

**LXII CONVENCION NACIONAL 2023
INSTITUTO MEXICANO DE INGENIEROS QUÍMICOS**

LA MODERNIZACION DE LA PETROQUÍMICA DE PEMEX

OBSERVATORIO CIUDADANO DE ENERGÍA

Ings. Alejandro Villalobos Hiriart, Josué Roque, Enrique Pareja, Luis Puig Lara,

José Mañón. Abraham Klip, Dr. Francisco Barnes

CDMX 9 de Noviembre de 2023

Dedicatoria

Dedicamos este trabajo a los Ingenieros Roberto Andrade Cruz, Rodolfo del Rosal Díaz, ambos egresados de la Facultad de Química de la UNAM y Ricardo Martínez Morales, y al Ing. Enrique Márquez Silva, egresados del Instituto Tecnológico de Cd. Madero y de la Universidad de Nuevo León respectivamente.

Los cuatro recientemente fallecidos en el mes de octubre, fueron grandes amigos y compañeros, comprometidos siempre en su trabajo para el progreso de México y grandes formadores de capital humano.

Roberto destacó en la ingeniería de proyecto, en Bufete Industrial y en el Instituto Mexicano del Petróleo, posteriormente trabajó en Pemex en la industria petroquímica y en refinación en lo relativo a la ingeniería de procesos, a la seguridad industrial y al cuidado ambiental, fue Presidente del Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos.

Dedicatoria

Rodolfo desarrolló la mayor parte de su vida en el seno del Instituto Mexicano del Petróleo, principalmente en el ramo de la ingeniería de procesos, realizó actividades de asimilación, creación y desarrollo de herramientas en el ramo de simuladores de proceso para el diseño de plantas industriales, de evaluación de refinerías y modelos de optimización de complejos industriales, fue Director Ejecutivo de Ingeniería de Procesos y director del Consejo Nacional de Ahorro de Energía, Académico Titular en la Academia de Ingeniería, siendo el Presidente del Comité de Ingeniería Química.

Ricardo trabajó en refinación hasta los últimos días de su vida como Gerente de la Refinería de Salina Cruz, en donde llegó después de una carrera de éxitos en el sector de refinación, ascendiendo desde la escala jerárquica, por su esfuerzo y dedicación al trabajo. Inició sus trabajos en la Refinería Madero y posteriormente en la Refinería de Minatitlán en la parte de producción de petrolíferos.

Enrique, fue un pilar en la inspección y seguridad de plantas de amoniaco en el Complejo Petroquímico Cosoleacaque, fue un pilar para el desarrollo de la industria petroquímica de Pemex y para la prevención de accidentes, destacó como un gran formador de recursos humanos en el campo de la seguridad industrial.

Contenido

1. Antecedentes históricos de la industria petroquímica en México
 - 1.1 La importancia de la industria petroquímica
2. La problemática en el suministro de las materias primas
 - 2.1 Gas natural
 - 2.2 Etano
 - 2.3 Petróleo
3. La producción de productos petroquímicos a través del tiempo
 - 3.1 La balanza comercial de petroquímicos
4. El estado financiero de Pemex
5. Las propuestas para resolverla problemática
 - 5.1 Incremento en la Terminal Marítima de Pajaritos de la vaporización de etano importado.
 - 5.2 La flexibilización en la alimentación en las plantas de etileno de Morelos.
 - 5.3 El manejo de los subproductos generados: propileno, butenos y butadieno, y de la gasolina de pirólisis en el tren de aromáticos.

Contenido

- 5.4 La propuesta de actualización tecnológica del tren de aromáticos de Cangrejera.
- 5.5 El incremento de la disponibilidad de gas natural
 - 5.5.1 Por medio del incremento de la importación
 - 5.5.2 Por medio de la producción de las reservas no convencionales.
- 5.6 La rehabilitación de las plantas de amoniaco de Cosoleacaque y el incremento en la producción de fertilizantes nitrogenados.
- 5.7 La puesta en marcha de la Refinería Olmeca en Dos Bocas
- 5.8 La gasificación del coque, carbón, combustóleo y reesiduos para la producción de gas de síntesis.
- 5.9 Promoción de uso de la reserva territorial disponible en los Complejos Petroquímicos para la instalación de plantas de petroquímica secundaria y otras.
- 5.10 La integración de la refinería petroquímica
- 5.11 El uso del hidrógeno verde en la elaboración de la petroquímica sustentable

Contenido

Anexos:

Anexo 1: PRODUCCIONES HISTÓRICAS DE PRODUCTOS
PETROQUÍMICOS

Anexo 2: INFORMACIÓN SOBRE VENTEOS DE GAS NATURAL

Anexo 3: LOS ESFUERZOS DE PEMEX PARA PROCESAR CRUDOS
PESADOS

Anexo 4: INFORMACIÓN SOBRE LOS SINIESTROS RECIENTES DE
PEMEX

Anexo 5: DETALLE DE LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS DE
PEMEX

Anexo 6: DETALLE DE LOS CAMBIOS NECESARIOS EN LA PLANTA
DE ETILENO DEL COMPLEJO PETROQUÍMICO MORELOS

1. Antecedentes históricos en México de la Industria petroquímica

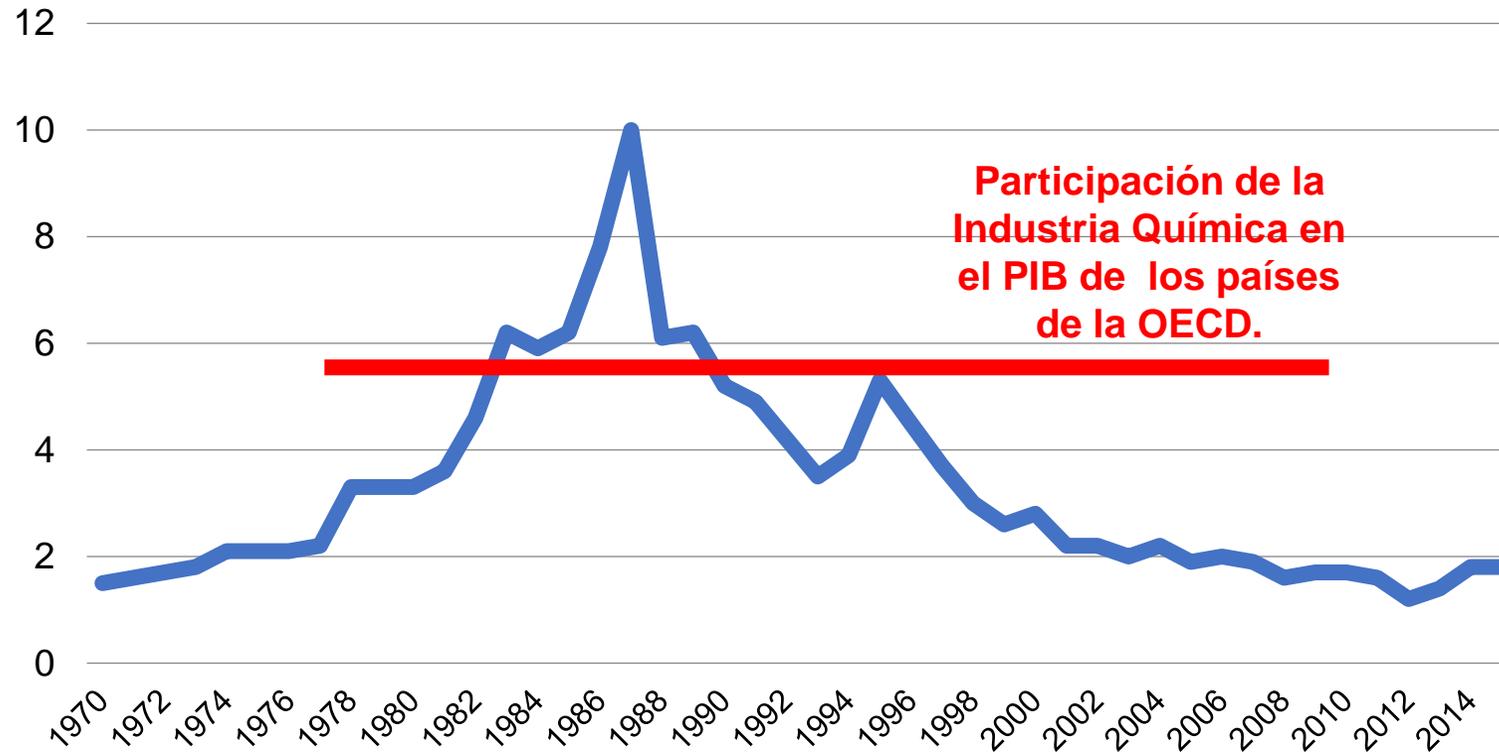
- La industria Petroquímica nacional nace en México con la planta de tetraetilo de plomo, en 1939, en el proyecto Confidencial 1, a cargo del Dr. Teófilo García Sancho, planta que consolida la expropiación petrolera. Teófilo García fue uno de los becarios que completaron sus estudios en Alemania, enviados por el Secretario de Educación Pública de entonces, José Vasconcelos.
- En 1951, se arranca en Cuautitlán la primera planta de amoníaco 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 López 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 dodecílbenzeno, 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

