

Retos del procesamiento de hidrocarburos ante la transición energética

**CONGRESO METALES Y MINERALES
INSTITUTO MEXICANO DE INGENIEROS QUÍMICOS**

**Ing. Alejandro Villalobos Hiriart
CDMX 30 de junio de 2023**

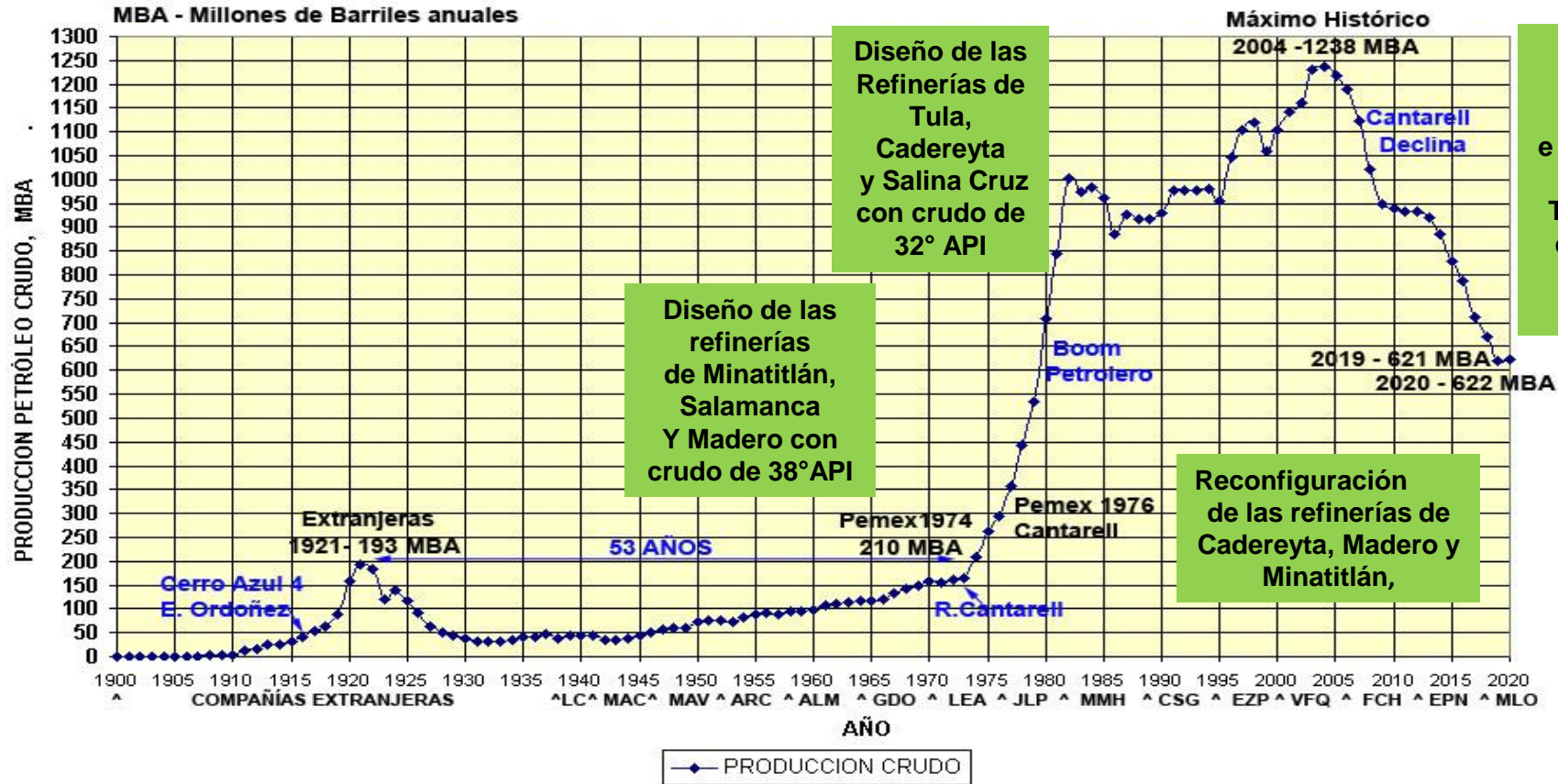
Algunos hechos sobresalientes del balance energético nacional ante la transición energética hacia 2050

- México depende del 90% del suministro de combustibles fósiles para abastecer la demanda energética.
- El 45% de la energía proviene del exterior del país, principalmente de los Estados Unidos.
- Las energías renovables aportan menos del 8% del total.
- La producción nacional de petróleo crudo es de 1.65 millones de barriles diarios, (sin condensados). El país cuenta con reservas probadas para diez años al ritmo de la producción actual. En el caso del gas natural, la producción apenas es suficiente para abastecer las necesidades de Pemex y las reservas probadas apenas alcanzan para seis años, (Ver Anexo 1).
-
- La mayor cantidad del crudo producido es pesado, con alto contenido de azufre, asfaltenos, metales y es muy diferente al considerado en el diseño de nuestras refinerías de tecnología de hace más de cuarenta años, lo que ocasiona en un sistema nacional de refinación con más de 40 años de antigüedad, altos consumo de energía, malos rendimientos y contaminación ambiental. (Ver Anexo 2 y 4).

El perfil histórico de la mezcla de crudo a procesar en refinación

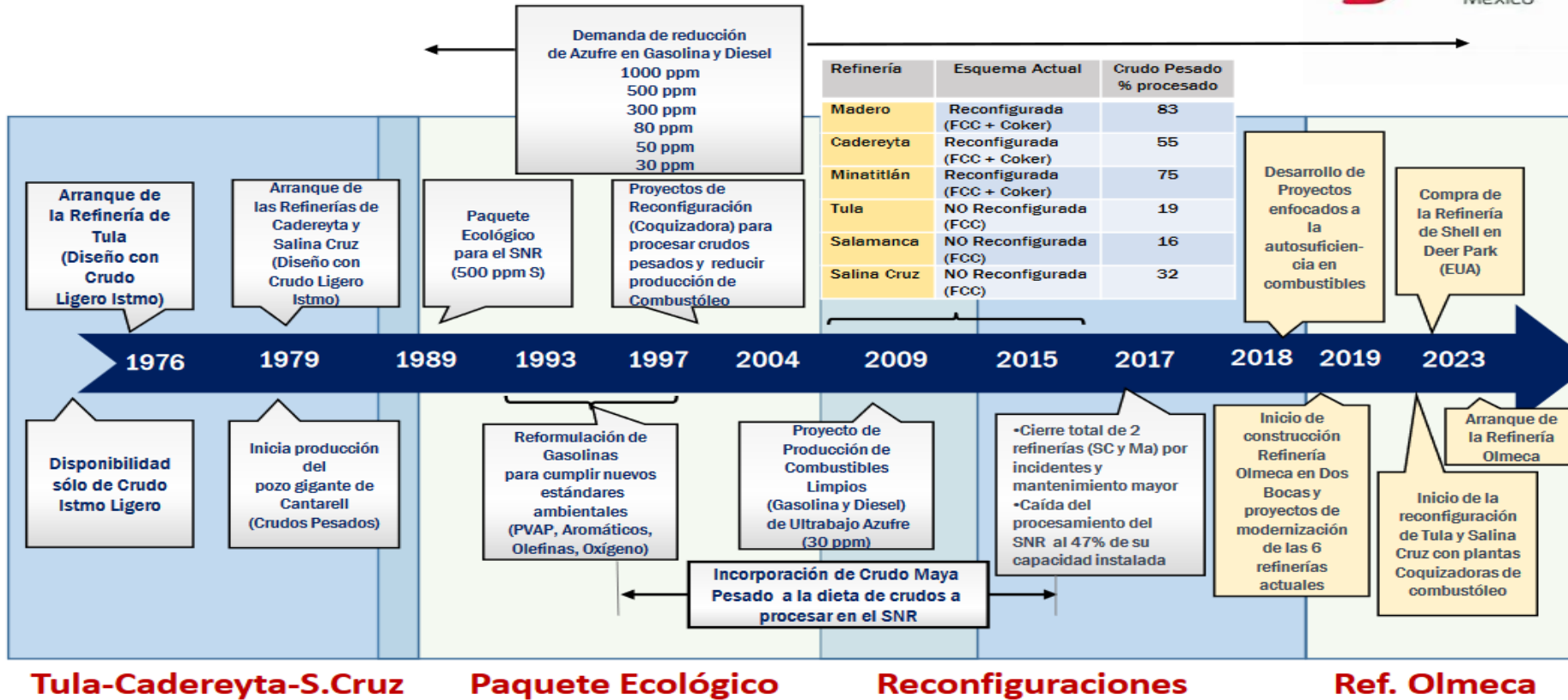


MÉXICO PRODUCCION ANUAL HISTÓRICA DE PETRÓLEO CRUDO
 Compañías extranjeras y PEMEX 1900-2020
 Fuentes: Colmex, Pemex anuarios, SENER- SIE, Pemex



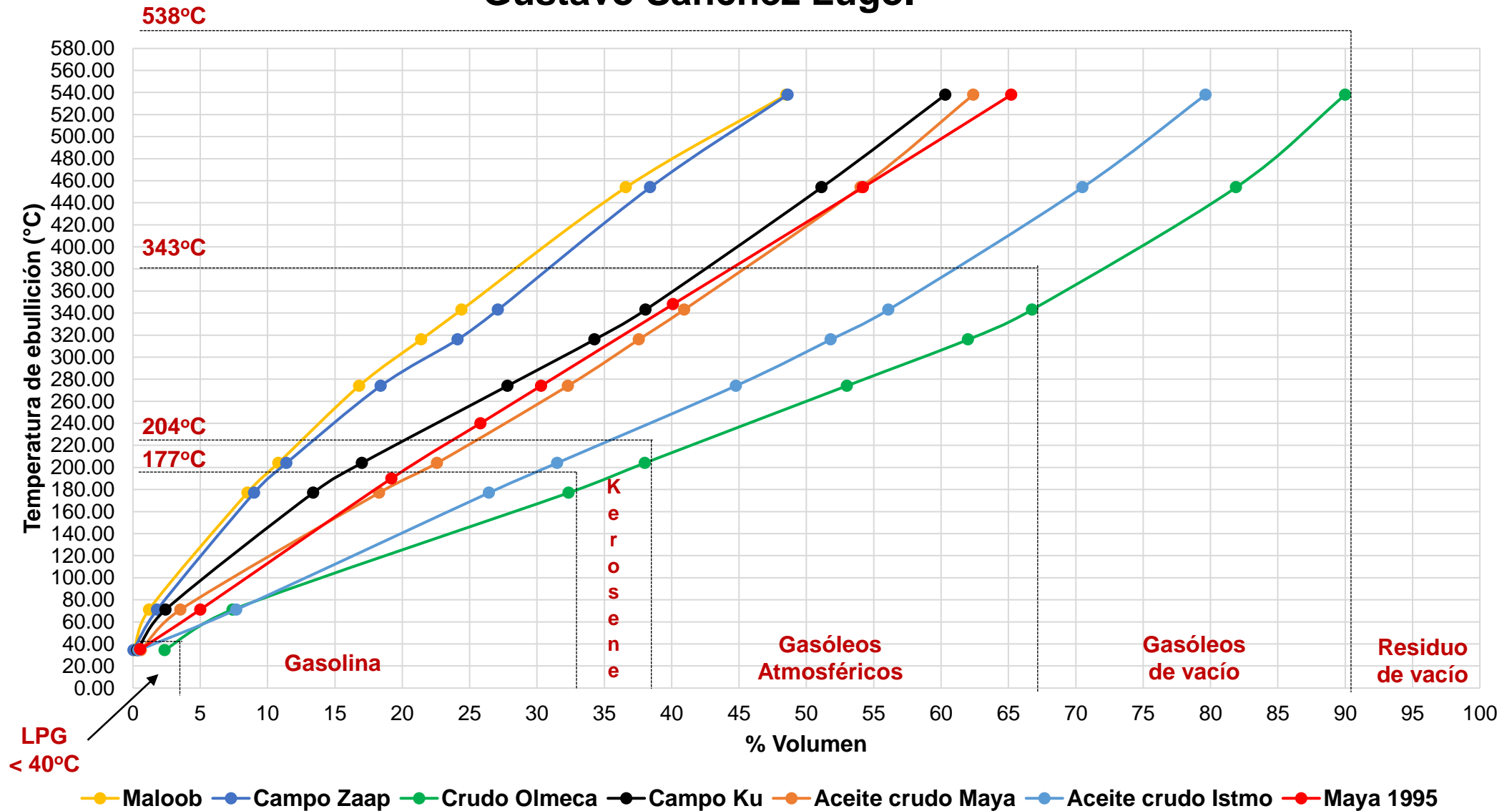
Construcción de la Refinería Olmeca con crudo reconfigurado de 22 °API e inicio de las reconfiguraciones de la Refinería de Tula y aprobación del proyecto de instalación de un complejo de coquización retardada en Salina Cruz

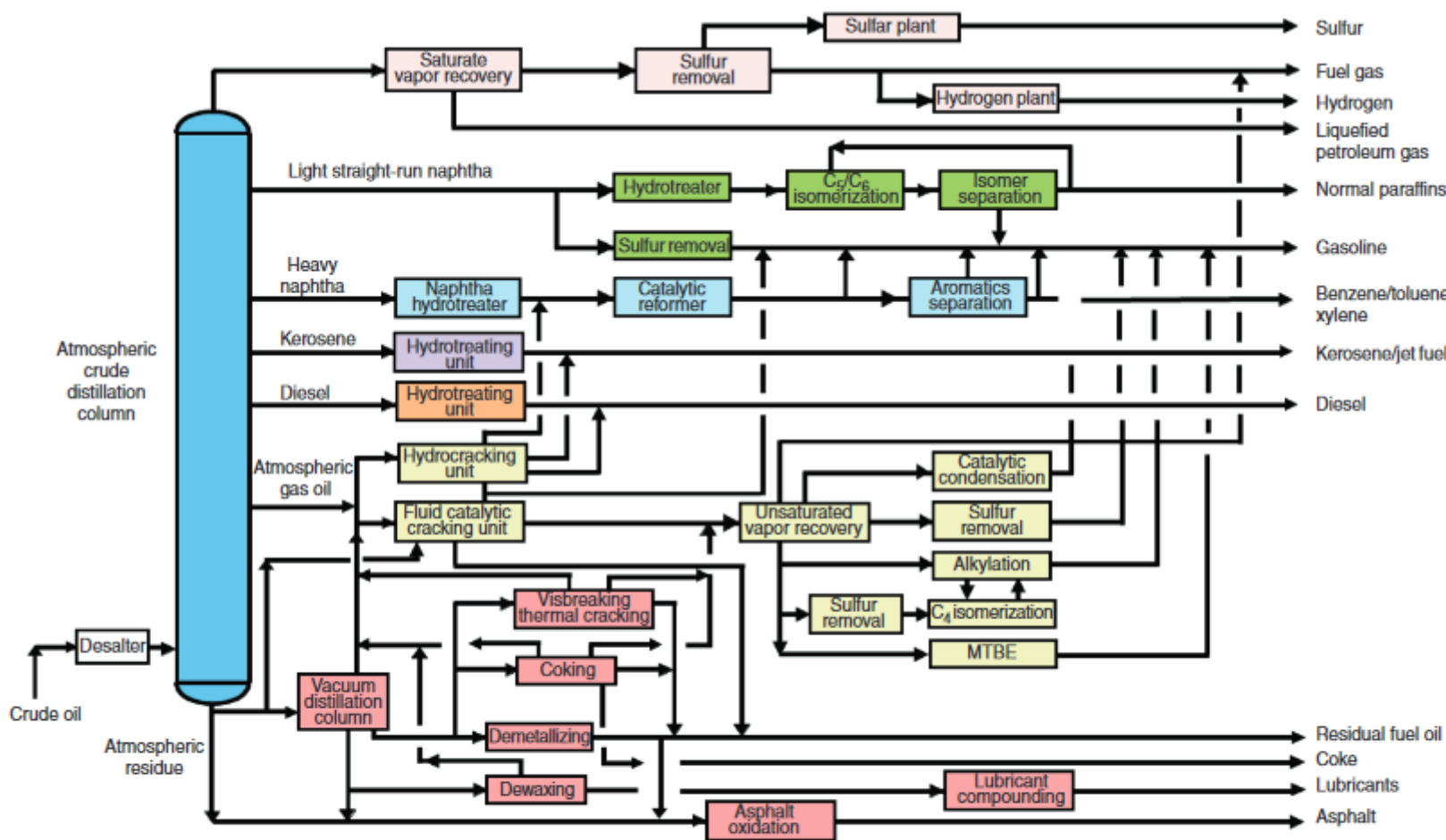
Hitos del Sistema Nacional de Refinación 1976-2023



Esta filmina fue Tomada de la presentación de ingreso a la Academia de Ingeniería del Ing. Marco Osorio Bonilla el 17 de mayo de 2023

Curvas True Boiling Point (TBP) de los Principales Crudos de México, esta información fue proporcionada por el Ing. Carlos Gustavo Sánchez Lugo.

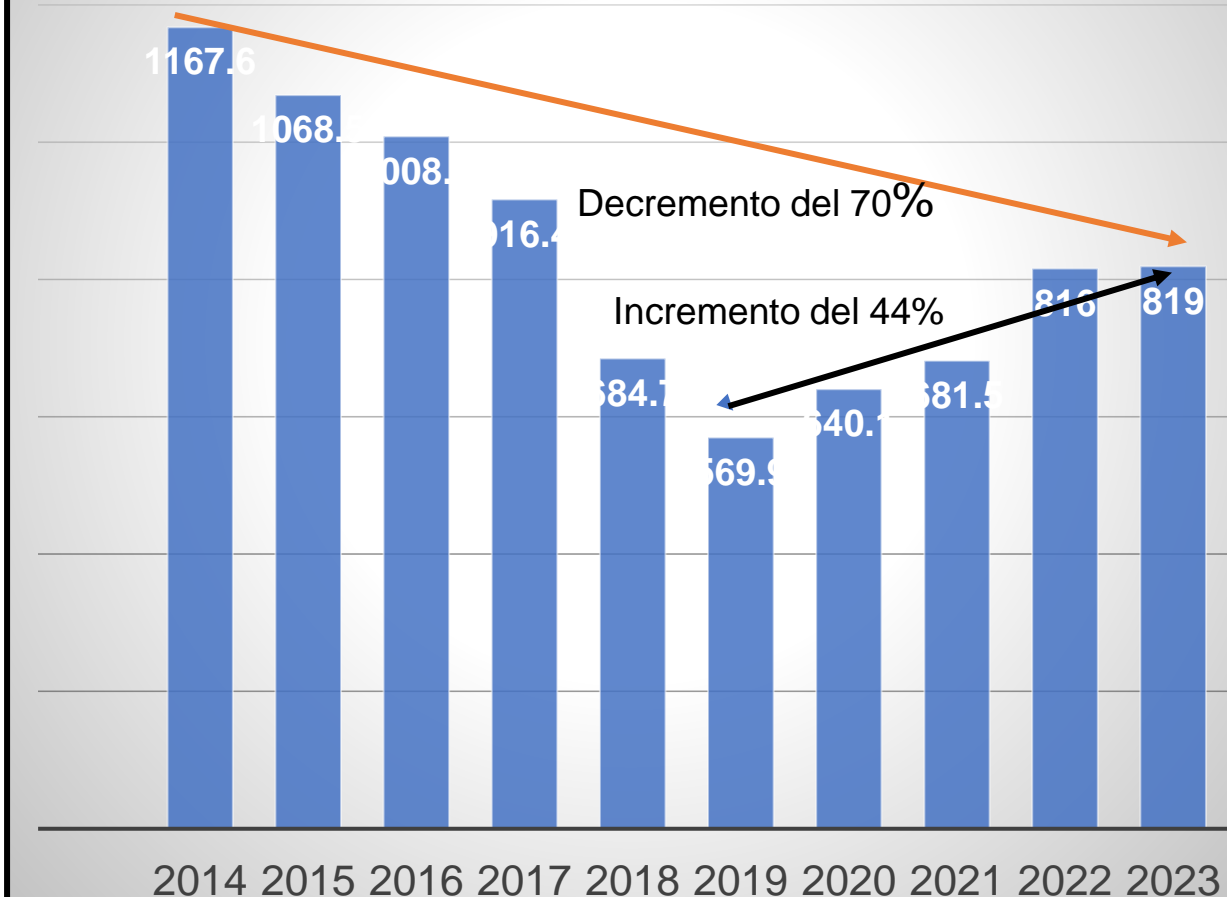




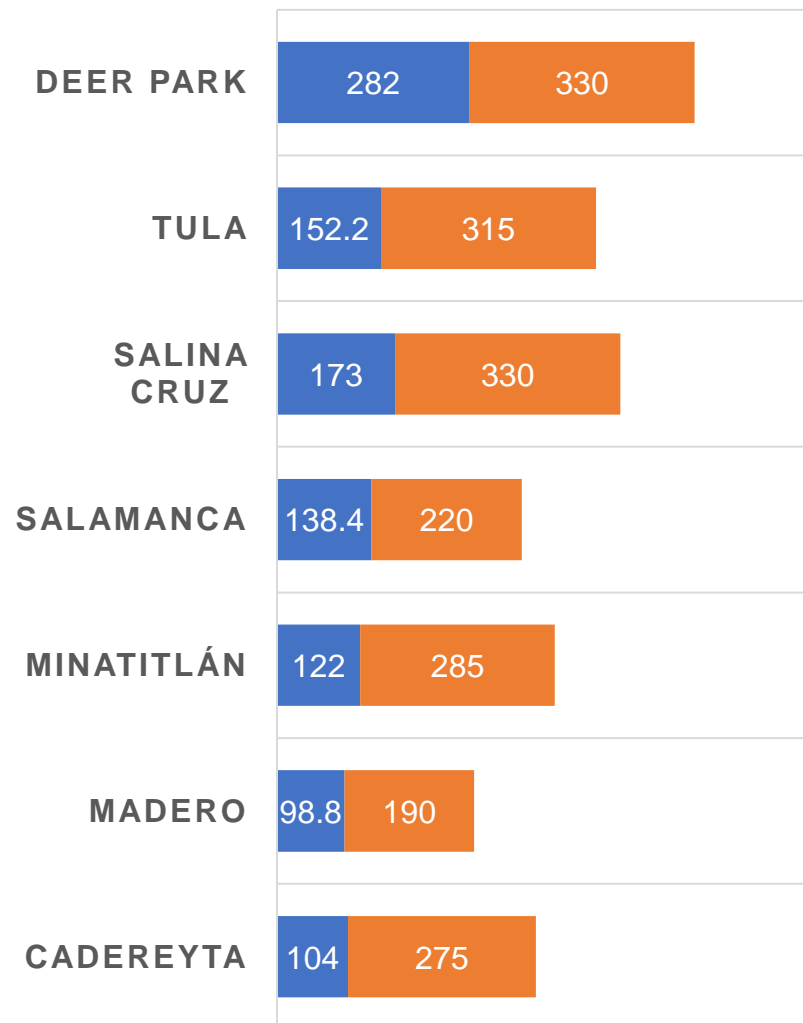
Esquema de Procesamiento De crudo en las Refinerías de Madero, Cadereyta y Minatitlán

Figure 1.3 High-conversion refinery.

PROCESO DE CRUDO EN PEMEX 2014 a 2023 (MB/D)



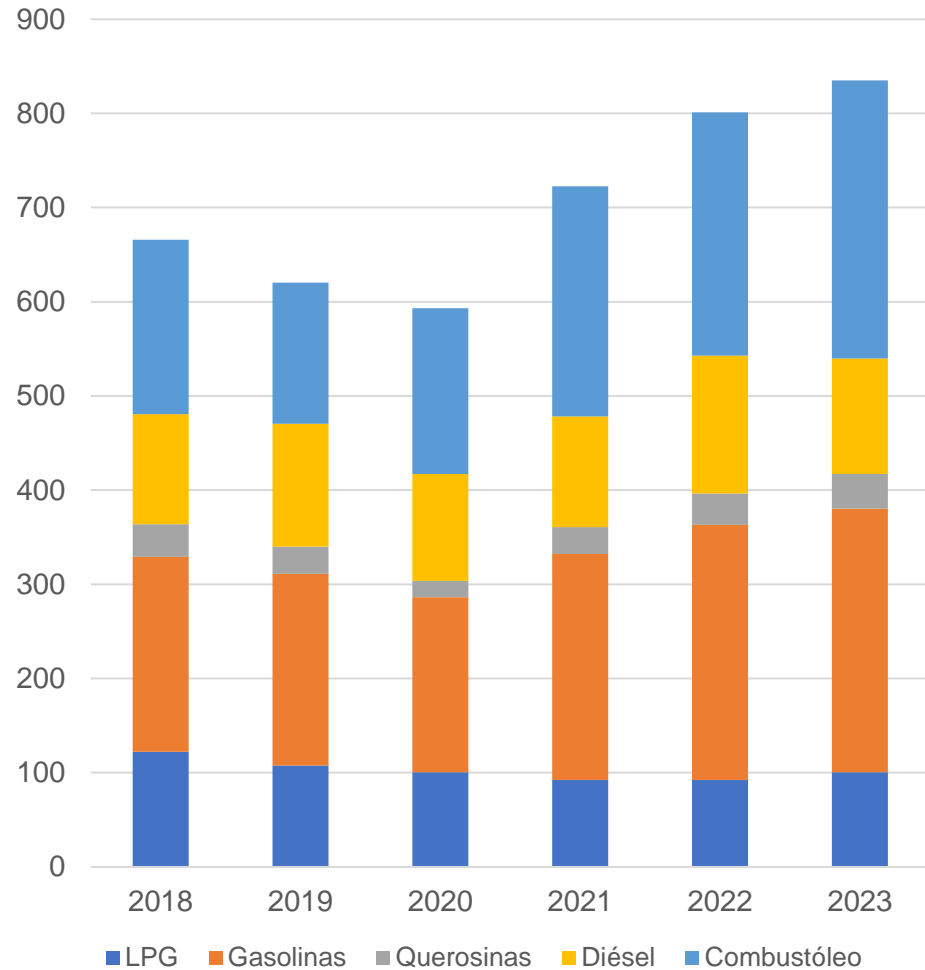
A la producción de crudo se le adicionan los condensados para justificar que no se ha incrementado como políticamente se ha manifestado.



