

El sector de la transformación industrial en el futuro cercano

CAMARA NACIONAL DE LA INDUSTRIA DE TRANSFORMACIÓN

Ing. Alejandro Villalobos Hiriart

CDMX 26 de abril de 2023

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

Los ingenieros Juan José Corres Ayala y Gilberto Ortiz han solicitado la asistencia del suscrito para proporcionar al Sector 64 de CANACINTRA, una visión de la transformación industrial de los hidrocarburos que se tendrá en México en los próximos años.

En el trabajo se proporcionará un panorama con los problemas relevantes de esta industria y la visión que se espera la final de este período con la solución de los problemas proponiendo diferentes proyectos para resolverlos en un horizonte determinado de tiempo.

Los problemas observados

1. La calidad del crudo procesado

Desde el inicio de la producción de crudo en México, hace mas 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 mas 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.**

Todos los problemas anteriores redundan en malos resultados financieros para Pemex, obteniéndose en la operación de refinación, grandes pérdidas en vez de utilidades.

El perfil histórico de la mezcla de crudo a procesar



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



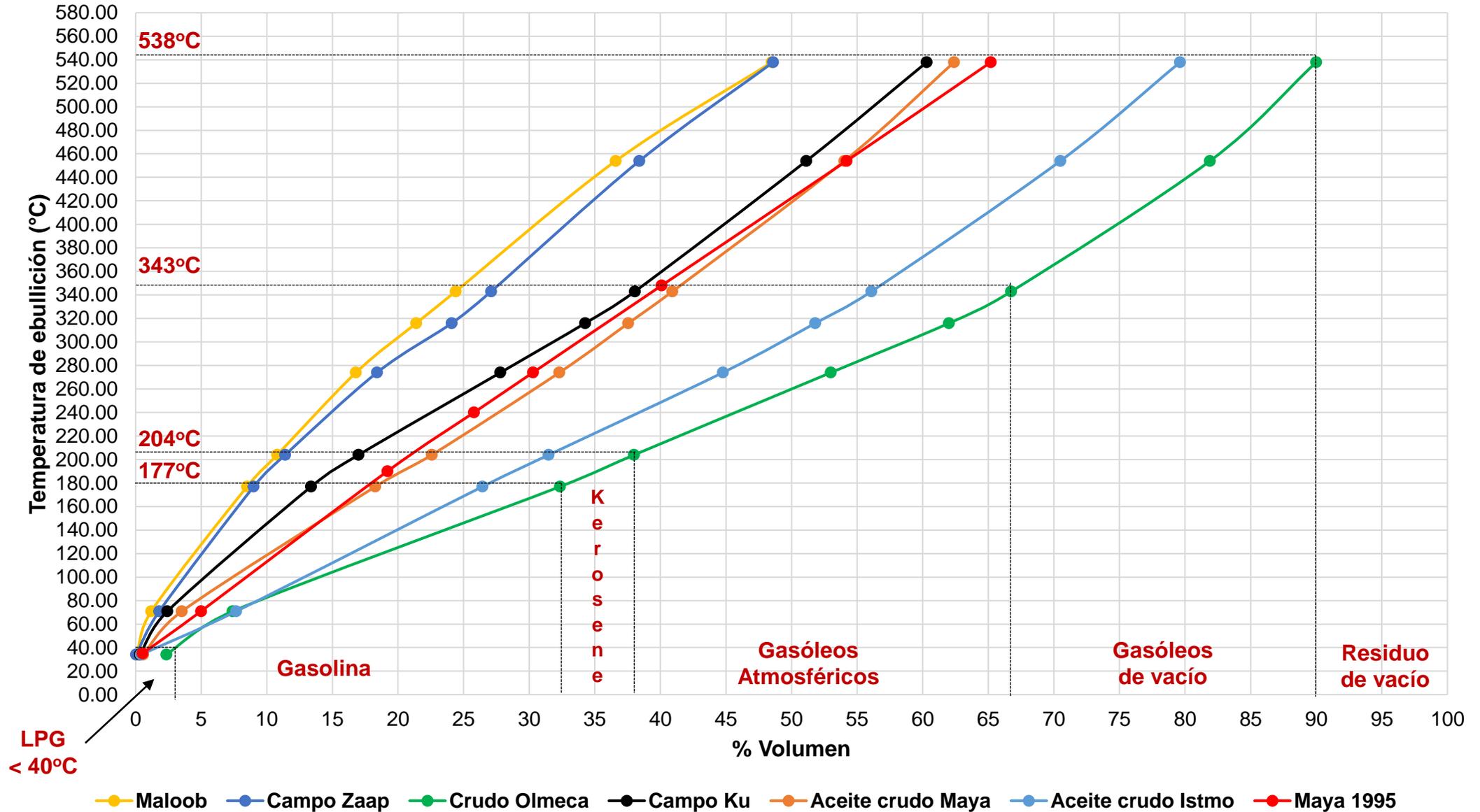
Construcción de la Refinería Olmeca con crudo de 22 °API e inicio de las reconfiguraciones de la Refinería de Tula y aprobación del proyecto de instalación de un complejo de coquización retardada en Salina Cruz

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

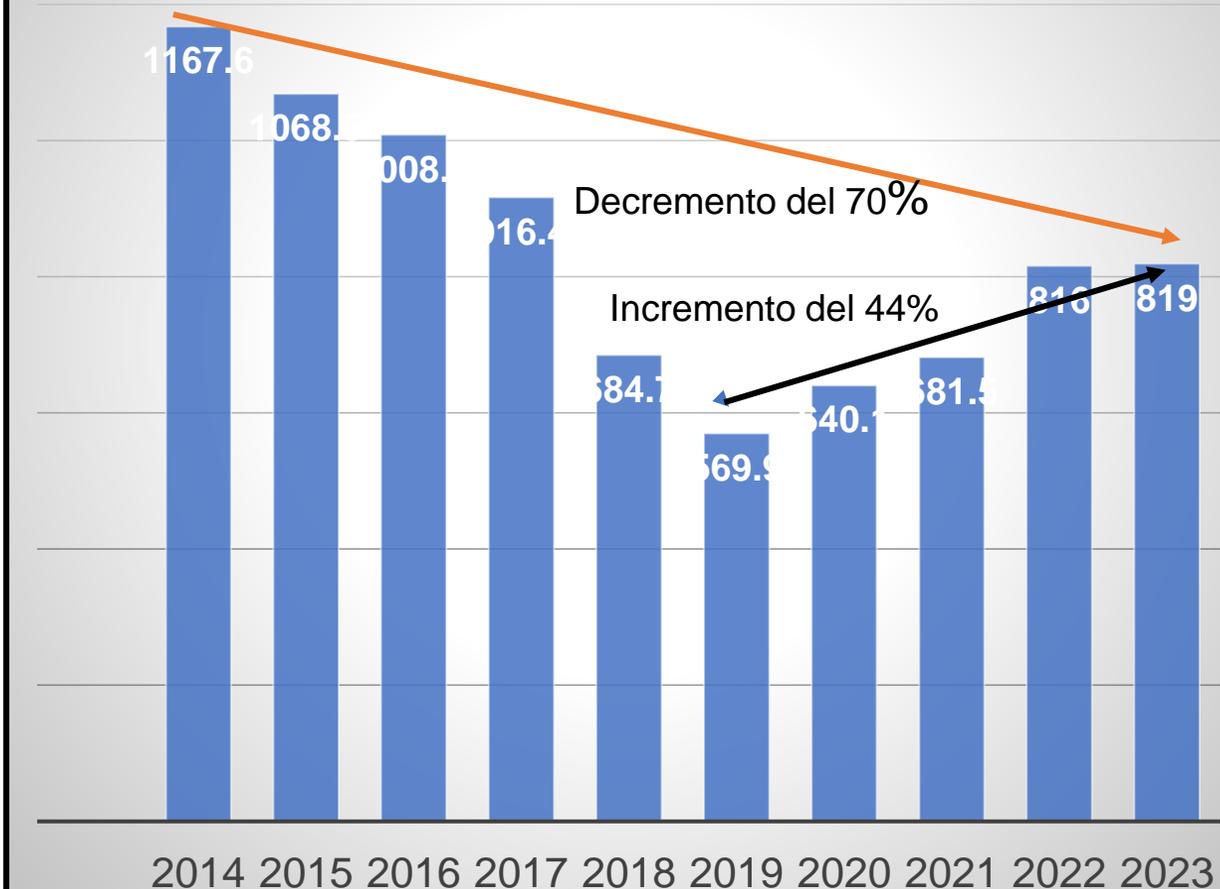
Se iluminan en amarillo a los parámetros fuera del diseño original de las refinerías de STI

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

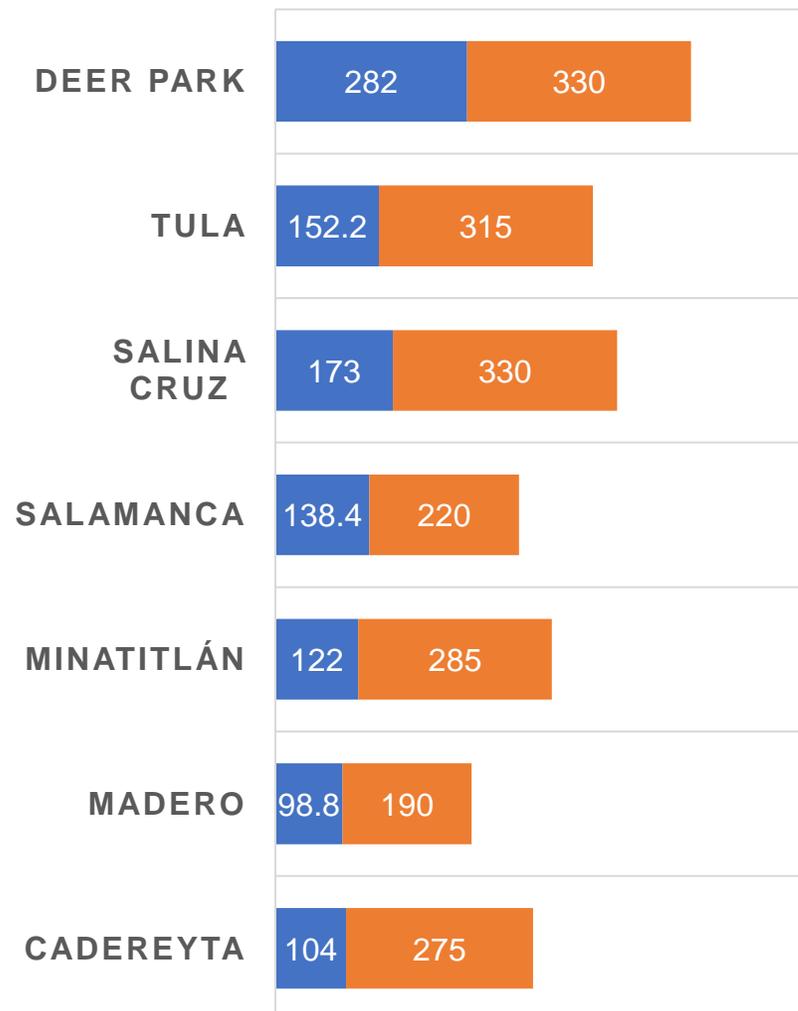


AVH Abril 2023

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%)

Tipo de crudo alimentado por refinería durante enero y febrero 2023

Fuente: Sistema de información energética SENER

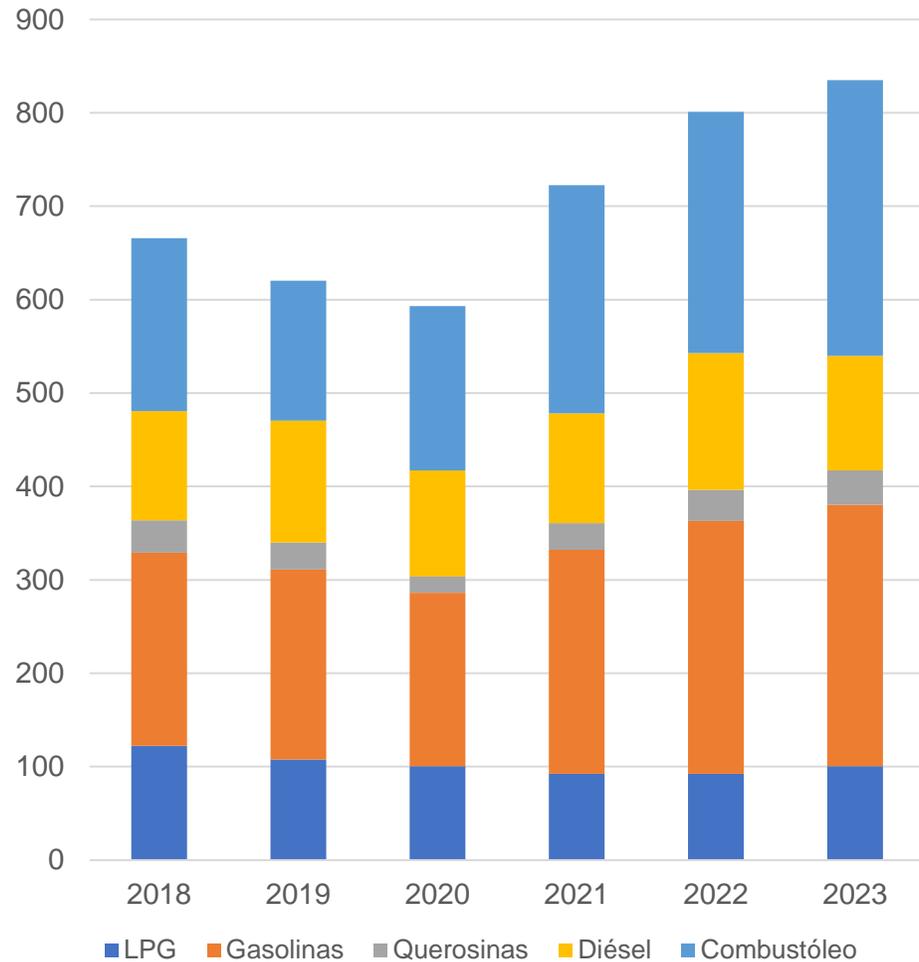
Descripción	Unidad	ene-23	feb-23
Total	Mbd	835.639	802.95
Cadereyta		100.904	132.289
Pesado		58.777	71.903
Ligero		42.127	60.386
Superligero		0	0
Otras corrientes a		0	0
Reconstituido		0	0
Madero		92.188	82.996
Pesado		92.188	82.996
Ligero		0	0
Superligero		0	0
Reconstituido		0	0
Líquidos		0	0
Minatitlán		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.

