer el aumento de gas de refinería de 3.4% Vol. a 5.5% Vol. y la disminución del margen están relacionados.

RESUMEN DE EXCESOS Y DÉFICITS DE GAS Y LPG.

GAS DE REFINERÍA. En la Fig. 51 se graficaron los excesos de producciones de gas de cada refinería en orden ascendente, que inicia con Cadereyta y termina con Minatitlán, incluyendo el promedio de las 6 refinerías que correspondería al Sistema Nacional de Refinación o SNR.

Fig. 51. Excedentes de Gas en Refinerías



Esta gráfica muestra cuales refinerías actualmente operan más cerca de lo establecido por el diseño, en donde el punto óptimo es un exceso de gas igual a cero. Por lo tanto, se obtiene que Cadereyta es la refinería en la que mejor opera la sección de recuperación de ligeros con un exceso de producción de solo 1.1% Vol. de gases y Minatitlán es la que tiene su sección de recuperación en las peores condiciones ya que su exceso de producción de gas es de 9.4% Vol.

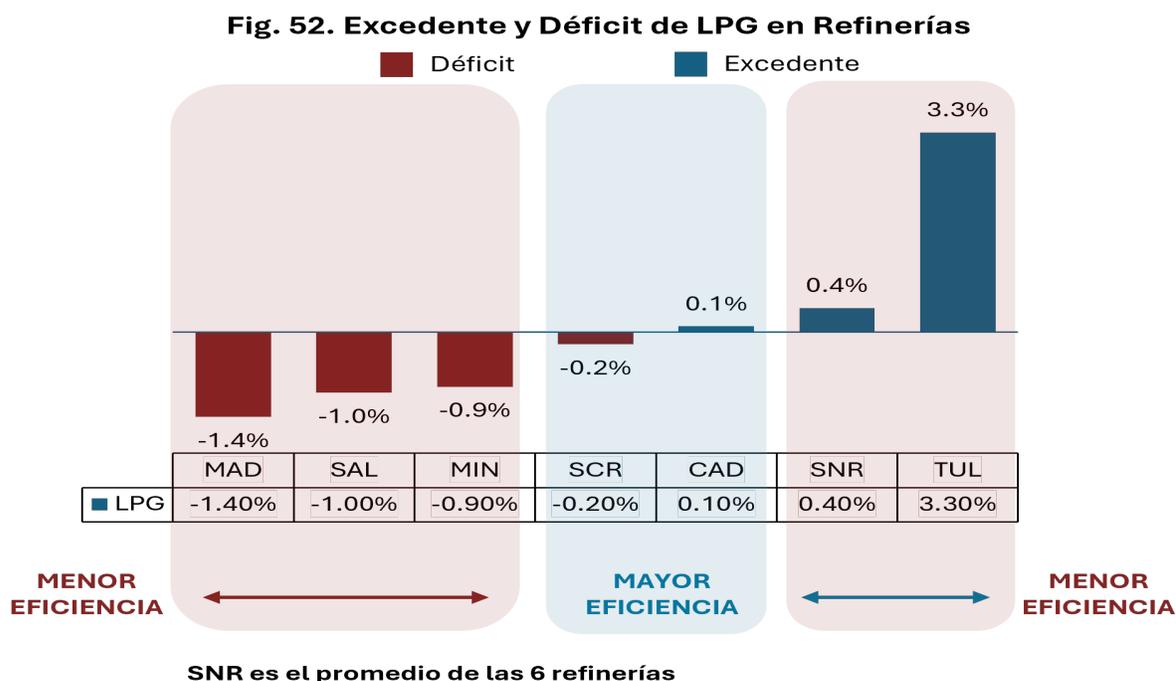
Salina Cruz es la segunda refinería con la sección de ligeros en peores condiciones pues tiene un exceso de producción de gases de refinería de 6.3% Vol. mientras que Tula, Madero y Salamanca están en un término medio con exceso de producción alrededor del 4% Vol.

En un programa de reparaciones de las secciones de ligeros de las refinerías y ante los recursos limitados para efectuar las rehabilitaciones correspondientes, entonces se debería priorizar a cuál refinería se le da el primer lugar de atención, que en este caso debería atenderse en primer lugar la refinería de Cadereyta ya que de acuerdo con los resultados sería la que demande menores recursos. En segundo lugar, sería la refinería de Tula. Todos los recursos disponibles deberían ser asignados a estas dos refinerías.

LPG DE REFINERÍA. En el caso de la producción de LPG algunas refinerías presentan déficits y otras presentan déficits respecto a lo que marca el diseño.

Debería interpretarse que el exceso de LPG se debe a una incorporación de otros productos a esta corriente debido a la ineficiencia en la recuperación de C4's posiblemente de C3 y C3= y de hidrocarburos más pesados y que pone en problemas la especificación del LPG. El déficit de LPG se interpreta en sentido contrario al exceso, es decir que volúmenes de C4 se derivan a la gasolina por deficiencias en las secciones de recuperación de butanos, poniendo en conflicto la calidad de la gasolina aumentando su presión de vapor.

En cualquiera de los dos casos, se trata de una deficiencia en la operación debido a su vez a una deficiente rehabilitación de torres de destilación, de equipos, de recipientes, y de equipos de bombeo.



Las refinerías que presentan una mayor eficiencia son Cadereyta y Salina Cruz y las de menor eficiencia son Tula y Madero.

Los resultados de LPG confirman que Cadereyta es la que, en lo referente a recuperación de ligeros, está en mejores condiciones físicas, por lo que todos los recursos deberían ser orientados a dejar esta refinería operando al 100%.

Tula es la siguiente refinería a la que se le debería dar toda la atención considerando además la próxima entrada en operación de la planta de Coque nueva en el segundo semestre del 2024.

9. Emisión de Azufre de cada refinería.

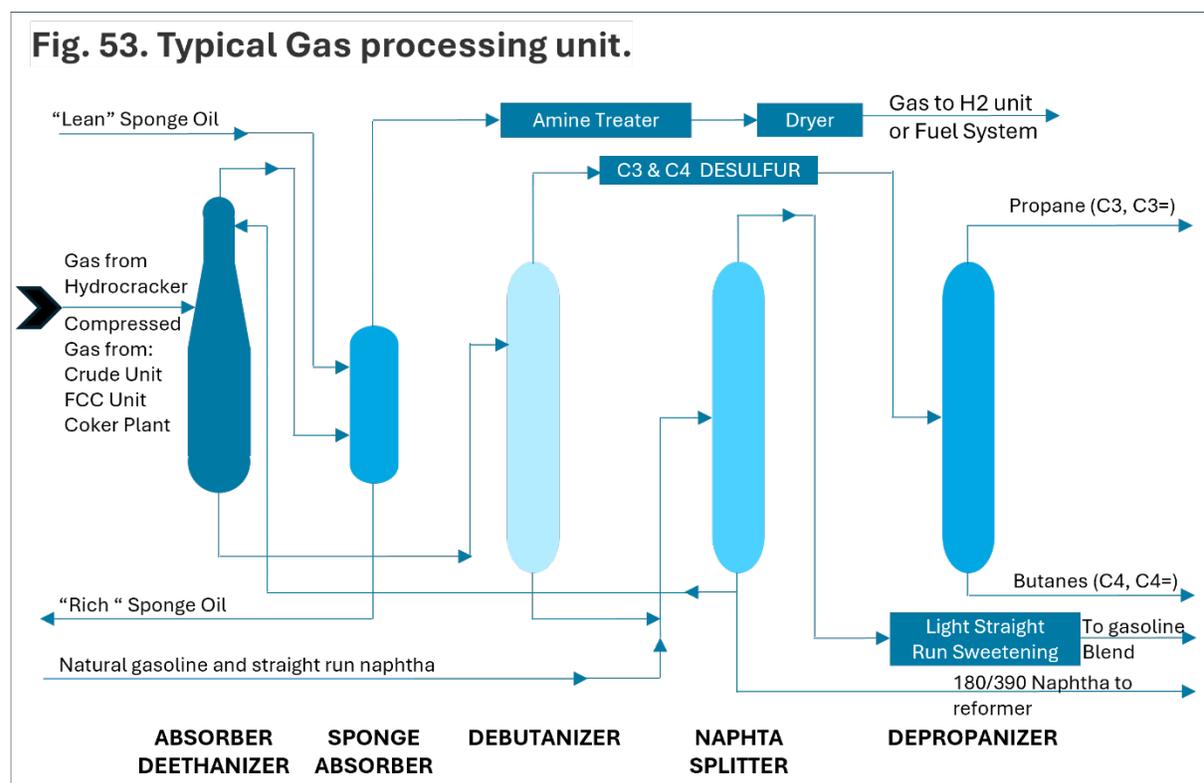
Procesos de tratamiento de gases: recuperación de azufre.

El azufre y el nitrógeno que contienen los crudos es convertido en sulfuro de hidrógeno (SH₂) y amoníaco (NH₃) durante el procesamiento en las unidades de hidrotratamiento, hidrocrackeo, coqueo y FCC. Por tratarse de materiales de alta toxicidad, además de ser corrosivos, es necesario removerlos hasta los límites de tolerancia fijados en las especificaciones de los productos finales o en las regulaciones de protección del medio ambiente. No hay otra opción.

El manejo del azufre dentro de la refinería comprende cuatro procesos básicos: Procesamiento de Gases, Fig. 53, Tratamiento de Aminas, Fig. 54, Recuperación de Azufre mediante el Proceso Claus, Fig. 55, y tratamiento de Tail Gas, Fig. 56.

Las principales funciones de las unidades de procesamiento de gas son:

1. Recuperación de los componentes de gran valor C3, C4, C5 y C6 de las diversas corrientes provenientes de Destilación Atmosférica, Unidades FCC, Plantas de Coque y Reformadoras.
2. Producción de Gas Seco desulfurado que consiste en C1 y C2, que es adecuado para su uso como combustible o materia prima para producción de H₂.