Capacidad nominal total: 1,915,000 B/D
Capacidad actual total: 1070 B/D (55.87%)

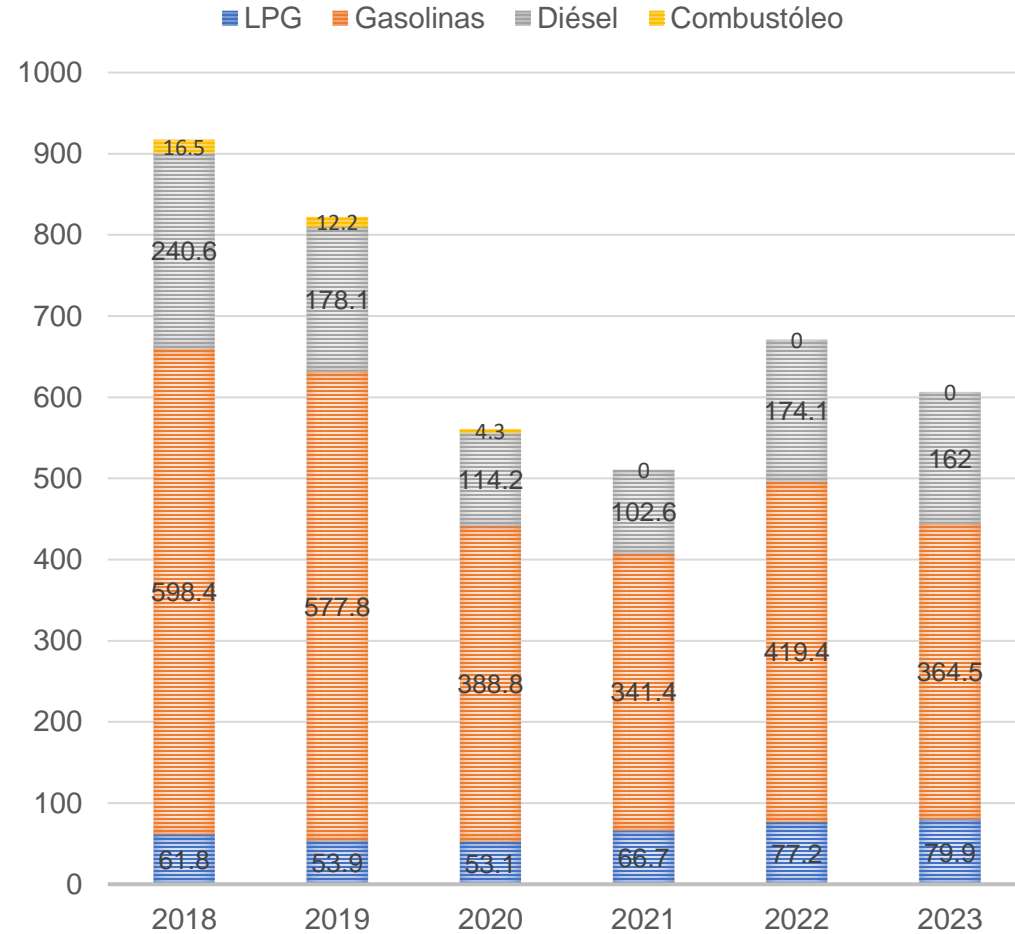
Producción de petrolíferos MB/D.

Fuente: Pemex



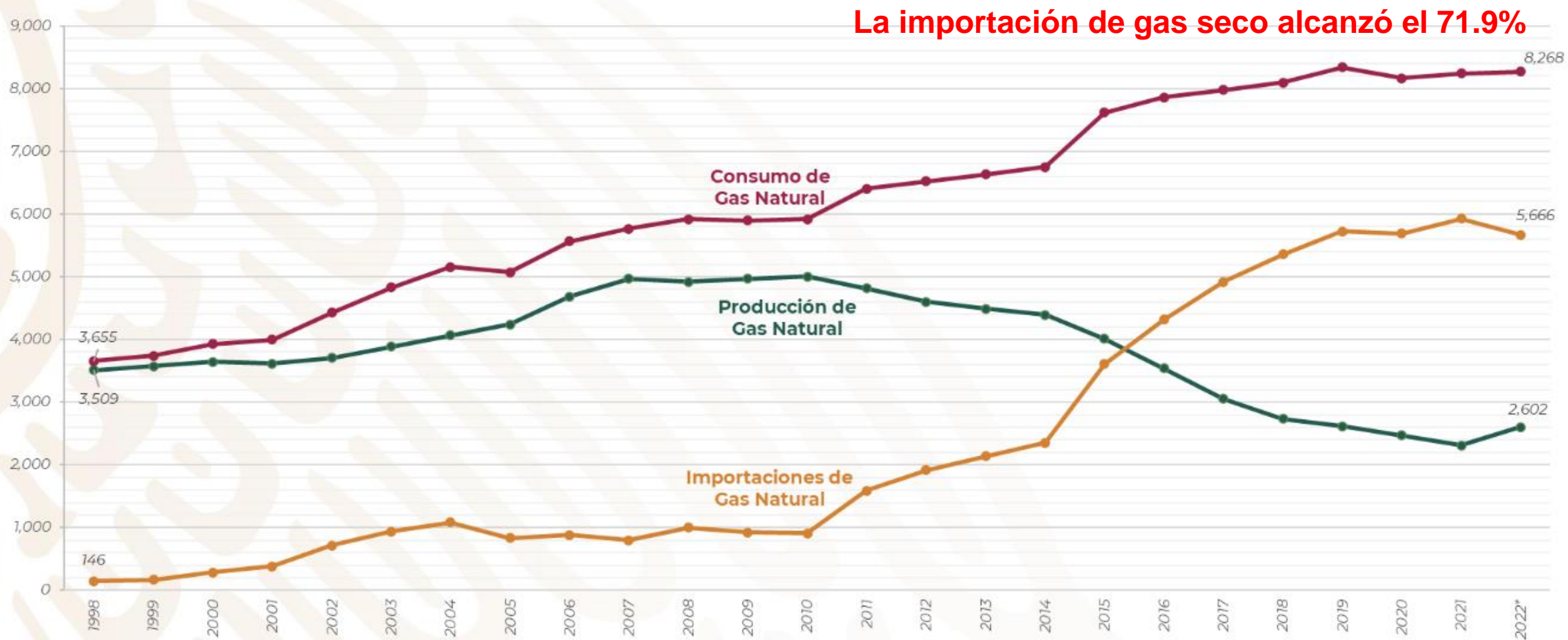
Importación de petrolíferos MB/D

Fuente: Pemex



Algunos hechos sobresalientes del balance energético nacional ante la transición energética hacia 2050

- La producción nacional del gas natural producido se ha incrementado recientemente.
- Está contaminado con nitrógeno.
- La baja producción ocasiona que se tenga que importar más del 70% para cubrir la demanda nacional. (Ver Anexo 3).
- Una gran cantidad del gas producido se reinyecta a yacimientos o se quema a la atmósfera ya que no se cuenta más que con una capacidad suficiente de procesamiento, lo que vuelve al país altamente vulnerable ante un problema de suministro o una falla catastrófica en alguno de los ductos de transporte. (Ver Anexo 4).

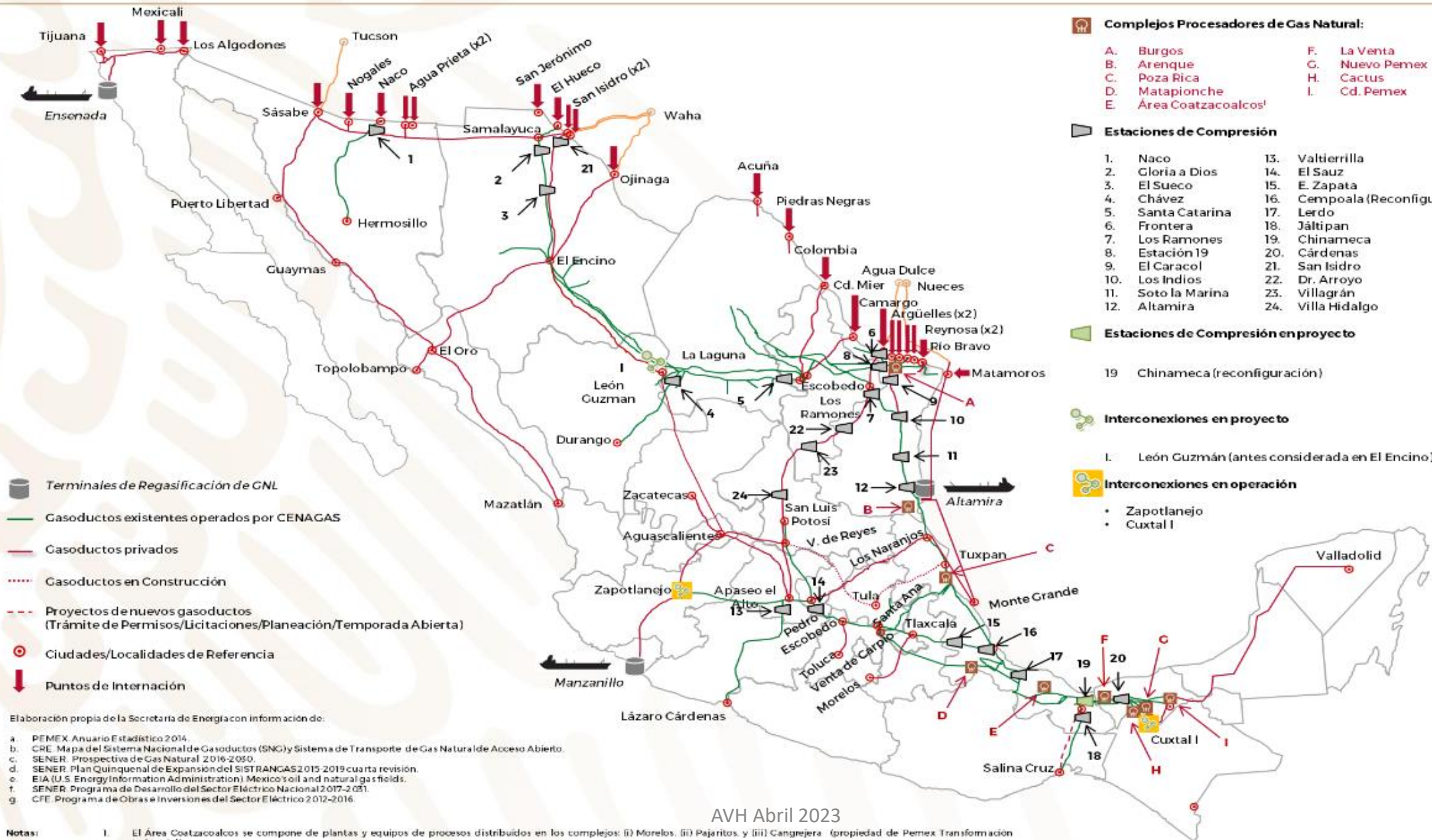


(*) Datos disponibles hasta enero de 2022.

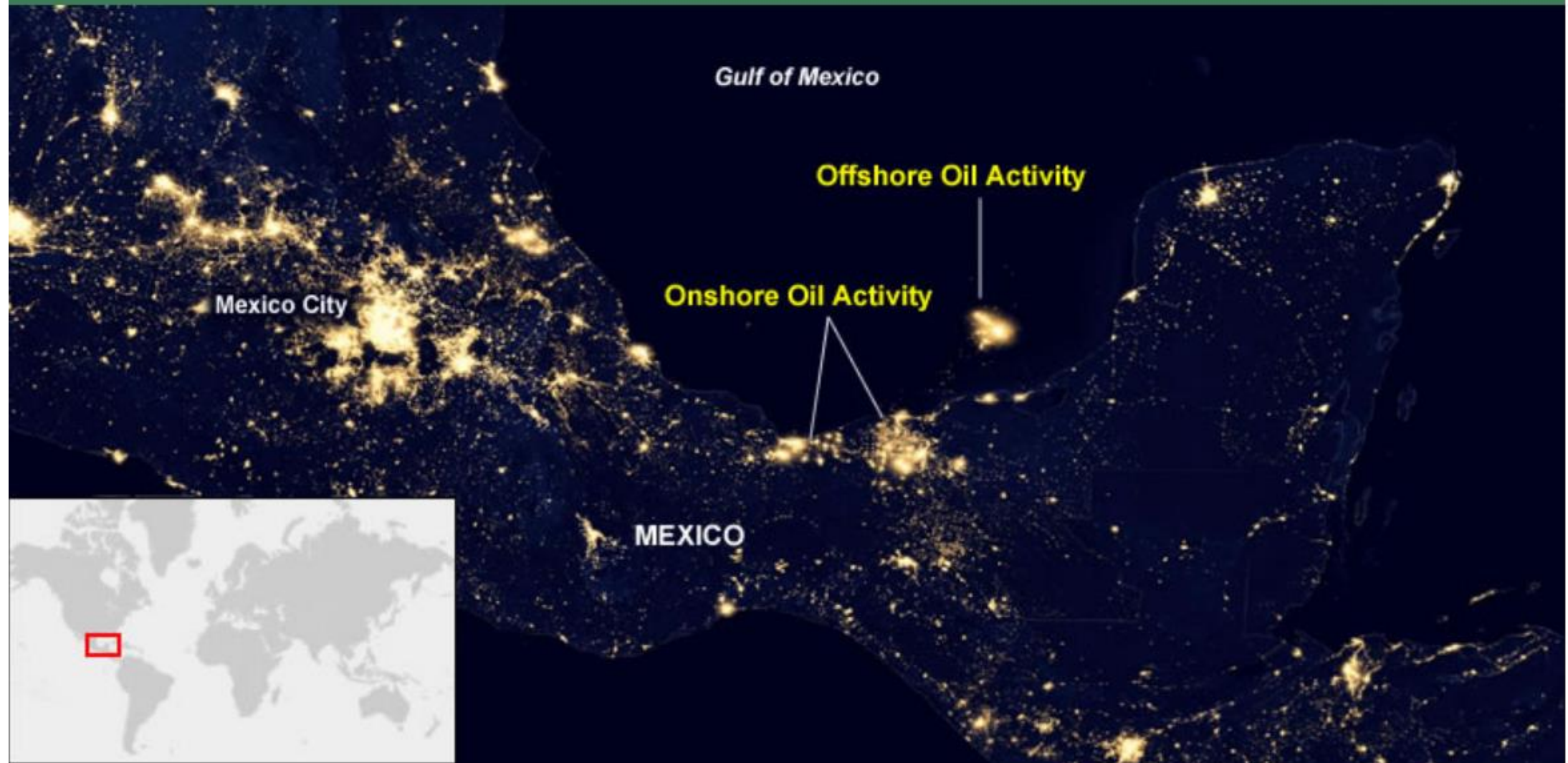
Consumo de Gas Natural: Producción total de gas natural de Pemex más las importaciones. AVH Junio 2023

Producción de Gas Natural: Volumen de gas natural producido por Pemex, incluyendo el gas que auto consume.

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE).



Mexican Gulf Coast



The Mexican Gulf Coast and the Bay of Campeche host a large amount of onshore oil activity and shallow-water offshore drilling. Night illumination and natural gas flaring allow these facilities to be detected by the Suomi satellite. This satellite image was compiled by NASA; the annotations, caption, and inset map were produced by Geology.com.

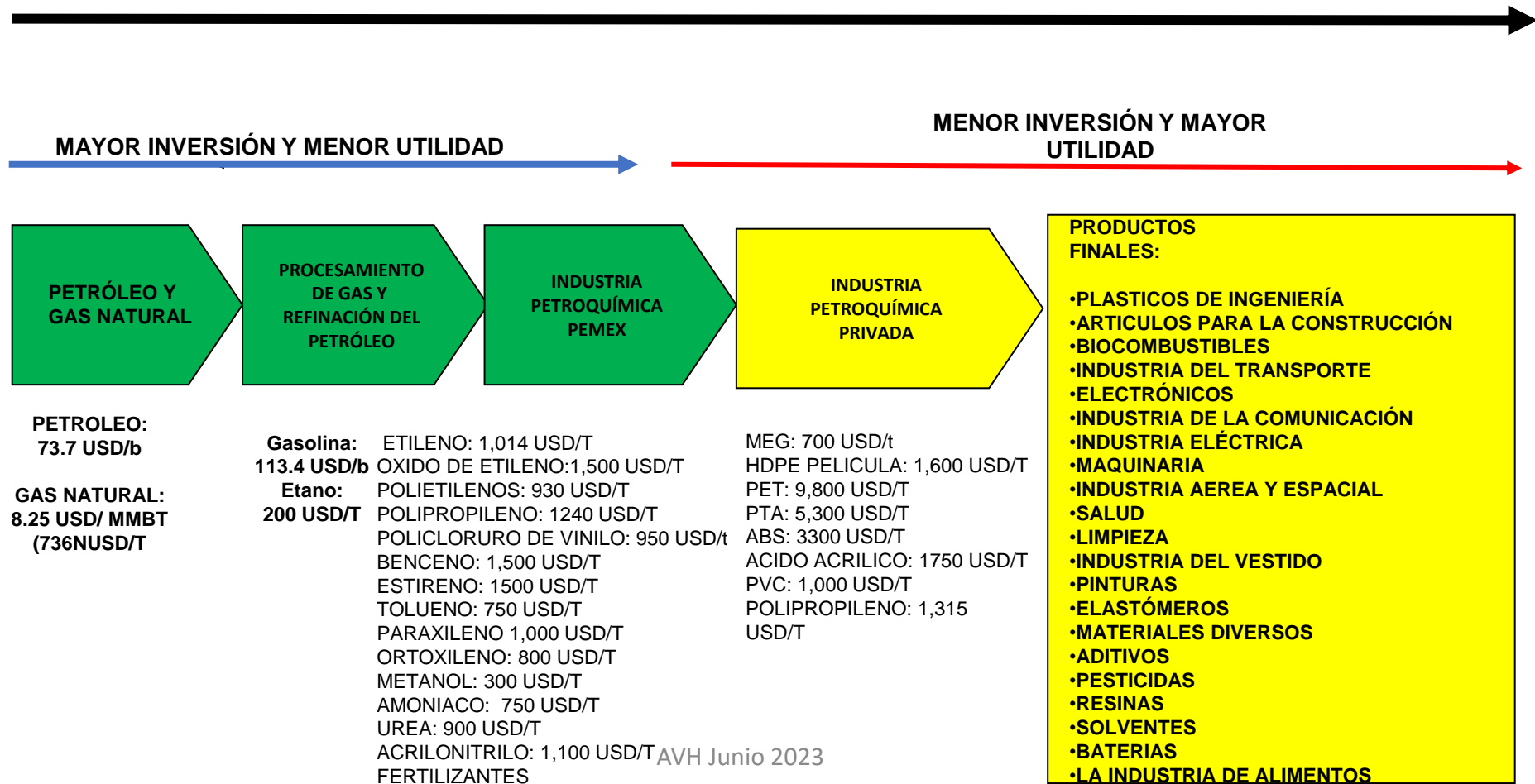
Algunos hechos sobresalientes del balance energético nacional ante la transición energética hacia 2050

- No obstante que la industria petroquímica es la que proporciona mayor valor agregado a los hidrocarburos, se ha dejado de invertir en su mantenimiento, en su expansión y en su actualización tecnológica, consecuentemente la producción ha disminuido, ocasionando una gran importación de productos petroquímicos del orden de **\$ 29,298 millones de dólares** en 2022, principalmente desde los Estados Unidos. (Ver Anexo 5).

La importancia de la industria petroquímica

LA GENERACION DEL VALOR AGREGADO POR LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA, DURANTE EL PROCESAMIENTO DE CRUDO Y GAS NATURAL

CREACIÓN DE EMPLEOS, DESARROLLO ECONÓMICO Y RIQUEZA



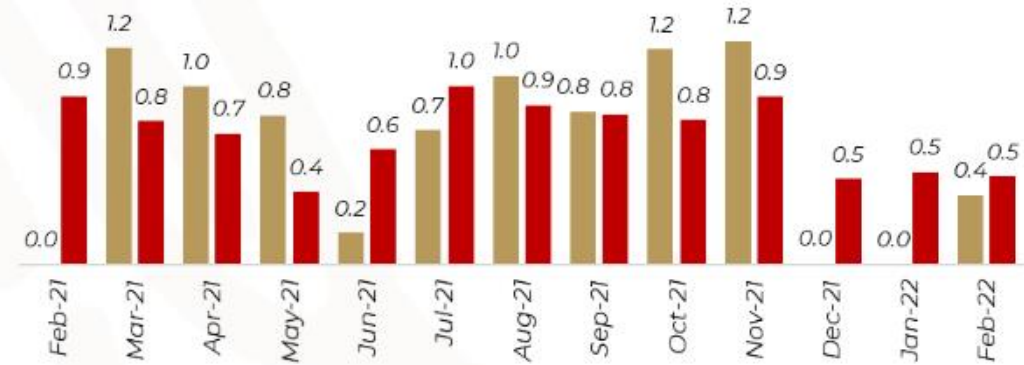
Algunos hechos sobresalientes del balance energético nacional ante la transición energética hacia 2050

- El plantel productivo de las refinerías como los centros de procesamiento de gas y las plantas petroquímicas, incluyendo las de elaboración de fertilizantes, tienen tecnologías de los años setenta y requieren ser modernizadas para mejorar sus rendimientos, incrementar la eficiencia energética y disminuir la contaminación ambiental.
- El sistema de ductos, estaciones de bombeo y terminales de almacenamiento también requieren de ser actualizadas tecnológicamente. (Ver Anexo 6).

2004-2022



2021-2022



Amoniaco

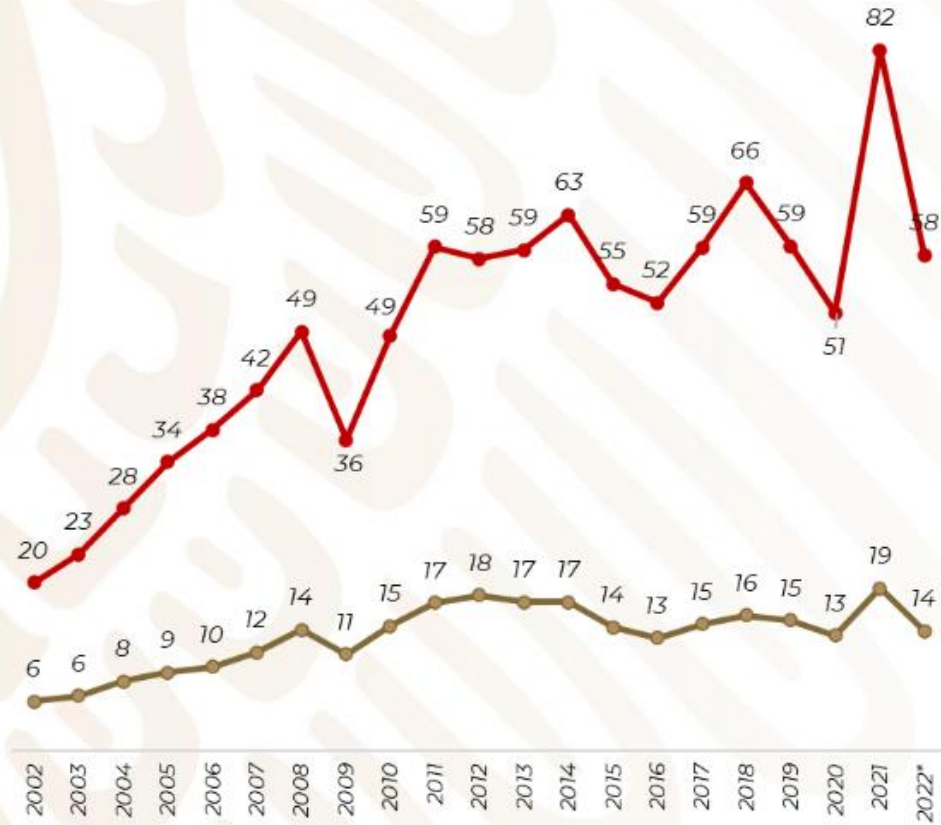
Etileno

(*) Datos disponibles hasta el febrero de 2022.

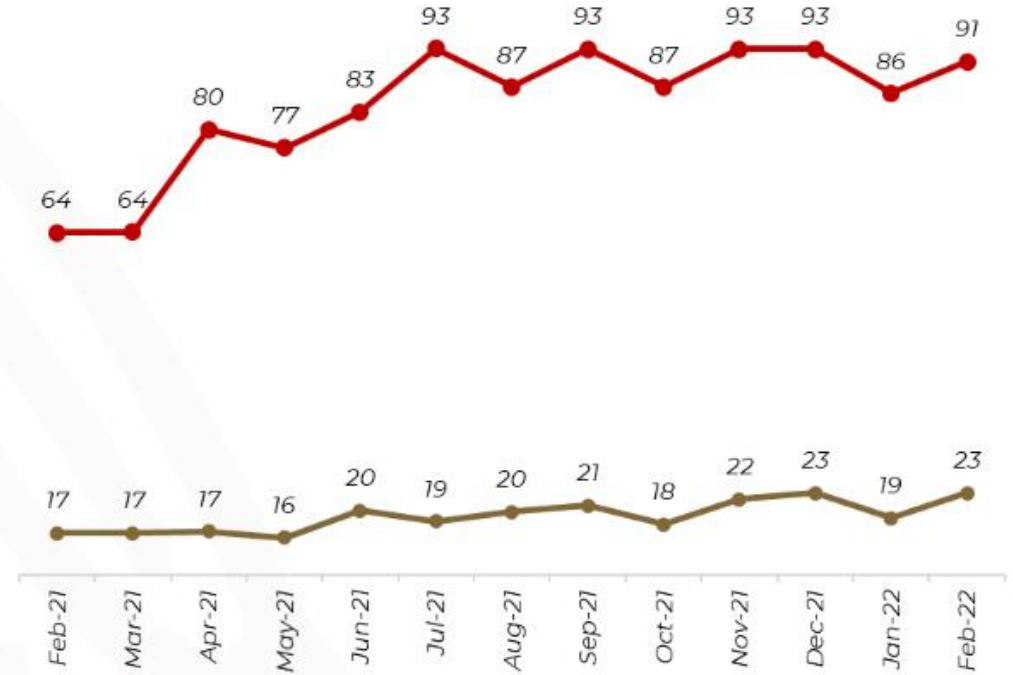
Fuente: Base de Datos Institucional de Petróleos Mexicanos (BDI).

Valor de las importaciones y exportaciones de productos petroquímicos (millones de dólares)

2002-2022



2021-2022



— Exportación — Importación

Algunos hechos sobresalientes del balance energético nacional ante la transición energética hacia 2050

- La contaminación ambiental, el incremento de accidentes y la extracción de ilegal de petrolíferos, han ocasionado que los índices de seguridad y de frecuencia se incrementen.
- En el transcurso de esta administración, el incremento de las tomas clandestinas de petrolíferos y de gas lp, ha ido en aumento (Ver Anexo 8), lo que ha significado pérdidas significativas para Pemex (Se estima que desde 2006 a la fecha, está perdida es del orden de los **\$ 222,926 millones de pesos.** (Ver Anexo 7).