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

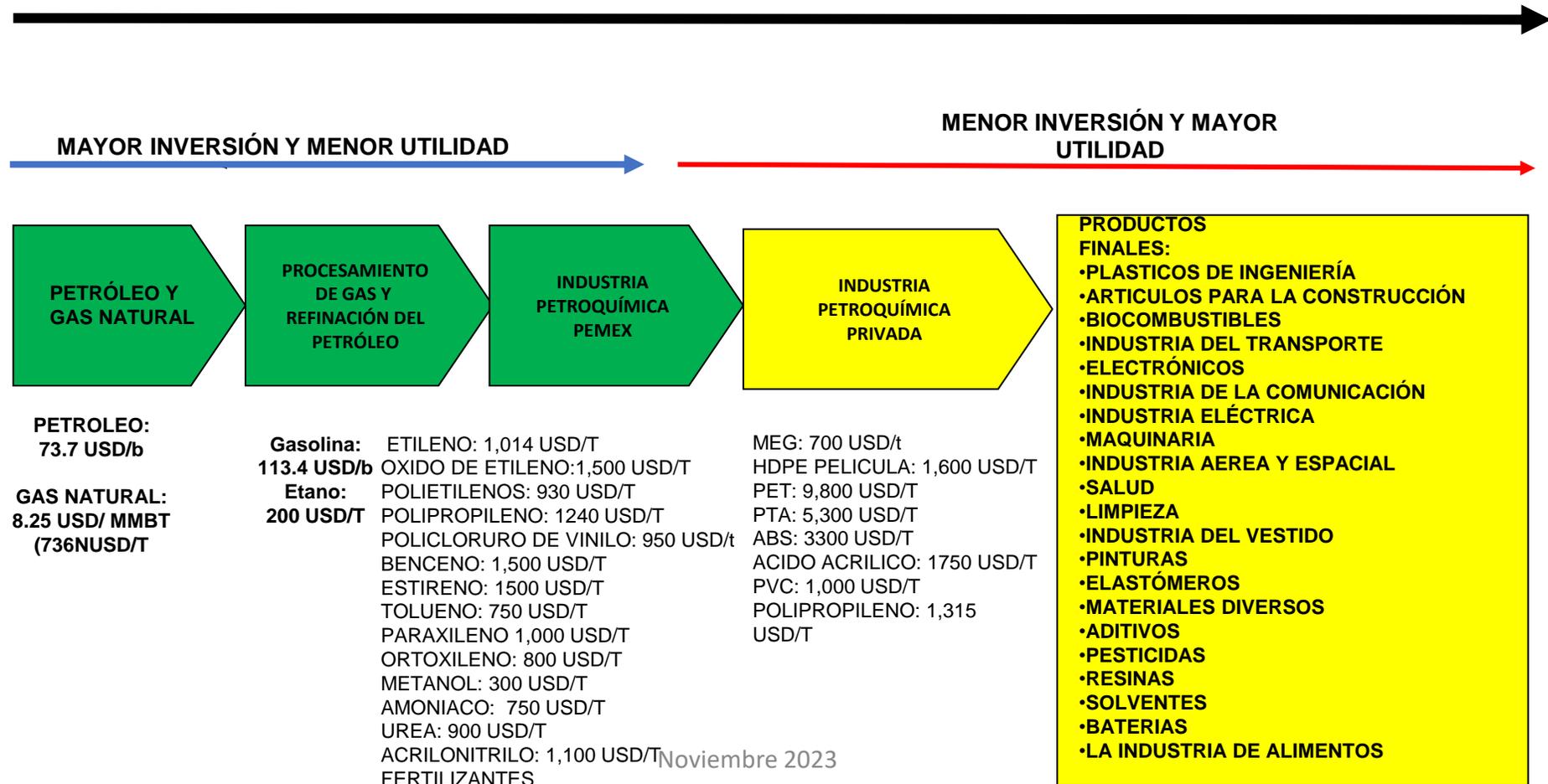
Fuente: ANIQ



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



Noviembre 2023

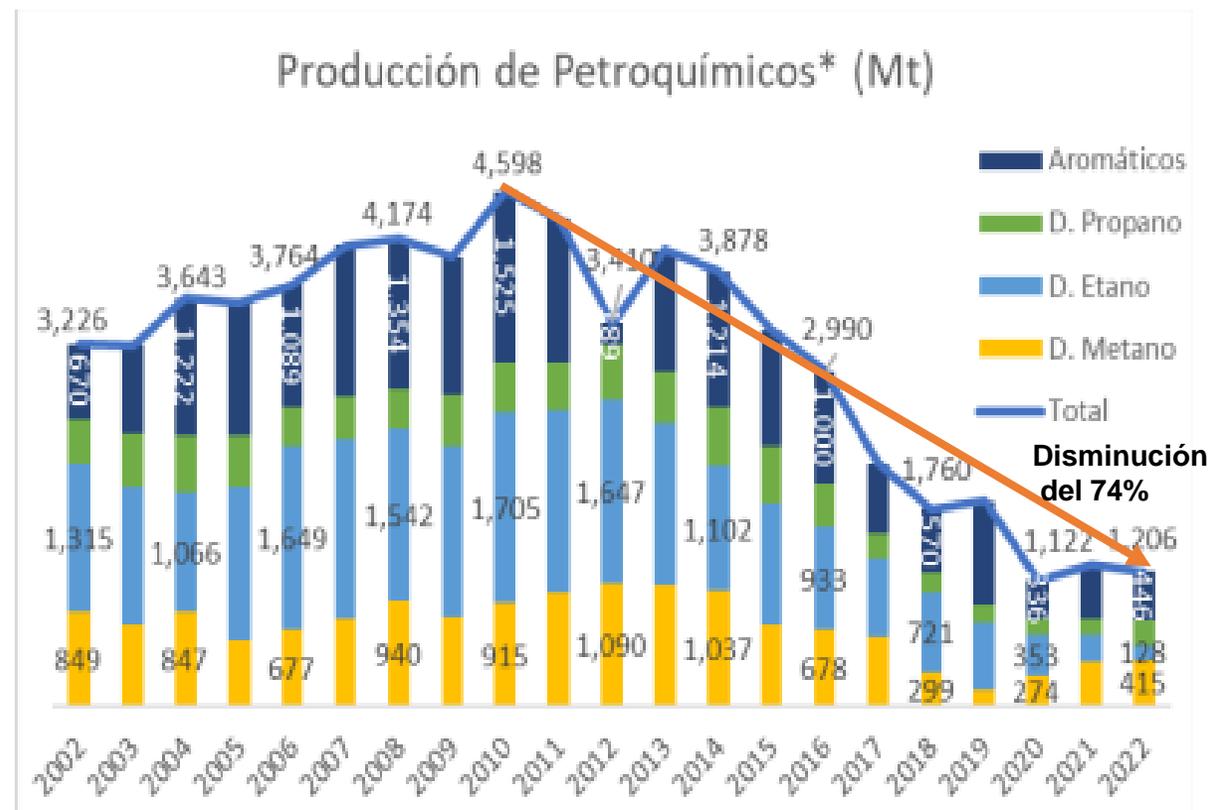
Antecedentes de la industria petroquímica:

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 disminución de la producción de petroquímicos ha sido sustancial como se observa en la gráfica adjunta.

Por otro lado, ya en esta administración, la decisión del ejecutivo de fortalecer el sector de refinación 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.**



*Fuente: Sistema de información Energética de SENER. (MT: Miles de Toneladas anuales) D. Metano son los derivados del Metano, excepto el CO₂; D. Etano son los derivados del etano, excepto el etileno que es la materia prima de los derivados; D. Propano son los derivados del propano. Tomado de una presentación del Ing. Jorge Mañón. (Ver Anexo 1, para las producciones en años anteriores (Contribución del Ing. Luis Puig Lara).