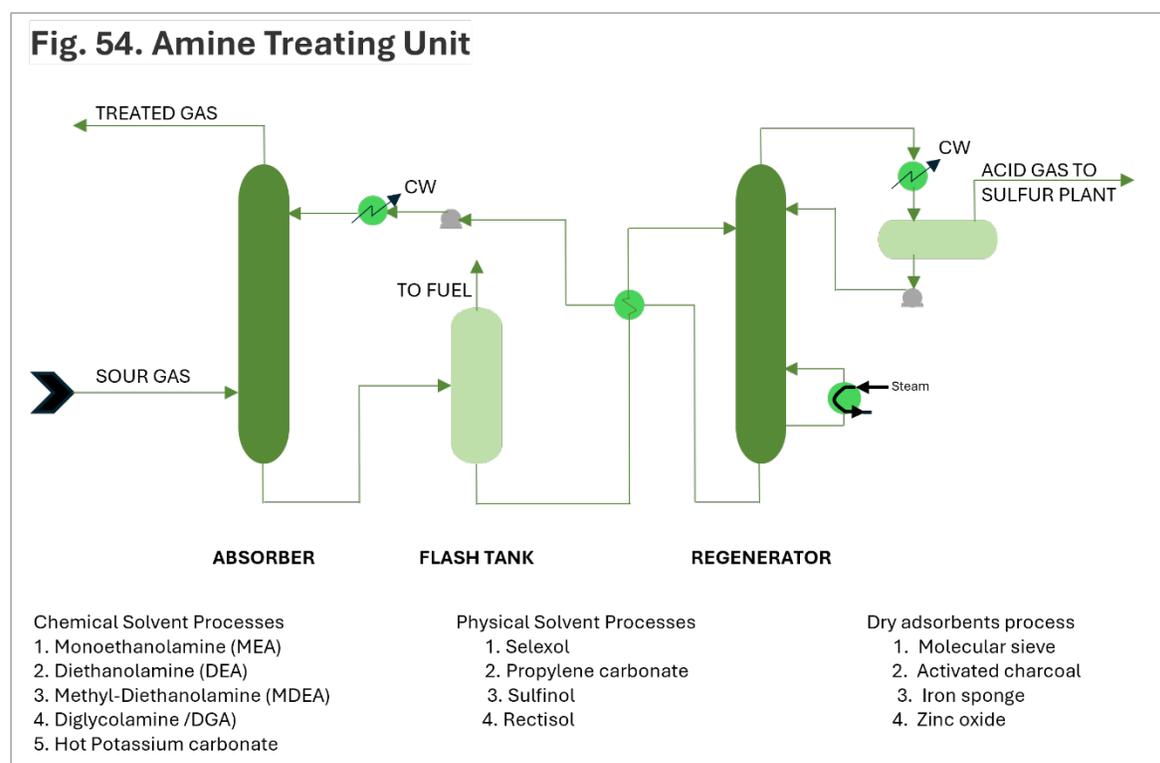
Las OLEFINAS obtenidas en la unidad de procesamiento de Gas pasan a su propio sistema de desulfuración en donde son removidas todas las trazas de azufre que contengan para pasar posteriormente a las torres de separación de Propanos (C3, C3=) y Butanos (C4, C4 y iC4).

Por su parte, los gases provenientes de los procesos de refinería ya mencionados, que son ricos en H₂S y ocasionalmente con sulfuro de carbonilo, OCS, pasan a un tratamiento de amina para remover en su totalidad el H₂S y convertirlo en azufre elemental, S.

Existen varios procesos para remover el H₂S, algunos de los cuales son los siguientes:

- Procesos de Solventes Químicos
- Procesos de Solventes Físicos
- Procesos de Adsorbentes Secos

El proceso de Di etanolamina es el más comúnmente utilizado en el tratamiento de gases en la refinación.



El Gas Tratado que sale del Absorbedor se integra a la red de gas de refinería para ser usado como combustible o como materia prima para las plantas de H₂. La solución pobre del regenerador es enfriada y enviada al domo del absorbedor. El Gas Acido resultante a la salida del domo del regenerador es enviado a la planta de recuperación de Azufre mediante el Proceso Claus, Fig. 55, en el cual el H₂S es convertido en Azufre Elemental.

Existen varias versiones del proceso Claus, dependiendo de la concentración de H₂S que se va a tratar. El proceso más usado para concentraciones de H₂S iguales o mayores a 50% es el Proceso de Combustión Parcial llamado ONCE TROUGH. El último proceso para eliminar toda traza de contaminantes en el gas residual es el Proceso de Tratamiento de Gases de Cola, ver la Fig. 56, en donde finalmente se envía al quemador de la refinería.

Fig. 55. Once-Trough Claus Sulfur Process

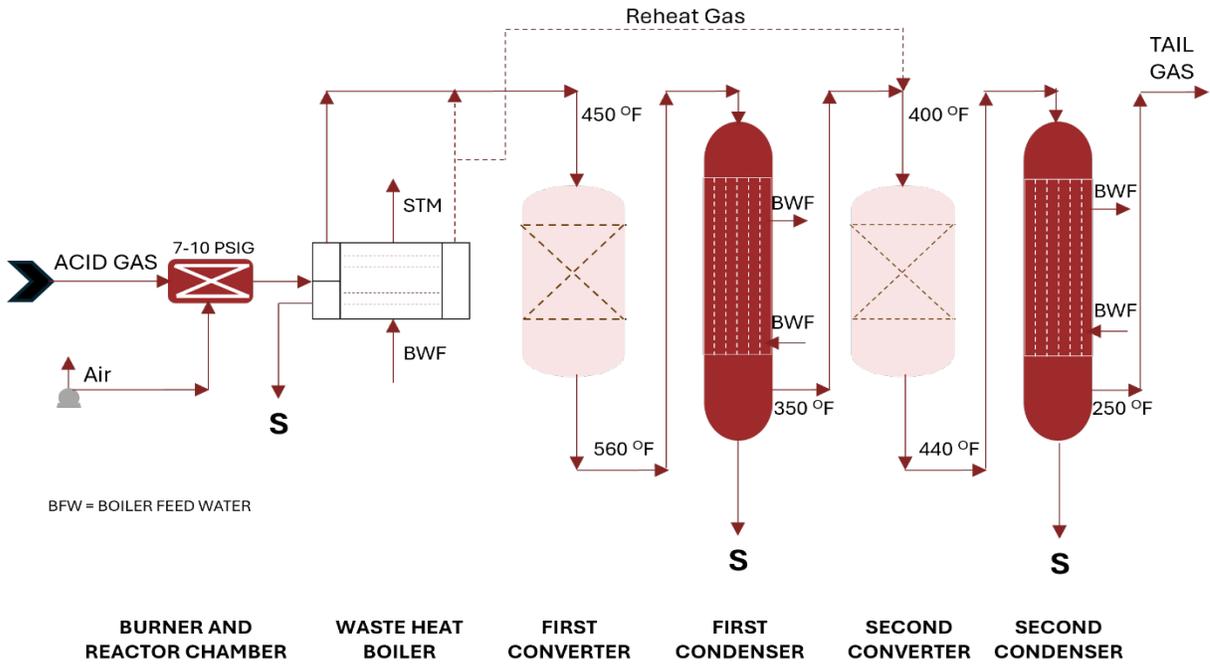
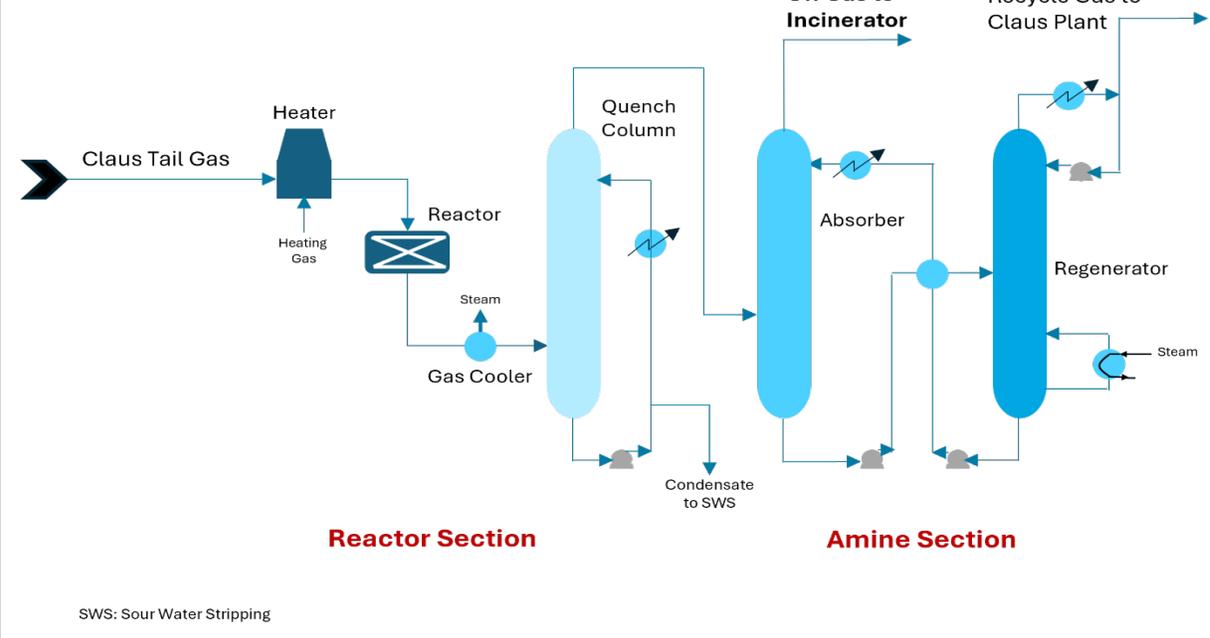


Fig. 56. Tail Gas Treating: TGT



SWS: Sour Water Stripping

Desafortunadamente, en la cultura operativa en las refinerías de México, los procesos de las Figs. 53 a 56, que implica la recuperación de hidrocarburos ligeros de gran valor agregado y la eliminación de los contaminantes de Azufre, no tienen toda la atención que deberían por parte del personal de operación y mantenimiento, ya que se dedican principalmente a cuidar los procesos productores de combustibles de la refinería, por lo que los equipos de las plantas recuperadoras de ligeros y de azufre se encuentran en pésimas condiciones o definitivamente se encuentran sin operar.