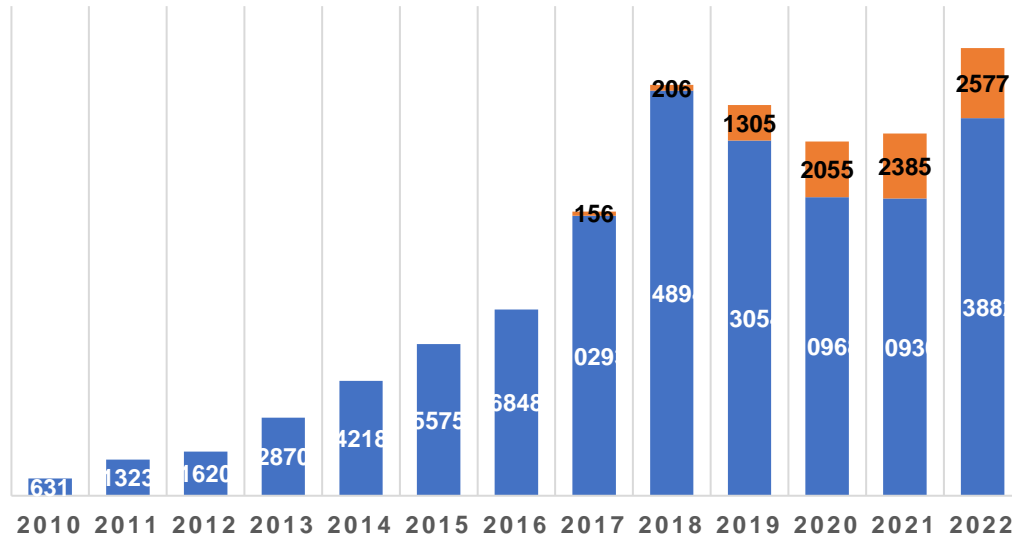
Disminuir las tomas clandestinas de destilados

Del año 2006 al 2022 se registraron en el país 97,106 tomas clandestinas, que extraen: gasolinas, diésel, turbosina, combustóleo, gas lp y otros productos, con una pérdida estimada en \$222,962.6 millones De pesos, equivalentes a \$12,553.4 MMUSD., tal como se ilustra en las siguientes gráficas:

NUMERO DE TOMAS CLANDESTINAS

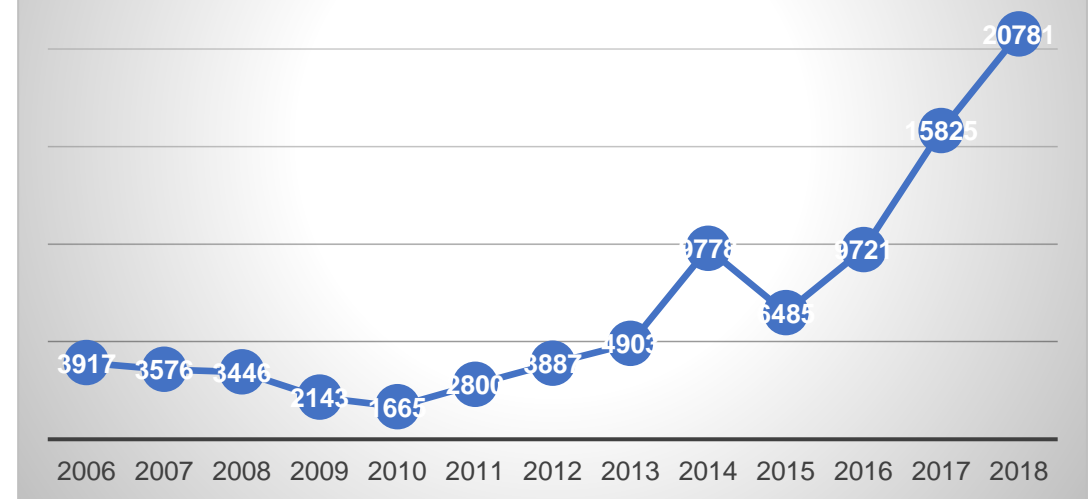
FUENTE: PLATAFORMA NACIONAL DE TRANSPARENCIA DE PEMEX LOGÍSTICA

■ Petrolíferos ■ LPG



Pérdidas de destilados (MB/D)

Fuente: Plataforma Nacional de Transparencia de Pemex Logística



Algunos hechos sobresalientes del balance energético nacional ante la transición energética hacia 2050

- Todos los problemas mencionados han incidido en que Pemex tenga malos resultados financieros, incluyendo desde luego al déficit de la balanza comercial petrolera y a los pagos del servicio de la deuda y a los pagos de los impuestos a la Federación, la pérdida reconocida en los estados consolidados de situación financiera para el ejercicio de 2021, fue de una pérdida **de \$ 294,532 millones de pesos**. (Ver anexo 8).

Visión de la transformación industrial de los hidrocarburos en el futuro cercano

El que se propone tener en la transformación industrial de los hidrocarburos en México, en **donde se depende en más del 90% de los combustibles fósiles y su sustitución parcial por energía limpias, para el suministro de energía en los próximos años, incluye los siguientes conceptos:**

1. **Se debe hacer un uso eficiente, rentable y sustentable de nuestros recursos que deben usarse como palanca de desarrollo de nuestra economía.**
2. **El cumplimiento con los compromisos ambientales y financieros que se han suscrito debe ser prioritario.**
3. **El estado debe ser el responsable de la planeación estratégica la cual debe hacerse con toda la rigurosidad técnica posible ante la escasez de recursos,** pero también se debe garantizar la participación de los órganos reguladores independientes.
4. Ante la magnitud de la tarea, **se debe incrementar y fomentar la participación del sector privado.**
5. **Se debe de garantizar una transición energética hacia un futuro sustentable.**

Reducción de accidentes, robo de productos y de materiales.

Se recomienda, para reducir los accidentes, establecer una política de administración de riesgos en todas las instalaciones de Pemex, en donde se debe involucrar a todo el personal que labora en las actividades de operación, mantenimiento, ingeniería y administración, la participación del Sindicato de Trabajadores Petroleros, en las Comisiones Mixtas de Higiene y Seguridad que se deben de reunir cada dos meses es prioritaria, así como la participación del Instituto Mexicano del Petróleo.

La vigilancia de todas las instalaciones de Pemex debe ser reforzada, existen fuertes evidencias tanto de robo como de extracción de productos (Gas lp, gasolinas, turbosina, diésel y combustóleo).

Uso del coque como materia prima para la producción de gas de síntesis, energía eléctrica y vapor mediante el proceso de gasificación

El proceso de coquización del coque proporciona la flexibilidad de procesar crudos pesados, combustóleo, carbón y coque transformándolos en gas de síntesis que puede ser usado como gas combustible en la refinería o como materia prima para elaborar hidrógeno, gas combustible, amoníaco metanol, vapor y energía eléctrica disminuyendo la contaminación ambiental ya que puede recuperar el azufre y metales, de tal forma que este proceso puede ser fácilmente integrado a una refinería. Este proceso también produce grandes cantidades de energía eléctrica que puede exportarse.

Se cuenta actualmente con tres refinerías con proceso de coquización con una producción aproximada de 15,000 toneladas diarias. y en los próximos tres años se sumaran las de la refinería de Tula, Olmeca y Salina Cruz, con una producción de aproximadamente 16,000 toneladas diarias

Visión de la transformación industrial de los hidrocarburos en el futuro cercano

6. Es urgente que México pueda contar con un programa estratégico para la transición energética, con visión de largo plazo, debidamente consensuado con las principales fuerzas políticas del país y con amplio respaldo social, que le permita propiciar un desarrollo sostenido, sustentable e incluyente del país y cumplir con las metas de energías limpias y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que ha asumido, tanto en la legislación vigente como en sus compromisos internacionales.

Para lograr esta visión, se proponen las siguientes soluciones:

Descripción de las acciones y proyectos propuestos para potenciar la producción de transformación industrial de Pemex en el corto, mediano y largo plazo.

De acuerdo con el panorama descrito, se pueden destacar las siguientes soluciones principales para incrementar la producción de las instalaciones de petroquímica dependiente de la Dirección de Transformación Industrial de Pemex, que pueden ser resueltas en el corto, mediano y largo plazo:

- 1 Mejoramiento en la operación y en el mantenimiento de los Centros de Procesamiento de gas (Ver Anexo 9)
2. Incremento en la calidad y en la producción de crudo ligero (Ver Anexo 10)
3. Mejora en la calidad del gas amargo procesado
 - Incremento en la importación de gas natural
 - Incremento en la producción de gas natural
- 4 Incremento de la producción de gas por la explotación de yacimientos no convencionales (Ver Anexo 11)
5. Incremento en la producción de etano en 900 T/D (Ver Anexo 12)
- 6 Mejora en la operación y el mantenimiento en refinerías (Anexo 13)
 - Mejoramiento en la calidad del crudo procesado
 - Análisis de Administración de Riesgos y mejorar la seguridad, reducir el robo de combustibles en las instalaciones de Pemex.
- 7 Mejoramiento en la operación y el mantenimiento de los Complejos Petroquímicos, incluyendo los sistemas de medición. (Anexo14)
- 8 Proyecto de flexibilidad en la alimentación de las plantas de etileno, modernización e incremento de producción en plantas de derivados del etileno (Anexo15)
- 9 Transformación de las refinerías en refinerías petroquímicas (Anexo 16)

SOLUCIONES A CORTO PLAZO (1 a 2 AÑOS)

SOLUCIONES A MEDIANO PLAZO (3 A 4 AÑOS)

SOLUCIONES A LARGO PLAZO (MAS DE 5 AÑOS)

Descripción de las acciones y proyectos propuestos para potenciar la producción en transformación industrial de Pemex en el corto, mediano y largo plazo.

10 Terminar la construcción de la Refinería Olmeca y sus obras de infraestructura del SNR. (Anexo 19)

11 Terminar los proyectos de instalación de plantas coquizadoras En las Refinerías de Tula y de Salina Cruz.

12 Terminar los proyectos de producción de diésel UBA originales consideradas en las especificaciones originales.

14 Revisión de la capacidad de la red nacional del SNR, para poder recibir los petrolíferos importados y los de la Refinería Olmeca.

17 Rehabilitación del Complejo de Aromáticos en Cangrejera (Incluidas en el Anexo 17)..

18 Incorporación del proceso de gasificación del coque para la Producción de gas de síntesis, energía eléctrica y vapor.

SOLUCIONES A CORTO PLAZO (1 a 2 AÑOS)

SOLUCIONES A MEDIANO PLAZO (3 A 4 AÑOS)

SOLUCIONES A LARGO PLAZO (MAS DE 5 AÑOS)

Descripción de las acciones y proyectos propuestos para potenciar la producción en de transformación industrial de Pemex en el corto, mediano y largo plazo.

19 Transformación de las refinerías en refinerías petroquímicas, A medida que la demanda de petrolíferos comience a disminuir por el uso de vehículos eléctricos, cuando esto ocurra, las refinerías pueden convertirse en productoras de productos Petroquímicos. (Ver Anexo 18).

20 Usar de la reserva territorial en los Complejos Petroquímicos para la instalación de plantas de petroquímica secundaria y terciaria. (Anexo 19)

21 Uso del coque y del carbón mineral para producir gas de síntesis, amoniaco, metanol y energía eléctrica. (Anexo 19)

22 El uso del hidrógeno verde en la elaboración de la petroquímica sustentable.

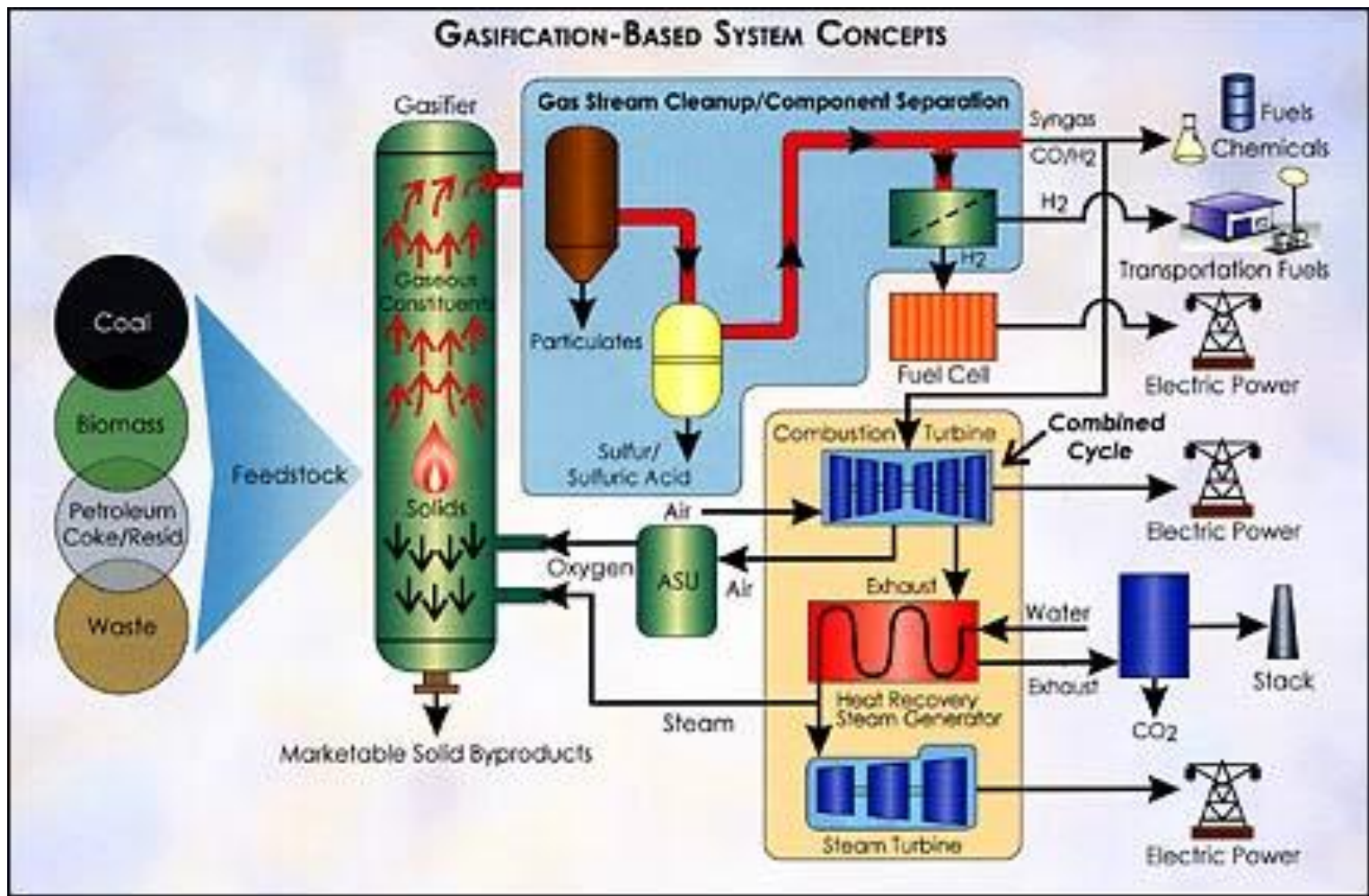
23 Impulso a la industria de reciclado de plásticos, fomentando la inversión necesaria para la instalación de nuevas plantas de reciclado.

SOLUCIONES A CORTO PLAZO (1 a 2 AÑOS)

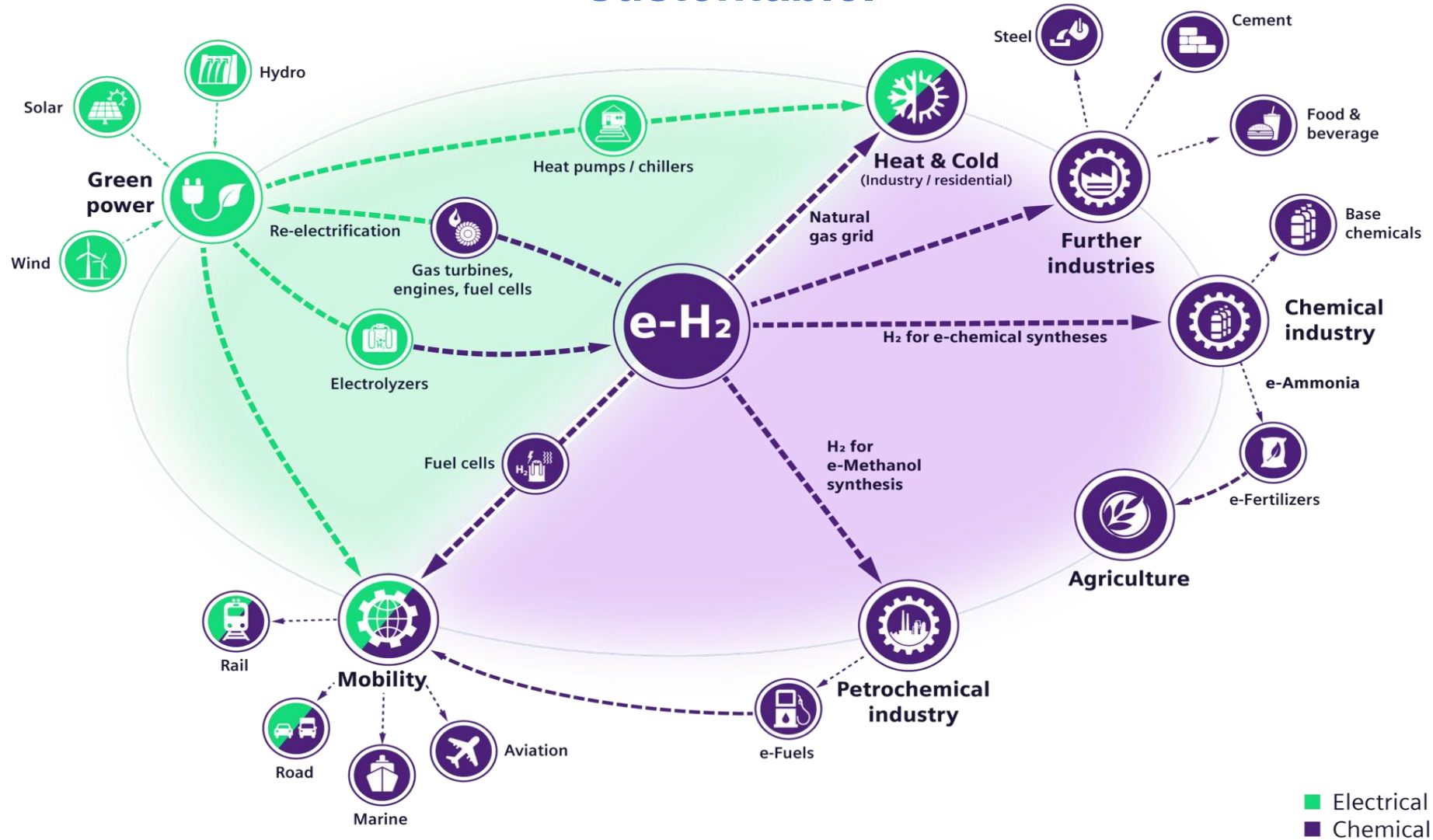
SOLUCIONES A MEDIANO PLAZO (3 A 4 AÑOS)

SOLUCIONES A LARGO PLAZO (MAS DE 5 AÑOS)

GASIFICATION-BASED SYSTEM CONCEPTS



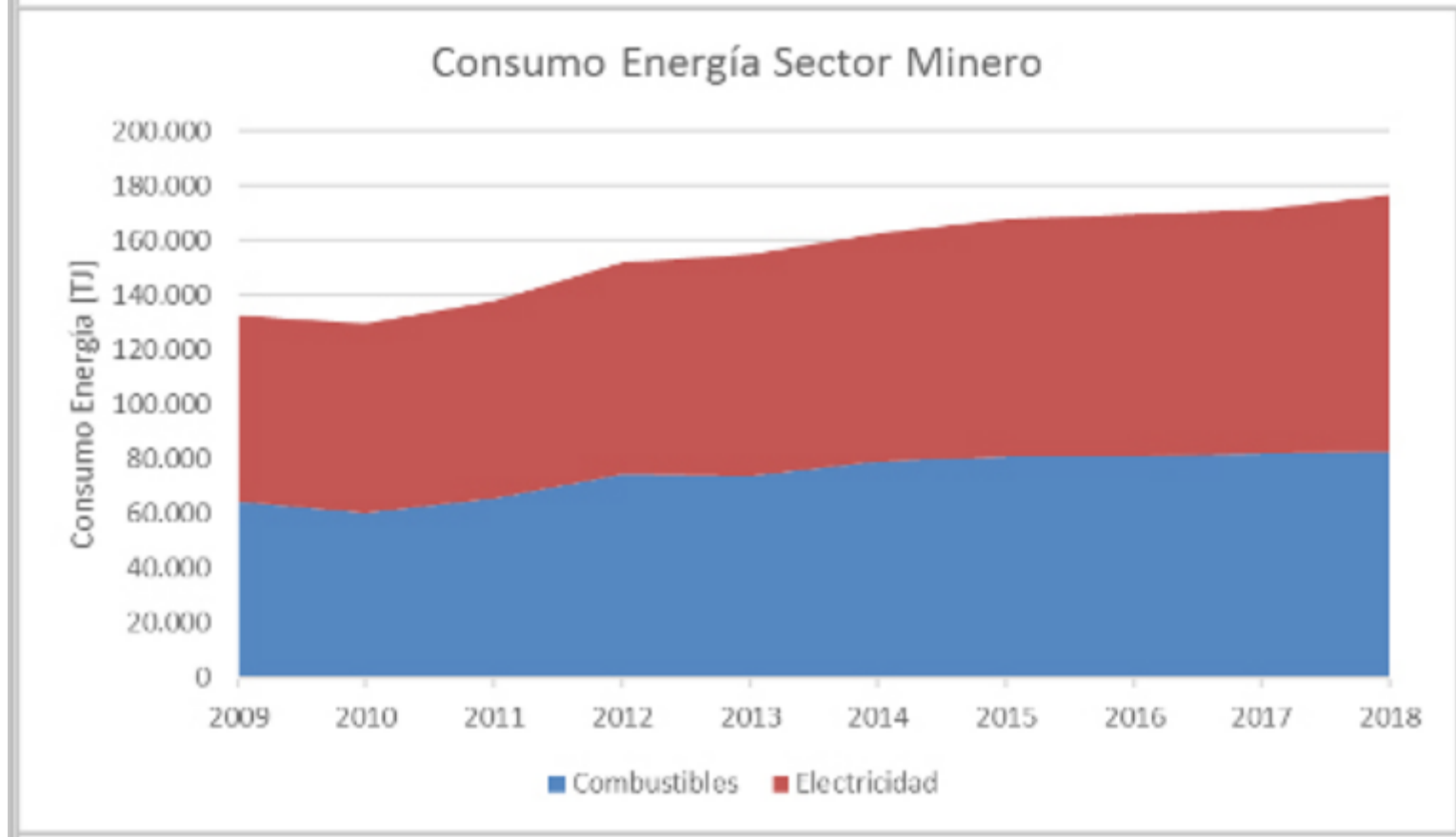
8.16 El uso del hidrógeno verde en la elaboración de la petroquímica sustentable.



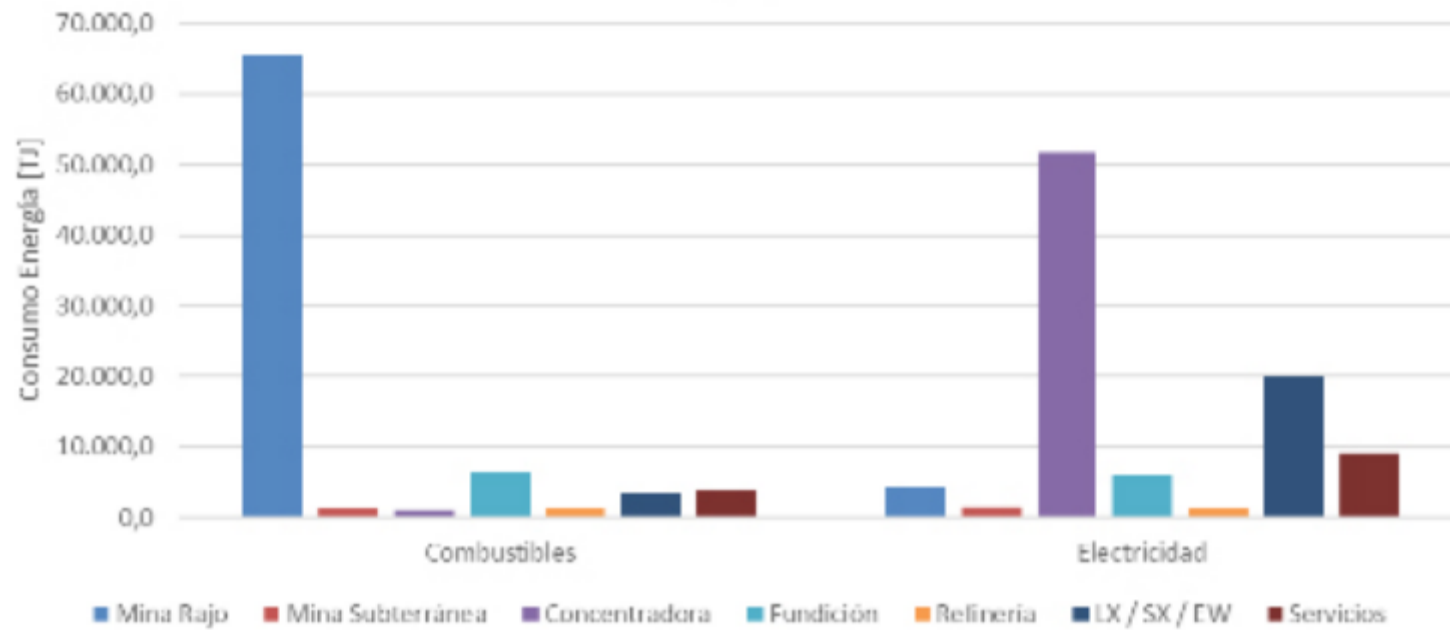
La reducción de emisiones y de costos en la industria minera mediante el procesamiento del hidrógeno.