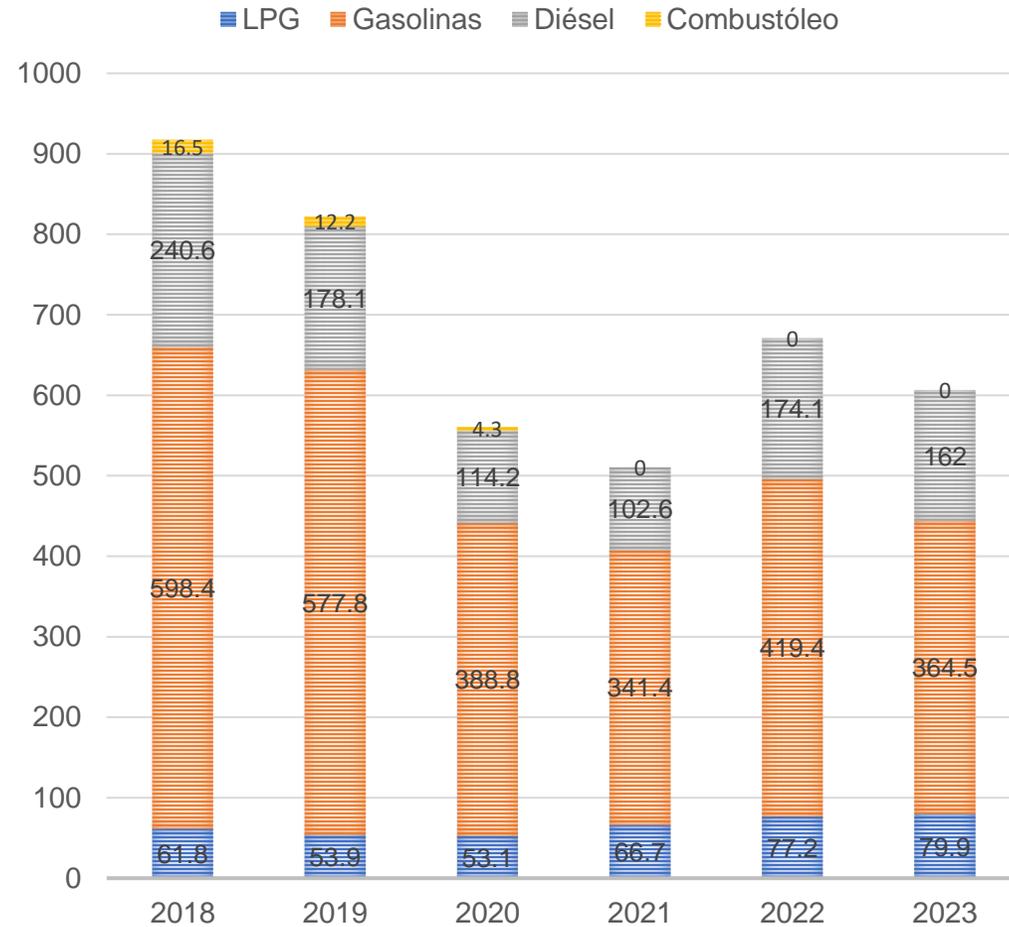
Producción de petrolíferos MB/D.

Fuente: Pemex



Importación de petrolíferos MB/D

Fuente: Pemex



Los problemas observados

2. Producción de gas natural escasa y contaminada con nitrógeno

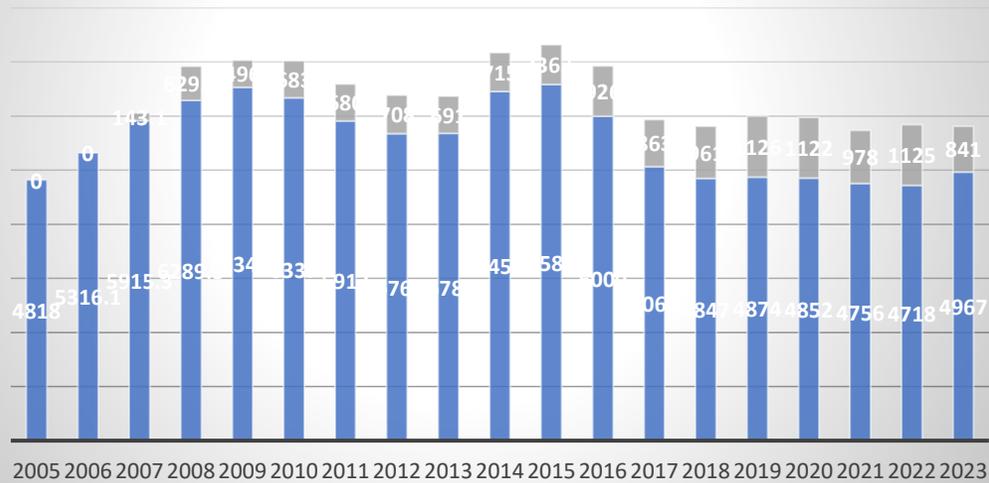
La producción de gas natural en México ha ido declinando y se importa más del 80% del consumo nacional de gas seco, lo cual vulnera en gran medida la soberanía energética.

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.

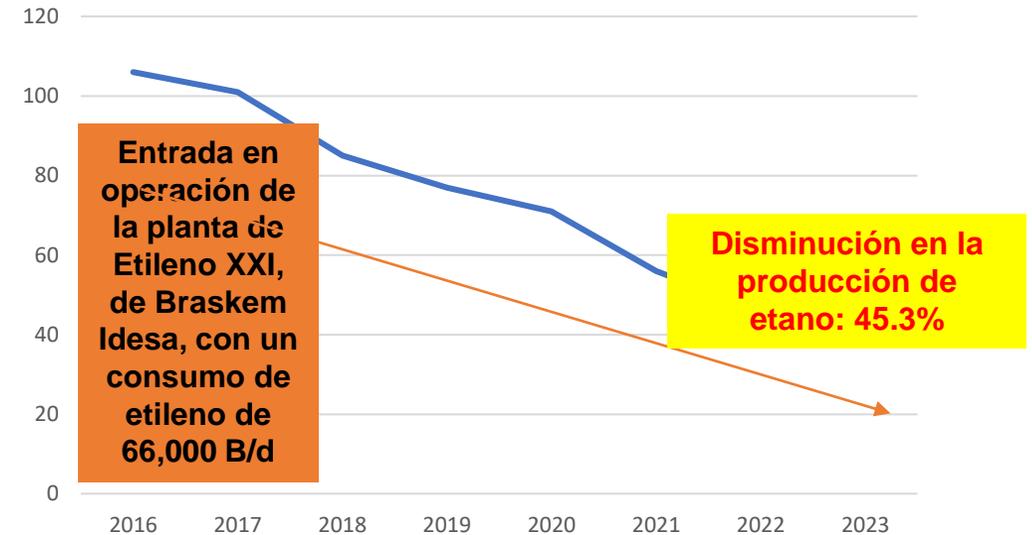
El alto contenido de nitrógeno también origina que se quemen grandes cantidades de gas natural, por afectaciones a los equipos de separación y de compresión que no lo consideraron en el diseño.

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.

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

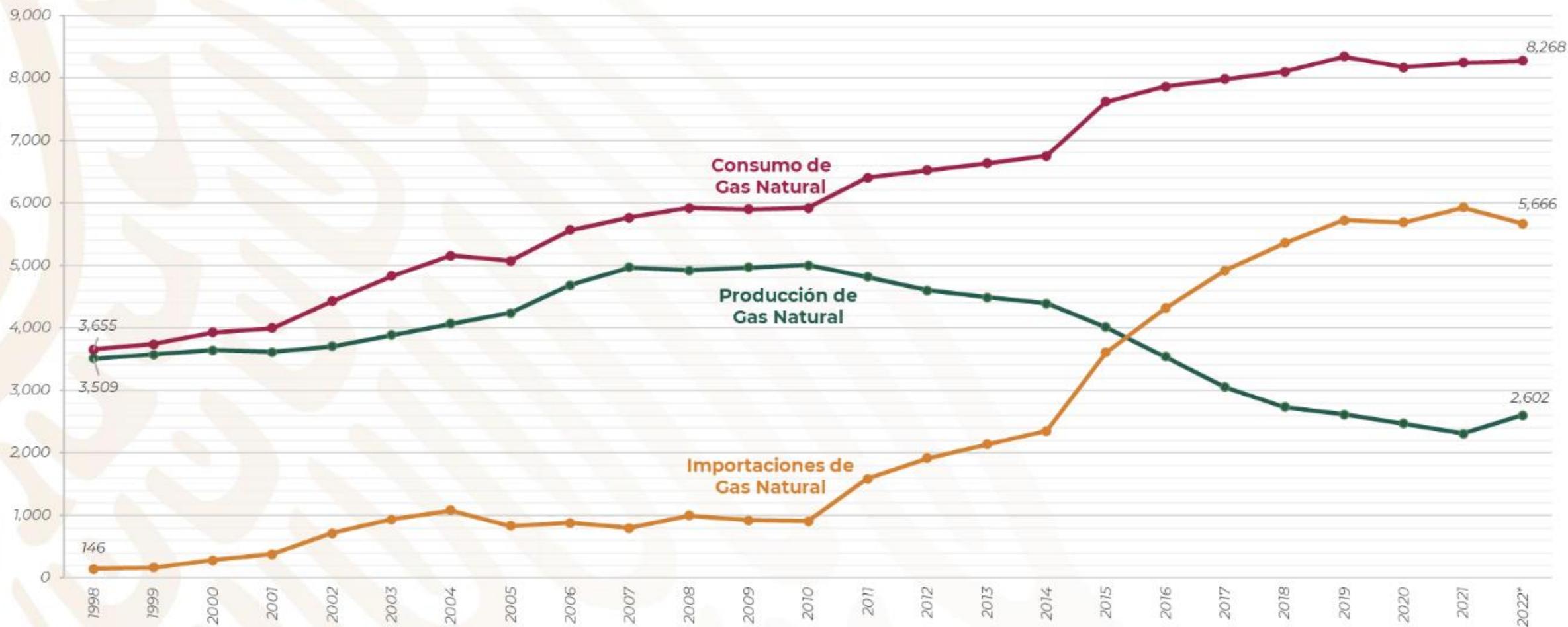


PRODUCCIÓN DE ETANO.
 Estadísticas e Indicadores Petroleros, PEMEX
 Enero 2023 (Miles de barriles diarios)



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

Producción, importación y consumo de gas seco (MMpcd)