Esto trae consecuencias desastrosas a la gestión productiva de la refinería ya que por un lado los productos de olefinas C3's y C4's no son contabilizados y pueden marcar la diferencia entre ganancias y pérdidas económicas de la refinería y por otro lado los contaminantes se están enviando a la atmosfera en forma de H2S y su transformación a H2SO4, el temido ácido sulfúrico.

En un artículo en la revista “Energía a Debate”, de título: “Emisiones a la atmósfera de Dióxido de Azufre del Sistema Nacional de Refinación”, de Barnés y Villalobos, se determinan para cada refinería del sistema, cuanto SO2 se está dejando de recuperar en las plantas de azufre. Los resultados de esos balances se presentan en las Figs. 57 a 68.

CADEREYTA. Figs. 57 y 58.

En la Fig. 57 se presenta un 24% de Azufre recuperado respecto al total que trae el crudo procesado. Para calcular la eficiencia de recuperación del azufre se debe sacar el cociente del azufre recuperado entre el total de azufre que debería haberse recuperado. Por lo tanto, hay que transformar las Ton/D de SO2 al azufre correspondiente:

	SO2	→	S	+	O2
Pesos Moleculares:	64.1		32.1		2x16=32.0
T/D	281.7		141.1		140.6

Se recuperan 146.7 T/D de Azufre y se envían a la atmósfera 281.7 T/D de SO2 que equivalen a 141.1 T/D de Azufre. Por lo tanto, **la eficiencia operativa de la recuperación de azufre es de $146.7/(146.7 + 141.1) \times 100 = 51.0\%$** . De acuerdo con lo anterior, al menos la mitad de la capacidad de recuperación de azufre en Cadereyta esta fuera de operación. Es urgente la rehabilitación al 100% de esas instalaciones.

MADERO. Figs. 59 y 60.

Se recuperan 61.3 T/D de Azufre y se envían a la atmósfera 192.1 T/D de SO2. Igual que para Cadereyta, el total de S a recuperar sería de 96.2 T/D y la eficiencia operativa de la recuperación de azufre sería de 38.9% o sea que el 61.1% de las instalaciones de recuperación de azufre están fuera de operación y deberían rehabilitarse cuanto antes.

BALANCE DE AZUFRE

Fig. 57

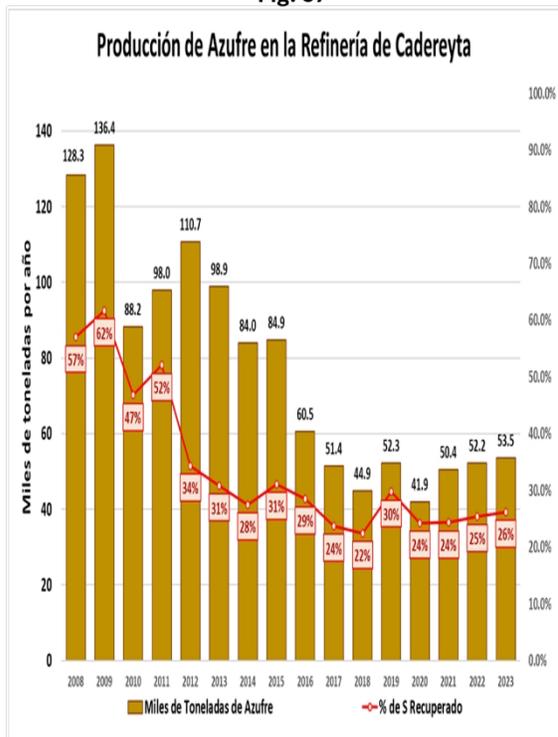


Fig. 58

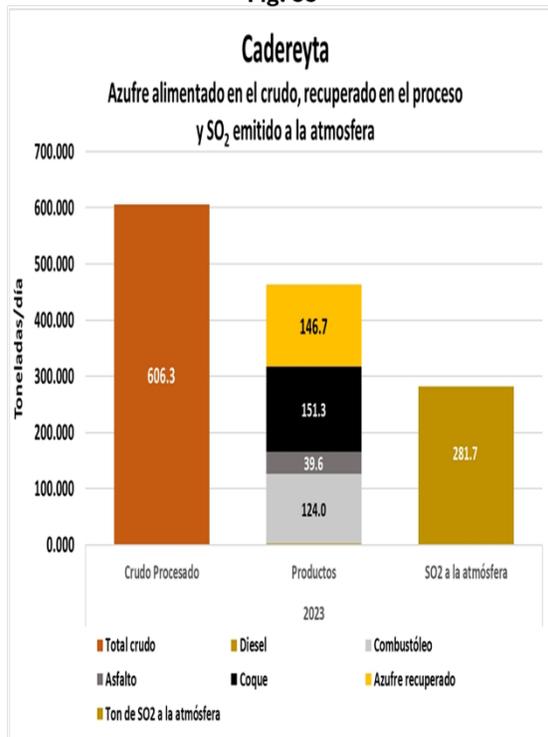


Fig. 59

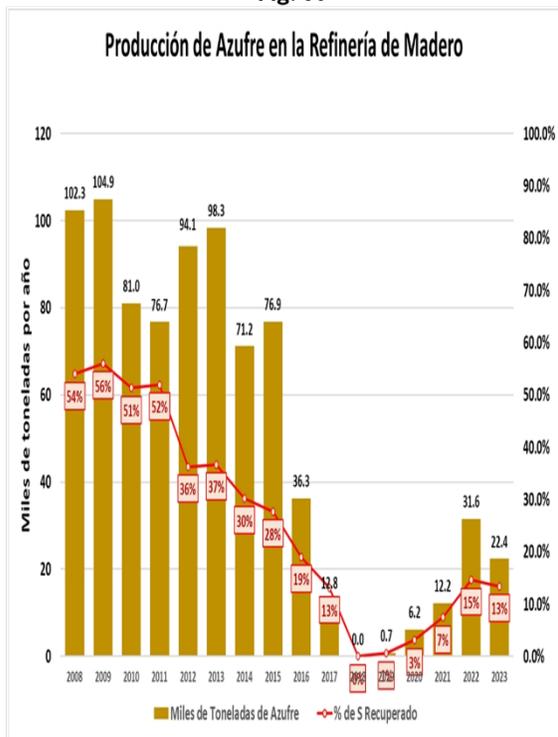
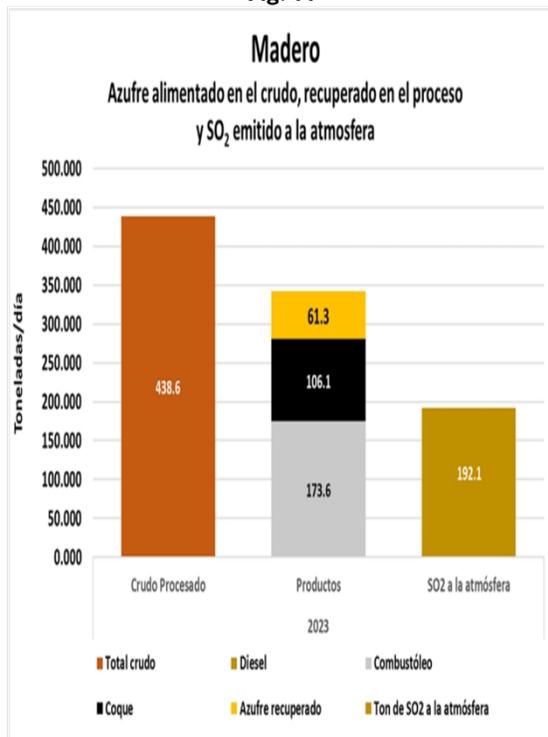


Fig. 60



Datos: EMISIONES DE SO2 EN EL SNR, Energía a Debate, Barnés y Villalobos, Marzo 17/2024

MINATITLÁN. Figs. 61 y 62.

En la Fig. 61 se muestra un 4% de recuperación de azufre referido al contenido en el crudo procesado. En la Fig. 62 se observa que falta contabilizar el azufre que contiene el coque, como no se sabe la causa de la ausencia de este dato, se continuará el análisis teniendo en cuenta esta salvedad. Si se llega a saber el contenido de azufre en el coque se podrá recalcular el análisis.

En la Fig. 62 se muestra que se recuperan 25.5 T/D de Azufre y se envían a la atmósfera 775.3 T/D de SO₂ que corresponden a 388.3 T/D de S. Por lo tanto, el total de S que debería haberse recuperado es de 413.8 T/D. Es decir, la eficiencia operativa de la recuperación de azufre es de $25.5/413.8 \times 100 = 6.2\%$.

De acuerdo con estos cálculos, se puede deducir que el 93.8% de las instalaciones para recuperación de azufre en la refinería de Minatitlán están sin rehabilitarse o no están en operación. Es decir, que el sistema de recuperación de Minatitlán está prácticamente sin operar y **esta refinería debería suspender sus operaciones de inmediato** pues casi todo el volumen de contaminantes producidos está siendo expulsado a la atmósfera.

Seguramente las rehabilitaciones efectuadas entre 2019 y 2024 no han atendido estas plantas de recuperación de ligeros y azufre.

SALAMANCA. Figs. 63 y 64.