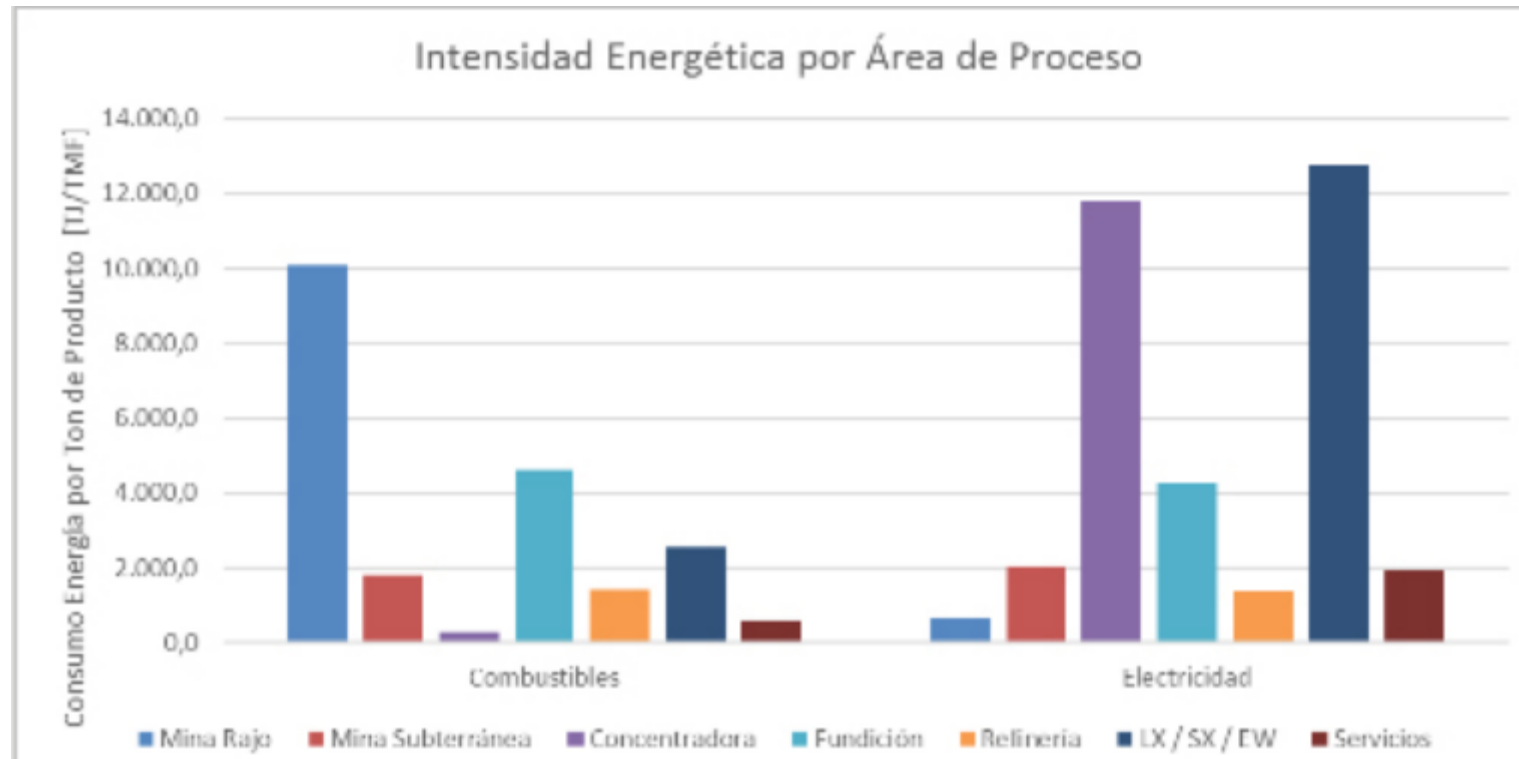
La industria minera se destaca por el movimiento de grandes cantidades de materiales que Requieren grandes equipos movidos por motores a base de diésel de alta potencia y baja Velocidad de torque lo que ocasiona:

- Altos consumo de este petrolífero y grandes emisiones de dióxido de carbono.
- Los costos de este energético pueden representar hasta el 32% del costo total de energía
- El hidrógeno es considerado la mejor alternativa para aditivar el diésel, ya que mejora el desempeño energético, reduce las emisiones de dióxido de carbono, incrementa la eficiencia del motor e incrementa las utilidades de la compañía
- Adicionalmente el hidrógeno puede usarse para producir minerales verdes como el acero, lo cual permite integrar verticalmente la producción de este elemento, para proporcionar ventajas competitivas.



Consumo Energía por Procesos





El pantone del hidrógeno

Tipos según la tecnología empleada en su producción

Autor:

Álvaro Merino (2022)

*El hidrógeno amarillo también puede referirse a aquel que es generado con fuentes mixtas

	NEGRO	MARRÓN	GRIS	AZUL	TURQUESA	ROSA	VERDE	AMARILLO	BLANCO
 Fuente de energía	Carbón bituminoso	Lignito	Hidrocarb. (gas natural principalmente)	Hidrocarb. (gas natural)	Hidrocarb. (gas natural)	Energía nuclear	Renovables	Energía solar*	Presente de por sí en la naturaleza
 Proceso más usado	Gasificación de carbón	Gasificación de carbón	Extracción con vapor (reformado)	Extracción con vapor	Pirólisis (descomposición mediante calor)	Electrólisis (separación mediante electricidad)	Electrólisis	Electrólisis	En exploración
 Emisiones asociadas	Muy altas	Muy altas	Altas	Medias (incluye sistemas de captura de carbono)	Bajas (carbono sólido, sin CO ₂)	Bajas	Bajas o nulas	Bajas o nulas	Nulas

Tipos que emplean combustibles fósiles

El hidrógeno gris y azul son los más producidos en la actualidad

El hidrógeno rosa, verde y amarillo son los más eficientes y factibles de desarrollar a medio plazo

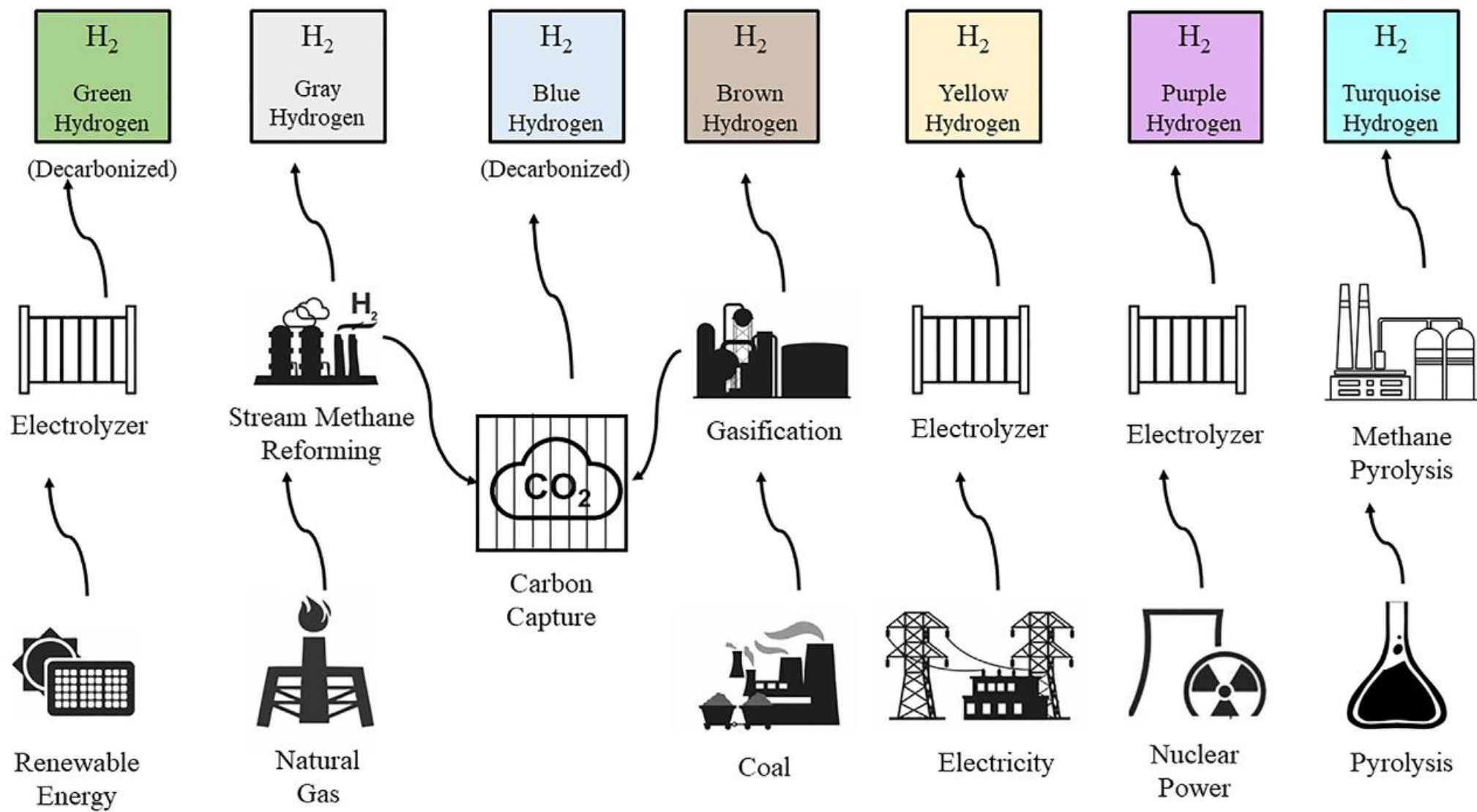
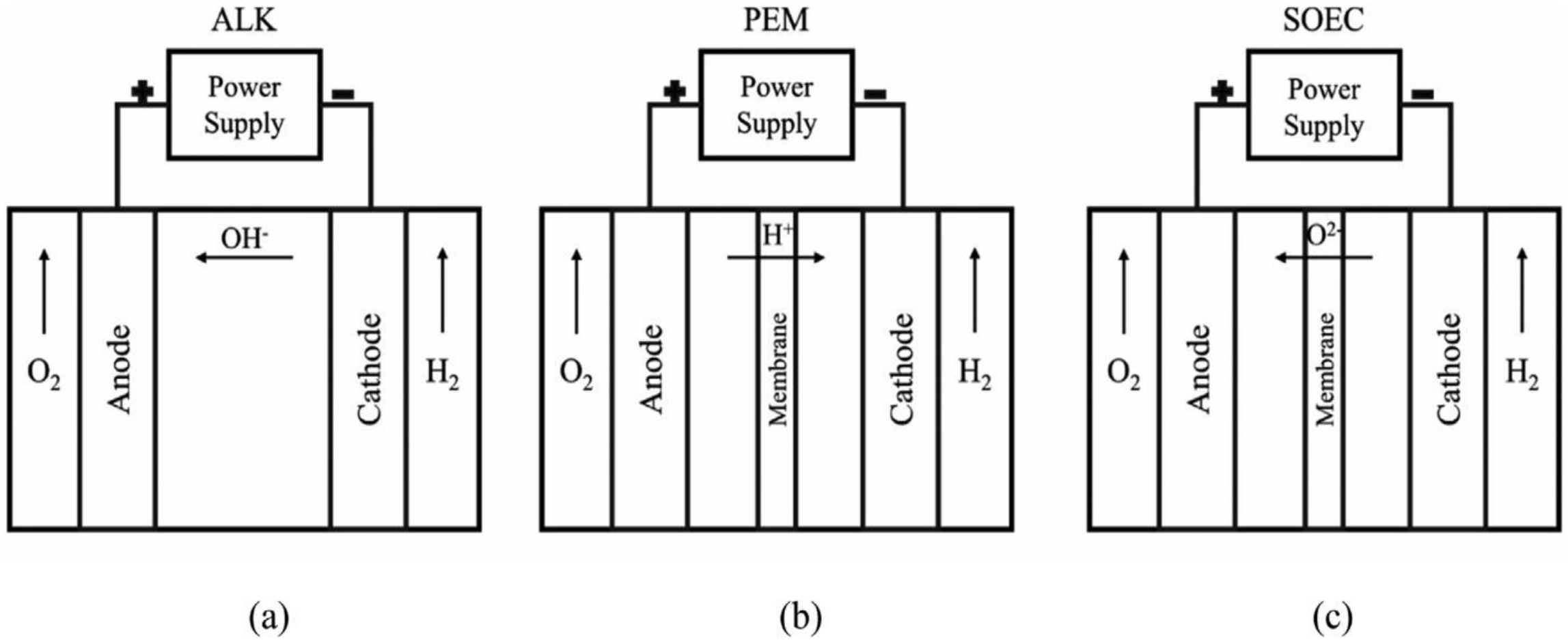


Fig. 6. Hydrogen Production Methods (Own authorship).

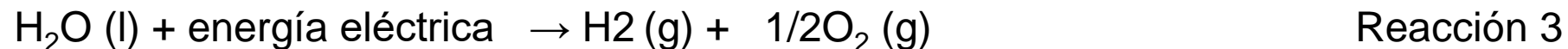
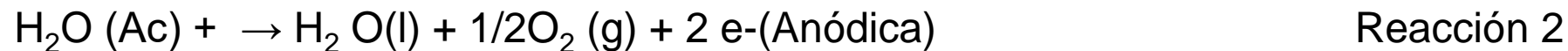


Los métodos de electrólisis de fabricación de hidrógeno verde:

Los métodos de producción de hidrógeno verde para la electrólisis del agua son:

Los electrolizadores alcalinos, que están compuestos de electrodos y electrolitos.

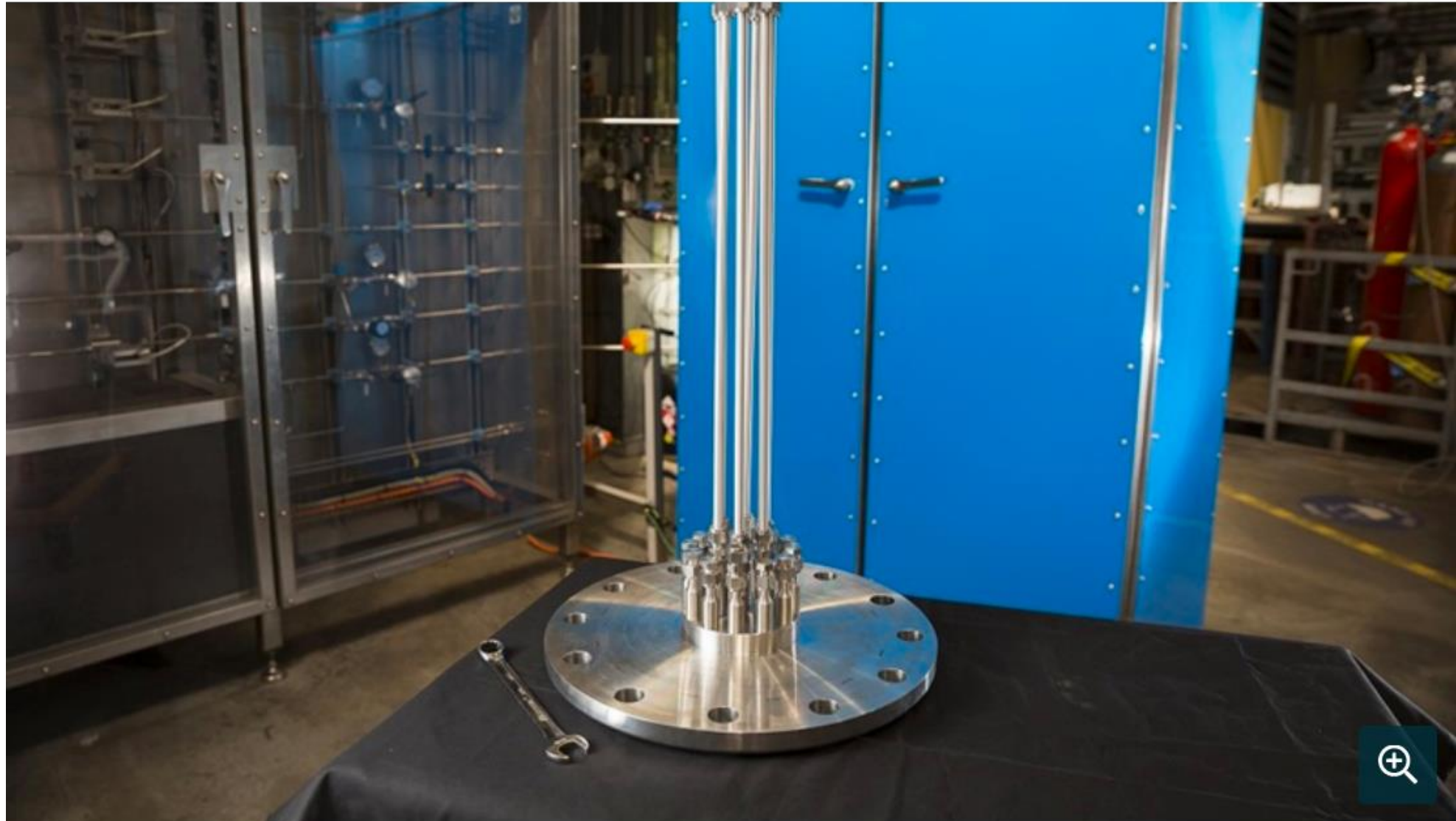
Los electrodos pueden estar hechos de acero inoxidable, iridio o platino. Los electrolitos líquidos tienen una buena conductividad cuando se aplica la corriente eléctrica los iones de hidrógeno contenidos en el agua (Reacción 1), son atraídos hacia el cátodo produciéndose el hidrógeno. Para mantener el balance en el electrolizador, los iones hidróxido producidos en la reacción catódica, fluyen hacia la superficie del ánodo para regresar los electrones y producir oxígeno, (Reacción 2), la Reacción 3 representa la reacción total de electrólisis.



Los métodos de electrólisis de fabricación de hidrógeno verde:

El electrolizador de membrana polimérica (PEM), es una opción que proporciona un sistema compacto, de alta presión, baja temperatura de operación y de fácil escalamiento, la membrana es porosa, que facilita el flujo del electrolito, y de los gases, este tipo de electrolizador aún se encuentra en la fase avanzada de desarrollo.

El electrolizador de estado sólido (SOEC) está compuesto de un electrolito densamente iónico y dos Electrodo porosos, cuando el potencial eléctrico se aplica, las moléculas de agua se disocian para formar el hidrogeno, que se difunde hacia la superficie y es colectado en el cátodo. Los iones de oxígeno son transportados a través del electrolito al ánodo donde es colectado. Este tipo de electrolizador también está en fase de desarrollo y aún no esta comercializado, pero ofrece una eficiencia energética del 100%.



CSIRO's metal membrane technology converts ammonia to high-purity hydrogen at the point of use, enabling the safe and low-cost transport of hydrogen as fuel in the form of ammonia (NH₃). © John Nguyen Photography 2016

Conclusiones:

- El alcanzar la visión de una nueva industria de transformación industrial, más eficiente, más rentable y mas sustentable de nuestros recursos que deben usarse como palanca de desarrollo de nuestra economía, es factible de realizarse. El cumplimiento con los compromisos ambientales y financieros que se han suscrito debe ser prioritario.
- **El estado debe ser el responsable de la planeación estratégica del sector, la cual debe hacerse con toda la rigurosidad técnica y económica posible, ante la escasez de recursos que afronta Pemex.**
- Se debe de garantizar una transición energética hacia un futuro sustentable; hay que modificar el Artículo 27 Constitucional para agregar que las actividades de producción de hidrocarburos se lleven a cabo **con criterios de seguridad nacional y sustentabilidad.**
- Reducir la transferencia al Fondo Mexicano del Petróleo a la Tesorería de la Federación, ya que menciona un monto equivalente al 4.7% del PIB, lo cual parece exagerado y le resta recursos a Pemex.
- En este trabajo se proponen acciones y proyectos concretos, para fortalecerla la industria de transformación industrial **mediante el trabajo en conjunto del sector público y el privado, dada la magnitud de la tarea y la falta de recursos económicos de PEMEX.**
- **Para realizar las propuestas es necesario contar con la voluntad política, para crear una nueva industria en donde se genere verdaderamente un valor agregado a los hidrocarburos, generando una producción adicional de petróleo y de gas natural.**

Conclusiones:

- **En refinación es necesario alimentar una mezcla de crudo similar al diseño de las refinerías y dentro de las especificaciones de agua y sal, en las refinerías hay que modernizar las instalaciones, dotarlas de la instrumentación de medición adecuadas y terminar las nuevas unidades iniciadas durante esta administración.**
- **En la Refinería Olmeca, hay que terminar su construcción, incluyendo todas las obras de infraestructura, y las pruebas de funcionamiento, incorporando a los diferentes licenciadores de proceso para certificar que la construcción es adecuada y se cumplirán los rendimientos estipulados en la ingeniería básica.**
- **La gran dependencia del gas natural importado, hace necesario plantear en cuanto a la explotación de los yacimientos no convencionales de hidrocarburos, lo que puede detonar un crecimiento adicional de la petroquímica.**
- **Ante la falta de etano, es conveniente flexibilizar las cargas a las plantas de etileno, como el craqueo de una mezcla de etano, propano y naftas, lo cual puede producir productos como los aromáticos, propileno, butenos y butadieno, con estos productos se puede volver a producir productos petroquímicos aromáticos.**
- **La disponibilidad de terrenos disponibles en los Complejos Petroquímicos deberá de aprovecharse para hacer nuevas instalaciones de petroquímica secundaria en conjunto con la iniciativa privada**

Conclusiones:

- Se propone en el futuro la creación de refinerías petroquímicas, para incrementar la producción de petroquímicos, cuando disminuya la demanda de petrolíferos.
- La industria minera debe estudiar el proceso de gasificación de carbón y de coque, para generar energía eléctrica, gas de síntesis, amoniaco y metanol, a largo plazo, se propone adicionalmente, la elaboración de hidrógeno verde, que puede usarse como aditivo para incrementar la eficiencia de combustión del diesel para los transportes pesados usados en minería, como materia prima para la producción de petroquímicos, el amoniaco y el metanol pueden usarse también para transportar energía y el metanol para la elaboración de petroquímicos, y como aditivo para la gasolina.
- El reciclado de plásticos es una tarea muy importante que deberá impulsarse inmediatamente.
- **Se hace necesario, el efectuar acciones de administración de riesgos en todas las actividades de Pemex, el trabajo en conjunto con el Instituto Mexicano del Petróleo y con el Sindicato de Trabajadores Petroleros, reanudando las reuniones en las Comisiones Mixtas de Higiene y Seguridad es prioritario.**
- **La vigilancia sobre las instalaciones de Pemex, los ductos y las Terminales de Almacenamiento debe de fortalecerse.**

Deckar Israel Hernández, ejemplo del sacrificio y disposición de los trabajadores de Pemex, que son verdaderos héroes, cerrando las válvulas en condiciones adversas, subsanando las carencias de implementos, durante el incendio de la Refinería de Minatitlán el 8 de abril de 2021.



**Muchas
Gracias**

ING. ALEJANDRO VILLALOBOS HIRIART



Correo electrónico:
avillaloboshiri@gmail.com

ING. QUIMICO UNAM, 1970, MAESTRO EN ECONOMIA ITESM, 1987

55 AÑOS DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

INICIO SUS ACTIVIDADES EN 1968, COMO INGENIERO INSTRUMENTISTA, EN LA GERENCIA DE PETROQUIMICA DE PEMEX EN 1968.

PARTICIPO EN LA PUESTA EN MARCHA DE LAS PLANTAS DE AMONIACO 2, EN COSOLEACAQUE (1968-1969), AMONIACO CAMARGO (1969), METANOL 1 SAN MARTIN TEXMELICAN (1970), ACRILONITRILLO COSOLEACAQUE (1971), ETILENO 2, PAJARITOS. DISTINCION AL VALOR Y A LA RESPONSABILIDAD, OTORGADA POR EL DIRECTOR DE PEMEX POR SINIESTRO EN PLANTA DE ACRILONITRILLO EN EL COMPLEJO PETROQUIMICO COSOLEACAQUE (1971).

JEFE DE ARRANQUE Y JEFE DE LA PLANTA DE MONOMERO DE CLORURO DE VINILO 2 EN PAJARITOS (1993-1994).

INGENIERO RESIDENTE EN LOS ESTADOS UNIDOS EN LOS PROYECTOS DE INGENIERIA BASICA DE MONOMERO DE CLORURO DE VINILO 3 Y PERCLOROETILENO 2, EN EL COMPLEJO PETROQUIMICO DE PAJARITOS (1994-1996).

INGENIERO RESIDENTE EN PROYECTOS DE DISEÑO DE INGENIERÍA DE DETALLE DE LAS PLANTAS DE PLANTAS DE MONÓMERO DE CLORURO DE VINILO 3, PERCLOROETILENO 2, PURIFICACIÓN DE GAS AMARGO, CD. PEMEX,, REHABILITACIÓN ELÉCTRICA DEL COMPLEJO DE PAJARITOS Y DEL RACK CANGREJERA A TERMINAL DE PAJARITOS.

EXFUNCIONARIO EJECUTIVO DE PEMEX, COMO SUBGERENTE DE INGENIERÍA DE PROCESOS DE REFINACIÓN, PROCESAMIENTO DE GAS Y PETROQUÍMICA. (1986-1992).

GERENTE DE NORMALIZACIÓN DE PROCESOS. ASESOR DEL CONSEJERO PROFESIONAL DE PEMEX ROGELIO GASCA

ENCARGADO DEL PROYECTO DE EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE TETRAETILO DE PLOMO EN LA COMPAÑÍA TEMSA (1980).

INICIO LOS ESFUERZOS EN PEMEX SOBRE EL AHORRO DE ENERGIA EN LO QUE HOY ES TRANSFORMACIÓN INDUSTRIA, REFINACIÓN, PROCESAMIENTO DE GAS Y PETROQUIMICA (1986 – 1993).

PARTICIPÓ EN LAS NEGOCIACIONES CON EL EXIMBANK JAPONES EN LAS NEGOCIACIONES DEL PROYECTO ECOLÓGICO EN REFINACIÓN.

RESPONSABLE DE LA CERTIFICACION EN CALIDAD DE LOS COMPLEJOS Y UNIDADES PETROQUIMICAS (1994).

EXFUNCIONARIO DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO OCUPANDO LOS CARGOS DE GERENTE DE PROYECTOS DE PROCESO Y ASISTENCIA TECNICA (1996-1998), GERENTE DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN (1999-2000), DIRECTOR EJECUTIVO DE CAPACITACIÓN (2000-2004) Y DIRECTOR EJECUTIVO DE INGENIERIA DE PROCESOS (2004-2005).

RESPONSABLE DE LA CERTIFICACIÓN DE CALIDAD DE LA LINEA DE NEGOCIO DE CAPACITACIÓN (2000) Y DE LAS LINEAS DE NEGOCIOS DE INGENIERÍA DE PROCESOS (2004).

ASISTIO A PEMEX COMO JEFE DE LA PUESTA EN MARCHA DE LA EXPANSION DE LA CAPACIDAD DE LA PLANTA DE MONOMERO DE CLORURO DE VINILO 3 EN PAJARITOS (2004).

ASISTIO A PEMEX DURANTE EL ARRANQUE DE LA PLANTA COMBINADA DE LA REFINERIA DE CD. MADERO Y A LA PLANTA HIDRODESULFURADO RA DE GASOLINA DE COQUE.

FUE EL RESPONSABLE DE LA ALIANZA ESTRATÉGICA ENTRE LA COMPAÑÍA EXXON Y EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.

EXPRESIDENTE NACIONAL DEL INSTITUTO MEXICANO DE INGENIEROS QUIMICOS (IMIQ) (2002).

PRESIDENTE DEL COMITÉ TÉCNICO DE PETROQUÍMICA, IMIQ. (2003 A LA FECHA).

MIEMBRO DEL CONSEJO CONSULTIVO DEL IMIQ. (2003 A LA FECHA)

ASESOR TÉCNICO DEL CONSEJERO PROFESIONAL DE PEMEX ROGELIO GASCA NERI, 2011-2012.

MIEMBRO DEL CENTRO DE ESTUDIOS ESTRATÉGICOS NACIONALES (CEEN) (2019 A LA FECHA).

MIEMBRO DEL OBSERVATORIO CIUDADANO DE ENERGÍA. (2021)

VICEPRESIDENTE RAMAS INDUSTRIALES, (FMPQ). (2015 A LA FECHA).