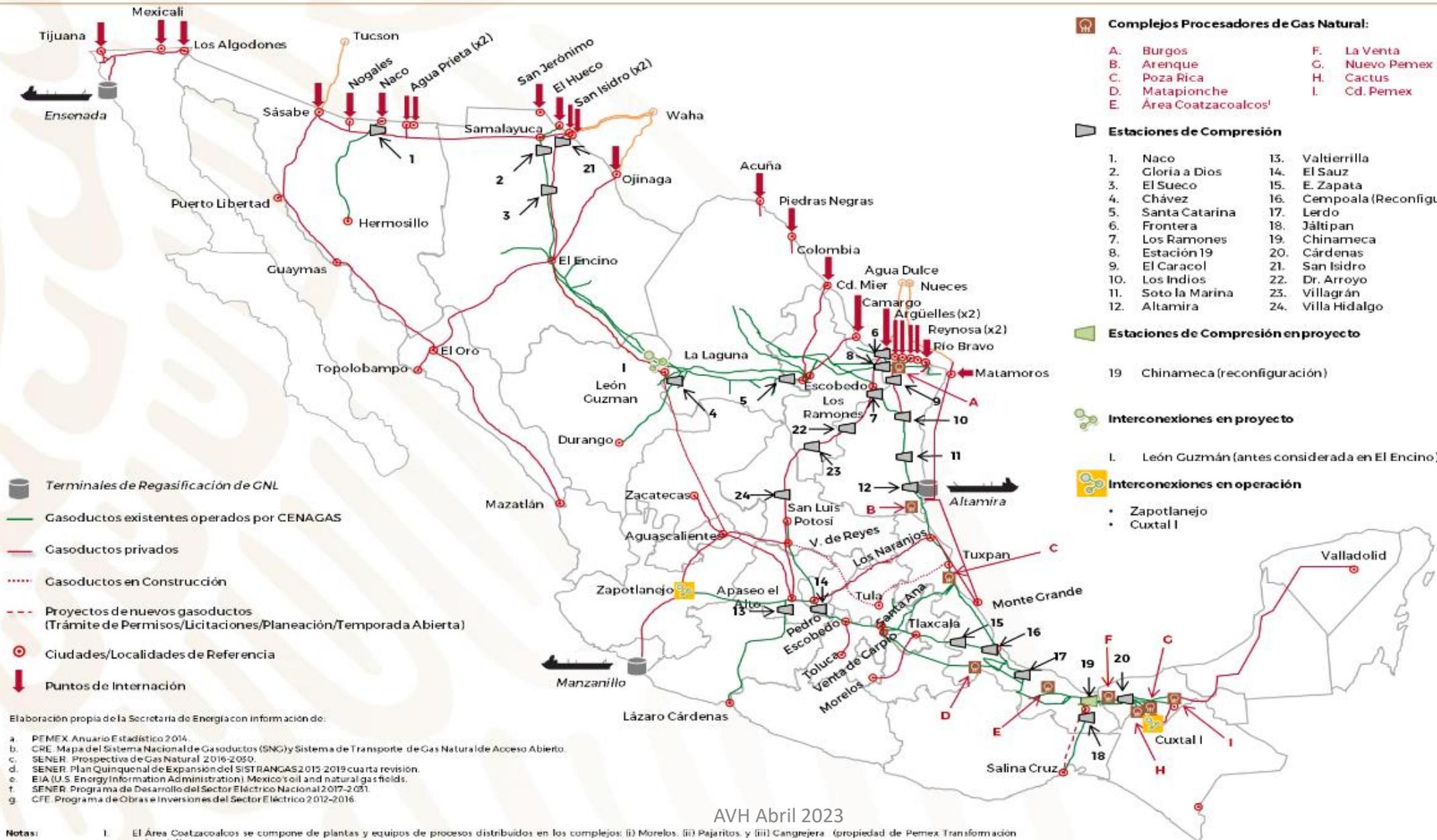


(*) Datos disponibles hasta enero de 2022.

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

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

Fuente: Sistema de Información Energética (SIE).

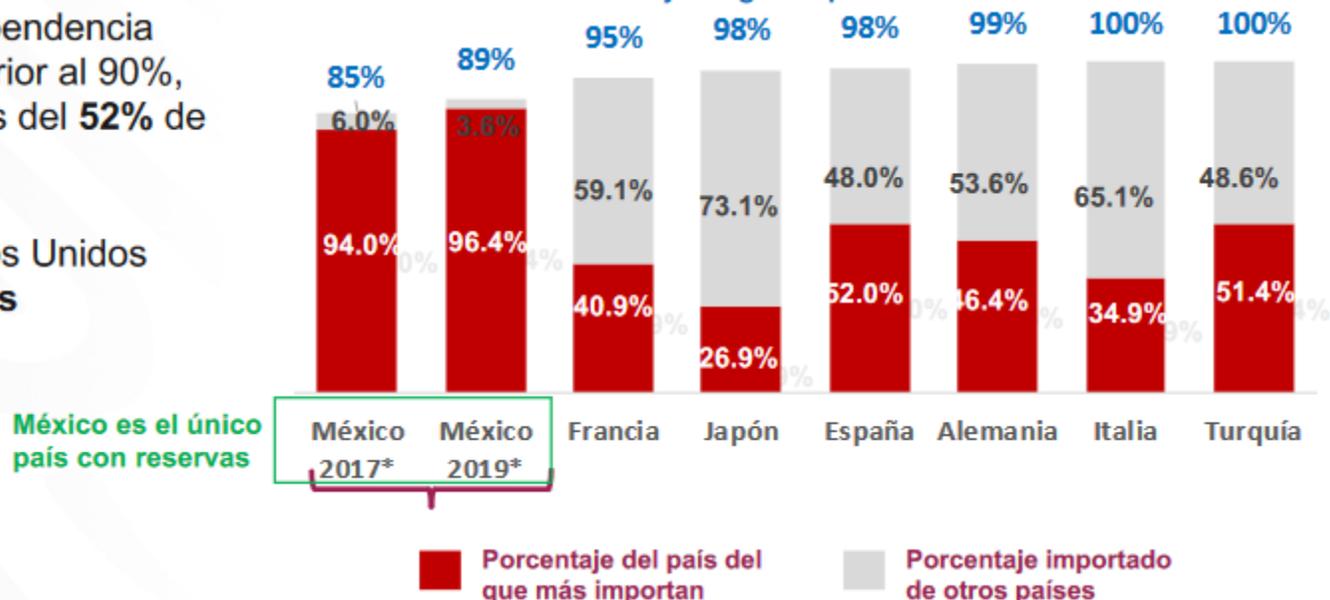


Entre los países con alta dependencia externa de gas natural, México es el que depende en mayor proporción de un solo país.

- Entre los países con alta dependencia externa de gas natural, superior al 90%, ninguno de ellos importa más del **52%** de un solo país.
- Las importaciones de Estados Unidos significan más del **90% de las importaciones totales**.

Situación de las importaciones de gas natural en países importadores

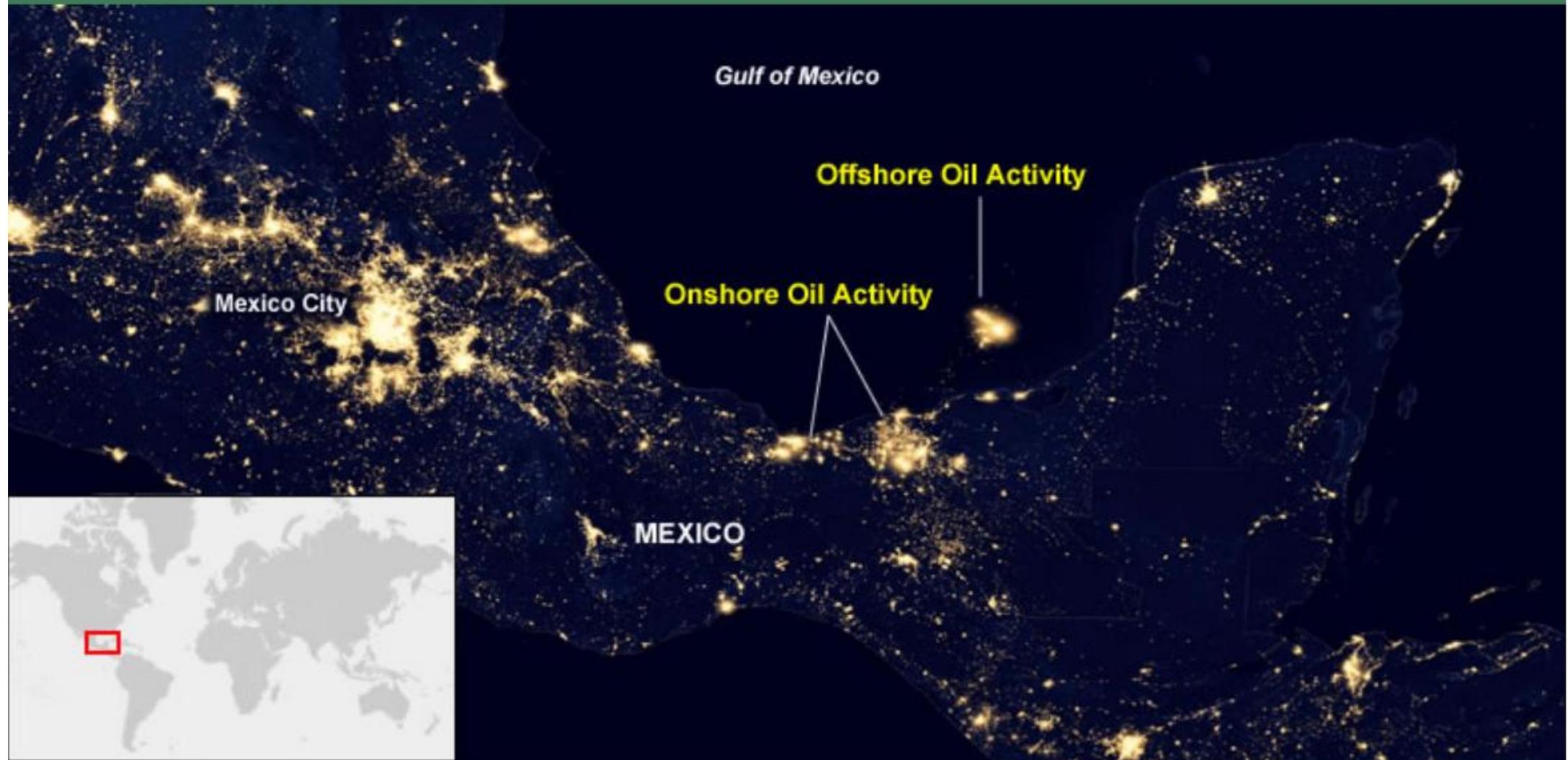
Porcentaje de gas importado sobre consumo nacional



* El porcentaje de México en 2017 considera el consumo nacional, excluyendo el consumo de PEMEX. Si se considera el consumo de PEMEX, este porcentaje se estima en 65%. La estimación de México para 2019 considera la entrada del ducto marino del Sur de Texas (EUA) a Tuxpan (MEX), con una capacidad de importación de 2,600 mmpcd programado para empezar operaciones en octubre de 2018. Se considera una utilización de capacidad de 75%. Información disponible en <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/data/file/311763/531.DGGNP.209.18.INF.1.OT.12.Tercera.Revisi.n.PQ.2015-2019.pdf>.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy. <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

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.

Venteos de gas en Abkatún alfa



Los problemas observados

3. 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.

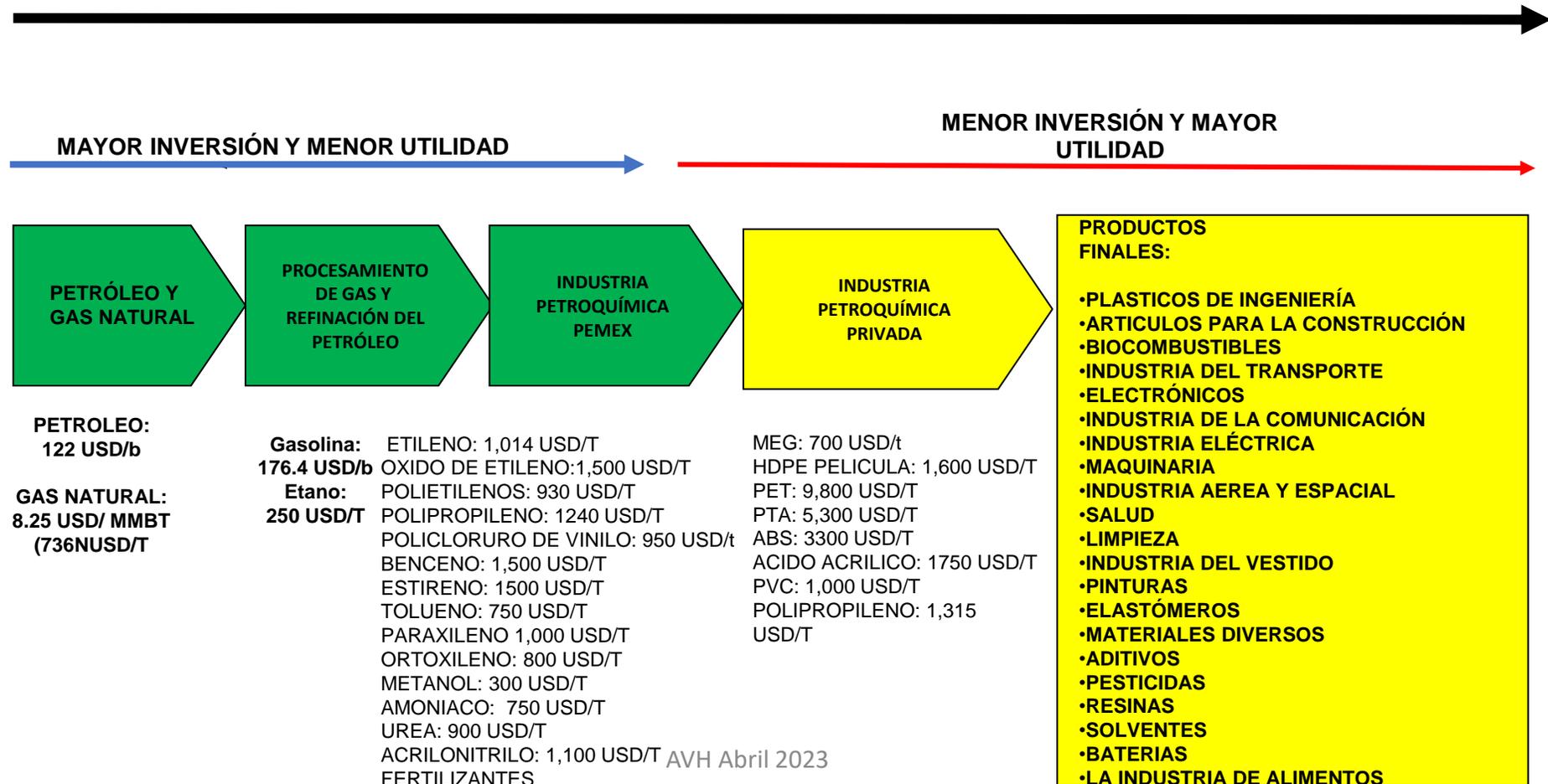
La decisión del ejecutivo de fortalecer la refinación durante esta administración, se ha traducido en un menor presupuesto para mantener, modernizar e incrementar el plantel productivo de procesamiento de gas y de petroquímica.