En la Fig. 64 se establece que en esta refinería se recuperan 24.1 T/D de Azufre y se envían a la atmósfera 97.9 T/D de SO₂ que corresponden a 49.0 T/D de S. Por lo tanto, el total de S que debería haberse recuperado es de 73.1 T/D. Es decir, la eficiencia operativa de la recuperación de azufre es de solo 33.0%.

De este análisis se desprende que el 67% de las instalaciones de recuperación de azufre no están operando. Al igual que los otros casos, las rehabilitaciones de estas plantas no se les proporciona la prioridad que deberían.

En este caso, áreas residenciales del municipio de Salamanca rodean la refinería por lo que la afectación de los compuestos ácidos de azufre es directa. Las protestas de la población acerca de esta contaminación provocada por la refinería son recurrentes. De nuevo una refinería en estas condiciones no debería estar operando hasta solventar los problemas de recuperación de compuestos contaminantes.

La PROFEPA, la ASEA y los tres niveles de gobierno son los responsables de estas anomalías, que en países desarrollados serían impensables ya que los órganos reguladores ambientales, no dejarían operar las refinerías en estas condiciones.

Fig. 61

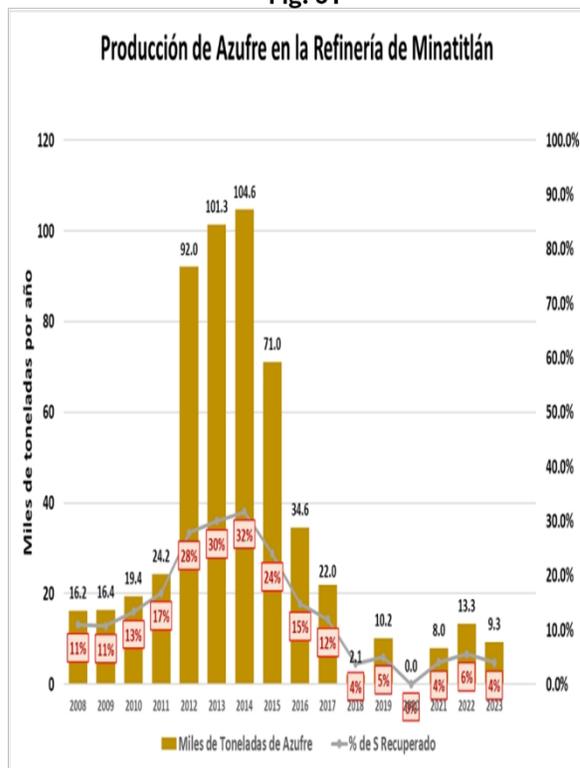


Fig. 62

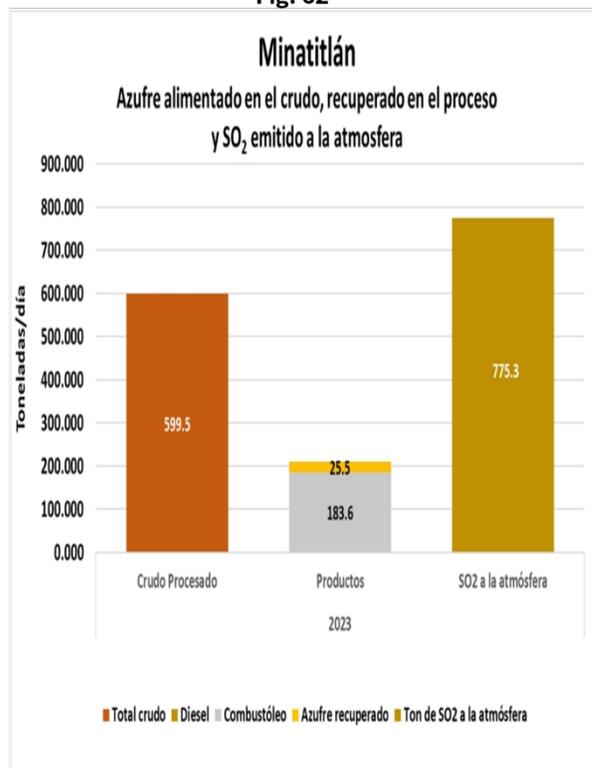


Fig. 63

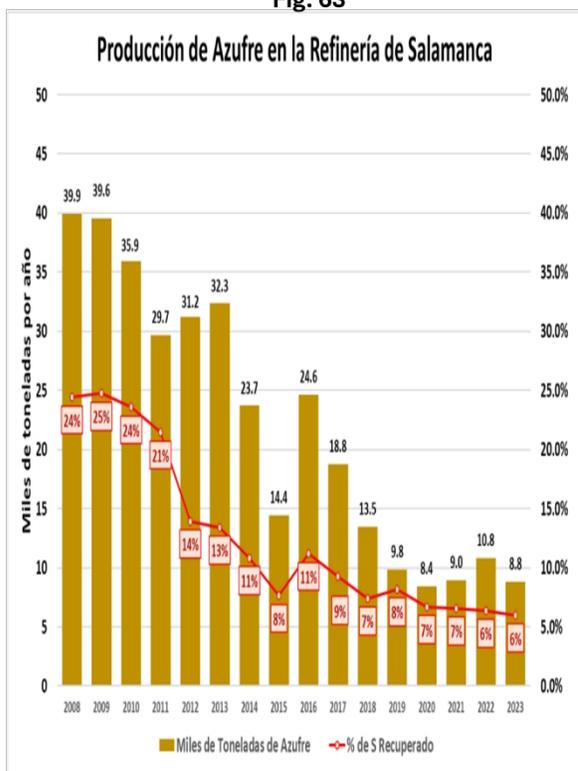
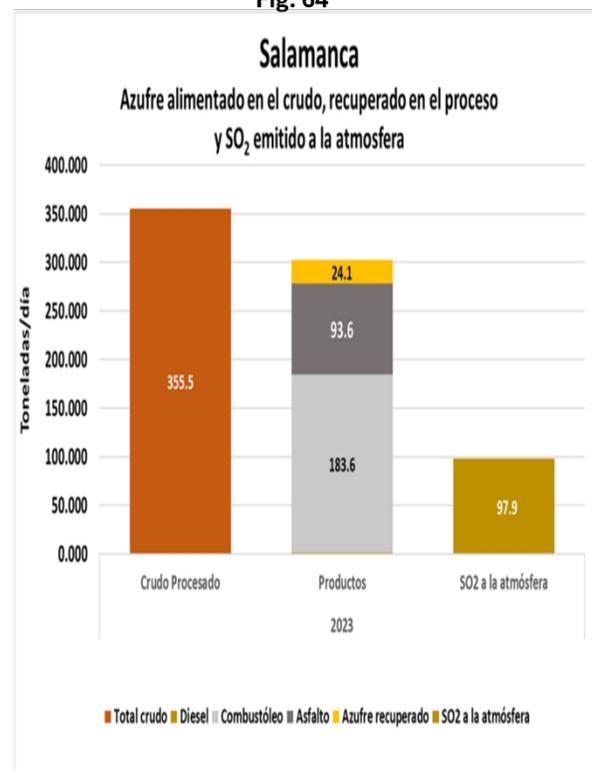


Fig. 64



Datos: EMISIONES DE SO₂ EN EL SNR, Energía a Debate, Barnés y Villalobos, Marzo 17/2024

SALINA CRUZ. Figs. 65 y 66.

Los datos presentados en la Fig. 66 muestran que en esta refinería solo se recuperan 8.8 T/D de Azufre y se envían a la atmósfera 278.4 T/D de SO₂ que equivalen a 139.4 T/D de S. O sea que el total de S que debería recuperarse es de 148.2 T/D. Y, por lo tanto, la eficiencia operativa de la recuperación de azufre es de solo 5.9%.

Se deduce que el 94.1% de la sección de recuperación de azufre esta fuera de operación. En la práctica, simplemente no hay actividad en la sección de recuperación de azufre ni en, como se comentó anteriormente, en la recuperación de ligeros.

Es incomprensible como es que estas secciones estén en esas condiciones provocando pérdidas económicas sustanciales por falta de producción de ligeros y prácticamente enviar todos los compuestos de azufre que se producen en esta refinería a la atmosfera provocando un pasivo ambiental enorme en esa zona.

Es decir, Salina Cruz es una de las refinerías que se encuentra en las peores condiciones de contaminación ambiental y generando pérdidas económicas cuantiosas. Sin lugar a dudas, esta refinería debería estar fuera de operación.

TULA. Figs. 67 y 68.

En la Fig. 68, los datos indican que se recuperan tan solo 11.6 T/D de Azufre y se envían a la atmósfera 408.5 T/D de SO₂ que equivalen a 204.6 T/D de S. Por lo que el total de S que debería haberse recuperado es de 216.2 T/D. Es decir, la eficiencia operativa de la recuperación de azufre es de solo 5.4%.

Es decir, que el 94.6% de sección de recuperación de azufre esta fuera de operación. O sea, prácticamente no opera. Esta condición la pone en una situación peor que la refinería de Salina Cruz. Es decir, esta es la refinería con las peores condiciones de contaminación ambiental del sistema SNR afectando principalmente la zona de Tula, Hgo. y la Ciudad de México.

Esta refinería también debería estar fuera de operación hasta que se rehabiliten al 100% las secciones de recuperación de ligeros y de recuperación de azufre.

Esto se vuelve más crítico ya que está por terminarse la construcción de la nueva planta de coque que al entrar en operación la cantidad de gases ácidos e hidrocarburos ligeros que van a producirse, se van a incrementar y será necesario que las secciones de recuperación de ligeros y de azufre estén operando al 100% o se corre el riesgo de que la contaminación ambiental y las pérdidas económicas se incrementen sustancialmente.

Es insostenible que esta refinería, este operando bajo estas condiciones.