EXACADÉMICO DE LA FACULTAD DE QUÍMICA, UNAM (1991-2012).

ACADEMICO TITULAR DE LA ACADEMIA DE INGENIERIA. (2005 A LA FECHA).

ASESOR EN PROYECTOS DE PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS EN SENER INGENIERIA Y SISTEMAS (2007-2012).

ASESOR EN PROYECTOS DE PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS EN VARIAS EMPRESAS NACIONALES E INTERNACIONALES. (2006 A LA FECHA).

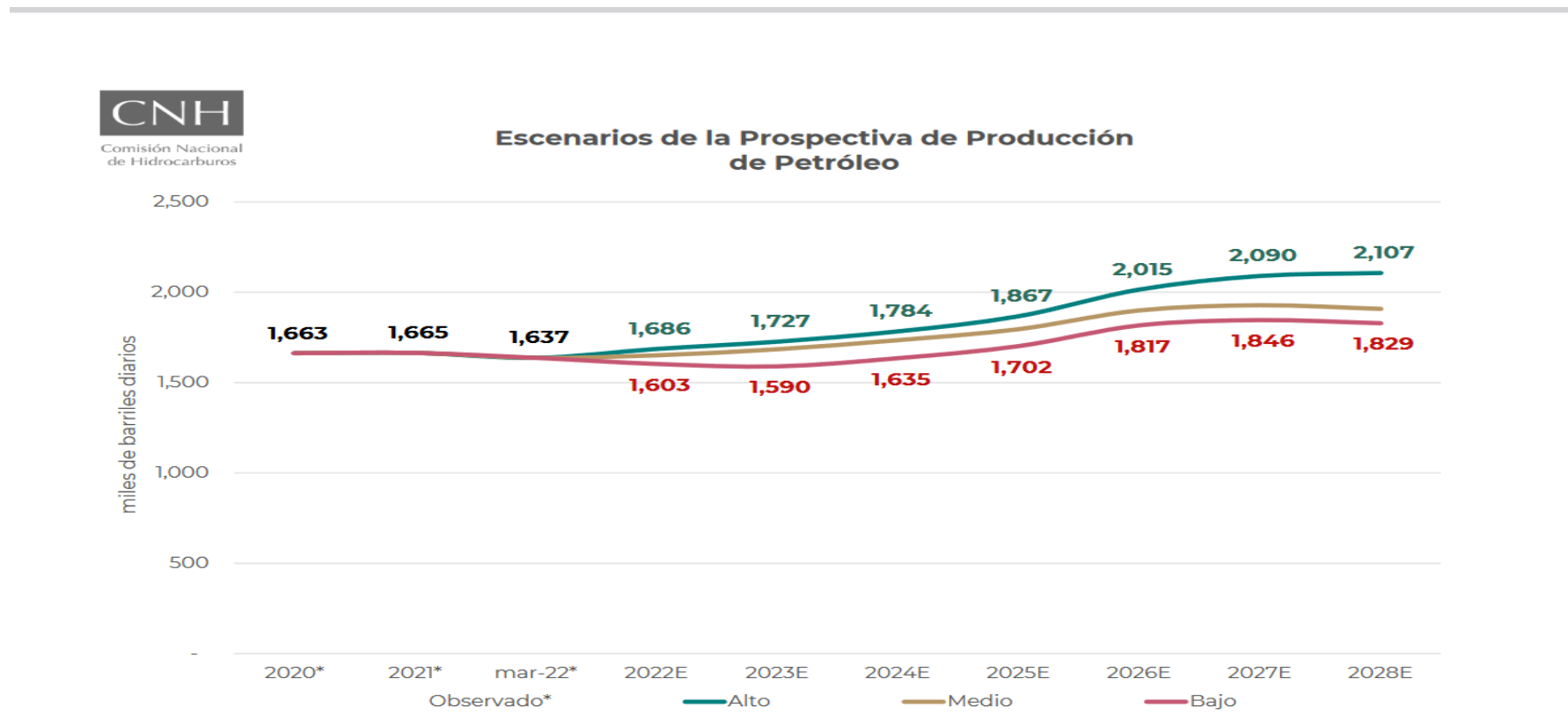
MAESTRO NACIONAL DE AJEDREZ, (1978 A LA FECHA).

ANEXO 1

La producción nacional de crudo y de gas natural

La producción de petróleo

El panorama que se tendrá, de acuerdo a los estudios de prospección de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se ilustran en la siguiente gráfica:



PRODUCCIÓN, CARACTERÍSTICAS Y RENDIMIENTOS DE DIFERENTES TIPOS DE CRUDO PRODUCIDOS Y COMPOSICIÓN DE LA MEZCLA RECONFIGURADA POR PEP, QUE SE ALIMENTA A STI, MILES DE BARRILES DIARIOS

	Extraligero	Ligero	KuMaloobZ	Mezcla Crudos
Producción MBD	165	492	1066	1723
% Vol.	9.58	28.55	61.87	100.00
° API	38	31.9	12.2	20.30
SPGR	0.8348	0.866	0.9847	0.94
% Azufre	0.98	1.867	5.058	3.76
% Asfaltenos	1.06	4.6	21.21	14.54
C Ramsboton % peso	1.82	6.31	15.6	11.63
Niquel PPM	0.77	18.8	88.4	60.13
Vanadio PPM	4.96	102.2	412.1	284.62
LPG % vol.	1	0.54	0.54	0.58
GASOLINA % vol.	29	25.86	4.63	13.03
KEROSENO % vol.	7.5	5.09	6.46	6.17
GASOLEO ATM. % vol	25.5	24.6	15.13	18.83
GASOLEO VAC. % vol.	25.1	23.54	22.95	23.32

Se iluminan en amarillo a los parámetros fuera del diseño original de las refinerías de STI, nótese el incremento en los metales, específicamente en el vanadio

Reservas de Hidrocarburos



Categorías:

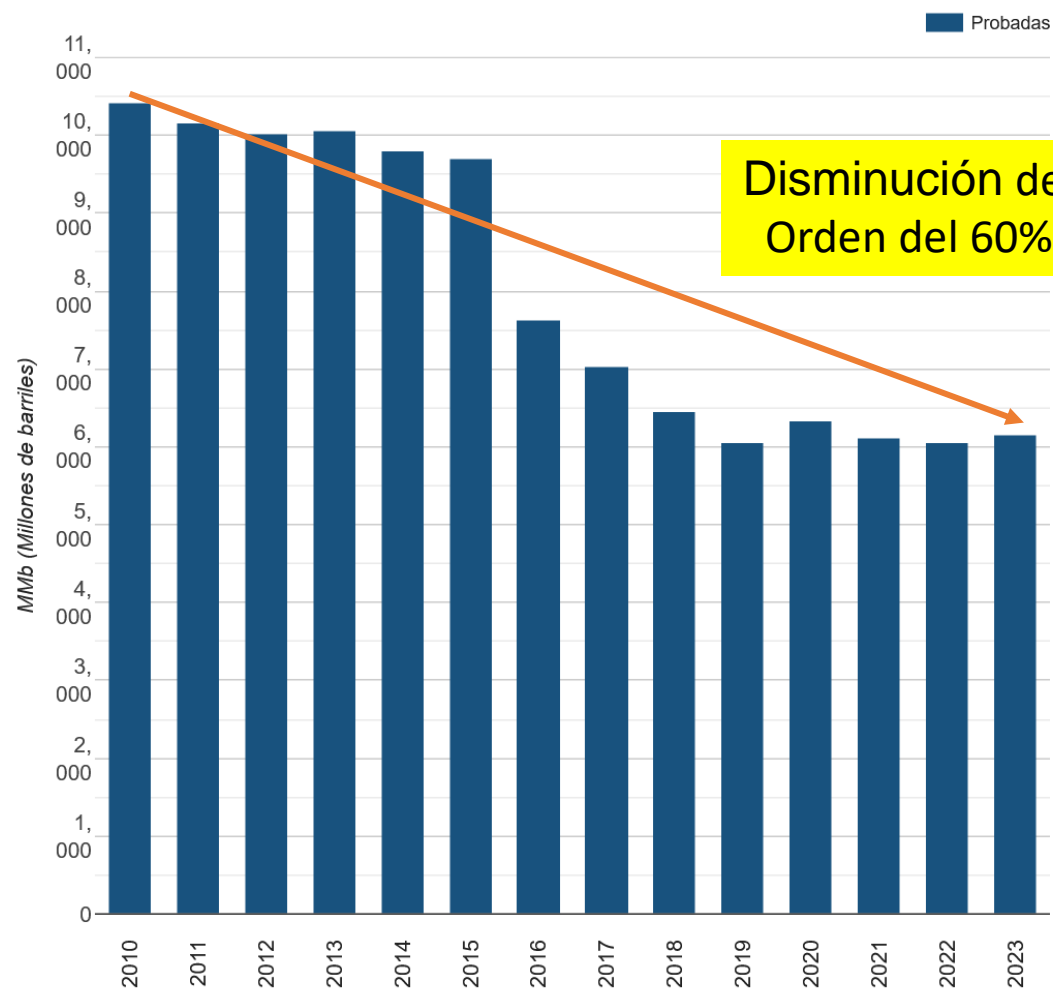
- 1P (Probadas)
- 2P (Probadas + Probables)
- 3P (Probadas + Probables + Posibles)

Hidrocarburo:

- Gas
- Petróleo
- Petróleo Crudo Equivalente

Ubicación:

- Todos los Campos
- Terrestres
- Aguas Someras
- Aguas Profundas



Las reservas probadas 1P de crudo, de 6.1 mil millones de barriles por día equivalen a 10 años de producción al ritmo actual.

ANEXO 2

La calidad del crudo alimentado a refinerías y su efecto en la producción de petrolíferos

Los problemas observados

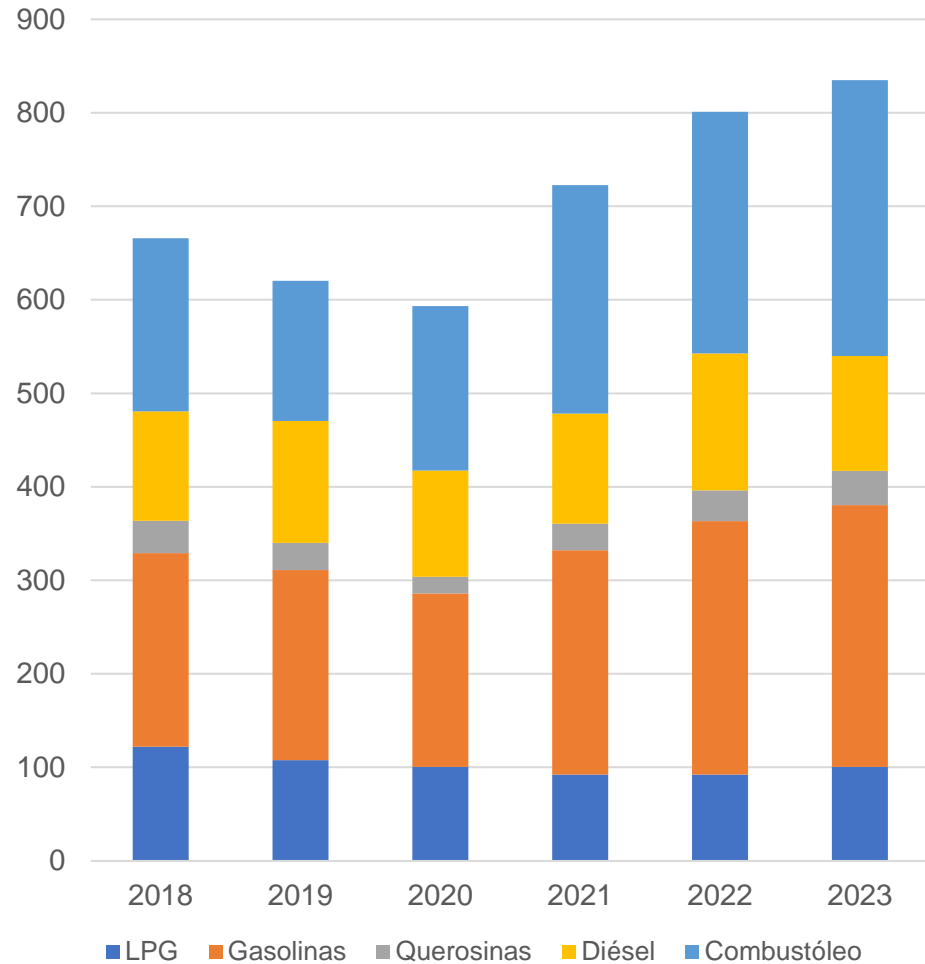
La calidad del crudo es muy diferente al considerado en el diseño de las refinerías

Desde el inicio de la producción de crudo en México, hace más de 120 años, la calidad del crudo producido ha sido cada más pesado al transcurrir del tiempo, con un mayor contenido de azufre, asfaltenos y metales; **actualmente la composición actual es muy diferente a la que se consideró en el diseño original de las refinerías que se encuentran operando, los problemas que ocasiona han afectado a los rendimientos de operación, al producirse menos destilados y más combustóleo de bajo valor, y la gran cantidad de asfaltenos y metales afecta la operación por el ensuciamiento de los equipos de transferencia de calor, de separación y equipos mecánicos lo que se traducen en altos costos de mantenimiento que ocasionan pérdidas en la operación.**

También se observa que la cantidad de sal y de agua exceden las especificaciones, lo que denota una deficiente operación de deshidratado y de desalado.

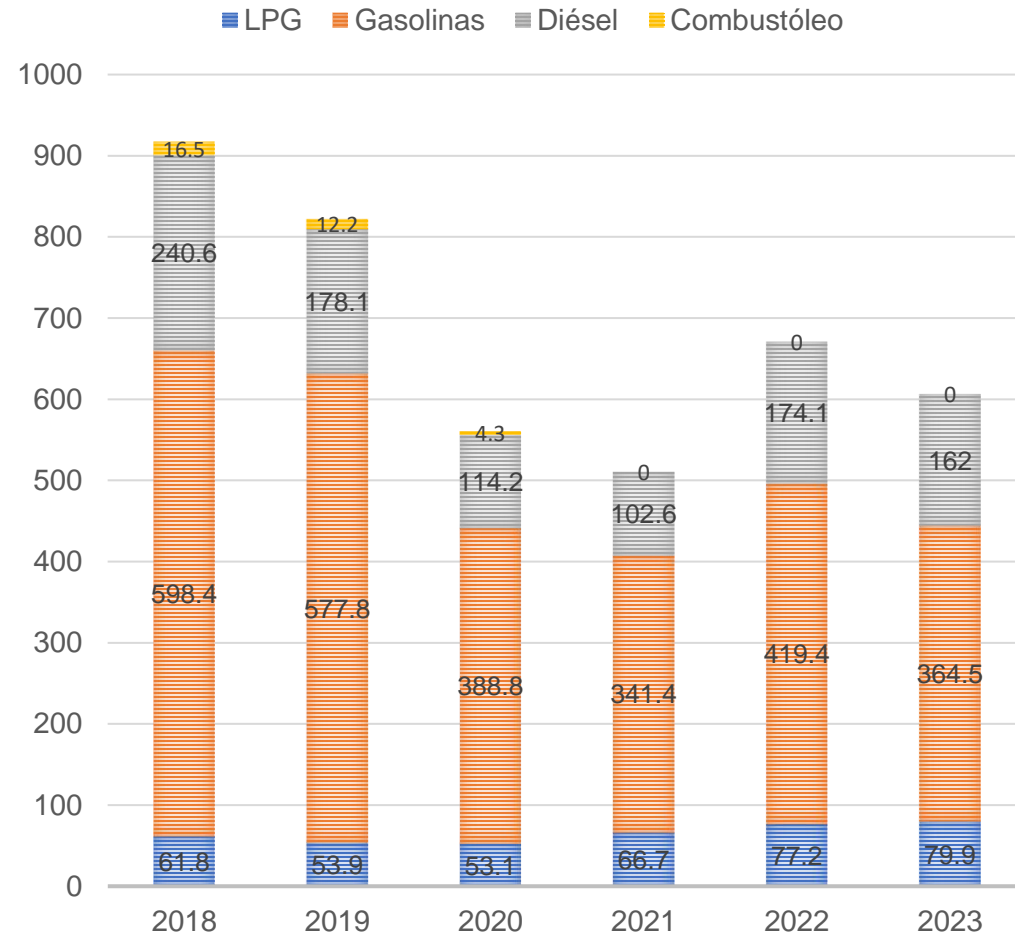
Producción de petrolíferos MB/D.

Fuente: Pemex



Importación de petrolíferos MB/D

Fuente: Pemex

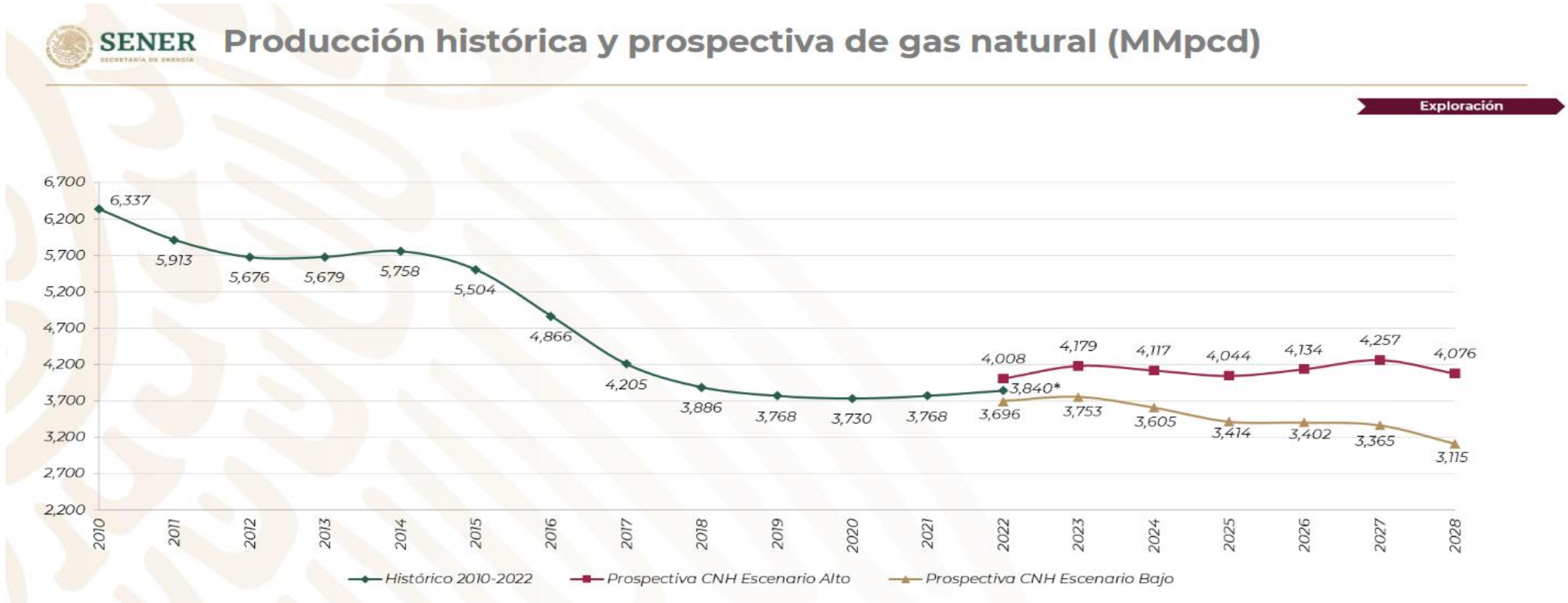


ANEXO 3

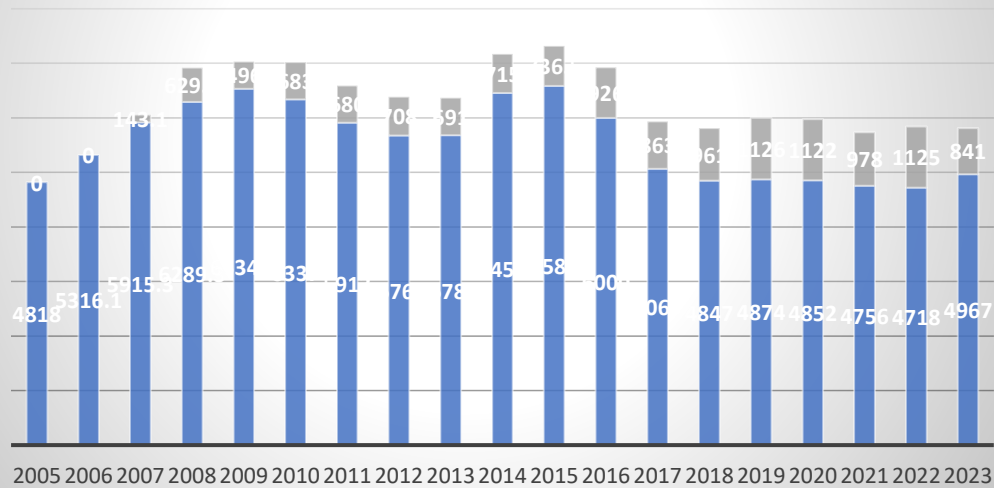
La producción de gas natural, la contaminación con nitrógeno

Incrementar la producción y la calidad del gas natural, disminuyendo la dependencia del exterior

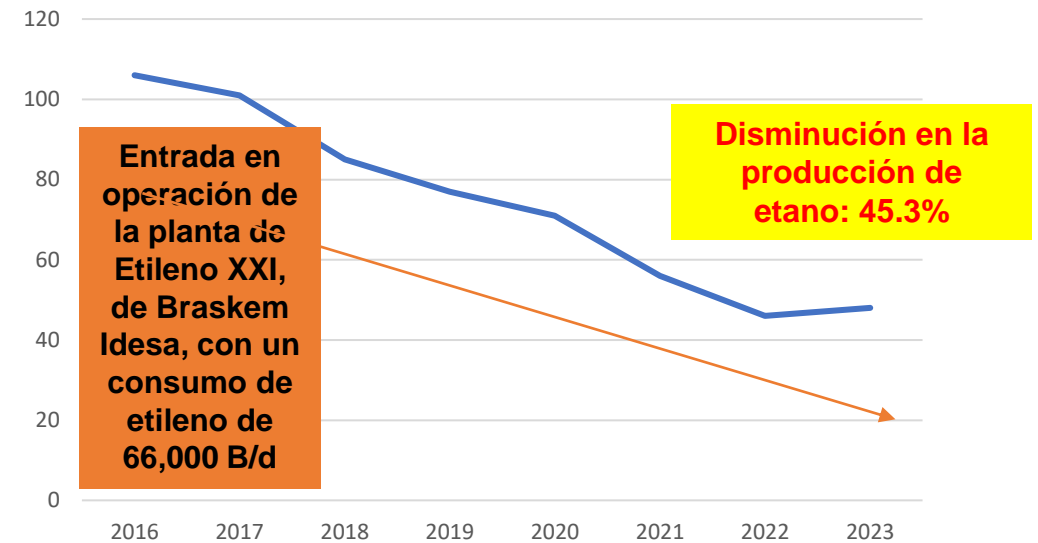
El panorama que se tendrá, de acuerdo a los estudios de prospección de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se ilustran en las siguiente gráfica:



PRODUCCIÓN DE GAS AMARGO Y CONTENIDO DE NITRÓGENO (% VOL.)
 Estadísticas e Indicadores Petroleros, PEMEX, Enero 2023



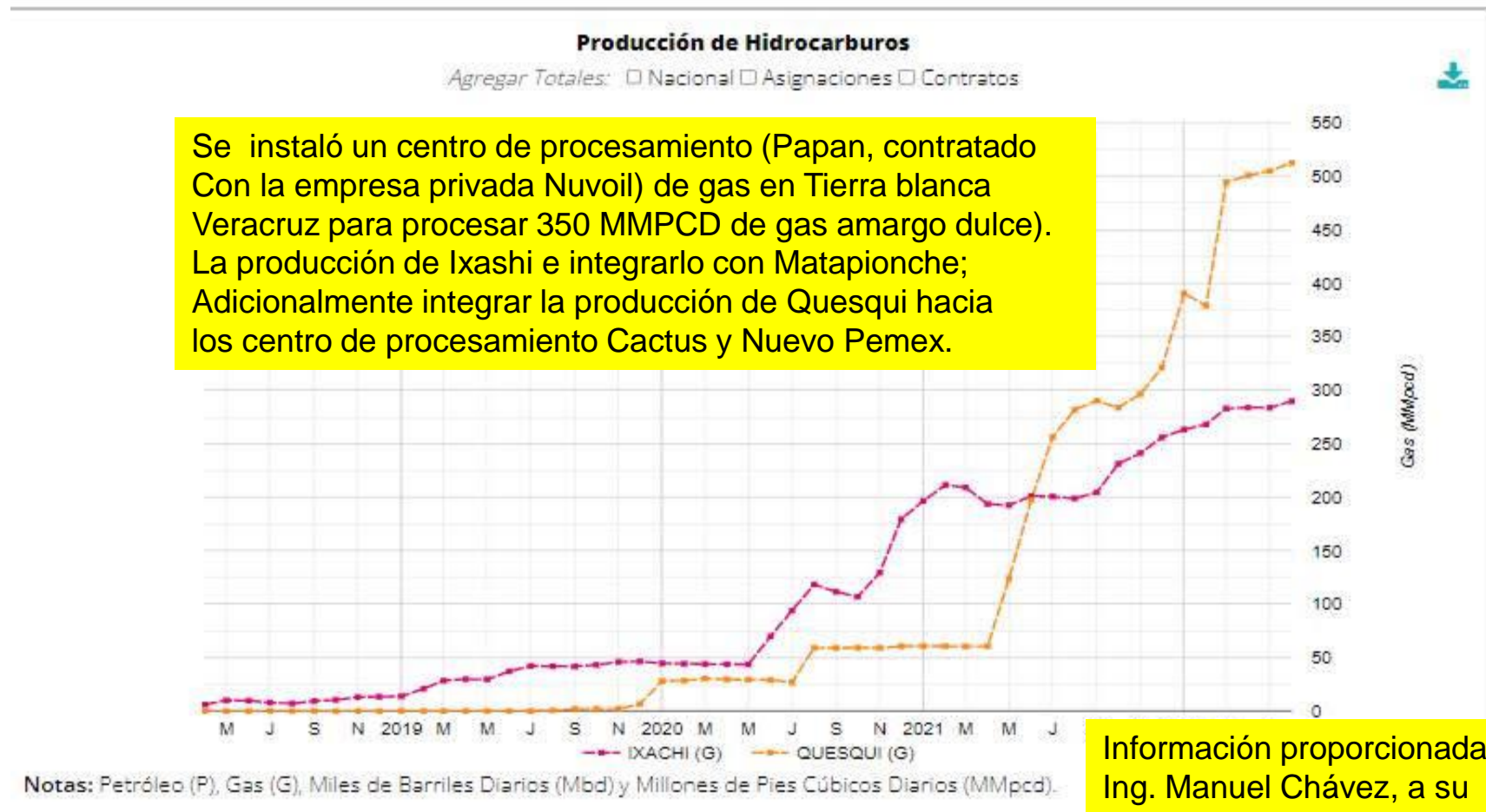
PRODUCCIÓN DE ETANO.
 Estadísticas e Indicadores Petroleros, PEMEX
 Enero 2023 (Miles de barriles diarios)



Con la merma en la producción, y la inyección de etano al gasoducto, las plantas de etileno de Cangrejera y Morelos y la planta de etileno de Braskem-IDESA no cuentan con suficiente materia prima, teniendo que importar. Braskem IDESA ha anunciado la construcción de un almacenamiento de etano, que importara desde Texas

7.2 Incrementar la producción y la calidad del gas natural disminuyendo la dependencia del exterior

La producción de gas natural de los campos de Ixashi y Quesqui



Información proporcionada por el Ing. Manuel Chávez, a su vez obtenida de PEMEX

ANEXO 4

La contaminación con nitrógeno y sus efectos en la quema a la atmósfera y en la producción de petroquímicos

Los problemas observados

Producción de gas natural escasa y contaminada con nitrógeno

La producción de gas natural en México ha ido declinando y se importa más del 80% del consumo nacional de gas seco, lo cual vulnera en gran medida la soberanía energética.