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.**

La importancia de la industria petroquímica

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

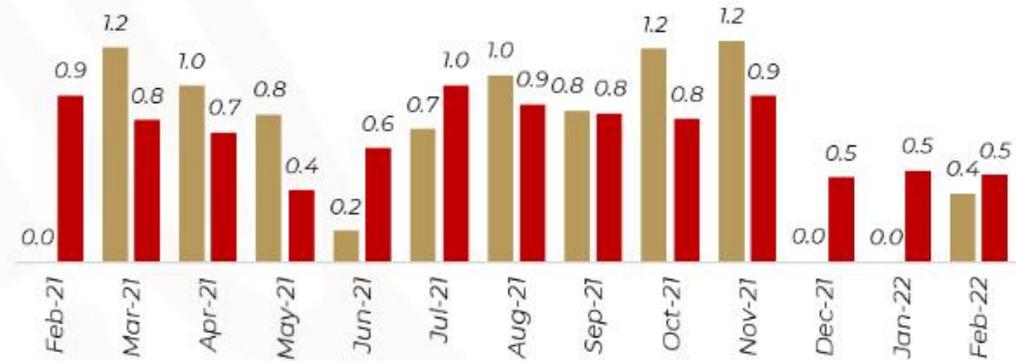
CREACIÓN DE EMPLEOS, DESARROLLO ECONÓMICO Y RIQUEZA



2004-2022



2021-2022



Amoniaco

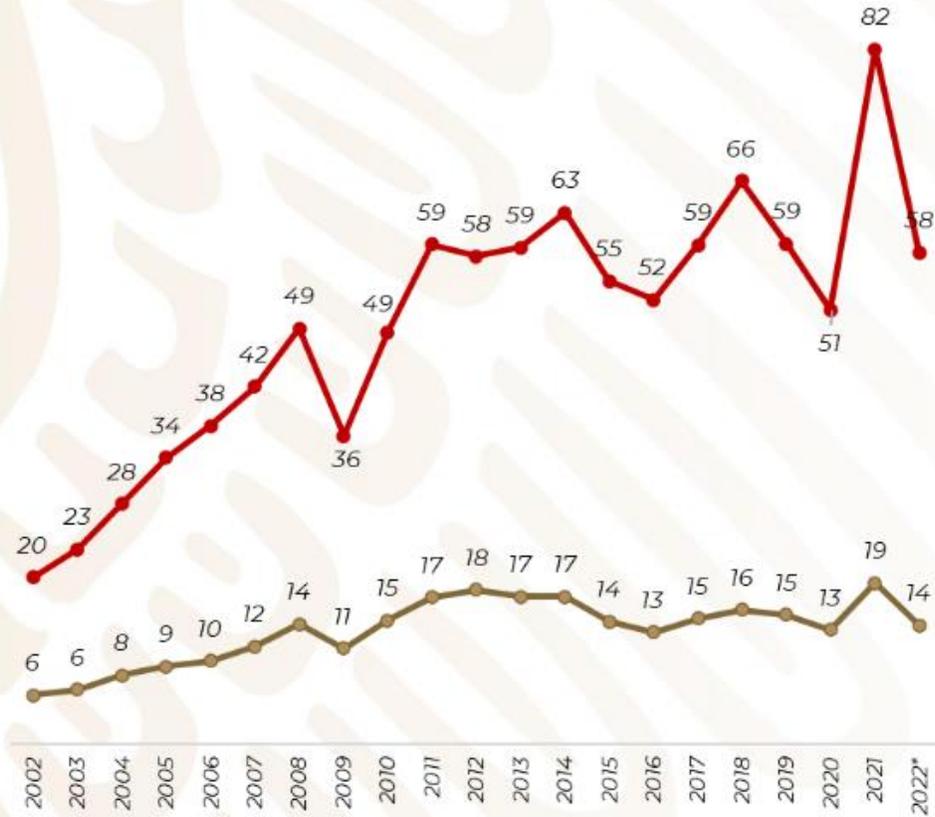
Etileno

(*) Datos disponibles hasta el febrero de 2022.

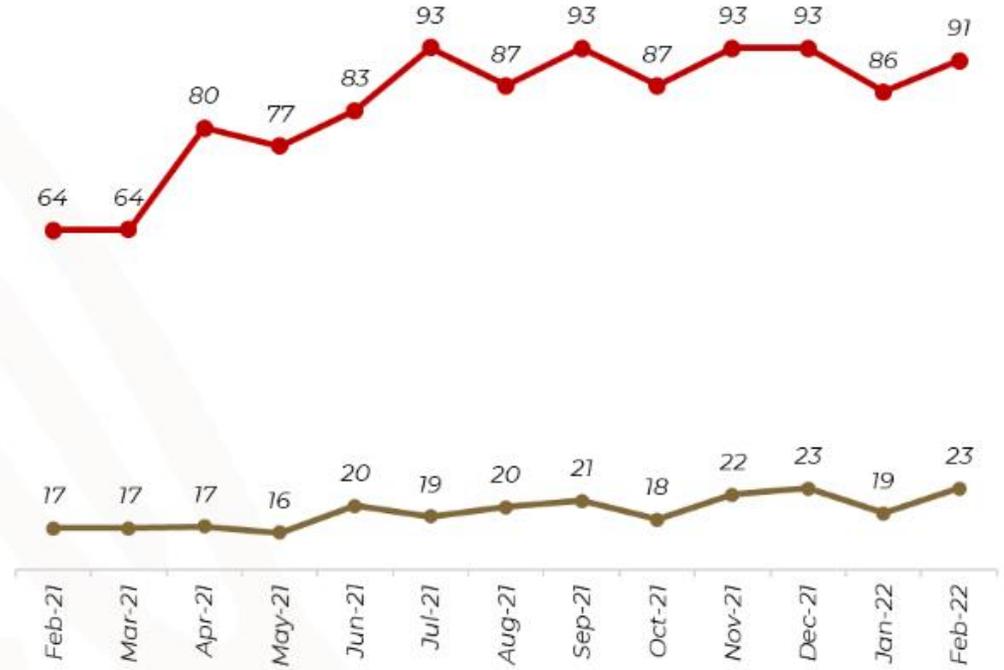
Fuente: Base de Datos Institucional de Petróleos Mexicanos (BDI).

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

2002-2022



2021-2022



— Exportación — Importación

Los problemas observados

4. Plantel viejo con oportunidades de mejoramiento tecnológico

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 y disminuir la contaminación ambiental.**

El sistema de ductos, estaciones de bombeo y terminales de almacenamiento también requieren de ser actualizadas tecnológicamente.

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

Los problemas observados

5. El incremento de accidentes y el incremento de la contaminación ambiental

La contaminación ambiental, el incremento de accidentes, que 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:

Año	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



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

Incendio en la Refinería de Cadereyta el 25 de junio de 2022



Los problemas observados

6. 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 y de los intereses de la misma, **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

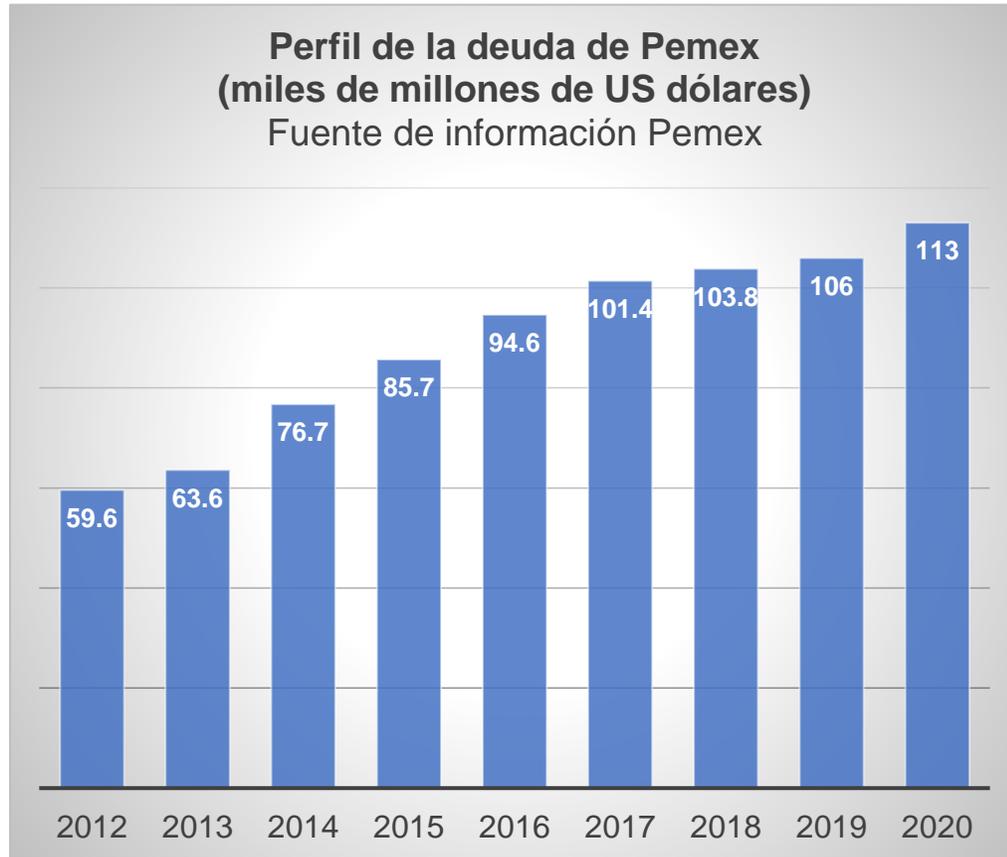
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	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

¹⁴ Incluye productos financieros por inversiones y ganancia por tasa de descuento de pasivo por taponamiento de pozos en 2021, 2020 y 2019.¹⁵ Incluye, principalmente, intereses de la deuda.

Estado Financiero de Pemex deuda consolidada y calificación crediticia de Pemex en 2021.



Pemex informó que obtuvo **ganancias ascienden a 124,283 millones de pesos** (monto que equivale a 6,230 millones de dólares) en el mismo periodo.

Acciones para ayudar a Pemex con la deuda que ha contraído

A mediados del mes de marzo de 2021 el Gobierno Federal de México anunció que destinará **6.412 millones de dólares para amortizar la deuda** de Pemex. **Fuente: PEMEX**

CALIFICACION DE LA DEUDA DE PEMEX:

La agencia **Fitch Ratings** rebajó la calificación de Pemex de **“BB estable” a “BB negativa”**, BB indica vulnerabilidad elevada de riesgo de incumplimiento. El ajuste en dos escalones a la calificación fue consecuencia del ajuste a la baja que hizo un día antes en **la calificación soberana de México**, que pasó de **“BBB+” a “BBB”**, dos niveles por encima del grado de inversión.

Moody’s ajustó a Ba3 negativa la perspectiva de calificación de Pemex, Moody's dijo que la decisión se basa en el alto riesgo de liquidez y creciente riesgo de negocio de Pemex, pues la empresa enfrenta altos niveles de vencimientos de deuda debido a la expansión de su capacidad de refinación y producción. (18)

SP Global Ratings califica a la deuda de Pemex como **‘BBB’/estable**. ‘BBB’: Una obligación calificada con ‘BBB’ presenta parámetros de protección adecuados. Sin embargo, es más probable que condiciones económicas adversas o cambios coyunturales conduzcan al debilitamiento de la capacidad del emisor para cumplir con sus compromisos financieros sobre la obligación.