Fig. 65

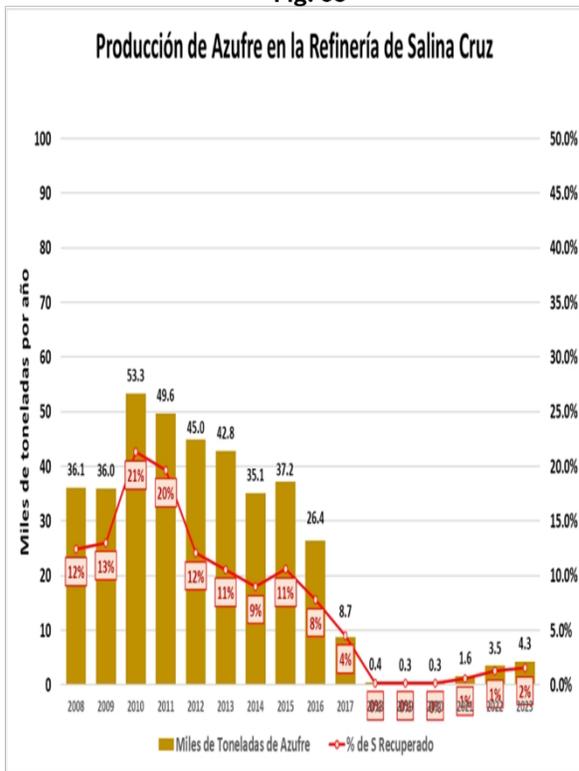


Fig. 66

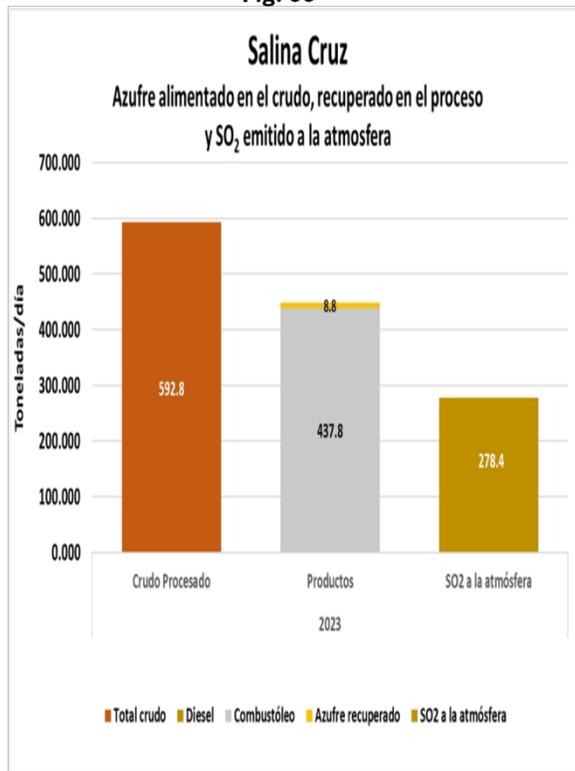


Fig. 67

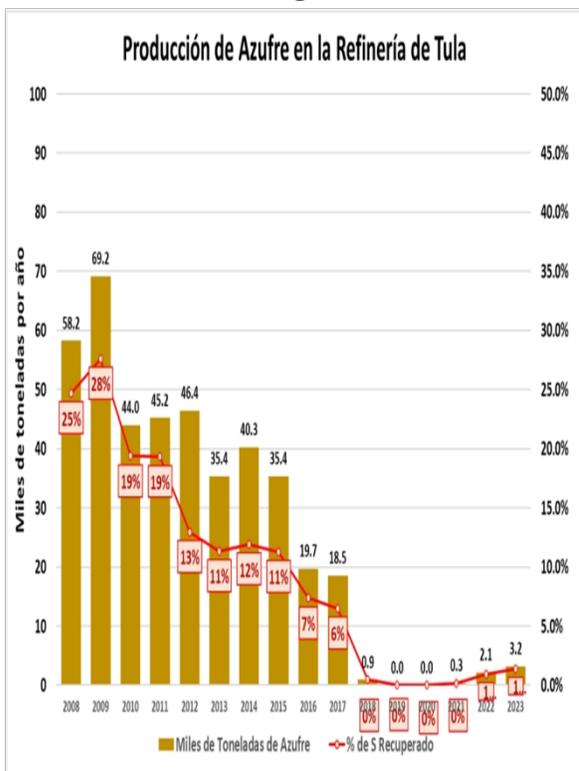
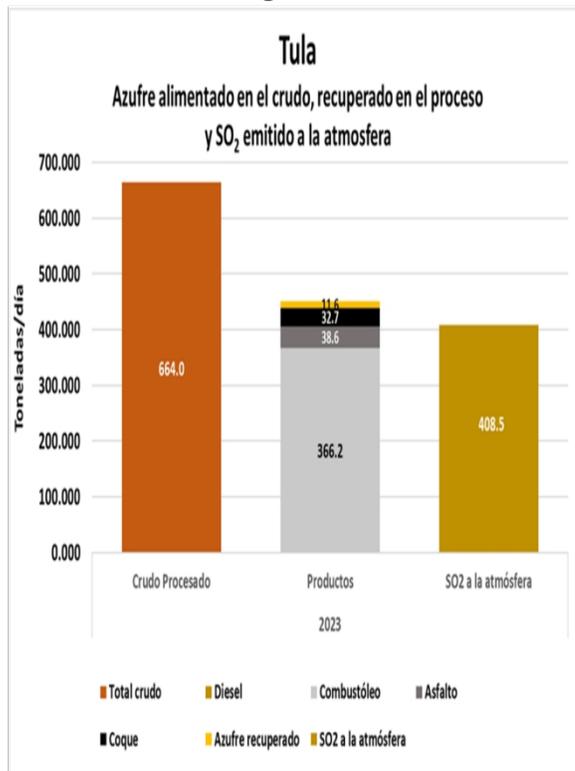


Fig. 68

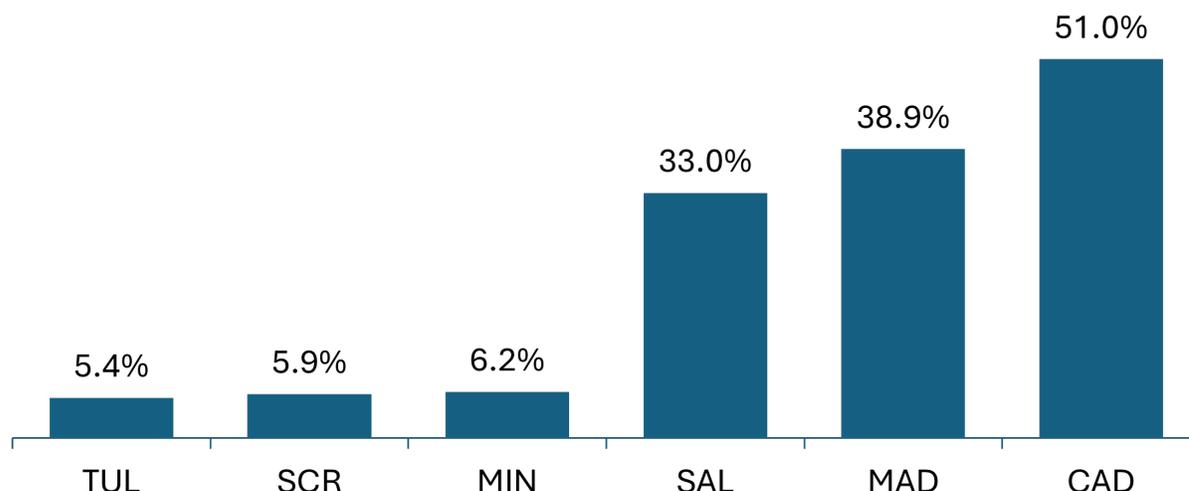


Datos: EMISIONES DE SO₂ EN EL SNR, Energía a Debate, Barnés y Villalobos, Marzo 17/2024

RESUMEN DE EFICIENCIAS.

Si se gráfica las eficiencias de recuperación de azufre calculadas en párrafos anteriores se obtiene la Fig. 69 en la que se agrupan las 6 refinerías.

Fig. 69. EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN DE AZUFRE



Las conclusiones de esta gráfica comparativa son las siguientes:

Las refinerías de Tula, Salina Cruz Y Minatitlán presentan las peores condiciones en sus sistemas de recuperación de azufre pues no pueden recuperar más del 6.2% del azufre que se está generando. Por este hecho, estas refinerías deberían estar fuera de operación y de manera urgente iniciar la rehabilitación al 100% de sus secciones de recuperación de ligeros y de recuperación de azufre.

En las refinerías de Salamanca y Madero sus sistemas de recuperación de azufre se encuentran en muy malas condiciones, lográndose recuperar menos del 38.9% del azufre total generado en los gases ácidos, por lo que las comunidades que viven alrededor de estas instalaciones viven en constante peligro de salud por la contaminación ambiental.

La refinería de Cadereyta logra el mejor desempeño en la recuperación de azufre con un 51.0%, el valor más alto de las 6 refinerías del SNR. Sin embargo, el otro 49% faltante refleja que también sus instalaciones en las secciones de recuperación de ligeros y azufre se encuentran en malas condiciones. Las rehabilitaciones efectuadas entre 2019 y 2024 no fueron suficientes para lograr poner estas secciones al 100%.

Es necesario mencionar que esta refinería es la que presenta el mejor desempeño operativo del SNR y que contrario a las protestas de la comunidad de la Cd. de Monterrey la refinería de Cadereyta puede operar con mucha mayor eficiencia y mayor control ambiental, si, urgentemente, se le aplican todos los recursos necesarios para lograr una rehabilitación del 100% de todas sus plantas de proceso.

10. Propuesta del Plan de Actividades.

Finalmente, el análisis efectuado del desempeño operativo realizado a lo largo de este trabajo para cada refinería nos permite elaborar un bosquejo de un Plan de Actividades que se tendría que aplicar a cada refinería del SNR, con el objetivo primordial de lograr la restitución de su eficiencia operativa y posicionar a cada refinería, en la medida de lo posible, en modo de rentabilidad económica positiva.