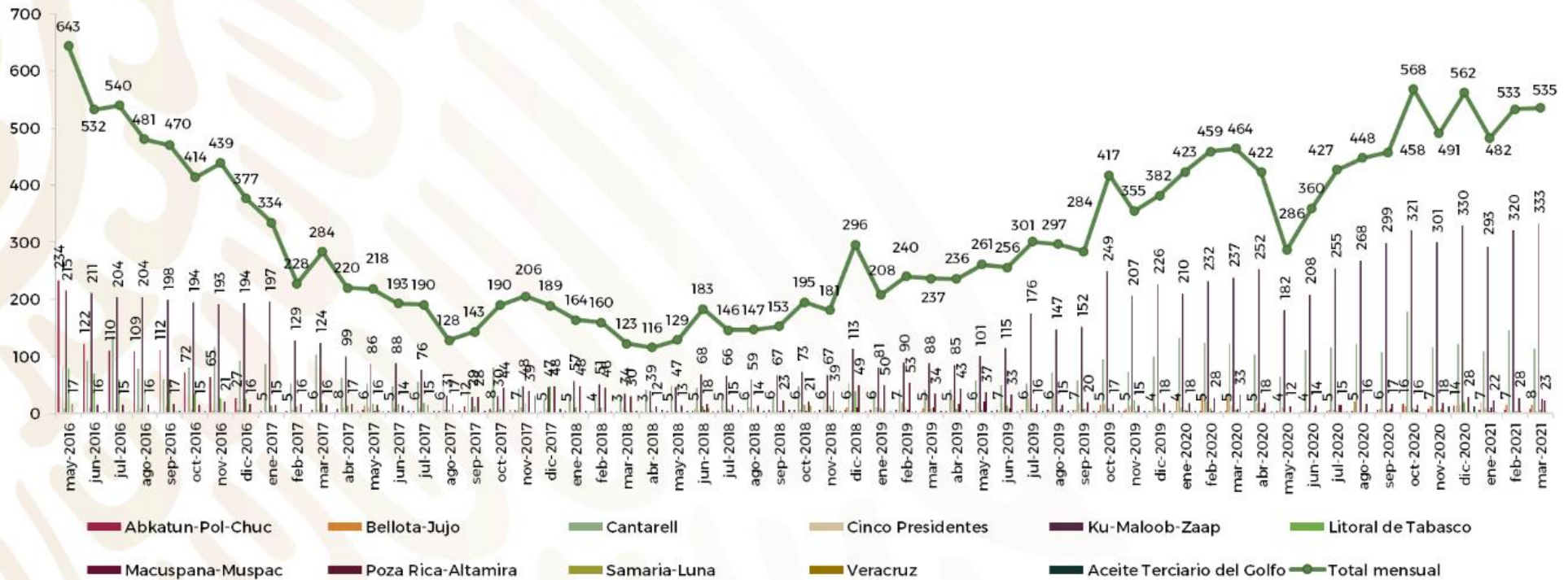
El gas natural producido está contaminado con nitrógeno, lo cual afecta su poder calorífico y hay que destinar etano para inyectar a los gasoductos para cumplir con la normatividad.

El alto contenido de nitrógeno también origina que se quemem grandes cantidades de gas natural, por afectaciones a los equipos de separación y de compresión tanto en instalaciones de producción primaria como en los centros de procesamiento de gas, que no lo consideraron en el diseño.

La declinación de la producción de gas natural ha disminuido la producción de etano, lo cual afecta directamente a la industria petroquímica de derivados del etileno.

Quema de gas natural durante 2016-2021

Quema de gas natural por activo (MMpcd)



Fuente: Sistema de Información Energética de la SENER.

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo de los valores y los activos que no se observan en la gráfica.

Venteos de gas en Abkatún Alfa



ANEXO 5

La declinación en la producción de productos petroquímicos

Los problemas observados

La producción de productos petroquímicos ha declinado

Los problemas en la producción de gas natural, etano y en la calidad del crudo alimentado a refinerías ha afectado a la producción de petroquímicos, incluyendo las de elaboración de fertilizantes.

La decisión del ejecutivo de fortalecer la refinación, durante esta administración, se ha traducido en un menor presupuesto para mantener e incrementar la producción de gas y modernizar el plantel productivo de procesamiento de gas y de petroquímica.

Hay que señalar nuevamente **la importancia de la industria petroquímica en la generación de valor agregado a los hidrocarburos, generando riqueza al país y creando empleos bien remunerados.**

Antecedentes históricos en México de la Industria petroquímica

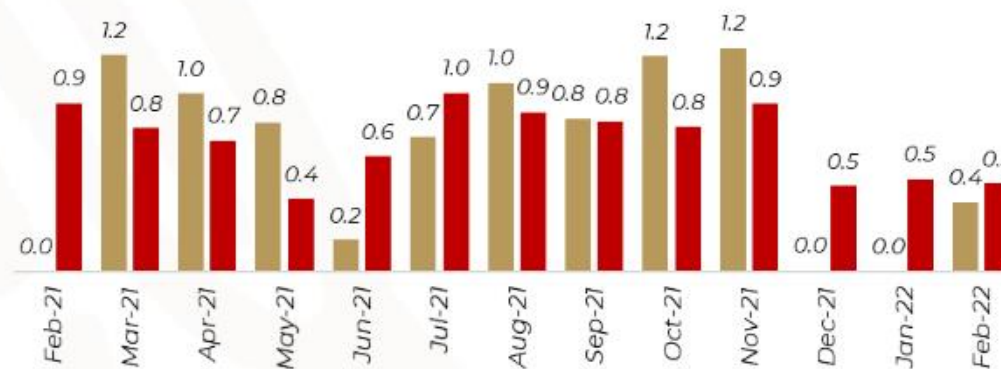
- La industria Petroquímica nacional nace en México con la planta de tetraetilo de plomo, en 1939, en el proyecto Confidencial 1, a cargo del Dr. Teófilo García Sancho, planta que consolida la expropiación petrolera. Teófilo García fue uno de los becarios que completaron sus estudio en Alemania, enviados por el Secretario de Educación Pública de entonces, José Vasconcelos.
- En 1951, se arranca en Cuautitlán la primera planta de amoniaco a cargo de Guanos y Fertilizantes de México.
- **El Presidente Adolfo Ruiz Cortines origina la iniciativa de la creación de la industria petroquímica, que consolida el Presidente Adolfo Lopez Mateos, en su administración, creando el marco legal de su operación y estableciendo los límites de Pemex y de las empresas de la iniciativa privada.**
- **Se establece el Marco Legal de la Industria Petroquímica y la Comisión Petroquímica Mexicana en donde se concilian la industria estatal y la privada.**
- PEMEX inicia la producción de azufre, en la Refinería de Poza Rica.
- En 1959 se inicia la industria de la Petroquímica en PEMEX con la primera planta de dodecibenceno, en la Refinería de Azcapotzalco.
- En 1964 inicia la operación de la Gerencia de Petroquímica.
- En las administraciones de los presidentes Díaz Ordaz, Echeverría y López Portillo se tienen las mayores inversiones en Pemex en el ramo de la petroquímica, disminuyendo sensiblemente en las siguientes 5 administraciones, incluyendo en la actual.
- El personal ocupado en las instalaciones de Pemex en el ramo de la petroquímica y procesamiento de gas es del orden de 11,500 personas entre sindicalizados y de confianza.

Complejo o Unidad Petroquímica/año en que inició operaciones	Inversión aproximada (MMUSD)
Reynosa/1966	150
Cosoleacaque/1966	4,000
Pajaritos/1967	3,500
Camargo/1968	100
Independencia/1969	1,200
Escolín/1971	1,500
Tula/1979	100
Cangrejera/1980	5,000
Morelos/1988	4,500
Total	20,050

2004-2022



2021-2022



Amoniaco

Etileno

(*) Datos disponibles hasta el febrero de 2022.

Fuente: Base de Datos Institucional de Petróleos Mexicanos (BDI).

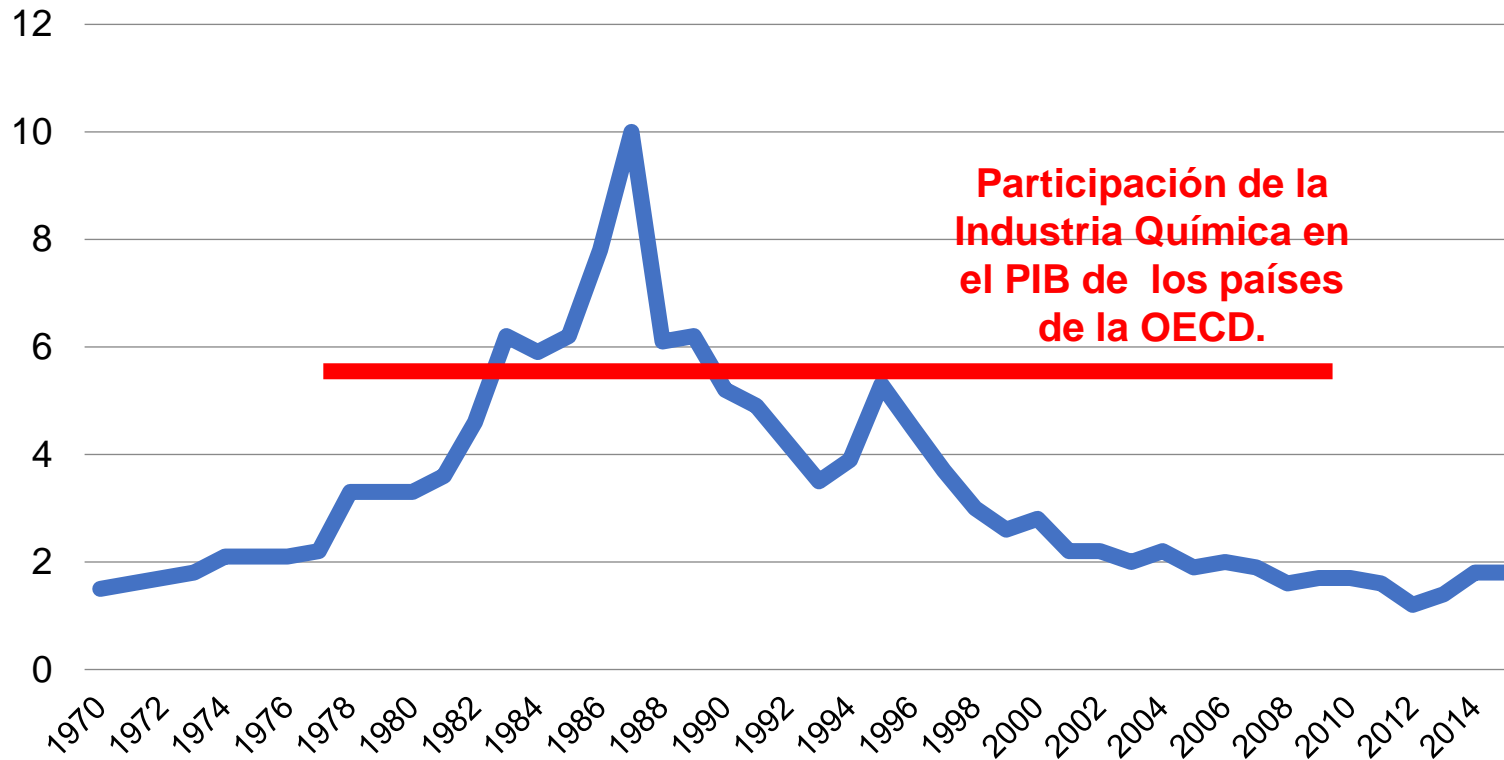
Período	EXPORTACIONES			IMPORTACIONES			SALDO
	Total	Productos Petroquímicos	Productos de origen petroquimico	Total	Productos petroquimicos	Productos de origen petroquimico	
2021	Total			Total			
Enero	444,476	85,682	358,794	1,670,665	701,703	968,962	- 1,226,189
Febrero	464,486	92,185	372,301	1,613,662	684,757	928,905	- 1,149,176
Marzo	527,364	113,487	413,877	2,075,539	861,513	1,214,026	- 1,548,175
Abril	508,782	120,786	387,998	1,078,699	950,051	128,648	- 569,917
Mayo	492,800	113,225	379,575	2,251,191	957,787	1,293,404	- 1,758,391
Junio	605,690	154,464	451,225	2,310,505	1,026,569	1,283,936	- 1,704,815
Julio	574,198	124,115	450,084	2,640,163	1,236,455	1,403,708	- 2,065,965
Agosto	618,593	119,598	498,990	2,480,099	1,135,140	1,344,959	- 1,861,506
Septiembre	621,068	156,951	464,100	2,457,328	1,112,643	1,344,685	- 1,836,260
Octubre	573,469	138,874	437,593	2,342,012	1,117,231	1,224,781	- 1,768,543
Noviembre	670,113	144,145	525,965	2,413,143	1,038,267	1,374,876	- 1,743,030
Diciembre	718,496	197,226	521,680	2,537,408	1,207,047	1,330,361	- 1,818,912
2022	6,819,535	1,560,738	5,262,182	25,870,414	12,029,163	13,841,251	- 19,050,879
Enero	600,241	171,342	428,899	2,398,857	1,015,795	1,383,062	- 1,798,616
Febrero	650,122	165,065	485,057	2,313,110	1,017,506	1,295,604	- 1,662,988
Marzo	761,389	159,767	601,620	2,933,631	1,252,170	1,681,461	- 2,172,242
Abril	724,696	201,012	523,677	2,936,419	1,314,063	1,622,356	- 2,211,723
Mayo	659,962	152,857	507,175	3,037,106	1,310,174	1,726,932	- 2,377,144
Junio	681,637	170,382	511,256	3,126,321	1,238,823	1,887,498	- 2,444,684
Julio	661,302	154,387	506,910	3,026,682	1,238,425	1,788,257	- 2,365,380
Agosto	650,123	93,974	556,149	2,760,309	1,120,465	1,639,844	- 2,110,186
Septiembre	556,787	71,410	485,376	2,580,913	993,377	1,587,536	- 2,024,126
Octubre	571,745	97,008	474,733	2,379,429	965,001	1,414,428	- 1,807,684
Noviembre	491,137	84,708	406,427	2,200,442	926,408	1,274,034	- 1,709,305
Diciembre	501,145	95,512	405,629	2,116,029	836,308	1,279,721	- 1,614,884
2023	7,510,286	1,617,424	10,749,461	31,809,248	13,228,515	18,580,733	- 24,298,962
Enero	495,339	90,862	404,472	2,187,962	789,969	1,397,993	- 1,692,623
Febrero	457,893	89,170	368,722	2,092,258	812,363	1,279,895	- 1,634,365
Marzo	504,299	108,509	395,789	2,635,823	928,975	1,706,848	- 2,131,524
	1,457,531	288,541	1,168,983	6,916,043	2,531,307	4,384,736	- 5,458,512

La balanza Comercial de Productos petroquímicos a finales de 2022 fue deficitaria en **\$ 24,298,962 MMUSD**
Fuente de información INEGI, SAT, SE, BANXICO

Desde 1964, la producción de productos petroquímicos tuvo un crecimiento sin precedentes, y después comenzó a disminuir

Participación de la Industria Química como % PIB en México

Fuente: ANIQ



ANEXO 6

La antigüedad de las instalaciones de transformación industrial en Pemex.

Capacidad de procesamiento de crudo, configuración y porcentaje de crudo maya procesado en las refinerías de PEMEX Refinación

(Capacidad total de procesamiento de crudo 1, 615,000 B/D)

	Nombre	Capacidad de procesamiento de crudo en B/d	Configuración	Año en que inicio operaciones (6)	% de crudo maya procesado
1	Lázaro Cárdenas	285,000	FCC + Coquer	1956	75
2	Antonio Dovalí Jaime	330,000	FCC	1979	32
3	Miguel Hidalgo	315,000	FCC	1976	32
4	Héctor Lara Sosa	275,000	FCC + Coquer	1979	55
5	Antonio M. Amor	220,000	FCC	1950	16
6	Francisco I. Madero	190,000	FCC + Coquer	1960	83

Antigüedad, estado y capacidad de las Plantas de PEMEX de procesamiento de Gas

		Número de plantas	Año en que inicio operaciones
1	Cactus	22	1974-1980
2	Cangrejera*	3	1981-2010
3	Cd. Pemex	9	1958-1983
4	La Venta	1	1967-1973
5	Matapionche	5	1981-1989
6	Morelos*	1	1990
7	Nuevo Pemex	13	1985-1986
8	Pajaritos*	1	1972
9	Arenque	3	2003
10	Burgos	4	2008
11	Reynosa*	2	1955
12	Poza Rica	4	1951-1978

Antigüedad, estado y capacidad de las Plantas de PEMEX Petroquímica.

Complejo	Plantas instaladas/Año de inicio de operación	No. de Plantas en operación (Plantas fuera de operación)	Capacidad de plantas operando T/A	Capacidad de plantas fuera de operación T/A
Camargo	1/1967	0(1)	0	297,000
Cangrejera	21/1980-2012	10(10)	1,750,000	380,000
Cosoleacaque	9/1962-1981	3(7)	2,767,000	2,700,380
Escolín	3/1971-1978	0(3)	0	333,000
Independencia	6/1969-1978	2(5)	155,820	231,080
Morelos	8/1990-2004	7(1)	1,996,000	200,000
Pajaritos	6/1967-1982	2(4)	588,000	364,000
Tula	1/1979	0(1)	0	59,268
Reynosa	2/1966	0(2)	0	64,210
TOTALES	59	24(32)	6,518,820	4,564,722

ANEXO 7

El incremento de accidentes en Pemex.

Incremento de accidentes de la contaminación ambiental en instalaciones de Pemex

La contaminación ambiental, el incremento de accidentes y la extracción de ilegal de petrolíferos, han ocasionado que los índices de seguridad y de frecuencia se incrementen.

Pemex reveló que sus indicadores clave de desempeño de **seguridad aumentó de 0.35 a 0.49 el índice de accidentes por millón de horas hombre laboradas entre el 2021 y el 2022.**

El índice de gravedad acumulado pasó de 20 a 29 días perdidos por millón de horas hombre en el mismo lapso, luego de los accidentes que ocurrieron este jueves 23 de febrero de 2023 en las instalaciones de la empresa.

La cronología desde el año de 2018 hasta 2023, del del índice de frecuencia (días perdidos por millón de horas hombre) y el índice de gravedad (desempeño de seguridad) se ilustra en la siguiente tabla:



Daños causados por el incendio ocurrido el 7 de abril de 2021 en la Refinería Lázaro Cárdenas de en la sección de Minatitlán Veracruz, que dejó 17 heridos y daños en la casa de bombas, en el almacenamiento de gasolina amarga y en el rack de tuberías

	Índice de frecuencia acumulado (días perdidos por millón de horas hombre trabajadas)	Índice de gravedad (Desempeño de seguridad)
2018	5	0.08
2019	8	0.21
2020	7	0.21
2021	7	0.27
2022	12	0.29
2023	29	0.49

ANEXO 8

Malos resultados financieros en Pemex.

Los problemas observados

Malos resultados financieros

Todos los problemas anteriormente mencionados y la creciente importación de gas natural, gas lp, productos petrolíferos, productos petroquímicos, y el exceso de producción de combustóleo de bajo valor, redundan en malos resultados financieros para Pemex, **obteniéndose pérdidas en vez de utilidades.**

Adicionalmente debe mencionarse otros problemas como son:

La contaminación ambiental, el incremento de accidentes, que han ocasionado que los índices de seguridad y de frecuencia se incrementen y consecuentemente se tengan pérdidas adicionales.

Otro tema que afecta el desempeño financiero de Pemex radica en la gran cantidad de deuda que, la mayor parte se adquirió en la administración pasada; el pago de la amortización, **es un lastre para la administración actual y para las siguientes.**

Estados consolidados de situación financiera (15)

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Activo circulante	Nota	2021	2020	Pasivo Circulante	Nota	2021	2020
Activo circulante							
Efectivo y equivalentes de efectivo	8,9	\$ 76,506,447	39,989,781	Deuda a corto plazo y porción circulante	8,16	\$ 492,283,613	391,097,267
Clientes	7,8,10 a)	101,259,081	68,382,413	Arrendamiento a corto plazo	8,17	7,902,874	8,106,937
Otras cuentas por cobrar financieras	7,8,10 b)	40,787,153	31,615,623	Proveedores	8	264,056,358	281,978,041
Otras cuentas por cobrar no financieras	7,8,10 b)	136,350,115	89,789,428	Impuestos y derechos por pagar	21	112,753,591	51,200,314
Inventarios	11	86,113,142	52,605,661	Cuentas y gastos acumulados por pagar	8,18	32,015,808	30,709,497
Bonos del Gobierno Federal	15-b	1,253,451	18,036,557	Instrumentos financieros derivados	8,18	13,636,086	9,318,015
Instrumentos financieros derivados	8,18	12,473,967	25,947,993	Total del pasivo circulante	6	922,648,330	772,410,071
Otros activos circulantes	8	3,650,688	3,492,283				
Total del activo circulante	6	458,394,044	329,859,739	Pasivo no circulante			
Activo no circulante				Deuda a largo plazo, neta de la porción circulante	8,16	1,757,412,281	1,867,630,050
				Arrendamiento a largo plazo, neta de la porción circulante	8,17	51,448,775	55,077,191
Inversiones en negocios conjuntos, asociadas y otras	8,12	2,254,952	12,015,129	Beneficios a los empleados	19	1,384,071,648	1,535,168,086
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	13	1,274,532,607	1,276,129,521	Provisión para créditos diversos	20	92,397,666	94,625,884
Derechos de uso	17	54,283,458	59,195,257	Otros pasivos		10,778,904	4,891,562
Documentos por cobrar netos de la porción circulante y otros activos	8,15-c	1,646,290	886,827	Impuestos a la utilidad diferidos	21	3,341,350	3,412,114
Bonos del Gobierno Federal	15-b	109,601,905	111,512,962	Total del pasivo no circulante	6	3,299,450,624	3,560,804,887
Impuestos a la utilidad y derechos diferidos	21	92,255,839	108,529,199	Total del pasivo		4,222,098,954	4,333,214,958
Activos intangibles, neto	14	20,016,146	22,775,784				
Otros activos	15-d	39,112,930	7,583,510	Patrimonio (déficit)	6,22		
Total del activo no circulante	6	1,593,704,127	1,598,628,189	Participación controladora:			
				Certificados de aportación "A"		841,285,576	524,931,447
				Aportaciones del Gobierno Federal		43,730,591	43,730,591
				Reserva legal		1,002,130	1,002,130
				Resultados acumulados integrales		(38,139,514)	(251,284,990)
				Déficit acumulado:			
				De ejercicios anteriores		(2,723,475,900)	(2,214,597,087)
				Pérdida neta del año		(294,532,168)	(508,878,813)

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019

(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Nota	2021	2020	2019
Ventas netas:				
En el país	6,7	\$ 762,114,551	503,712,031	807,020,214
De exportación	6,7	728,540,828	445,234,329	585,842,291
Ingresos por servicios	6,7	4,973,241	4,715,484	9,108,680
Total de ventas		<u>1,495,628,620</u>	<u>953,661,844</u>	<u>1,401,971,185</u>
(Deterioro) de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	6,13 e)	(1,210,595)	(36,353,700)	(31,283,154)
Costo de lo vendido	6,23	<u>1,066,650,702</u>	<u>832,614,690</u>	<u>1,122,933,424</u>
Rendimiento bruto	6	<u>427,767,323</u>	<u>84,693,454</u>	<u>247,754,607</u>
Gastos de distribución, transportación y venta	6,23	15,038,550	12,436,242	21,885,911
Gastos de administración	6,23	150,432,311	145,894,444	130,768,822
Otros ingresos	6,24-a	17,600,466	11,768,846	14,940,447
Otros gastos	6,24-b	(50,969,096)	(1,194,714)	(7,211,691)
Rendimiento (pérdida) de operación	6	<u>228,927,832</u>	<u>(63,063,100)</u>	<u>102,828,630</u>
Ingreso financiero (1)	6	28,906,784	16,742,048	29,235,603
(Costo) financiero (2)	6	(164,571,647)	(161,765,242)	(132,861,340)
(Costo) rendimiento por instrumentos financieros derivados, neto	6,18	(25,224,243)	17,096,141	(23,263,923)
(Pérdida) utilidad en cambios, neta	6,18	(45,675,050)	(128,949,304)	86,930,388
Suma de (costos) financieros netos, (costos) por instrumentos financieros derivados, neto y utilidad en cambios neta		(206,564,156)	(256,876,357)	(39,959,272)
(Pérdida) rendimiento, neta en la participación de los resultados de negocios conjuntos asociadas y otras	6,12	(3,088,107)	(3,540,533)	(1,157,893)
(Deterioro) de negocios conjuntos	6,12	(6,703,324)	-	-
Rendimiento (pérdida) antes de derechos, impuestos y otros		<u>12,572,245</u>	<u>(323,479,990)</u>	<u>61,711,465</u>
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	21	306,827,282	154,609,136	372,812,500
(Impuestos) beneficios netos a la utilidad	21	520,840	30,962,939	(28,989,011)
Total de derechos, impuestos y otros	6	<u>307,348,122</u>	<u>185,572,075</u>	<u>343,823,489</u>
Pérdida neta	6	<u>\$ (294,775,877)</u>	<u>(509,052,065)</u>	<u>(282,112,024)</u>
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Efecto por conversión		7,740,186	7,876,961	(2,695,532)
Partida que no será reclasificada posteriormente al resultado del ejercicio:				
(Pérdidas) ganancias actuariales por beneficios a los empleados neto de impuestos		205,407,809	(19,182,373)	(309,327,314)
Total de otros resultados integrales		<u>213,147,995</u>	<u>(11,305,412)</u>	<u>(312,022,846)</u>
(Pérdida) utilidad integral total		<u>\$ (81,627,882)</u>	<u>(520,357,477)</u>	<u>(594,134,870)</u>
Pérdida neta atribuible a:				
Participación controladora	\$	(294,532,168)	(508,878,813)	(281,490,302)
Participación no controladora		(243,709)	(173,252)	(621,722)
Pérdida neta	\$	<u>(294,775,877)</u>	<u>(509,052,065)</u>	<u>(282,112,024)</u>
Otros resultados atribuibles a:				
Participación controladora	\$	213,145,476	(11,206,400)	(312,025,657)
Participación no controladora		2,519	(99,012)	2,811
Total de otros resultados integrales	\$	<u>213,147,995</u>	<u>(11,305,412)</u>	<u>(312,022,846)</u>
Resultado integral atribuible a:				
Participación controladora	\$	(81,386,692)	(520,085,213)	(593,515,959)
Participación no controladora		(241,190)	(272,264)	(618,911)
(Pérdida) utilidad integral total	\$	<u>(81,627,882)</u>	<u>(520,357,477)</u>	<u>(594,134,870)</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros consolidados

⁽¹⁾ Incluye productos financieros por inversiones y ganancia por tasa de descuento de pasivo por taponamiento de pozos en 2021, 2020 y 2019.⁽²⁾ Incluye, principalmente, intereses de la deuda.