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

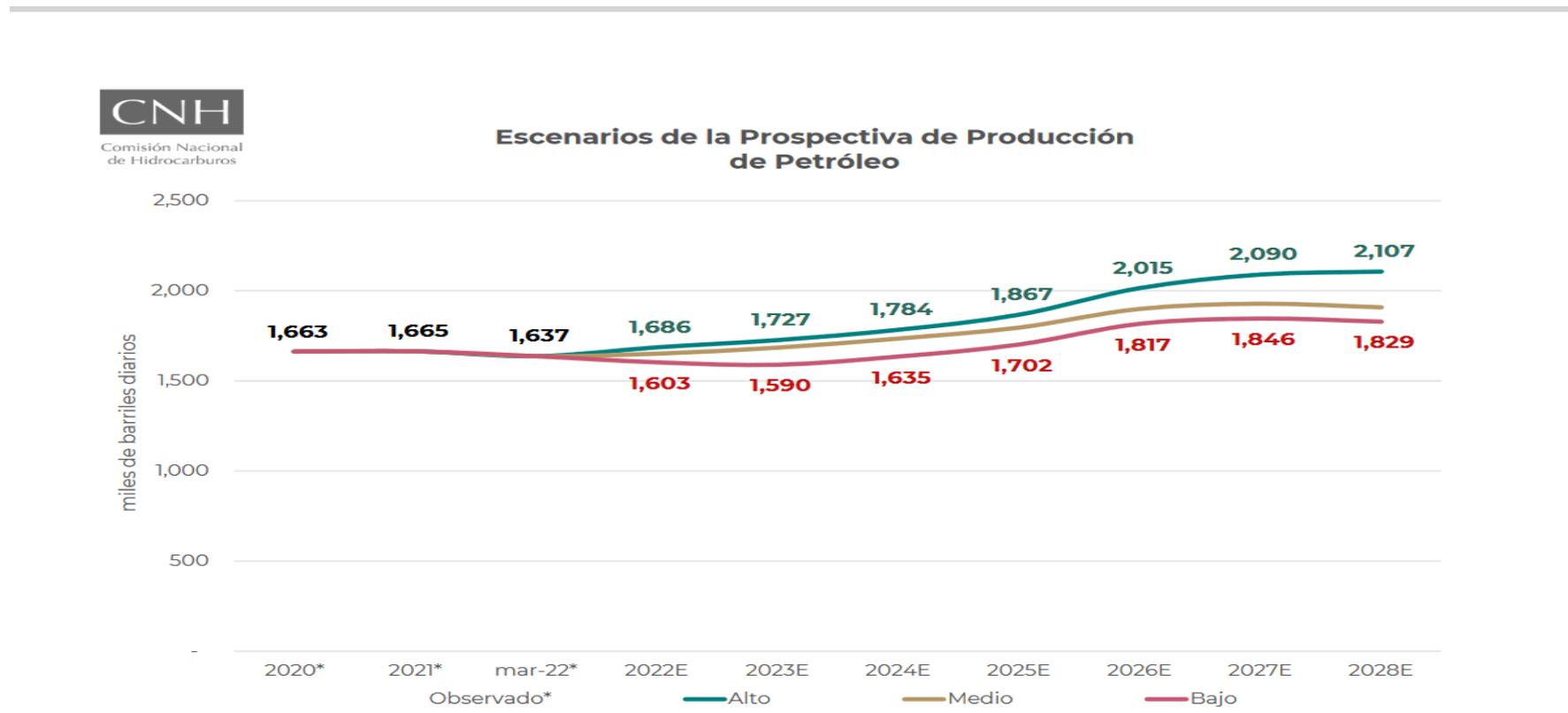
El panorama que se propone tener en la transformación industrial de los hidrocarburos en México en los próximos años incluye los siguientes conceptos:

1. **Se debe hacer un uso mas eficiente, mas rentable y mas 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 mas sustentable.**

Para lograr esta visión, se proponen las siguientes soluciones:

8.1 Incrementar 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 las siguiente gráfica:



8.1 Incrementar la producción y la calidad del crudo procesado petróleo

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

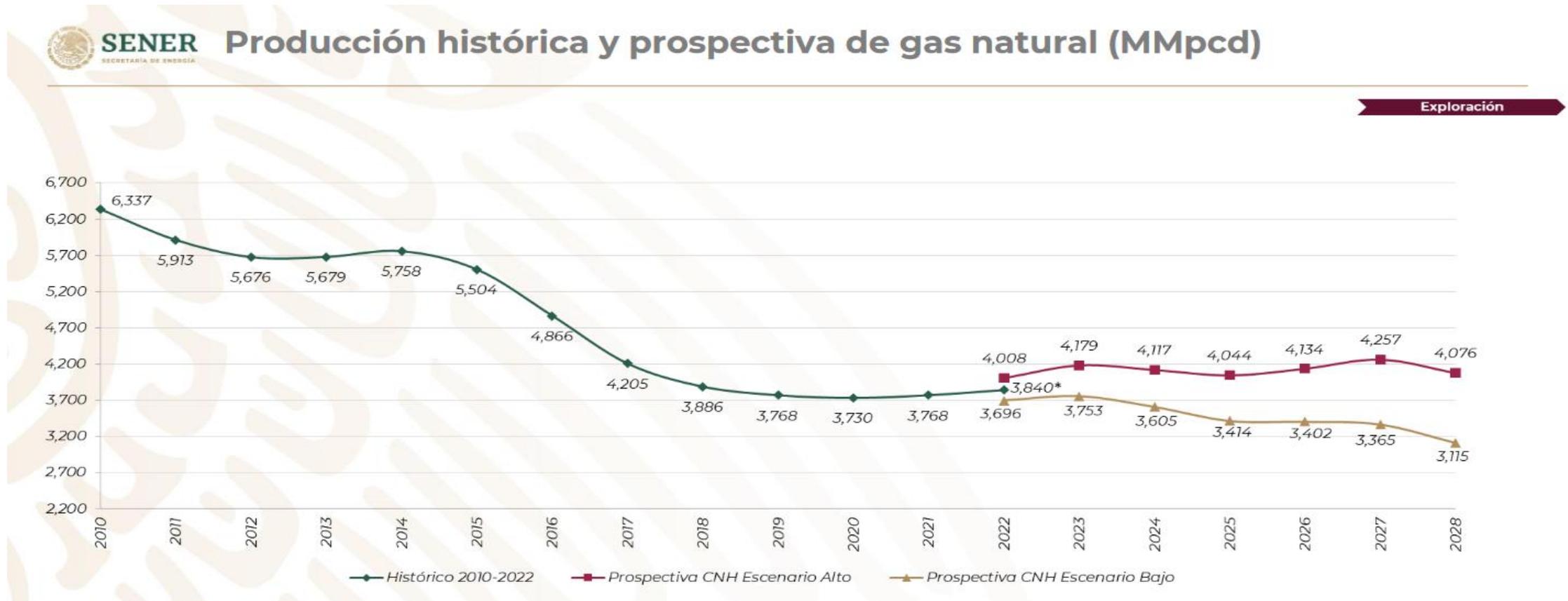
- **El campo Ek-Balam** en el que se pretende recuperar **31.98 mil barriles de aceite y 7.53 mil millones de pies cúbicos de gas**, detalló la Comisión Nacional de Hidrocarburos. El área de explotación es de 63.373 kilómetros cuadrados, y con ubicación de 95 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, 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 desarrollo y en 13 plataformas marinas y 14 ductos, para explotar 145 pozos adicionales, de acuerdo a información de SENER y Pemex.

8.1 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 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.

7.2 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:



8.1 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 Producción Primaria (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 debería contemplar también un acuerdo entre PEP y STI sobre los contaminantes, metales, asfaltenos y azufre, hay que recordar que afectan la operación de refinerías, aún mas 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:

8.2 Mejoramiento de la operación en refinerías

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

Se requiere elaborar una auditoría a cada refinería 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. **Los proyectos de rehabilitación de la 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.

8.2 Incrementar la producción del gas natural disminuyendo la dependencia del exterior

Incorporación de gas natural del Campo Ixashi

Ixashi es el yacimiento terrestre mas grande en los últimos 25 años, se localiza en Tierra Blanca Veracruz y cuenta con una reserva de 366 millones de barriles de crudo equivalente con reservas 1P, certificadas y puede producir hasta 190,000 B/D de crudo equivalente y una producción de gas de 350 MMPCD.

Para aprovechar este nuevo yacimiento se instaló un nuevo Centro de Procesamiento de Gas (Papán, planta Perdiz contratada con la compañía Nuvoil) y de una interconexión con el Centro de Procesamiento de Gas Matapionche, así como toda la infraestructura de interconexión con el sistema de gas seco.

Las instalaciones requeridas son: una batería de separación, dos plantas endulzadoras de gas y de recuperación de azufre, una planta de rocío de separación y un sistema de compresión para bombear el gas seco producido.

Actualmente se cuenta con la ingeniería básica desarrollada por el IMP y no se ha avanzado en el proyecto por falta de presupuesto.

8.2 Incrementar la producción nacional del gas natural

Incorporación de gas natural de Lakash

En la inauguración de la Refinería Olmeca, el director de Pemex, Octavio Romero Oropeza llevó a cabo la firma de la carta de intención entre la paraestatal y **New Fortress Energy** para la reactivación del proyecto Lakach en aguas profundas del Golfo de México, así como con ICA-FLOUR para la construcción de la coquizadora en Salina Cruz, Oaxaca.

El proyecto Lakach será reactivado tras haber sido suspendido por falta de rentabilidad para PEMEX, tiene un potencial de reserva de gas de 937 mil millones de pies cúbicos.

Esta reactivación se realizará a través de la empresa productiva PEMEX y en colaboración con privados, realizando una inversión de 1,459 millones de dólares con la visión de recuperar 1,197 millones de dólares disminuyendo así la pérdida inicial.

- Es un campo de gas no asociado y condensado
- Es el primer desarrollo de gas en aguas profundas.
- La explotación de este campo se realizará con infraestructura submarina y terrestre.

Incremento de la producción de gas natural, disminuyendo la dependencia del exterior. La explotación del yacimiento Lakach



8.2 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.

8.2 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.

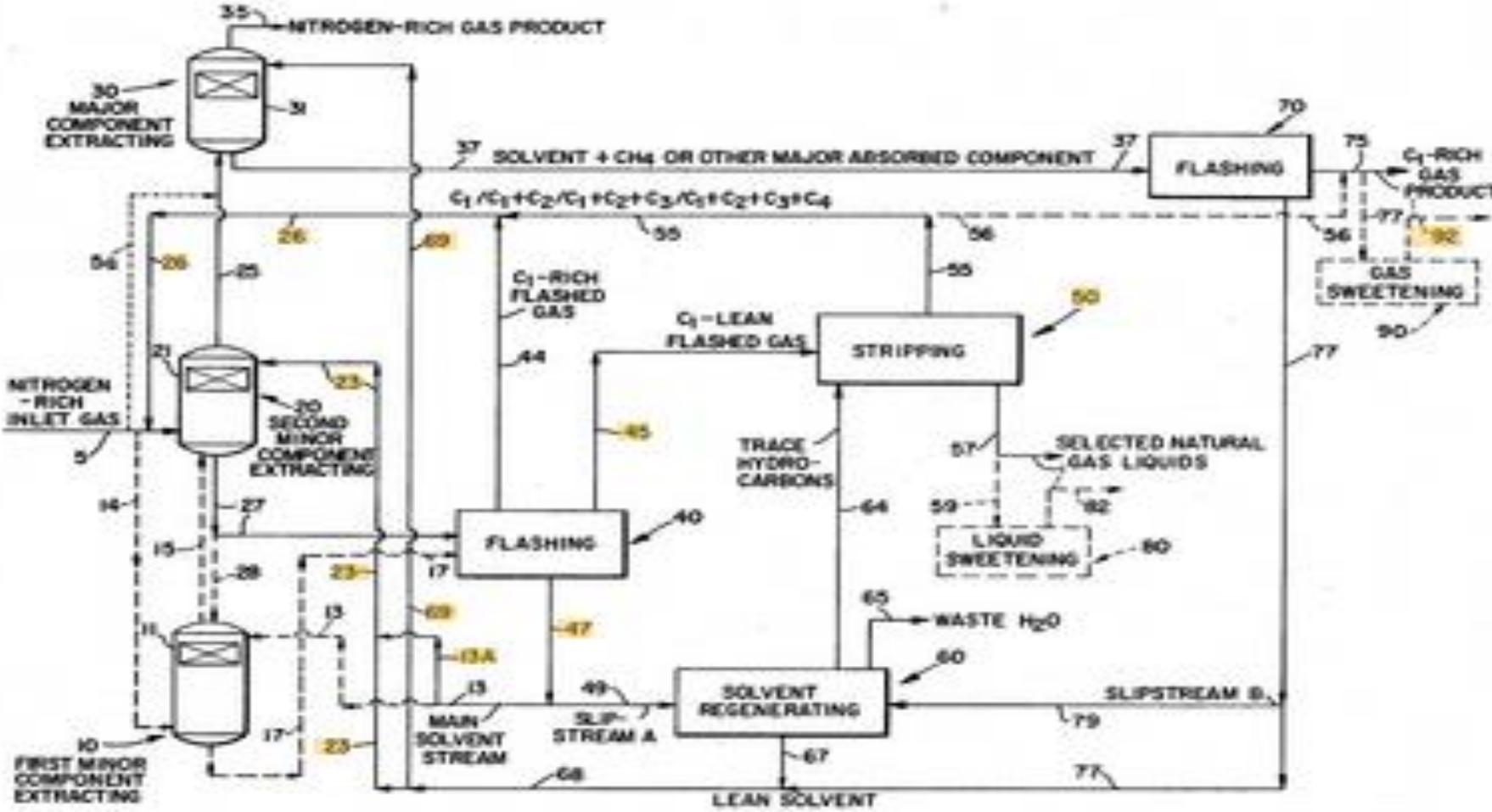
Estudiar con el IMP si es factible técnicamente instalar columnas de absorción antes de la planta criogénica instalada en Cd. Pemex con el fin de amortiguar las variaciones de flujo que impiden la operación de la planta criogénica de rechazo de nitrógeno.

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.