Alcance de Plan de Actividades.

El Plan de actividades tiene como objetivo principal proveer a la administración de PEMEX TRI, el soporte documental de las actividades en las áreas técnicas, ambientales, financieras, legales y administrativas, que se tienen que realizar, con el siguiente mínimo alcance de trabajo descrito a continuación, de manera enunciativa más no limitativa.

1. Análisis Técnico.

- 1.1. Visión general de cómo se lleva actualmente la gestión administrativa en cada refinería.
- 1.2. Visión general de la tecnología, el diseño y complejidad de cada refinería.
- 1.3. Revisión de los registros de mantenimiento e inspección de refinerías, mismo que deberá contener un análisis en el que se indique si el número de registros son los que deberían haberse ejecutado, si existen o no, o bien si fueron erróneamente ejecutados.
- 1.4. Revisar y comparar los gastos de mantenimiento históricos y previstos.
- 1.5. Revisar y comparar los costos operativos históricos y proyectados.
- 1.6. Proporcionar descripciones de los sistemas de control de proceso identificados.
- 1.7. Realizar modelos técnicos para identificar las posibles distintas materias primas alternativas que pueden estar disponibles para las refinerías del SNR.
- 1.8. Realizar modelos técnicos para analizar áreas de mejora de ganancias dentro de los sitios existentes.
- 1.9. Evaluar la efectividad de los gastos de capital planificados en el rendimiento de los activos, los márgenes, etc.
- 1.10. Revisión física de las instalaciones para comprobar y validar visualmente su condición.
- 1.11. Esto incluye, cuando sea posible, el acceso a la información de la sala de control de operación y la revisión de toda la información pertinente sobre activos, amenazas y evaluación de vida útil de los equipos.
- 1.12. Análisis de las unidades de proces, teniendo en cuenta el diseño, el desempeño real y las consideraciones de operación futura.
- 1.13. Balance de energía estimada para la demanda de energía de la planta.
- 1.14. Evaluación de gastos de las instalaciones (capital, paros de planta, gastos operativos).
- 1.15. Evaluación de la unidad/sistema para la optimización potencial de la planta y así mejorar la operación de esta.

- 1.16. Evaluación de los movimientos de producto, incluyendo almacenamiento y logística, teniendo en cuenta la distribución nacional y la exportación de los productos pertinentes.
- 1.17. Realización de un modelo completo de simulación de procesos para revisar la capacidad operativa de las unidades de proceso individuales a fin de analizar el desempeño y la eficiencia de cada una.
- 1.18. Desarrollo de estimaciones de costo de presupuesto de rehabilitaciones y mantenimiento de equipos de las unidades de proceso.
- 1.19. Determinar el esquema de refinación, Índice de Complejidad e Índices Solomon y nivel de actualización tecnológica de sus procesos.
- 1.20. Inversiones requeridas para actualización tecnológica y rentabilidad asociada.
- 1.21. Levantamiento de la tecnología que se usa y grado de implementación.
- 1.22. Levantamiento del riesgo de los procesos y grado de implementación, asimismo, registrar el grado de la implementación de la Administración de Seguridad de procesos en que se encuentran las instalaciones y cuál sistema se utiliza.
- 1.23. Modelo de gestión del mantenimiento y grado de implementación.
- 1.24. Nivel de integridad de seguridad (SIL) actual y en su caso inversiones requeridas para llevarla al nivel adecuado.
- 1.25. Análisis de los sistemas de desfuegos, corroborar que, de acuerdo con la documentación para reaseguro, el sistema de desfogue cuenta con la capacidad necesaria en el escenario de contingencia crítico.
- 1.26. Inventario de sistemas de control distribuido de cada uno de los procesos y su grado de actualización tecnológica.
- 1.27. Estado de los sistemas de instrumentación de cada uno de los procesos y su grado de actualización tecnológica.
- 1.28. Estado de los sistemas de gas y fuego de cada uno de los procesos y su grado de actualización tecnológica.
- 1.29. Estado de los sistemas de paro de emergencia de cada uno de los procesos y su grado de actualización tecnológica.
- 1.30. Verificación de la actualización de los procedimientos de paro de emergencia y difusión y comunicación entre el personal operativo.

2. Revisión Ambiental, Salud y Seguridad

- 2.1. Evaluar y documentar todos los aspectos en Medio Ambiente, Salud y Seguridad de cada refinería (EHS), para dar cumplimiento al 100% de los aspectos regulatorios de la PROFEPA Y SEMARNAT.
- 2.2. Evaluar y documentar la gestión de las emisiones de Energía y Gases de Efecto Invernadero (GEI) de cada refinería.
- 2.3. Evaluar los riesgos y controles existente y faltantes para el control del Medio Ambiente, Salud y Seguridad.
- 2.4. Evaluar los requisitos e inconformidades actuales de los permisos regulatorios.

- 2.5. Estimar pasivos ambientales/provisiones pendientes para cada refinería.
- 2.6. La revisión ambiental deberá incluir las emisiones al agua y al aire. El análisis tendrá en consideración la situación existente y cualquier variación respecto del cumplimiento de las regulaciones específicas del lugar. Si existen futuros cambios conocidos en las regulaciones, estos se tratarán de a uno por vez y se documentara pertinentemente.
- 2.7. Documentar las recomendaciones pertinentes si la refinería, sus equipos, instalaciones y terrenos, no cumplen con las regulaciones y/o si es necesario hacer cambios para cumplir con futuros objetivos ambientales conocidos.
- 2.8. La evaluación deberá incluir el impacto ambiental. El trabajo definirá cualquier brecha existente y las medidas necesarias para lograr el cumplimiento de las regulaciones.
- 2.9. Considerar en el análisis, adicionalmente a las emisiones a la atmosfera y al agua, la regulación aplicable por posibles afectaciones al suelo por derrame de materias primas y productos.
- 2.10. Documentar las disputas legales en curso y potenciales por afectaciones ambientales o incumplimiento de normatividad y establecer un programa de atención inmediata para resolver cada caso.
- 2.11. Determinar, programar y asignar presupuesto para los gastos en que se incurrirán para la remediación ambiental.

3. Almacenamiento y Logística.

- 3.1. Analizar las operaciones de movimiento de productos en general, y cómo se interrelaciona con las áreas de almacenamiento.
- 3.2. Evaluar las condiciones físicas de todos los tanques de almacenamiento tanto de crudo como de productos y establecer un programa de limpieza.
- 3.3. Desarrollar un análisis de mercado teniendo en cuenta una perspectiva de 10 años para determinar la capacidad de almacenamiento de materias primas y productos terminados requerida en el corto plazo.
- 3.4. Evaluación de la calidad, demanda y suministro de régimen de crudo de calidad apropiada a la refinería bajo estudio, proporcionando las opciones de adquisición de crudos internacionales.
- 3.5. Evaluar el sistema de control digital para medir la existencia de crudo y productos, así como de mezclado automático de hidrocarburos para optimizar la calidad de productos terminados.
- 3.6. Contratos vigentes de adquisición de materias primas y venta de productos.
- 3.7. Evaluar la participación en el mercado de esta refinería en el ámbito local de acuerdo con la calidad de sus productos.
- 3.8. Evaluar las ventajas competitivas, locales y nacionales, de seguir operando esta refinería.
- 3.9. Evaluar el crecimiento histórico y proyectado del almacenamiento y poliductos requeridos por la refinería, para aumentar la eficiencia operativa.

4. Optimización de Procesos y Modernizaciones.

- 4.1. Evaluar la capacitación del personal técnico, asociada con herramientas de simulación de proceso.
- 4.2. Evaluar los proyectos de ingeniería de modernizaciones (Revamps) anteriores y futuros para optimizar el desempeño operativo de la refinería.
- 4.3. Revisar la integridad y validez de los diagramas de flujo de bloque PFD o P&IDs de todas las Unidades Individuales de Proceso y comprobar que todo el personal operativo tenga acceso a los documentos correspondientes.
- 4.4. Recolectar los datos físicos en campo en el mismo lugar de las modernizaciones.
- 4.5. Comprobar las licencias de tecnología para todos los procesos y verificar que los documentos estén vigentes acordes con licenciantes de proceso.
- 4.6. Revisar, verificar y en su caso desarrollar las estrategias de paros de planta programados y de emergencia de todas las unidades de proceso y de la refinería en general. Comprobar el conocimiento de estos procedimientos por parte del personal operativo correspondiente.
- 4.7. Revisar, verificar y analizar los sistemas de agua de incendio, químicos de tratamiento, nitrógeno, instrumentos, aire de proceso y antorcha.
- 4.8. Comprobar las Licencias de paquetes de simulación de proceso.
- 4.9. Comprobar la Licencias de paquetes de optimización.
- 4.10. Verificar la existencia de los Modelos de Simulación y Optimización que estén contruidos para todas las plantas de proceso de la refinería.
- 4.11. Verificar la capacitación adecuada del personal asociado al manejo de simuladores y optimizadores.

5. Estructura Corporativa.

- 5.1. Descripción detallada de la estructura corporativa y sus cambios en los últimos 5 años.
- 5.2. Revisar el proceso de adquisición de materiales verificando la oportunidad y confiabilidad con la que llegan los materiales y sustancias necesarios para la operación óptima y para el mantenimiento preventivo, predictivo y de emergencia.
- 5.3. Análisis de acuerdos de Joint Venture, partnership o similares de los que la refinería es parte.
- 5.4. Análisis de contratos actuales, su alcance y el avance que se lleve en se ejecución.
- 5.5. Revisar el proceso de mantenimiento en la refinería para logra que el Gerente tenga mayor control con los programas de reparación y mantenimiento.
- 5.6. Revisar el proceso de ejecución de los programas de control ambiental y de seguridad industrial para que el Gerente tenga mayor control de los programas correspondientes.