Las cifras del INEGI muestran que el déficit de la balanza petrolera, en el período enero abril de 2023, fue de \$ 11,000 MMUSD, lo que eclipsó el superávit de bienes no petroleros por más de \$ 4,000 MMUSD.

ANEXO 9

Mejorar el mantenimiento y modernizar de los centros de trabajo de
de Procesamiento de Gas, en la calidad del gas seco

Mejoramiento en la operación y el mantenimiento de los Centros de Procesamiento de Gas

En la misma forma que el resto de las instalaciones a cargo de la STI, Los Centros de Procesamiento de Gas y en general toda la infraestructura de ductos, tienen grandes rezagos en el mantenimiento y en la actualización tecnológica, es muy recomendable hacer los siguientes proyectos, para prevenir siniestros:

- Mejorar la recuperación de etano, modificando los internos de las columnas fraccionadoras e impidiendo la contaminación de este compuesto con el propano.
- Modernizar las plantas de recuperación de azufre.
- Actualizar todos los sistemas de medición de los insumos y los productos, contabilizando los gases enviados a los quemadores y estudiar la posible recuperación de los mismos.
- Iniciar un sistema de administración de riesgos y un proyecto de detección de espesores de pared en gasoductos y etano ductos, para prevenir siniestros.
- Iniciar los proyectos de capacitación y certificación del personal operativo y de mantenimiento.

Mejora en la calidad del gas amargo del gas amargo procesado

Se proponen las siguientes acciones para solucionar este problema:

Integrar un grupo de trabajo entre PEP y STI para:

- Estudiar la posibilidad de reducir la inyección de nitrógeno, sustituyéndolo por gas seco.
- Estudiar la posibilidad de modificar los separadores trifásicos que alimentan a los módulos de compresión en plataformas, dotándolos de nuevos internos y de equipos que prevengan el arrastre de líquidos a la succión de los módulos de compresión, incluyendo la adición de filtros coalescedores.

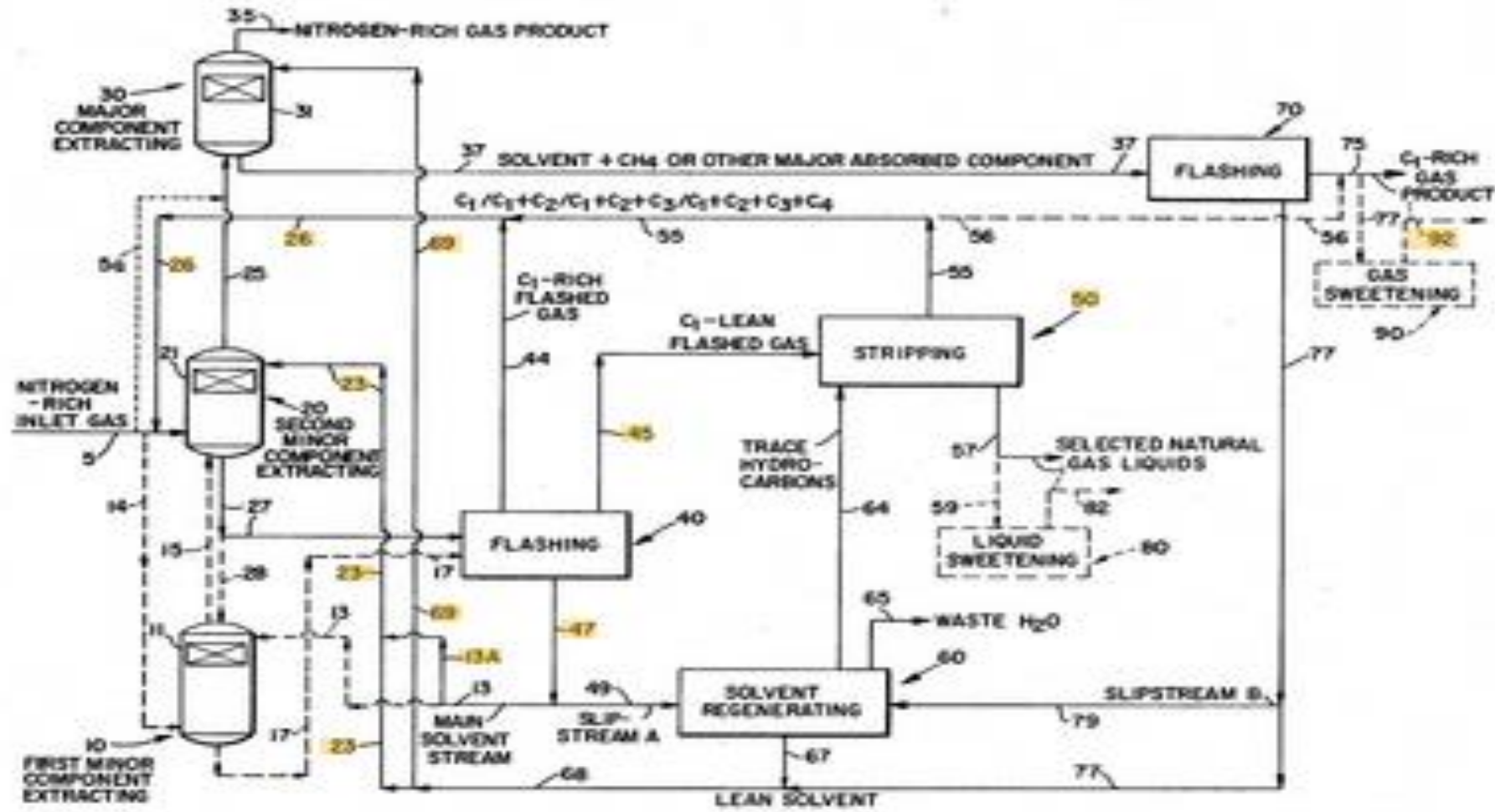
Estudiar con el IMP si es factible técnicamente instalar columnas de absorción antes de la planta criogénica instalada en Cd. Pemex con el fin de amortiguar las variaciones de flujo que impiden la operación de la planta criogénica de rechazo de nitrógeno.

Existen dos tecnologías que merecen ser analizadas técnicamente por alguna institución especializada como el IMP.

- El uso de plantas de nitrógeno con una o mas columnas de adsorción (MRH)
- El uso de plantas de absorción refrigeradas.

NOTA: EL LICENCIADOR DEL PROCESO AET OTORGÓ LOS DERECHOS DE LA TECNOLOGÍA AL GRUPO BRENER, QUIEN PUEDE INVERTIR EN LA INVERSIÓN DE LA INSTALACIÓN PARA PROPORCIONAR EL SERVICIO DE PURIFICACIÓN DEL GAS NATURAL A PEMEX.

Tecnología de absorción antes de la planta criogénica de Cd. Pemex



U.S. Patent

Nov. 18, 1986

4,623,371

ANEXO 10

Incremento en la calidad y en la producción de crudo ligero

Incrementar la producción y la calidad del crudo procesado petróleo

La estrategia de producción futura de crudo se enfoca principalmente a:

- **El campo Ek-Balam** en el que se pretende recuperar **31.98 millones barriles de aceite y 7.53 mil millones de pies cúbicos de gas**, detalló la Comisión Nacional de Hidrocarburos. El área de explotación es de 63.373 kilómetros cuadrados, y con ubicación de 95 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. Para ello se prevé un programa de trabajo que contempla la perforación de 6 pozos, la ejecución de 6 terminaciones, 8 reparaciones mayores y 15 reparaciones menores. Con respecto a la infraestructura, Pemex seguirá con el tendido de 9 ductos y la construcción de la plataforma Balam-TA2, además de otras obras. El Presupuesto aprobado para esta área asciende a 828.75 millones de dólares.
- **Otras explotaciones de los recursos en aguas someras**, en donde se trabaja en la construcción de 20 nuevos desarrollos y en 13 plataformas marinas y 14 ductos, para explotar 145 pozos adicionales, de acuerdo a información de SENER y Pemex.

Incrementar la calidad y la producción del crudo procesado

- La explotación por Pemex del yacimiento **Zama**, **con una reserva estimada de 950 millones de barriles de crudo ligero**, tiene una superficie aproximada de 26.7 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas someras del Golfo de México a 58 kilómetros frente a las costas de Tabasco. La producción estimada es de 180,000 B/D, de crudo ligero, la producción de gas es de 70 MMPCD, a partir de 2029 y el presupuesto aprobado el 1 de junio de 2023 por la CNH es de 9,085 MMUSD, para el desarrollo y la operación.

El volumen de aceite que se estima recuperar es de 625 millones de barriles, mientras que el de gas es de 243 mil millones de pies cúbicos.

- La compañía italiana ENI anunció el descubrimiento de un nuevo campo petrolero en las aguas someras del Golfo de México, frente a costas de Tabasco, denominado **Saasken**, con una reserva estimada entre 200 y 300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Mejora en la calidad del crudo procesado

La calidad del crudo producido alimentado al SNR debe estar de acuerdo con las especificaciones en cuanto al contenido de agua y sedimentos (Máximo 0.5%) y sal (50 libras/1,000 barriles).

Debe destacarse una comisión de personal de la Direcciones de Pemex Exploración y Producción (PEP) y de STI, que vigile para que se cumplan las especificaciones de entrega y las mejoras que se requiera hacer a los equipos de desalado y de deshidratación de PEP y desde luego deben evitarse prácticas de alimentación de productos químicos, para evitar daños como los que han ocurrido a los equipos de refinación. Debe incluirse el tema de la logística de entrega del crudo, cuidando no solo al crudo exportado sino también al crudo entregado a STI.

El crudo alimentado debería controlar los contaminantes, metales, asfaltenos y azufre, que afectan la operación de refinerías, aún más a las que no están reconfiguradas, hay que recordar que el diseño de las refinerías se hizo considerando crudo extra ligero (Salamanca, Madero y Minatitlán) y crudo ligero (Tula, Cadereyta y Salina Cruz); en la siguiente tabla se muestra la composición de la mezcla reconfigurada que se alimenta durante 2020 a la STI:

Tipo de crudo alimentado por refinería durante enero y febrero 2023

Fuente: Sistema de información energética SENER

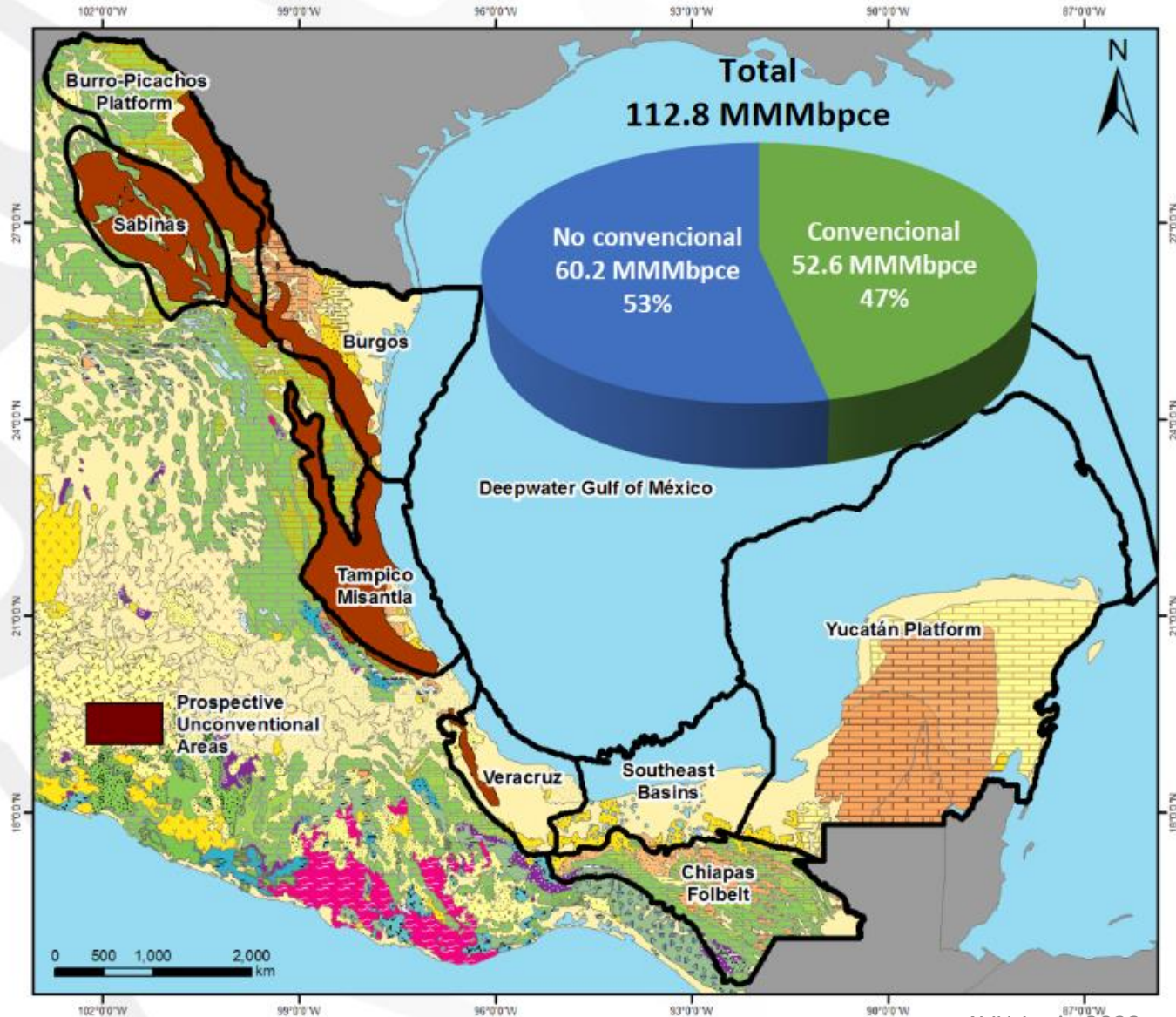
Descripción	Unidad	ene-23	feb-23
Total	Mbd	835.639	802.95
Cadereyta		100.904	132.289
Pesado		58.777	71.903
Ligero		42.127	60.386
Superligero		0	0
Otras corrientes a		0	0
Reconstituido		0	0
Madero		92.188	82.996
Pesado		92.188	82.996
Ligero		0	0
Superligero		0	0
Reconstituido		0	0
Líquidos		0	0
Minatitlán		119.079	117.274
Pesado		112.808	114.101
Ligero		6.271	3.173
Superligero		0	0
Reconstituido		N/D	N/D
Líquidos		0	0

Salamanca		137.358	106.921
Pesado		33.319	25.055
Ligero		93.549	71.916
Superligero		10.491	9.949
Reconstituido		0	0
Salina Cruz		157.326	183.689
Pesado		62.939	73.572
Ligero		94.387	110.117
Superligero		0	0
Reconstituido		0	0
Tula		228.784	179.781
Pesado		57.984	43.103
Ligero		142.449	107.403
Superligero		28.351	29.275
Reconstituido		0	0

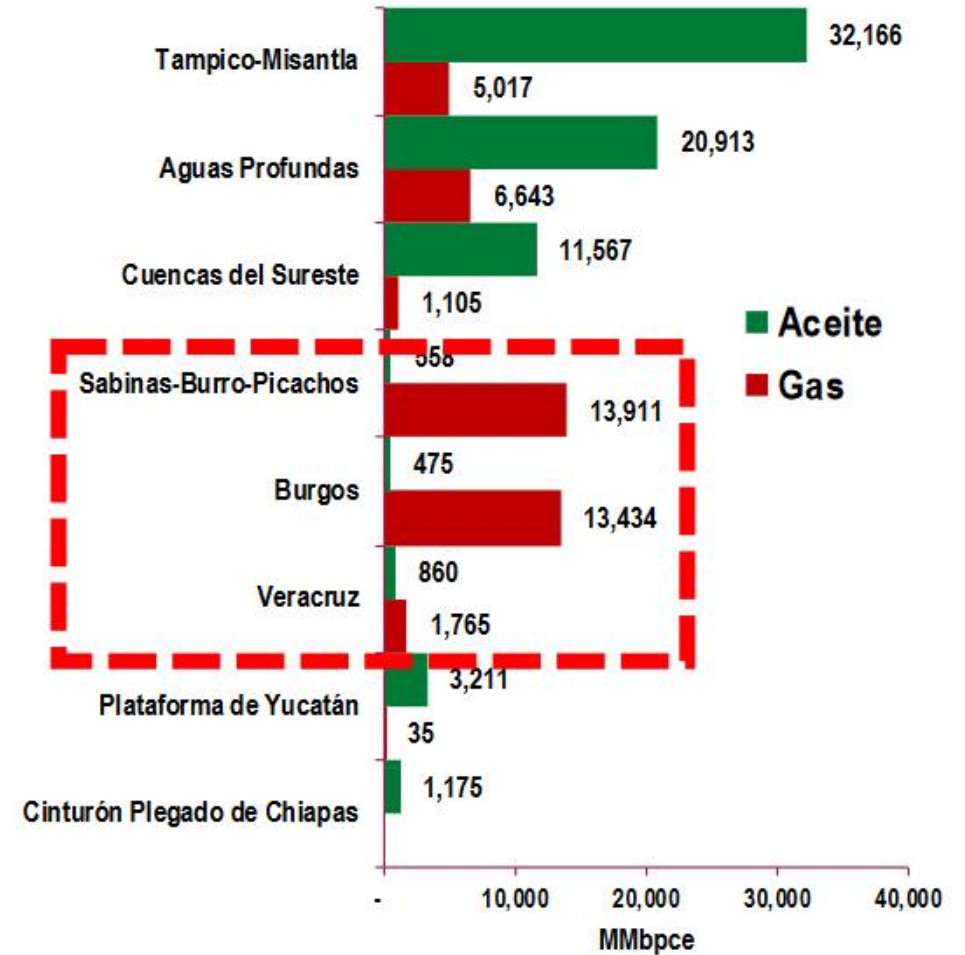
Es pertinente comentar que la producción de crudo se esta incrementando con los condensados producidos en Ixashi, la mezcla se acuña como crudo superligero.

ANEXO 11

Incremento de la producción de gas natural, disminuyendo la dependencia del exterior mediante la explotación de yacimientos no convencionales.



Recursos prospectivos por tipo de hidrocarburo esperado



* Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Incremento de la producción de gas natural, disminuyendo la dependencia del exterior mediante la explotación de yacimientos no convencionales.

Ante el declinamiento de la producción de gas amargo en los yacimientos convencionales y la creciente importación de gas seco, afortunadamente tenemos en México la opción de contar con grandes reservas de gas natural en los yacimientos de estructura compacta.

Sin embargo existe una gran controversia en la sociedad acerca del uso de esta tecnología, por los siguientes problemas:

1. Esta tecnología requiere de un uso extensivo de la tierra.
2. Requiere de una gran cantidad de agua, que no se tiene en el norte del país.
3. Existe contaminación del aire por emisión de gases de efecto invernadero.
4. Existe el potencial de contaminar los mantos freáticos, por la contaminación de agentes químicos.

Recomendamos que, ante estos problemas, se haga un análisis exhaustivo, por los centros de investigación, para encontrar soluciones que hagan sustentable la aplicación de esta tecnología y de ser así, se preparen los cuadros básicos de personal, para comenzar a aplicarla de inmediato en un proyecto piloto, en donde participe como socio una empresa con experiencia en el fracking, para que exista una transferencia tecnológica con PEMEX e inclusive con empresas mexicanas.

De manera prioritaria debe considerarse la participación de la sociedad local para que obtengan los beneficios de la producción.

ANEXO 12

Incremento de la importación de etano mediante la puesta en marcha de los vaporizadores ecológicos instalados en la Terminal Marítima de Pajaritos.

8.3 Incremento en la importación de etano vaporizado a 900 T/d Vaporizadores ecológicos ya erigidos.

El proyecto de incremento de vaporización de etano en 900 T/D, presenta un avance en su construcción de alrededor del 80% y se suspendió por un problema de corrupción.

Las siguientes fotografías muestran lo anterior.

Se recomienda terminar esta instalación que permitiría aumentar la producción de etileno y sus derivados



7.3 Proyecto de incremento de etano vaporizado a 900 T/d

Cimentación de las nuevas bombas



Tuberías de interconexión de etano



ANEXO 13

Abatir el rezago tecnológico en el sistema nacional de refinación y abatir las tomas ilegales de petrolíferos y de gas lp

Mejoramiento en el rezago tecnológico en refinerías

Entre los proyectos que se requieren para mejorar la operación en refinerías, se encuentran los siguientes:

Se requiere elaborar una auditoría técnica a cada refinería para mejorar y actualizar las tecnologías usadas y modernizar la instrumentación necesaria para elaborar los balances de materia y energía y conocer con precisión cuando crudo se alimenta y cuantos productos se producen.

Adicionalmente hay que conocer con que excesos de aire de combustión se está trabajando, con el objetivo de estar en disposición de poder reducir la cantidad de energía empleada, para mejorar los costos de procesamiento. **Los proyectos de rehabilitación de las refinerías deberán de continuar hasta terminar los problemas creados por la presencia de cloruros y la corrosión por los excesos de agua y sal alimentados en el crudo.**

Es imperativo iniciar los trámites con los licenciadores de procesos, especialmente los del proceso de FCC para modernizar y actualizar tecnológicamente las instalaciones, incluyendo las plantas de azufre.

Es importante ir avanzando en los proyectos de elaboración de gasolinas y de diésel con bajos contenidos de azufre.

Se recomienda que se inicie la compra de catalizadores idóneos para procesar los compuestos que se originan con la mezcla reconfigurada de crudo, especialmente en los procesos de hidrosulfurización de naftas, destilados intermedios, reformación y craqueo catalítico. Esta actividad sería bien soportada mediante el uso de las plantas piloto del IMP.

Disminuir las tomas clandestinas de destilados

Para el combate a la extracción ilícita de combustibles, se proponen las siguientes acciones:

- 1.- Modernizar y actualizar la medición de hidrocarburos de tal forma que se detecte la extracción de hidrocarburos.
- 2.- Sectorizar el territorio más susceptible de robo de combustibles, estableciendo una vigilancia moderna, inclusive con drones para detectar las tomas clandestinas.
- 3.- Dotar a Pemex de una fuerza especial de rápida actuación y de inteligencia de primer nivel para actuar contra los delincuentes.
- 4.- Marcar los productos petrolíferos con sustancias marcadoras que permitan detectar en donde se está comercializando los productos, para actuar en consecuencia.

ANEXO 14

Mejoramiento de operación y modernización de los Complejos
Petroquímicos de Pemex

Mejoramiento de la operación en los Complejos Petroquímicos

Entre los proyectos que se requieren para mejorar la operación en los Complejos de Cangrejera, Morelos y Cosoleacaque, se encuentran los siguientes:

- Se requiere elaborar una auditoría a cada centro de trabajo para mejorar y actualizar la instrumentación, necesaria para elaborar los balances de materia y energía y conocer con precisión cuando crudo se alimenta y cuantos productos se producen.
- Adicionalmente hay que conocer con que excesos de aire de combustión se está trabajando, con el objetivo de estar en disposición de poder reducir la cantidad de energía empleada, para mejorar los costos de procesamiento.
- Las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo deben retomarse, dado el estado de abandono que presentan las instalaciones, especialmente en los servicios auxiliares
- Es importante avanzar en los proyectos de modernización de los procesos.
- En Cosoleacaque hay que hacer el mantenimiento a las plantas 5 y 7 para que estén en posibilidades de volver a estar en operación. La planta 4 requiere de una mayor inversión, ya que se tomó como fuente de refaccionamiento para las otras plantas.

ANEXO 15

Proporcionar flexibilidad a la alimentación de las plantas de etileno de los Complejos petroquímicos de Cangrejera y de Morelos

Proporcionar flexibilidad en la alimentación de las plantas de etileno e incremento de producción en plantas de derivados del etileno

Las plantas de etileno de los Complejos Petroquímicos de Cangrejera y Morelos, poseen una tecnología de los últimos años de la década de los 70 desde una producción de 500,000 a 600,000 T/A, seis hornos de cada planta fueron modernizados, quedando 4 con la tecnología original; el diseño de esas unidades es en base a alimentar etano y en algunas ocasiones se ha alimentado propano en una proporción de un 10% máximo.

Al tener una restricción del etano de un poco menos de 30,000 B/D (Se requieren 66,000 B/D para ambas plantas), se propone sustituir los 4 hornos originales por dos hornos con una flexibilidad de alimentación de una mezcla de etano – propano ó etano – naftas, en las siguientes figuras se ilustra lo anterior.

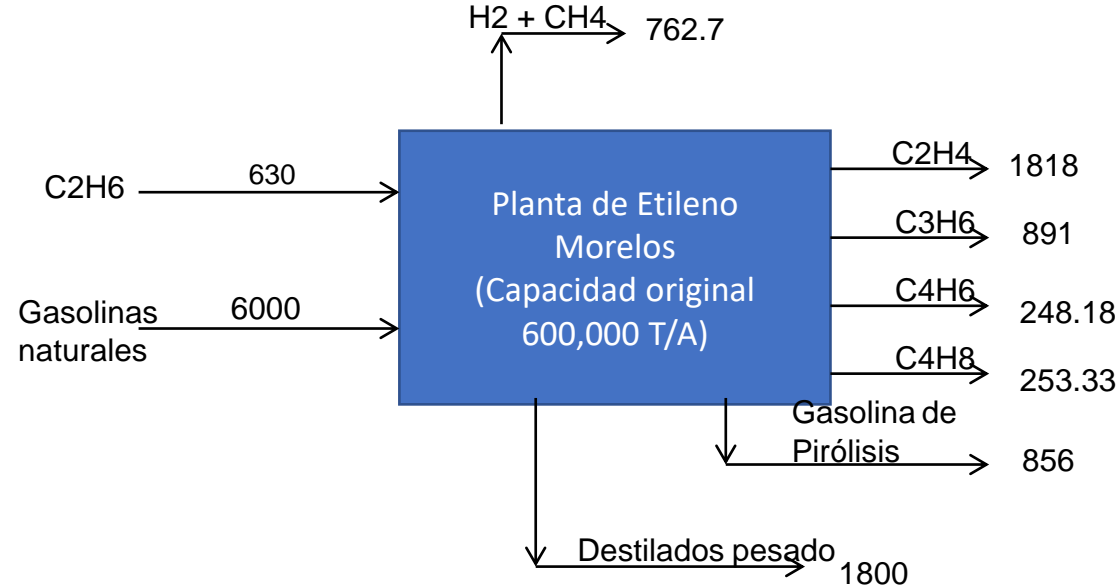
La inversión aproximada para la modificación incluyendo la modernización de toda la planta se estima en \$ 1,000,0000 USD, para el caso de la alimentación de etano más propano, 1,200,000 USD para el caso de la alimentación de etano más naftas.