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



U.S. Patent

Nov. 18, 1986

4,623,371

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

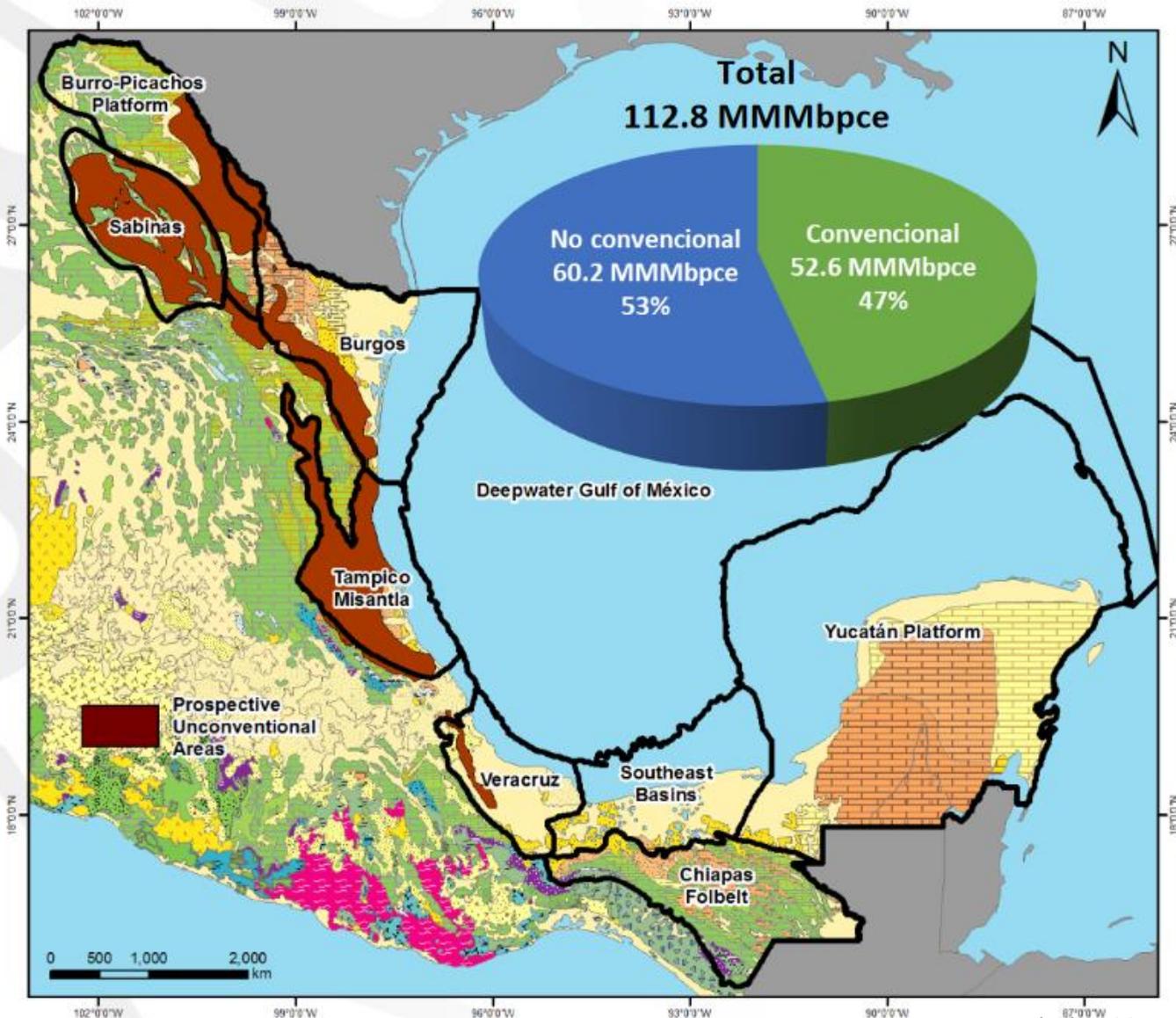
Ante el declinamiento de la producción de gas amargo en los yacimientos convencionales y la creciente importación de gas seco, afortunadamente tenemos en México la opción de contar con grandes reservas de gas natural en los yacimientos de estructura compacta.

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

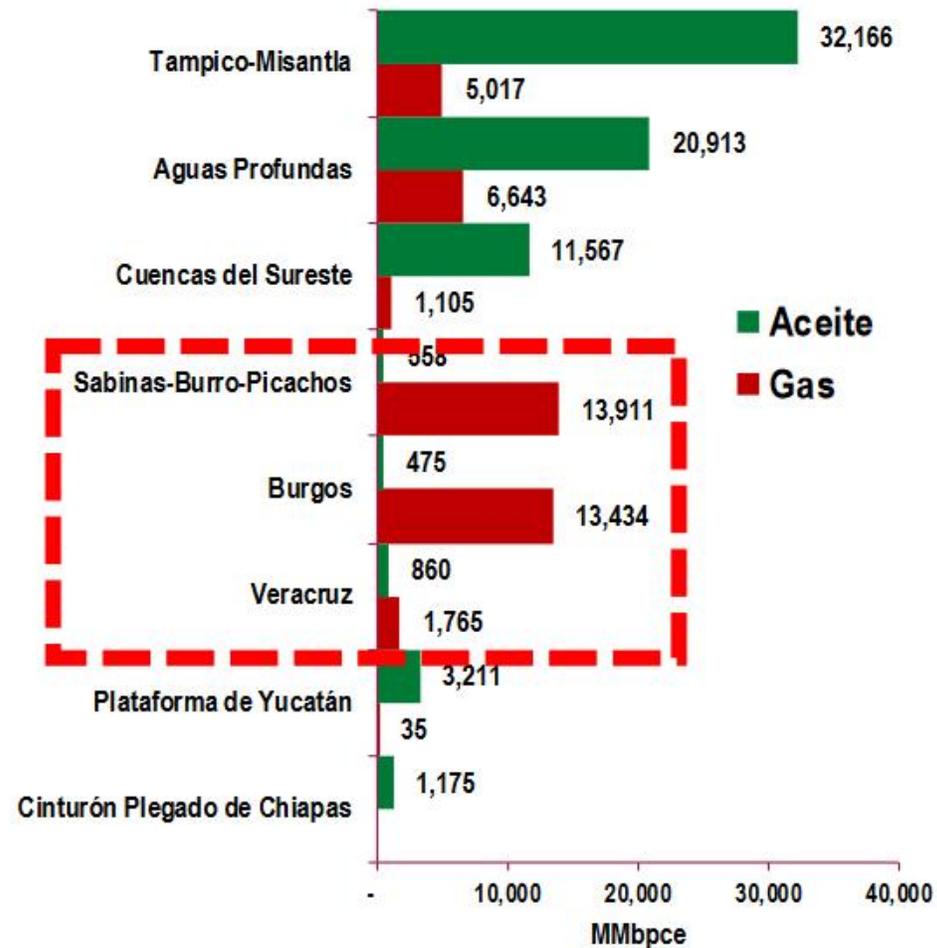
1. Esta tecnología requiere de un uso extensivo de la tierra.
2. Requiere de una gran cantidad de agua, que no se tiene en el norte del país.
3. Existe contaminación del aire por emisión de gases de efecto invernadero.
4. Existe el potencial de contaminar los mantos freáticos, por la contaminación de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



Recursos prospectivos por tipo de hidrocarburo esperado



* Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

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



8.4 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.

8.4 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 lo 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.

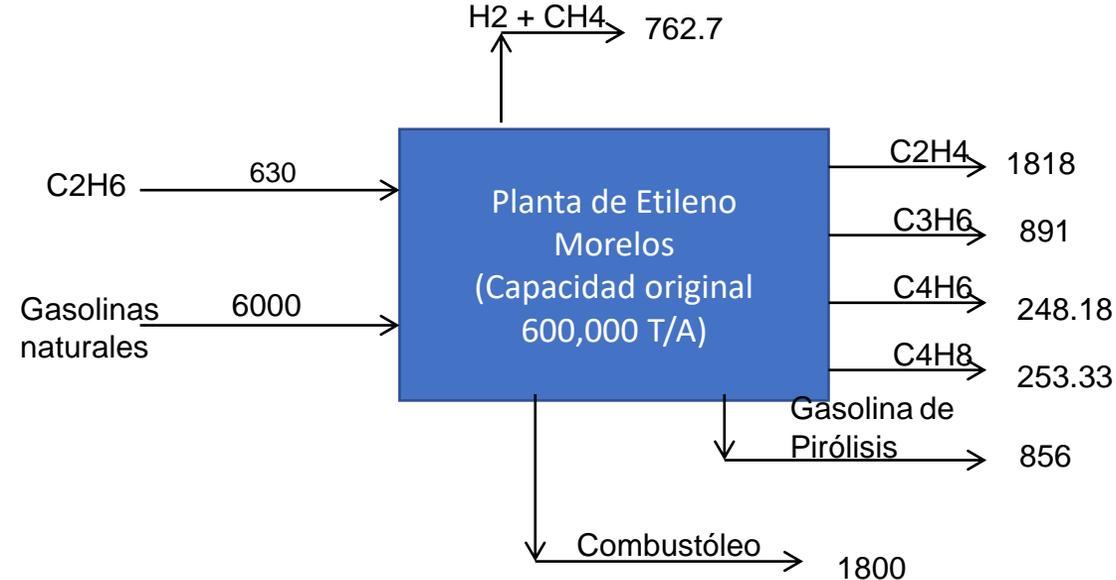
La inversión aproximada para la modificación incluyendo la modernización de toda la planta se estima en \$ 1,000,0000 USD, para el caso de la alimentación de etano mas propano, 1,200,000 USD para el caso de la alimentación de etano mas naftas.

Una de la 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.

7.4 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)



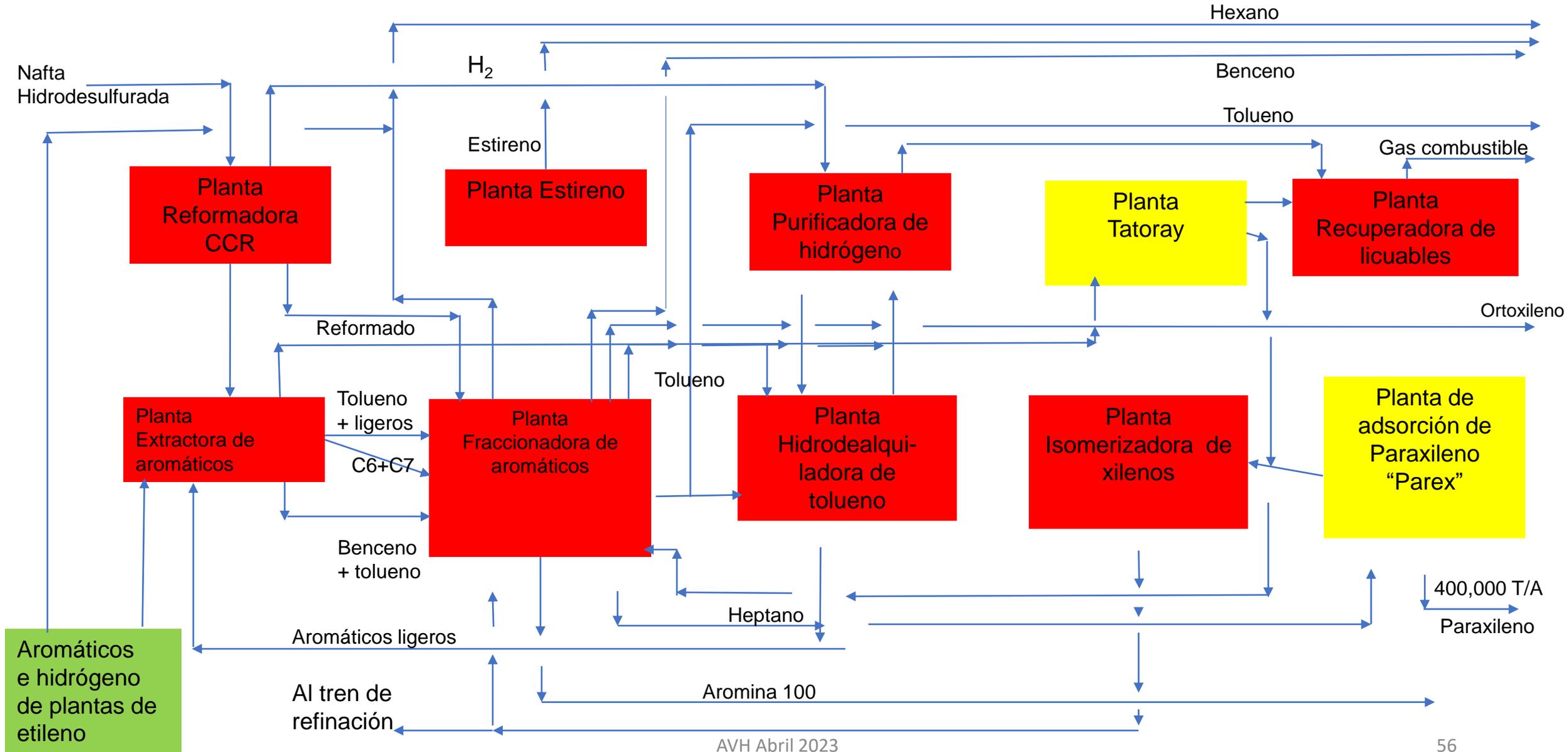
ESTIMACION DEL VALOR DE VENTA DE LOS PRODUCTOS DE LA PLANTA DE ETILENO DEL COMPLEJO PETROQUIMICO MORELOS CRAQUEANDO UNA MEZCLA DE ETANO Y NAFTA (Precios promedio 2022).