6. Recursos Humanos y Seguridad Industrial.

- 6.1. Tabulador de salarios y numero de personal, identificando la plantilla destinada a labores sustantivas operativas y administrativas. En caso necesario, se deberán completar los puestos técnicos de operación y mantenimiento que sean requeridos para una gestión óptima de las plantas de proceso.
- 6.2. Revisar el modelo de contrato de personal, directivas y reglamento de seguridad industrial para cada nivel de especialidad de los empleados.
- 6.3. Revisar y actualizar los Incentivos, beneficios a empleados tales como auto, casa, pagos por enfermedad, accidentes, discapacidad y seguro médico, beneficios por retiro, muerte.
- 6.4. Revisar los acuerdos vigentes con los sindicatos (contratos colectivos).
- 6.5. Revisar el estado de las demandas laborales en curso y potenciales, historial de despidos masivos.
- 6.6. Revisar y actualizar el histórico de accidentes de personal y desarrollar las medidas conducentes para su disminución o erradicación completa.
- 6.7. Revisar y verificar los esquemas de pensiones y el impacto en los estados financieros.
- 6.8. Revisar los programas de protección civil en cuanto al impacto en la seguridad y protección ambiental por parte de la refinería hacia la población local se refiere
- 6.9. Identificación de las causas y presentación de recomendaciones para disminuir y evitar los accidentes industriales en las plantas de proceso.

7. Derechos de Propiedad Intelectual.

- 7.1. Verificar los derechos de uso de nombre y marcas.
- 7.2. Verificar y catalogar los Copyright, las patentes incluyendo patentes de aplicación y su vigencia y las marcas registradas.
- 7.3. Revisar registros de propiedad intelectual en trámite.
- 7.4. Revisar disputas legales por derechos de propiedad intelectual, modelo de acuerdo de confidencialidad con empleados y terceros respecto de información de la compañía.

8. Cumplimiento de Regulaciones.

- 8.1. Relación de regulación aplicable y evidencia de cumplimiento de esta, incluyendo regulación de competencia, comercio, técnica y protección ambiental.
- 8.2. Revisión de disputas legales en curso respecto a incumplimiento a la regulación aplicable y medidas de atención realizadas para dar cumplimiento a las regulaciones.

9. Seguros y Reaseguros.

- 9.1. Revisión de seguros industriales vigentes y cumplimiento a observaciones para reaseguro.

10. Litigación, Arbitraje y otras Disputas.

- 10.1. Detalle de litigios, actas administrativas, investigaciones gubernamentales, arbitrajes y otras disputas (incluyendo litigios laborales, deudas, etc.), en los que la compañía o su personal esté o haya estado involucrado (en los últimos 10 años, indicando cuál fue la resolución final de cada asunto en el caso de los concluidos, así como el estado en que se encuentran los que están en proceso).

Resultados Esperados.

Es probable que la mayor parte de la documentación mencionada en párrafos anteriores ya este elaborada por el personal de la refinería, por lo que solo se requerirá conjuntarla, ordenarla y analizarla. Para este análisis se requiere personal altamente calificado con vasta experiencia en refinación que llegue a conclusiones de alto valor agregado.

Se recomienda organizar un grupo de trabajo por cada refinería, con los jubilados del área de refinación que estén disponibles, para que ellos se encarguen de llevar a buen fin este monumental trabajo y de esta manera evitar que el personal activo sea juez y parte del análisis de gestión de su refinería.

Los resultados del análisis de estos grupos de trabajo se deberán dar a conocer en un plazo no mayor a 45 días hábiles después de haber iniciado las actividades. Los resultados serán primordialmente los siguientes:

- I. Estado físico actual de cada refinería.
- II. Determinar la Calidad de Crudo más recomendable para la óptima operación de cada refinería y proponer opciones internacionales de crudos que llenen esos requisitos de calidad.
- III. Determinar el programa detallado de rehabilitación y reparaciones para cada refinería en el que se lleve a cabo su rehabilitación al 100%.
- IV. Programa de limpieza y reparación de los tanques de almacenamiento de crudo, de productos intermedios y productos terminados incluyendo sus sistemas de medición y de seguridad.
- V. Programa de reparación de los sistemas de desfogue.
- VI. Monto de recursos estimados que serán necesarios para las rehabilitaciones mencionadas.
- VII. Tiempo programado estimado para llevar a cabo las rehabilitaciones.

- VIII. Recomendaciones administrativas, operativas, de mantenimiento y ecológicas para mantener la eficiencia operativa al máximo.
- IX. Recomendación de adquisición de nuevas tecnologías referente a sistemas de control distribuido y avanzado que puedan renovar los sistemas actuales en donde se requiera.
- X. Recomendación de adquisición de los sistemas digitales como simuladores y optimizadores que son necesarios para optimizar la operación de las plantas de proceso. Se deberán proporcionar montos de recursos económicos necesarios.
- XI. Recomendación de adquisición de equipos y materiales de mantenimiento en los talleres de las refinerías, que son necesarios para llevar a cabo las actividades preventivas, correctivas y predictivas en las plantas de proceso. Se deberán proporcionar montos de recursos económicos necesarios.
- XII. Recomendación de adquisición de sustancias químicas necesarias para los diversos tratamientos que se utilizan en tratamiento de aguas, en plantas de procesos, etc. Se deberán proporcionar montos de recursos económicos necesarios.
- XIII. Recomendación de adquisición de los diversos catalizadores que se utilizan en las plantas de conversión como hidrosulfurizadoras, reformadoras, FCC, etc. que ofrezcan las mayores conversiones adecuadas y ventajas operativas para lograr la máxima calidad que piden las regulaciones. Se deberán proporcionar montos de recursos económicos necesarios.
- XIV. Recomendación de la modernización de los sistemas de Seguridad Industrial y Sistemas Contra Incendio incluyendo motobombas y vehículos modernos. Se deberán proporcionar montos de recursos económicos necesarios.
- XV. Recomendación de adquisición de implementos de seguridad para el personal de cada refinería desde ropa, cascos, botas y accesorios diversos.
- XVI. Recomendaciones adicionales que los grupos de trabajo encuentren en el análisis de los documentos incluyendo los montos de recursos económicos que se requieran.
- XVII. Recomendación de un programa de evaluación de conocimientos y programas de capacitación para personal operativo, sindical y de confianza, para llevarlos al nivel de destreza que se requiere en cada nivel de actividad.
- XVIII. En base al análisis de su problemática operativa y en la contabilidad de los recursos necesarios para poner en condiciones a cada refinería, determinar la viabilidad de continuar su operación o dictaminar la suspensión definitiva de actividades de la refinería.

11. Conclusiones.

Como se puede constatar en este documento, la refinación es un área de la ciencia con altísimo grado de complejidad que, reúne en una sola instalación, prácticamente todas las ramas que estudia la ingeniería química.

Si se multiplica por seis, como es el caso del SNR, es un verdadero reto técnico y administrativo llevar la gestión operativa global a un nivel de eficiencia integral suficiente para entrar en modo de rentabilidad positiva ya que el negocio de la refinación es marginal, salvo contados periodos económicos.

De acuerdo con lo analizado en este trabajo, se presenta un resumen de los hallazgos más importantes que se encontraron, siendo algunos de ellos tan críticos que de su resolución depende la continuación de la operación y existencia de las seis refinerías del SNR.

1. **SUSTITUCIÓN DE CRUDOS EXTRAPESADOS.** Como se demostró, las instalaciones de las seis refinerías del SNR no están diseñadas para procesar este tipo de crudos.

Los crudos extrapesados Maloob y Zaap que se están procesando actualmente, con su gran contenido de impurezas fisicoquímicas, como los asfaltenos, metales y azufre, son los causantes principales de que las rehabilitaciones hasta ahora efectuadas no den el resultado esperado, ya que al seguir alimentando estos crudos vuelven a afectar a la metalurgia de equipos, válvulas, platos, recipientes, bombas, etc. por lo que las rehabilitaciones no se dan abasto en estar reparando todas las fallas que constantemente surgen por corrosión y ensuciamiento. Se debe sustituir a los crudos extrapesados por otro tipo de crudo con propiedades similares a las que tenía el Crudo Maya y el Crudo Istmo.

2. **IMPORTACION DE CRUDO TIPO MAYA.** Muchos países, petroleros o no, importan petróleo crudo e hidrocarburos de todo tipo, sin que eso implique afectaciones a su independencia o soberanía energética.

Como ejemplo tenemos a Japón que importa todo el crudo que requieren o los mismos EU que exporta la mayoría del crudo que produce, incluyendo el Shale Oil, un crudo ligero y dulce que sus refinerías no pueden procesar por lo que importan una gama de crudos pesados, debido a que ellos han adecuado sus instalaciones para procesar ese tipo de crudos, además de que tienen pretratamientos de crudo para adecuarlos a sus instalaciones. Ninguno de los dos países considera que su soberanía se ve afectada. Todas las compañías petroleras, excepto Pemex, realizan intercambios comerciales de materia primas y productos, lo cual es normal en el mundo petrolero.

Uno de los mecanismos más usados es el SWAP en el que se intercambian entre países, petróleo extrapesado por otros pesados o ligeros, además de muchas otras mercancías, y se compensa económicamente el diferencial de calidad. Este mecanismo lo podría utilizarse México para obtener un crudo tipo Maya a cambio de los crudos Maloob y Zaap, y pagar la diferencia de calidad.

Otra solución es la utilización de procesos de pretratamiento de crudo con el que se podría dar la calidad requerida a los crudos extrapesados; sin embargo, esta solución implica más inversiones cuantiosas y mucho tiempo de construcción pues se tendrían que tratar unos 800 MBD de crudos extrapesados.

3. **SUSPENSIÓN DE OPERACIONES DE LAS SEIS REFINERÍAS DEL SNR.** El otro impacto que provocan los crudos Maloob y Zaap es en el volumen y en la calidad de los productos obtenidos en las seis refinerías.