Una de las ventajas de esta opción es que paralelo a la producción de etileno, se producen propileno, butadieno, butenos y productos aromáticos, que pueden ser separados en el complejo de aromáticos de Cangrejera.

Propuesta de flexibilidad de alimentación de hidrocarburos a las plantas de etileno de Morelos y Cangrejera.

Balance de materia de orden de magnitud, al flexibilizar la alimentación de materias primas a la planta de etileno Morelos, con una mezcla de etano y propano, obteniendo etileno, propileno, buteno, butadieno y gasolinas de pirólisis (benceno, tolueno y xilenos). (T/d)

(Fuente de información: Enciclopedia Ullmann. Commercial straight-run gasoline cracking yield patterns, temperature 820 C) (12)

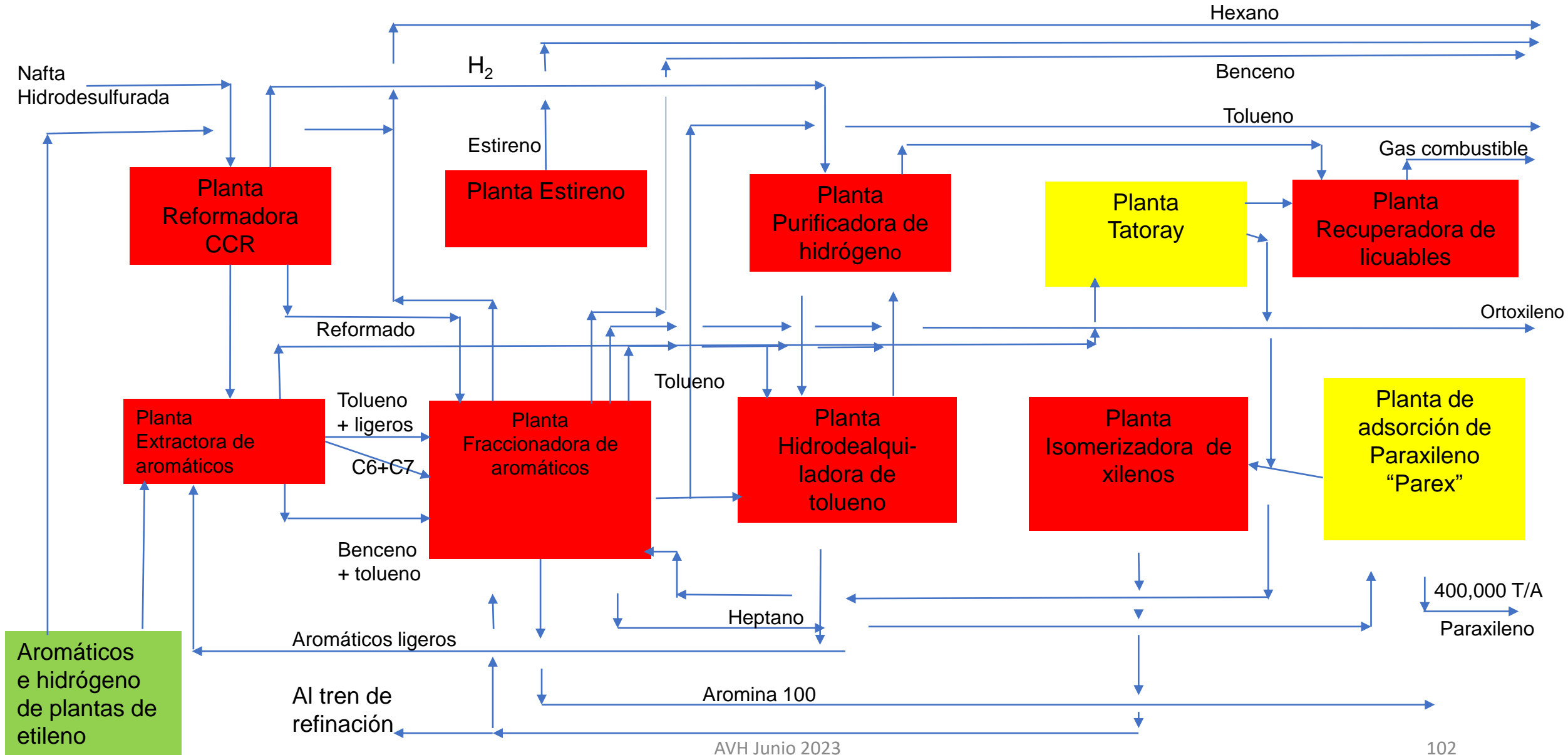


ANEXO 18

Rehabilitación del Complejo de Aromáticos de Cangrejera

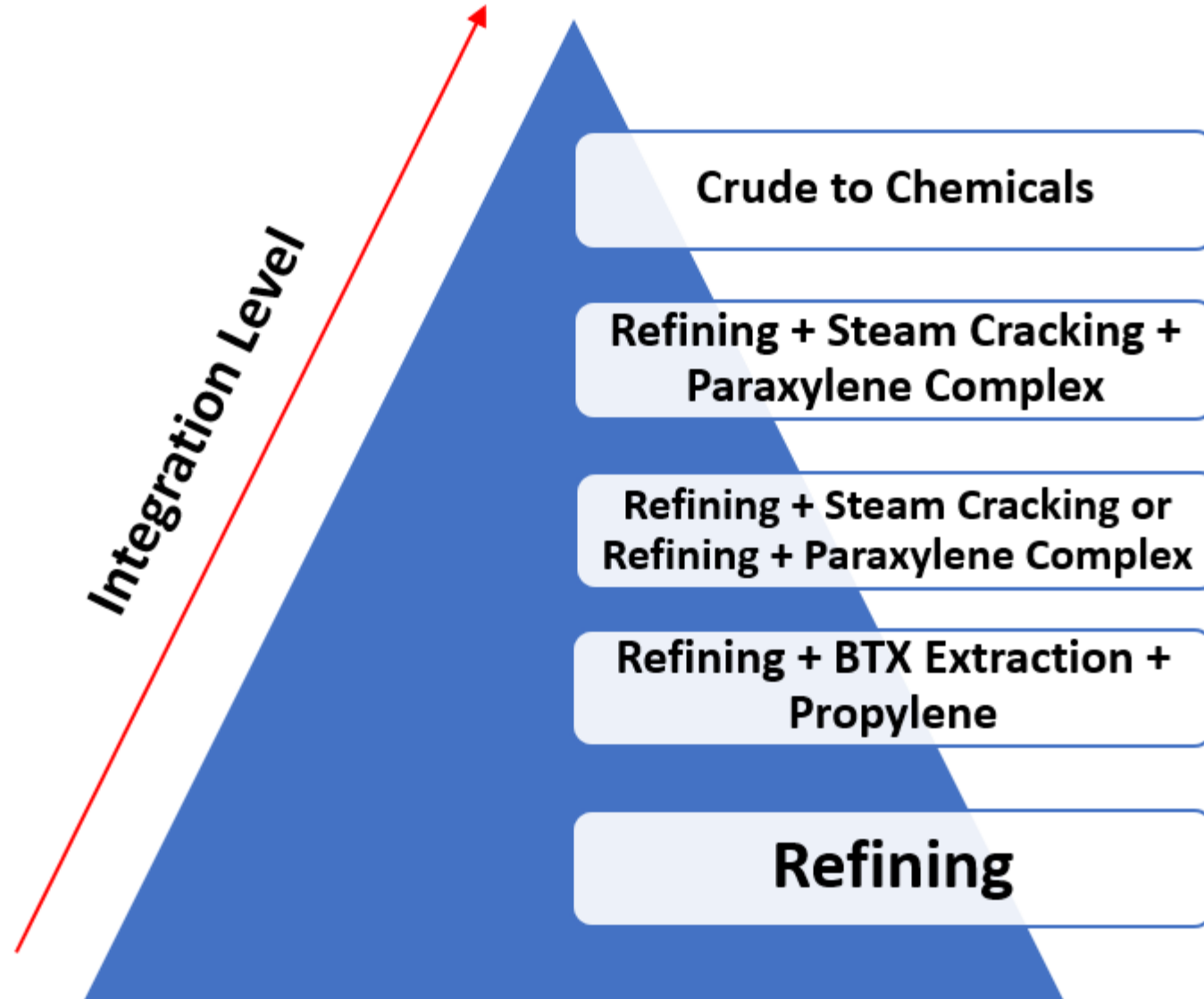
8.10 Diagrama de Bloques del Complejo Petroquímico Cangrejera

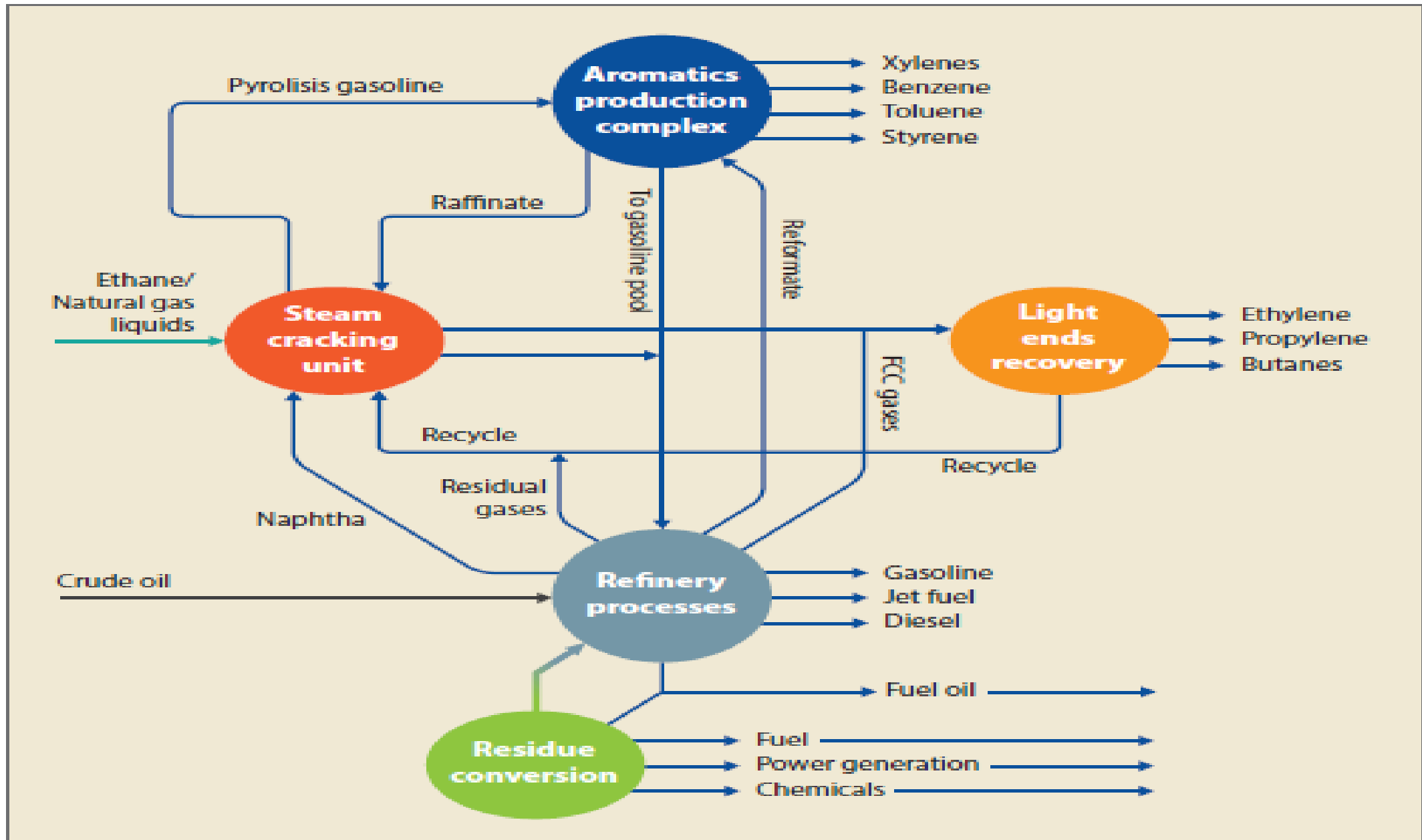
Proyecto de inclusión de expansión del complejo de aromáticos integrando las plantas de etileno de Cangrejera y Morelos modificadas en su carga.



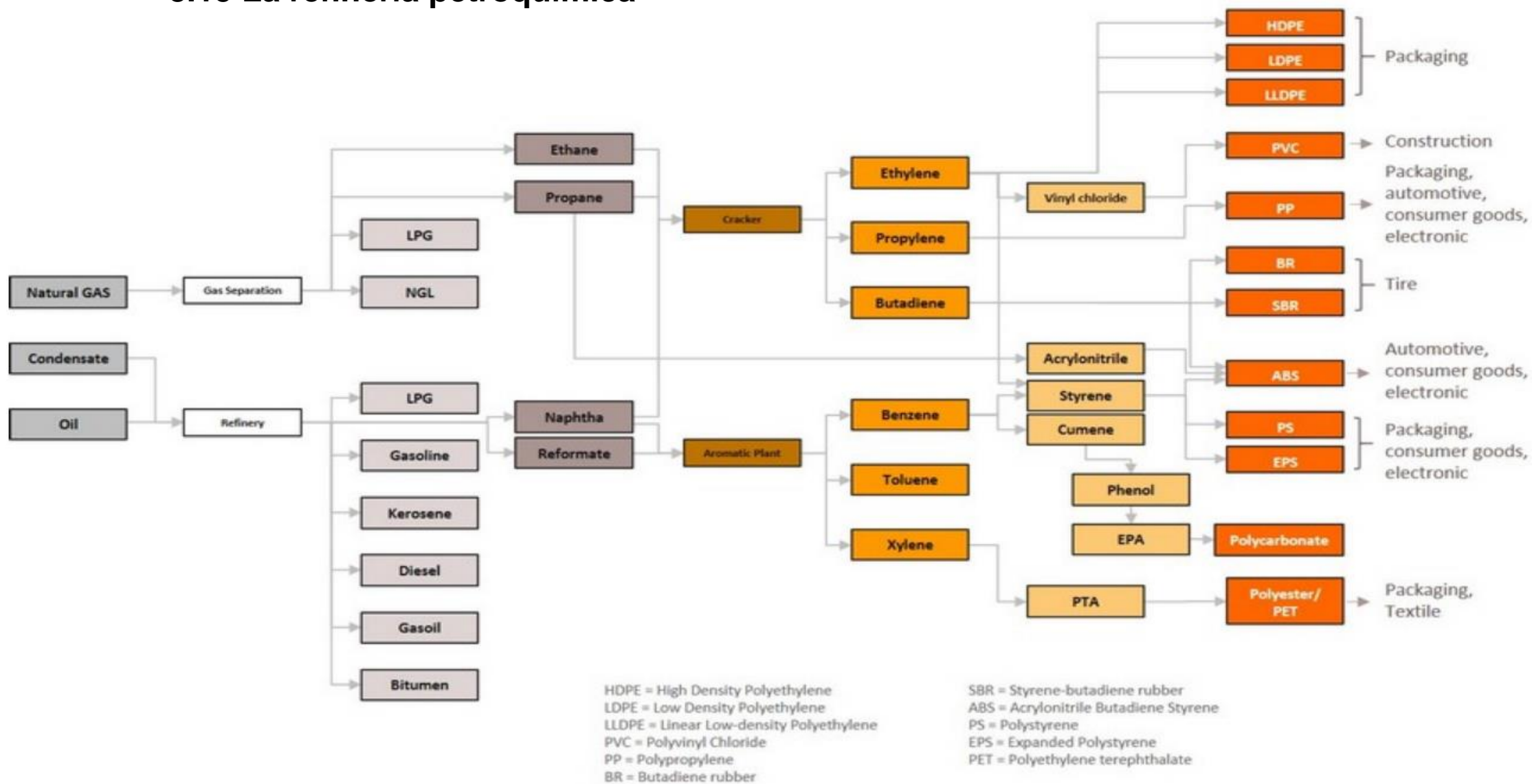
ANEXO 18

Transformación de refinerías en refinerías petroquímicas





8.15 La refinería petroquímica

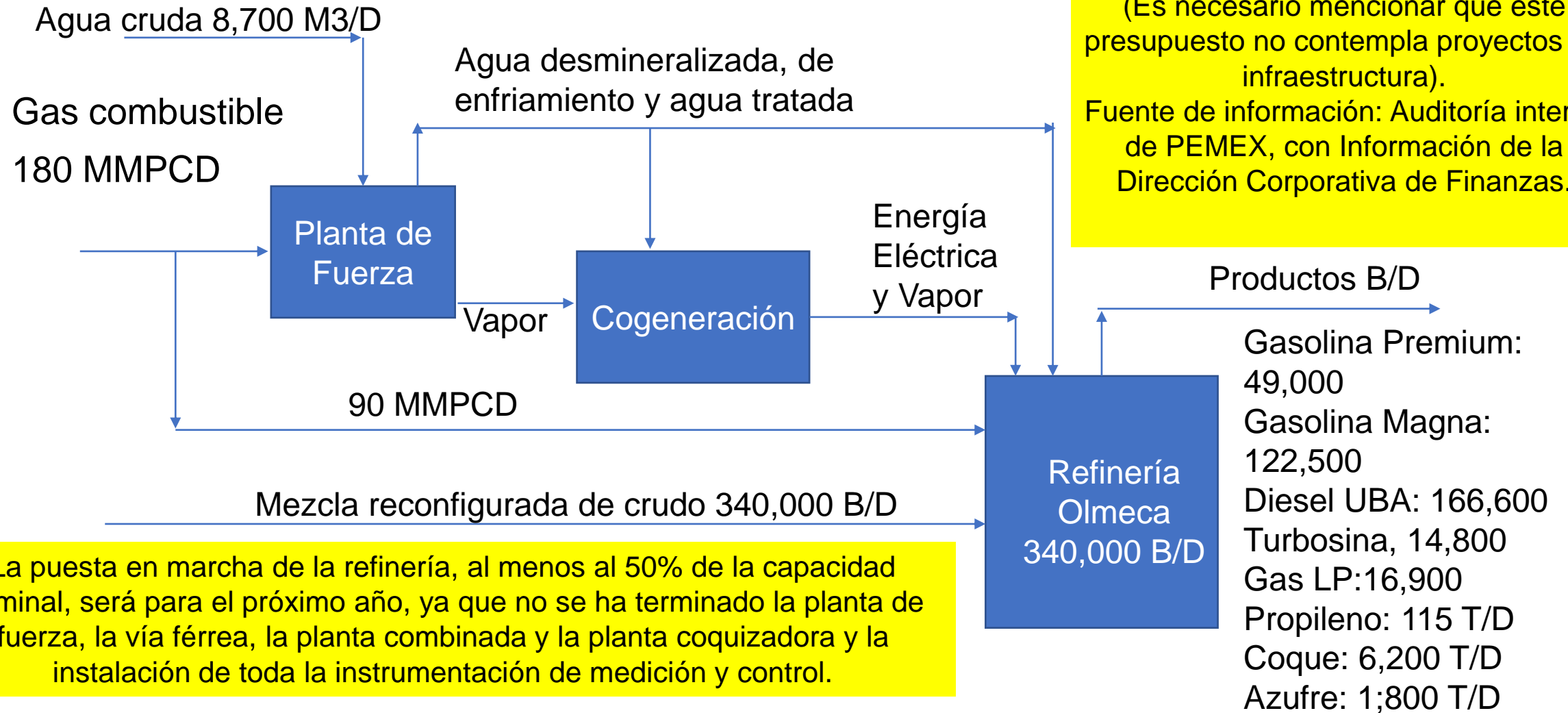


ANEXO 19

Terminar la construcción de la Refinería Olmeca y sus obras de infraestructura del SNR. Terminar los proyectos de instalación de plantas coquizadoras en las Refinerías de Tula y de Salina Cruz y los proyectos de producción de diésel UBA.

Revisión de la capacidad de la red nacional del SNR, para poder recibir los petrolíferos importados y los de la Refinería Olmeca.

La Refinería Olmeca en operación.



Cálculo de la inversión:
 \$ 16, 890 millones USD, **más del doble de lo presupuestado originalmente.**
 (Es necesario mencionar que este presupuesto no contempla proyectos de infraestructura).
 Fuente de información: Auditoría interna de PEMEX, con Información de la Dirección Corporativa de Finanzas.

La puesta en marcha de la refinería, al menos al 50% de la capacidad nominal, será para el próximo año, ya que no se ha terminado la planta de fuerza, la vía férrea, la planta combinada y la planta coquizadora y la instalación de toda la instrumentación de medición y control.

Capacidad del plantel productivo de la refinería Olmeca:

Capacidad de las unidades de proceso:

1. Planta de destilación combinada 340,000 BPD
2. Planta hidrosulfuradora de naftas 144,400 BPD
3. Planta hidrosulfuradora de naftas 244,000 BPD
4. Planta hidrosulfuradora de diésel UBA 161,000 BPD
6. Planta hidrosulfuradora de gasóleos 115,000 BPD
6. Planta coquización retardada 120,000 BPD
7. Planta desintegración catalítica 105,000 BPD
8. Planta reformadora de naftas 66,000 BPD
9. Planta isomerizadora de pentanos/hexanos 21,000 BPD
10. Planta isomerizadora de butanos 8,900 BPD
11. Planta alquilación 24,000 BPD
12. Planta aguas amargas 2 X 200 y 2 X 120 m³/h
13. Planta regeneradora de aminas 2 X 400 y 2 X 425 m³/h
- 14, 15, 16. Planta recuperación de azufre 3 X 640 TPD
17. Planta de Hidrógeno 80 MMPCSD

Ubicación: Dos Bocas, Tabasco □ Factor de servicio: 0.904 (330 días de operación al año)

ANEXO 20

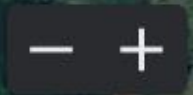
Usar de la reserva territorial en los Complejos Petroquímicos
para la instalación de plantas de petroquímica secundaria
y terciaria

Promoción de uso de la reserva territorial disponible en los Complejos Petroquímicos para la instalación de plantas de petroquímica secundaria y otras.

Los Complejos petroquímicos instalados en el área de Coatzacoalcos, cuentan con grandes reservas territoriales, ya urbanizados y con infraestructura de servicios industriales, que pueden ofrecerse como renta, a las empresas interesadas en establecer una relación con PEMEX, estos activos pueden también suministrar productos petroquímicos básicos, producidos en el área.

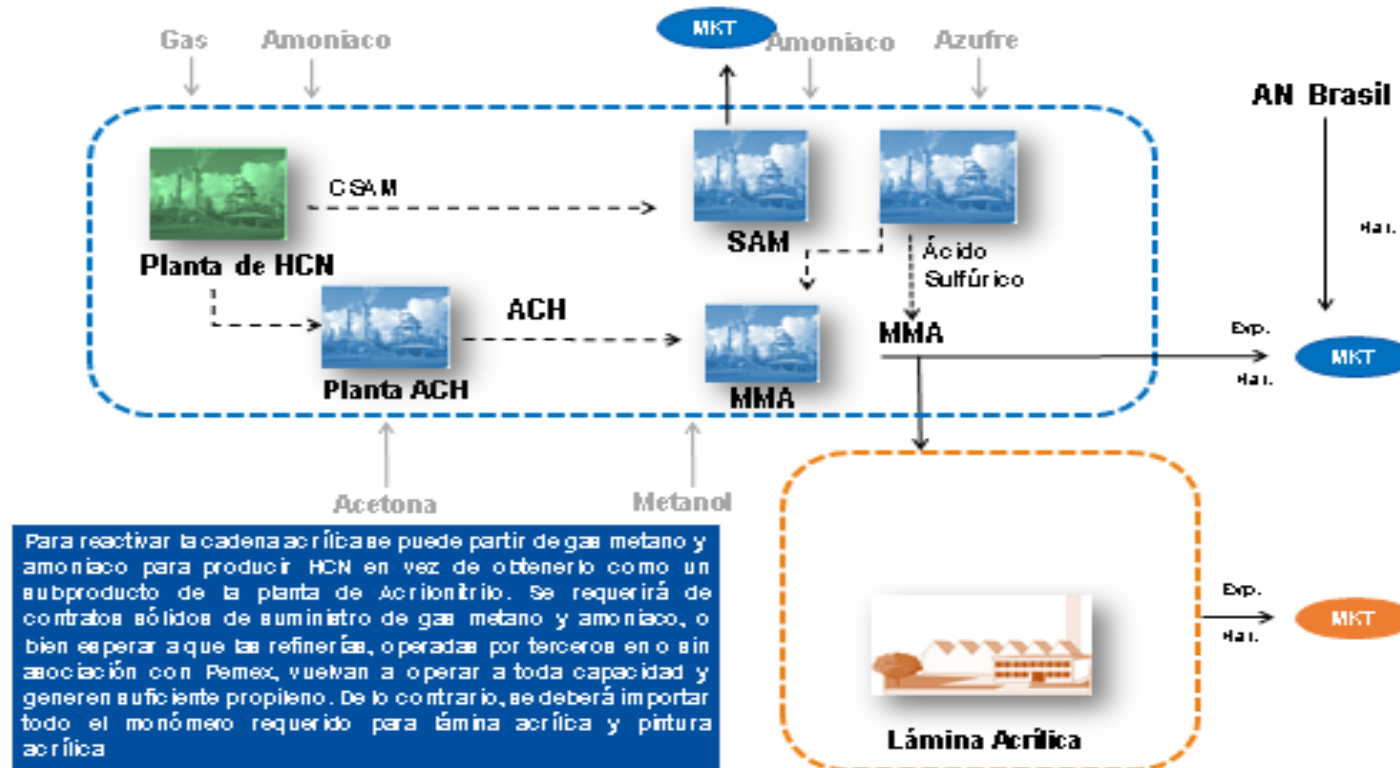


Allende



Producción de productos petroquímicos precursores.

¿Cómo reactivar la cadena acrílica en México?



Nota: El acrilonitrilo puede importarse de cualquier país y no solamente de Brasil, actualmente UNIGEL lo importa de Brasil al dejar de operar la planta de Acrilonitrilo de Pemex en el Complejo Petroquímico Morelos.