Fuente de informacion: Pyrolysis: Theory and Industrial Practice. Siegfried Nowak and Hubert Gunschell Academic Press. 1983. Incluidos los precios actuales de ICIS Chemical Business y el Oil and Gas Journal

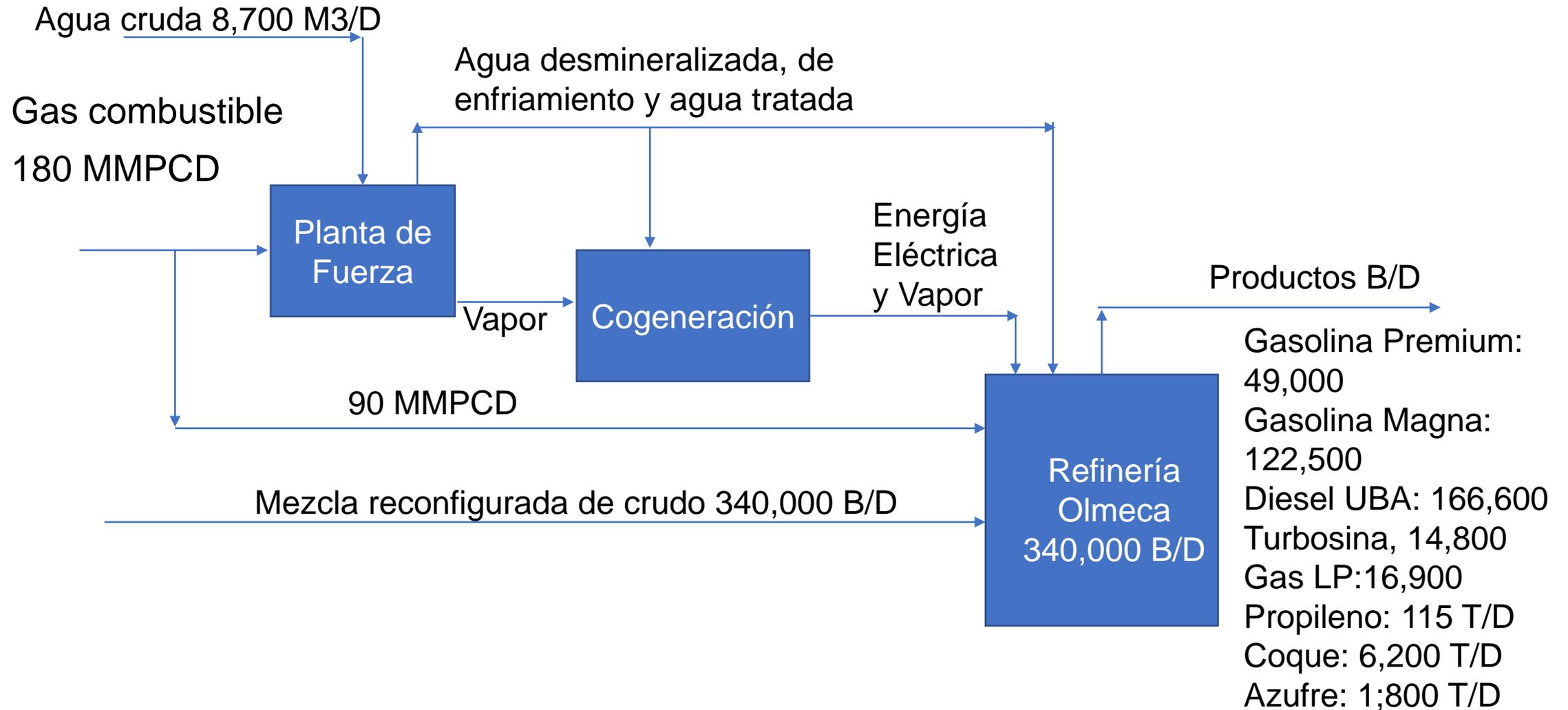
PRODUCTO	% PESO	PRODUCCION T/A	PRECIO DE VENTA \$ USD/T	VALOR DE LA PRODUCCION \$ USD/A
HIDROGENO	0.81			
METANO	16.15			
ACETILENO	0.29			
ETILENO	29	600,000.	600	\$ 360,000,000
PROPILENO	17	294,030	1,500	\$ 441,045,000
PROPANO	0.58			
BUTANOS	5			
BUTENOS	5.3	83,599	1,100	\$ 91,958,900
BUTADIENO	4.32	81,899	600	\$ 49,139,400
PENTANOS	1.92			
MEZCLA DE AROMÁTICOS	19.53	282,480	1,000	\$ 141,240,000
VENTAS TOT.				\$ 1,065,383,300
MATERIAS PRIMAS				
ETANO		207,900	240	\$ 49,896,000
NAFTAS (B/A)		1,980,000	150	\$ 297,000,000
				\$ 346,896,000
UTILIDAD DE OPERACIÓN				\$ 716,487
RETORNO DE LA INVERSION (AÑOS)				\$ 1.67

8.5 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.



8.6 La Refinería Olmeca en operación.



8.6 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

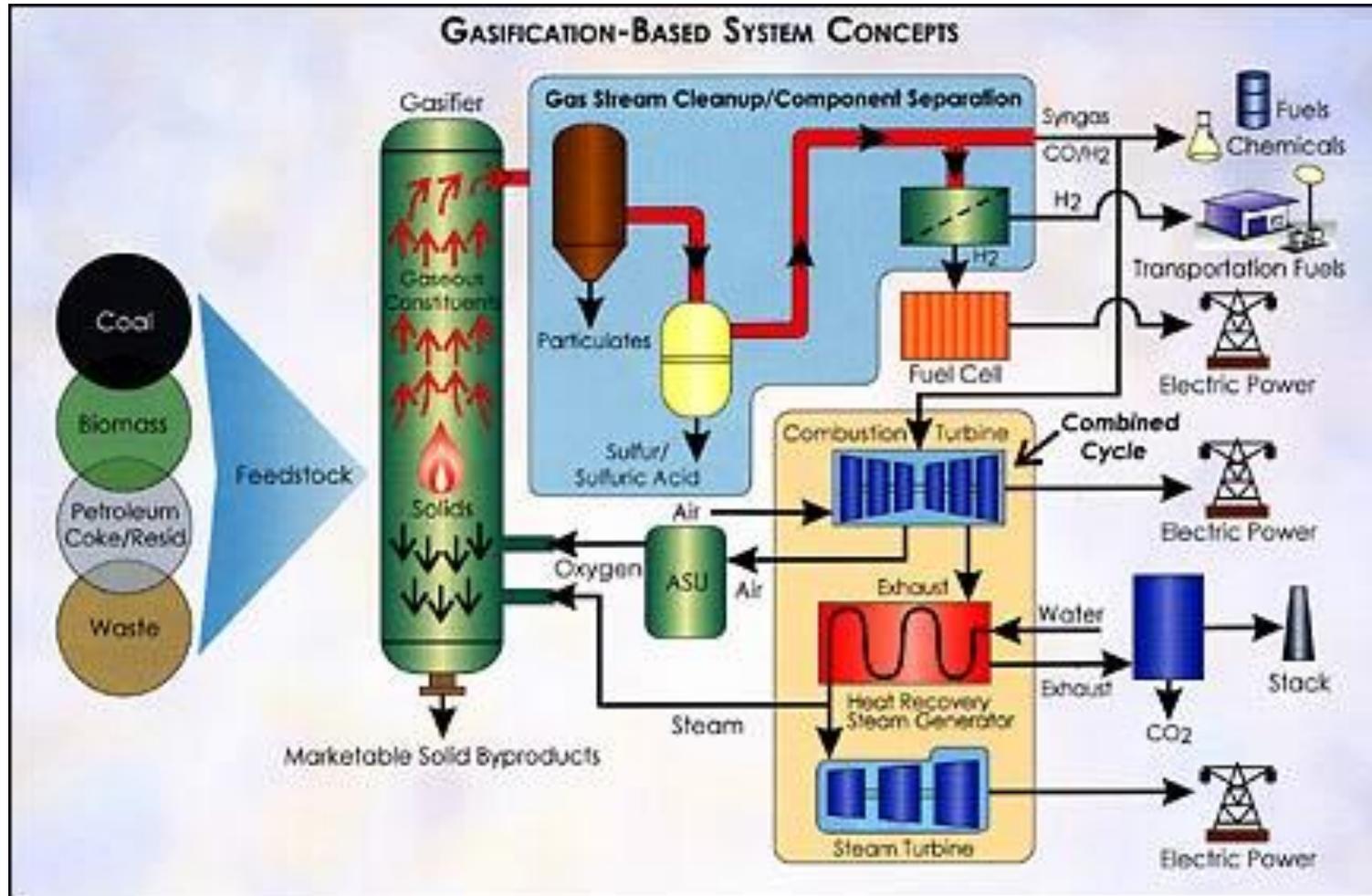
Ubicación: Dos Bocas, Tabasco □ Factor de servicio: 0.904 (330 días de operación al año)

8.7 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

GASIFICATION-BASED SYSTEM CONCEPTS

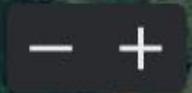
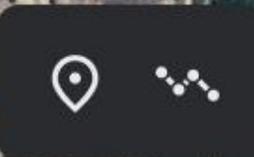


8.9 Promoción de uso de la reserva territorial disponible en los Complejos Petroquímicos para la instalación de plantas de petroquímica secundaria y otras.

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.

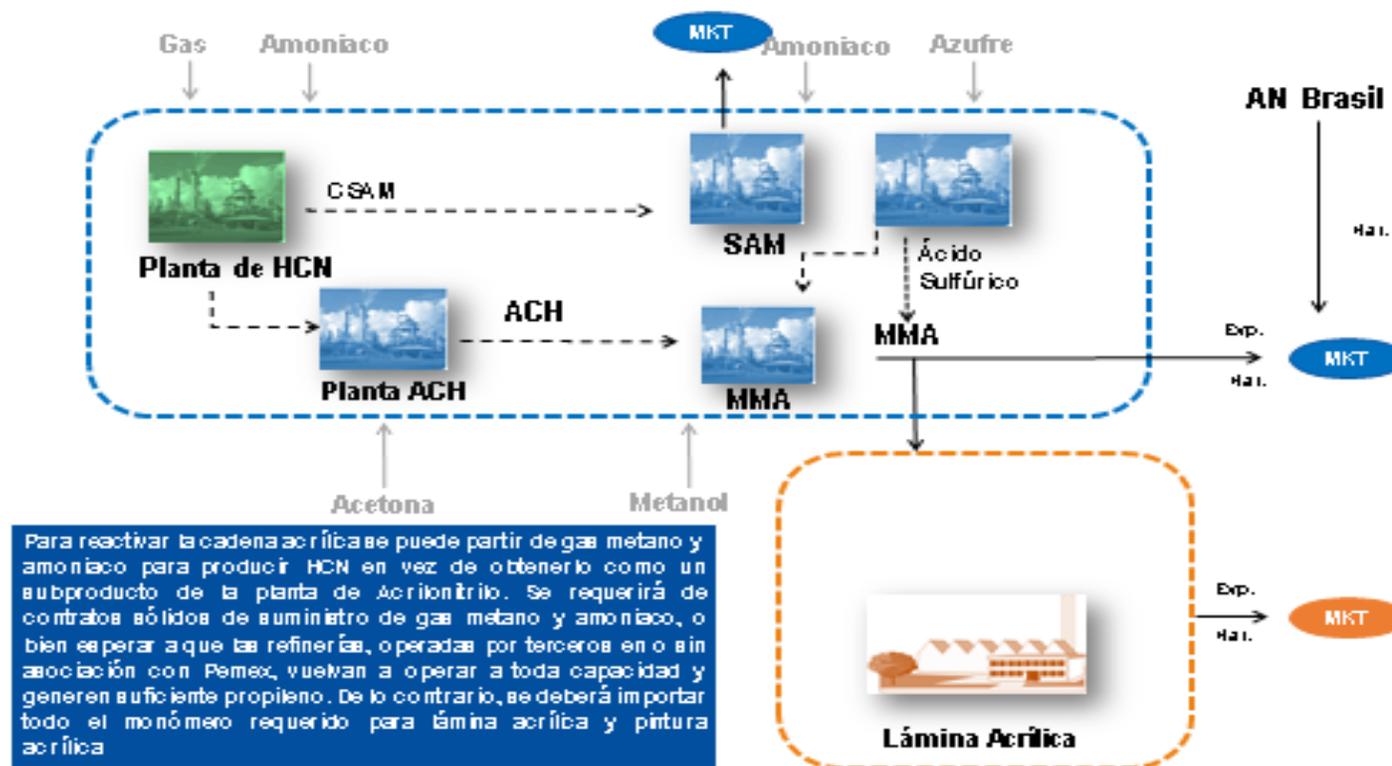


Allende



Producción de productos petroquímicos precursores.

¿Cómo reactivar la cadena acrílica en México?