Por el alto contenido de residuales en esos crudos, las refinerías del SNR se han transformado en grandes productoras del subproducto de muy bajo valor que es el COMBUSTÓLEO. Aún las 3 refinerías que tienen plantas de coque, que son Cadereyta, Madero y Minatitlán, producen un gran volumen de combustóleo, ya sea porque las plantas de coque no operan al 100% o simplemente no operan.

Esta situación, aunada a que, debido a las condiciones físicas de las plantas de proceso y su limitado sistema de almacenamiento de residuales por ensuciamiento de sus tanques, provoca que la utilización de refinación no alcance ni el 55% de capacidad instalada de 1,640 MBD.

El resultado final es que las 6 refinerías presenten números rojos en sus estados de resultados mensual y anualmente.

La gravedad en la que opera el SNR es tal que, **lo más recomendable es suspender las operaciones de las 6 refinerías de inmediato** para evitar seguir teniendo las pérdidas tan cuantiosas y para hacer una pausa en el camino para ejecutar el plan de acciones que aquí se está proponiendo.

Es necesario documentar y analizar la situación del SNR desde el punto de vista técnico-administrativo, profundizar en los puntos críticos de cada refinería para determinar las posibles soluciones, si es que las hay y que puedan aplicarse. Se tiene que definir que refinerías todavía tiene viabilidad de seguir operando y cuáles no. Para las primeras se deberá plantear un Programa de Reparaciones cuyo objetivo sea lograr su rehabilitación al 100%. Para las que ya no tengan viabilidad operativa, las opciones solo son dos, **planear su sustitución o planear su desmantelamiento definitivo.**

4. **REHABILITACIÓN INMEDIATA DE LAS REFINERÍAS DE CADEREYTA, TULA Y SALAMANCA.** Como se analizó en este trabajo, Cadereyta es la refinería que ofrece mejor desempeño de las seis o mejor dicho es la que opera con menos deficiencias.

La refinería de Tula opera con mayores deficiencias, sin embargo, su planta de coque está a punto de iniciar operaciones con lo que se dejaría de producir combustóleo aunado a que se tiene planeado que también procese el residual de la refinería de Salamanca logrando un doble efecto positivo para la región Centro-Bajío.

Sin embargo, como se observó en el análisis de las Secciones de Recuperación de Ligeros y de Recuperación de Azufre, las tres refinerías tienen problemas serios en esas plantas de recuperación, por lo que tiene que rehabilitarse de inmediato, pues las comunidades de Cadereyta y Monterrey en Nuevo León y de las comunidades de Tula, Hgo. y de la Cd. de México y la comunidad de Salamanca, Gto., están en franca oposición a que estas refinerías sigan operando por la contaminación ambiental que según su opinión están provocando en esas poblaciones.

Una vez rehabilitadas estas refinerías, deberán demostrar técnicamente y en conjunto con la PROFEPA y SEMARNAT que sus emisiones de todo tipo cumplen las regulaciones ambientales.

5. **SUSPENSIÓN INMEDIATA DE OPERACIONES DE LA REFINERÍA DE MADERO.** Esta refinería, la más antigua del sistema SNR, de acuerdo con lo analizado, es la que presenta las peores condiciones operativas, pues de acuerdo con sus balances, ni la planta de coque opera al 100% ni las plantas de recuperación de ligeros y azufre están recuperando con eficiencia.

La alta producción de gas de refinería y la nula o muy baja producción de LPG es indicativo que las secciones de recuperación de ligeros y de azufre se encuentran en muy malas condiciones. Solo por este hecho esta refinería debería estar fuera de operación ya que este operando en franco modo de pérdidas, ya que como se mencionó anteriormente su margen de operación ronda los -7.8 USD/B o sea la mayor pérdida del sistema. A partir del 2019 en adelante, la producción de combustóleo sube a un promedio de 35 MBD (35% vol.) rebasando la producción de gasolina y diésel que bajan a 25 MBD (25% vol.) mientras que la producción de coque disminuye a 5 MBD (5 % vol.) después del 2019. La refinería opera en modo combustóleo lo cual es inadmisibles. Es necesario, por el bien del sistema, suspender las actividades de esta refinería.

El decommissioning (dar de baja de servicio) de las plantas químicas también es un procedimiento común en los países industrializados y normalmente es para sustituirlas por nuevas plantas con tecnología más moderna.

6. **REHABILITACIÓN DE MINATITLAN Y SALINA CRUZ.** La refinería de Minatitlán consta de dos áreas, una muy antigua que puede procesar hasta 145 MBD de un crudo mezcla de 70% de crudo Istmo y 30% de crudo Maya y un nuevo tren de refinación llamado Tren Maya para procesar un volumen de 140 MBD de 100% crudo Maya. Como el crudo Maya ya no existe, lo que están alimentando al nuevo tren es crudo Maloob-Zaap.

La refinería de Salina Cruz que, históricamente, era la que presentaba el mejor desempeño operativo, actualmente, de acuerdo con lo analizado, opera en modo combustóleo, lo cual es inadmisibles, por lo que debería suspenderse de inmediato su operación.

Minatitlán y Salina Cruz son las refinerías que presentan menor eficiencia de recuperación de ligeros (C4, C4=, C3 y C3= así como las que presentan menor recuperación de azufre, por lo que esos sistemas de recuperación no están en operación, enviando productos valiosos a combustión, en calentadores o al desfogue y están enviando todos los contaminantes de azufre a la atmósfera.

Es necesario que salgan de operación de inmediato y completar el Plan de Actividades propuesto, para ver los alcances del programa de rehabilitación y los recursos que se van a requerir.

Estas refinerías deberían ser la últimas en rehabilitarse en caso de escases de recursos. Respecto a la sección antigua de Minatitlán, la cual presenta muchos problemas operativos, debe ponerse a consideración la viabilidad de que continúe operando, en base a los resultados del Plan de Actividades correspondiente.

7. **PLAN DE ACTIVIDADES.** Se plantea la estructura documental para elaborar un Plan de Actividades por refinería que sirva como Hoja de Ruta para ir solucionando la problemática operacional de cada refinería, bajo la secuencia propuesta en los puntos 4., 5. Y 6.

El Plan de Actividades es una integración de documentos administrativos que vienen a conformar un Proyecto Ejecutivo para restituir la eficiencia operativa de cada refinería, en base a los datos operativos del pasado inmediato y de la evaluación de sus desviaciones al diseño. Es un Diagnóstico del Desempeño Operativo.

Este Plan de Actividades deberá servir a la administración de Transformación Industrial a tomar decisiones estratégicas a corto, mediano y largo plazo, como por ejemplo la sustitución de los crudos Maloob y Zaap por crudos tipo Maya en el mercado internacional. Esas decisiones estratégicas deberán ser el soporte administrativo fundamental para salvar la refinación en México.

8. **GRUPOS DE TRABAJO.** La integración del Plan de Actividades representa un trabajo muy grande de integración de documentos y capacidad de análisis de toda la información.

Dada la importancia de contar con una hoja de ruta para la Restitución de la Eficiencia Operativa del SNR, se recomienda la creación de seis grupos de trabajo, uno por refinería, de jubilados expertos en refinación, para coadyuvar a la integración del Plan de Actividades, a llevar a cabo su análisis y finalmente recomendar la toma de decisiones a las autoridades administrativas.

9. **RECURSOS PARA LAS REHABILITACIONES.** Se han invertido 64 mil millones de pesos en las rehabilitaciones hasta ahora efectuadas entre los años 2018 al 2024, con los resultados siguientes:

Pérdidas Anuales en PTRI

Fuente: Resultados Consolidados de Pemex

Año	MMPesos/Año	MMUSD/Año
2018	-60,894	-3,045
2019	-73,237	-3,662
2020	-216,336	-10,817
2021	-193,708	-9,685
2022	-163,594	-8,132
2023	-183,788	-10,358
Total	-727,849	-45,699

Utilización del SNR

Fuente: SIE de SENER

Año	% Utilización SNR
2018	37.3%
2019	36.1%
2020	36.0%
2021	43.4%
2022	49.7%
2023	48.3%
Ene 2024	58.2%
Feb 2024	57.0%
Mar 2024	64.8%
Abr 2024	58.0%
May 2024	51.3%

Es decir, que los 64,000 millones de pesos invertidos hasta ahora en las reparaciones solo han servido para incrementar en un 13% la utilización del SNR.

Las pérdidas de -727,849 MMpesos (-45,699 MMUSD) son tan significativas que no es posible que el SNR deba mantener operando sus 6 refinerías en esas condiciones, por lo que es necesario dar el paso doloroso que la administración actual no ha querido dar, que es el **paro total de operaciones de las seis refinerías**.

Por otro lado, la utilización de la capacidad instalada total alcanzó un máximo en marzo del 2024 con 64.8% para volver a caer en abril y mayo a 51,3%, lo que es indicativo de que la inversión de 64 mil millones de pesos en las rehabilitaciones no ha tenido el éxito esperado. Desafortunadamente, ha sido **una inversión fallida**.

Adicionalmente, la administración de PTRI deberá considerar que el monto de los recursos que faltan para llevar al 100% la utilización de las seis refinerías y sacarlas del modo de pérdidas, va a ser muy cuantioso, quizás 2 o 3 veces más de los 64 mil millones hasta ahora invertidos y posteriormente para seguir manteniendo la operación a su máxima capacidad y eficiencia, se tendrán que invertir montos cuantiosos anualmente.

Como se mencionó al inicio de este trabajo, la refinación es un negocio de capital intensivo, por lo que, si la administración toma la decisión de continuar apoyando al sector de refinación, deberá prepararse para aplicar esas inversiones y modificar el Modelo de Negocios del SNR, para que una vez que se levante y genere ganancias, el mismo negocio sea autosuficiente para pagar sus costos operativos. Esta debería ser la Meta Final.

Atte.,

Carlos Gustavo Sánchez Lugo

.