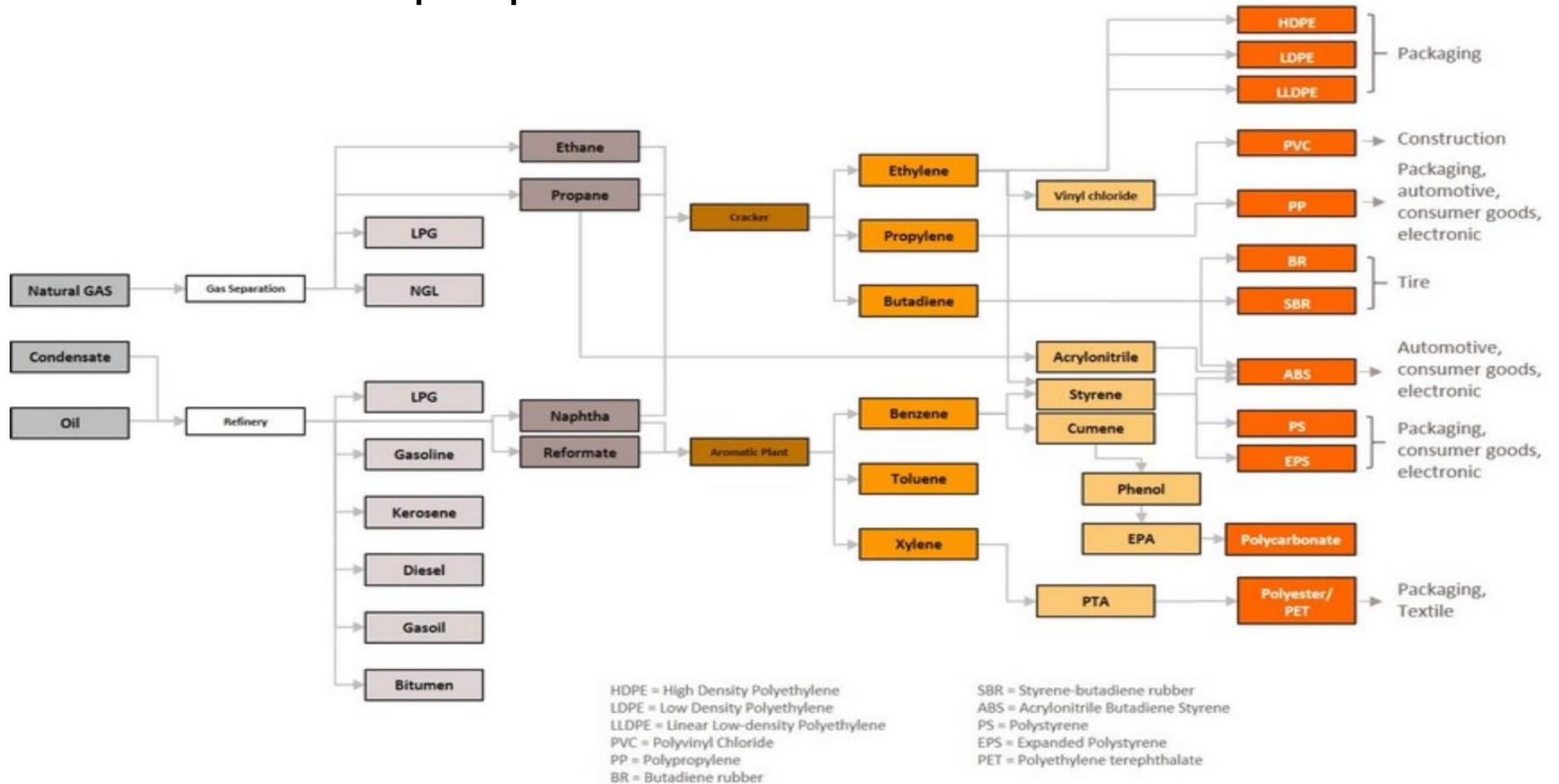


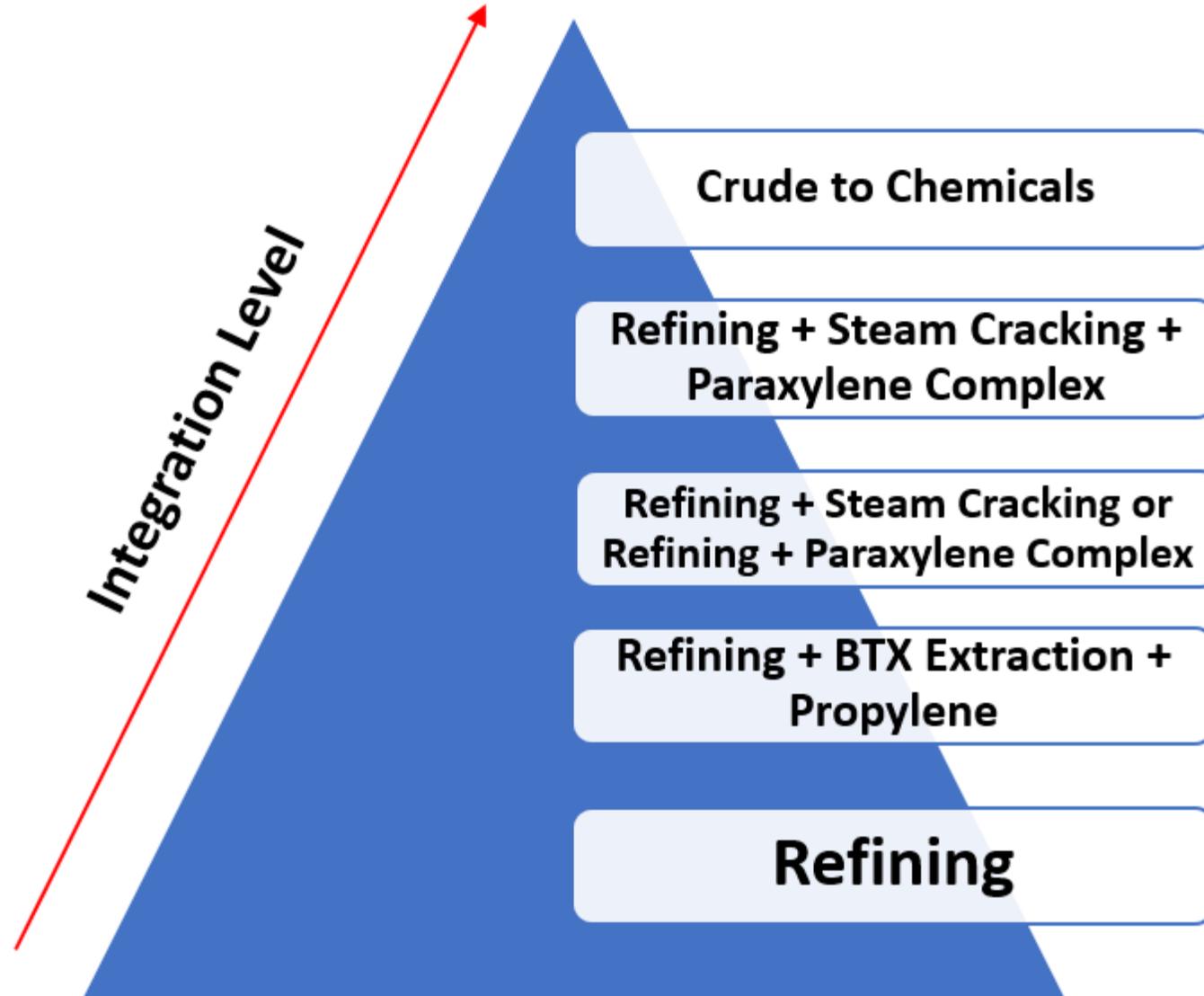
Nota: El acrilonitrilo puede importarse de cualquier país y no solamente de Brasil, actualmente UNIGEL lo importa de Brasil al dejar de operar la planta de Acrilonitrilo de Pemex en el Complejo Petroquímico Morelos.

8.10 La integración de la Refinería Petroquímica

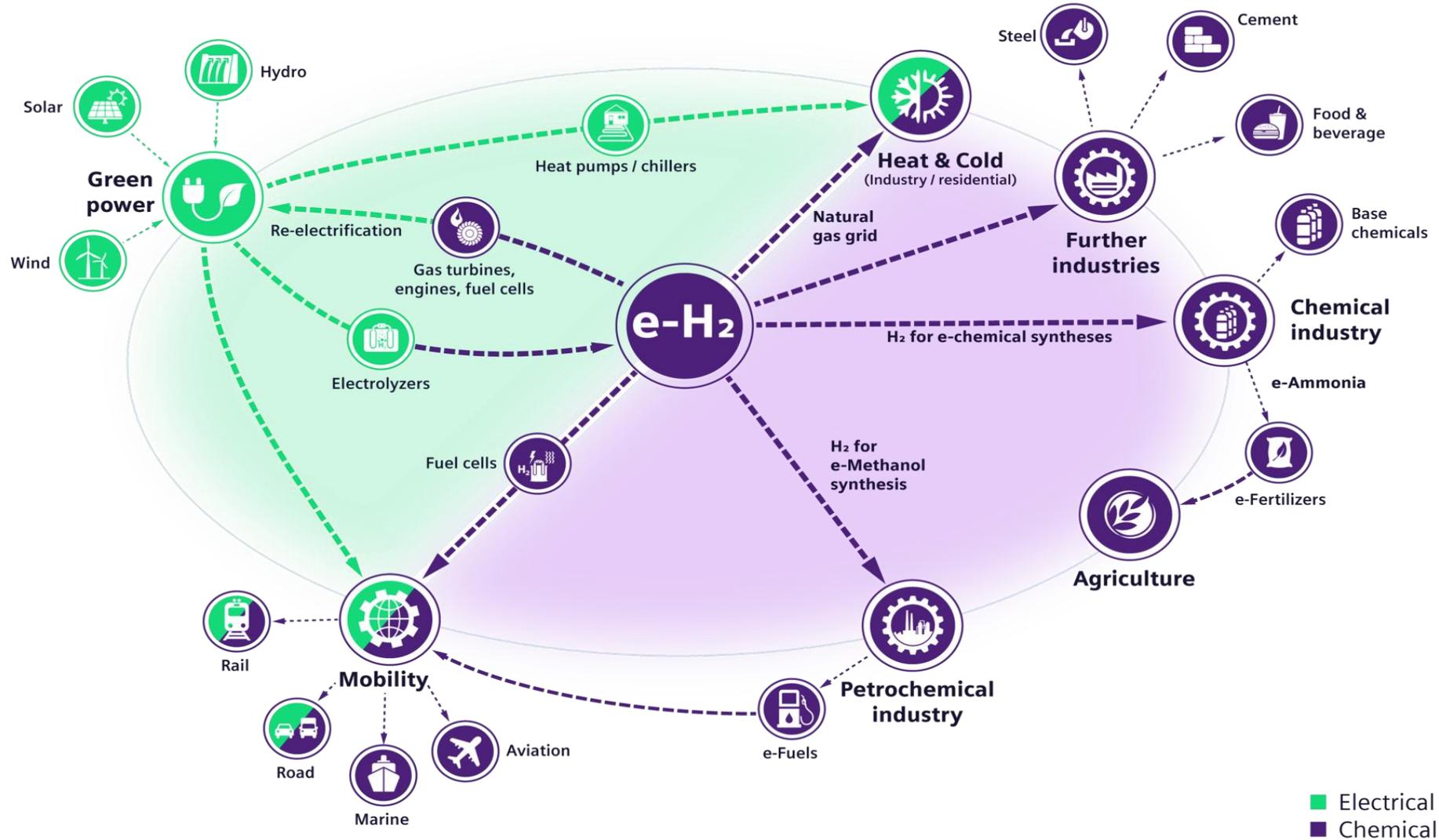
A medida que la demanda de petrolíferos comience a disminuir por el uso de vehículos eléctricos, lo cual se espera que ocurra de acuerdo con diferentes analistas, durante la década de 2030 a 2040, las refinerías tenderán a convertirse en refinerías de producción de petroquímicos, productos que inclusive tienen una mayor agregado que los petrolíferos, a continuación se presenta el esquema de la reconversión del esquema de procesamiento, sí como los soportes dados por los analistas.

7.7 La refinería petroquímica





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



8.10 Descripción de las acciones y proyectos propuestos para potenciar la producción en la petroquímica 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
- 2 Mejora en la calidad del gas amargo procesado
 - Incremento en la importación de gas natural
 - Incremento en la producción de gas natural
- 3 Incremento de la producción de gas por la explotación de yacimientos no convencionales
4. Incremento en la producción de etano en 900 T/D
- 5 Mejora en la operación y el mantenimiento en refinerías
 - Mejoramiento en la calidad del crudo procesado
- 6 Mejoramiento en la operación y el mantenimiento de los Complejos Petroquímicos.
- 7 Flexibilidad en la alimentación de las plantas de etileno e incremento de producción en plantas de derivados del etileno
- 8 Transformación de las refinerías en refinerías petroquímicas

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 la petroquímica de Pemex en el corto, mediano y largo plazo.

- 10 Terminar los proyectos de producción de diésel UBA
- 11 Mejorar la calidad del crudo procesado, cumpliendo con las especificaciones y aproximándose a las composiciones originales consideradas en las especificaciones originales.
- 12 Revisión de la capacidad de la red nacional del SNR, para Poder recibir los petrolíferos importados y los de la Refinería Olmecca.
Mejoramiento en la operación y el mantenimiento de los Complejos Petroquímicos.
- 13 En Cosoleacaque hacer el mantenimiento a las plantas 5 y 7 para que estén en posibilidades de entrar en operación.
- 12 Flexibilidad en la alimentación de las plantas de etileno, alimentando etano, propano y gasolinas naturales e incremento de producción en plantas de derivados del etileno.
- 13 Rehabilitación del Complejo de Aromáticos en Cangrejera.
- 14 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 la petroquímica de Pemex en el corto, mediano y largo plazo.

14 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.

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

16 Uso del coque y del carbón mineral para producir gas de síntesis, amoniaco, metanol y energía eléctrica.

16 El uso del nitrógeno verde en la elaboración de la petroquímica sustentable.

17 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)

Conclusiones:

- En este trabajo se proponen acciones y proyectos concretos, para fortalecer la industria petroquímica mediante el trabajo en conjunto del el sector público y el privado, dada la falta de recursos económicos de PEMEX.
- Para ello es contar necesariamente con la voluntad política, para crear una nueva industria petroquímica en donde se genere un valor agregado a los hidrocarburos.
- La 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.
- Se propone en el futuro la creación de refinerías petroquímicas, para incrementar la producción de petroquímicos, cuando disminuya la demanda de petrolíferos.
- A largo plazo, se propone la elaboración de hidrógeno verde.
- El reciclado de plásticos es una tarea muy importante que deberá impulsarse en el futuro.

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).