Período	EXPORTACIONES			IMPORTACIONES			SALDO
	Total	Productos Petroquímicos	Productos de origen petroquímico	Total	Productos petroquímicos	Productos de origen petroquímico	
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

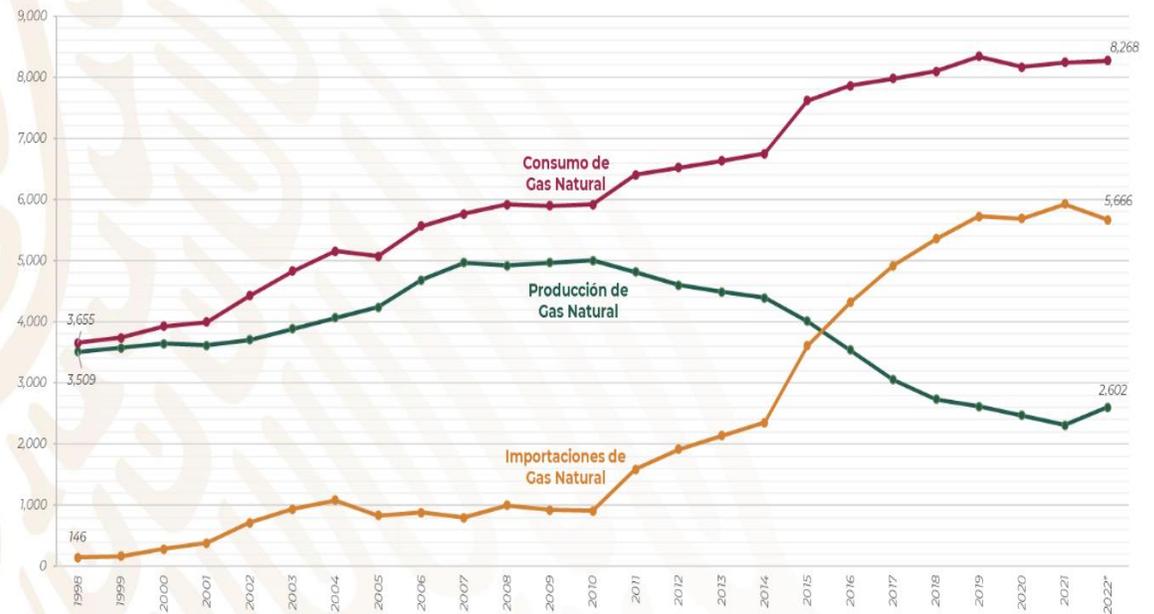
**3.1 La balanza
Comercial de
Productos
petroquímicos a
finales de 2022 fue
deficitaria en
\$ 24,298,962,000
MMUSD
Fuente de
información INEGI,
SAT, SE, BANXICO**

2. La problemática en el suministro de las materias primas: gas natural

En las últimas tres administraciones del país, la situación de la industria petroquímica se ha ido deteriorando por diferentes causas, que se describen a continuación:

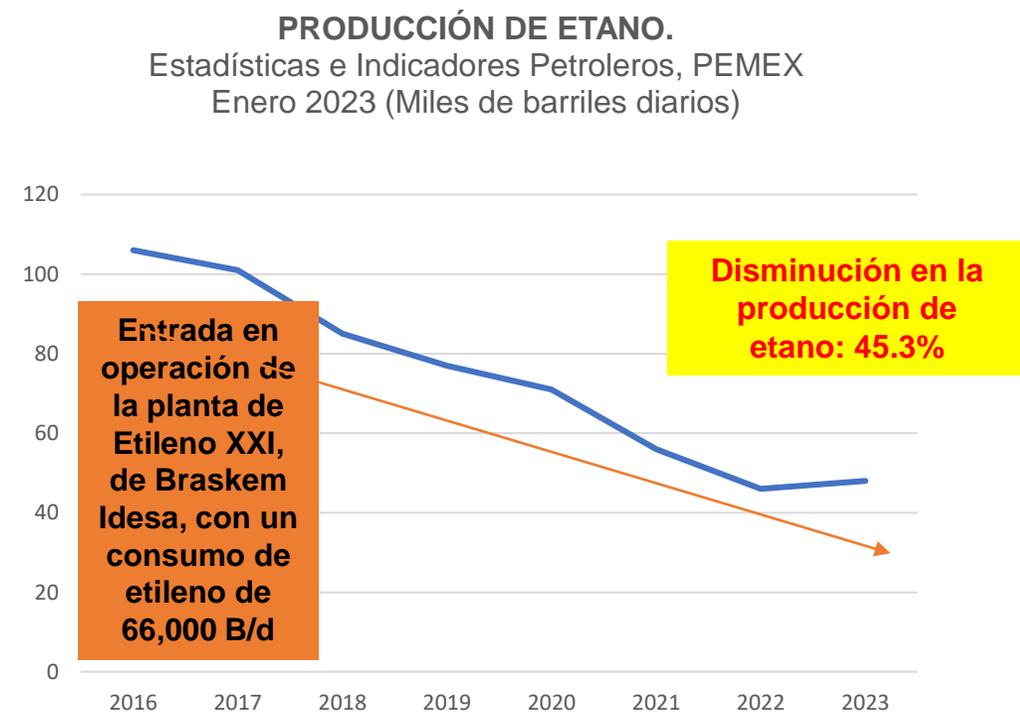
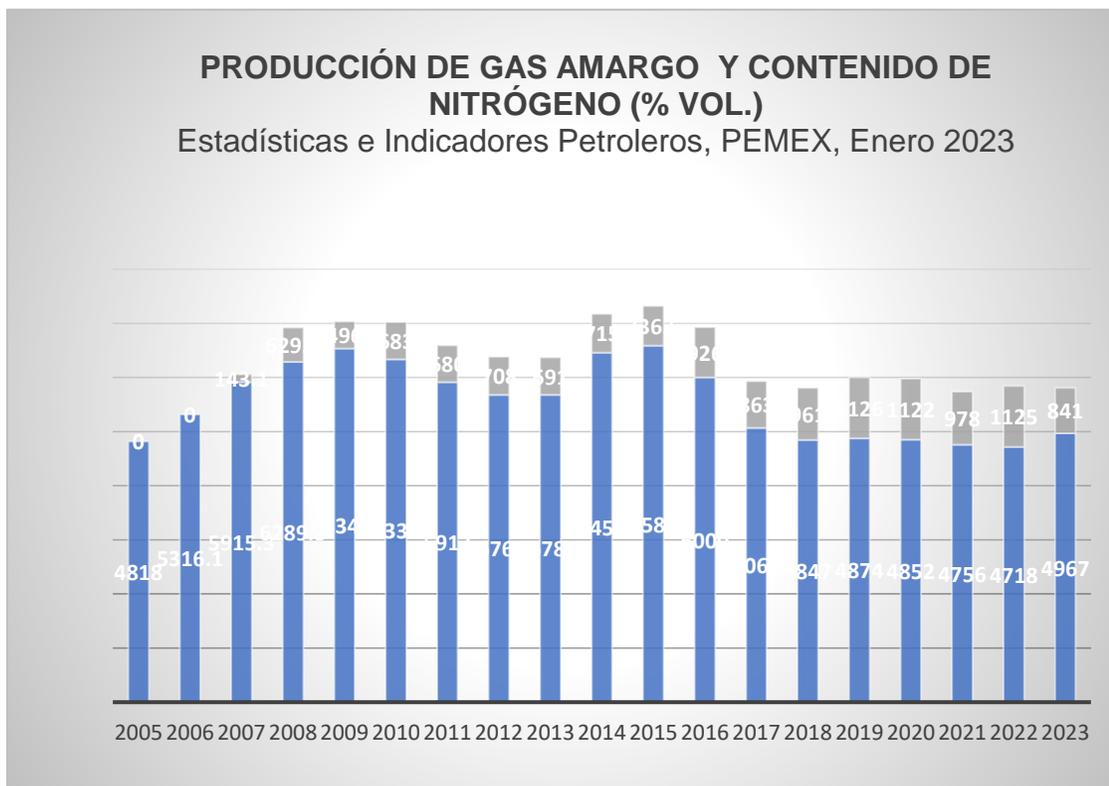
- Falta de una idea concisa de lo que se pretende hacer con esta industria, lo que ha ocasionado:
- Falta de inversión en esta industria y en las de procesamiento de gas que le suministra la mayor cantidad de materias primas, etano y gas natural
- La antigüedad de la tecnología usada
- Lo anterior ha causado una disminución en la producción de petroquímicos básicos, que son insumos para la petroquímica secundaria y terciaria y consecuentemente ha incrementado la importación creciente, con la afectación de la balanza comercial del país.

 **SENER** 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.
Producción de Gas Natural: Volumen de gas natural producido por Pemex, incluyendo el gas que auto consume.
Fuente: Sistema de Información Energética (SIE).

2. La problemática en el suministro de las materias primas: contaminación con nitrógeno



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**, teniéndose que importar etano. Inclusive **Braskem IDESA ha anunciado la construcción de un almacenamiento de etano, que importará y PEMEX ha ampliado sus facilidades de vaporización hasta en 900 T/D, del etano que se importará de Texas**

2. La problemática en el suministro de las materias primas. El petróleo. El perfil histórico de la mezcla de crudo a procesar en refinación

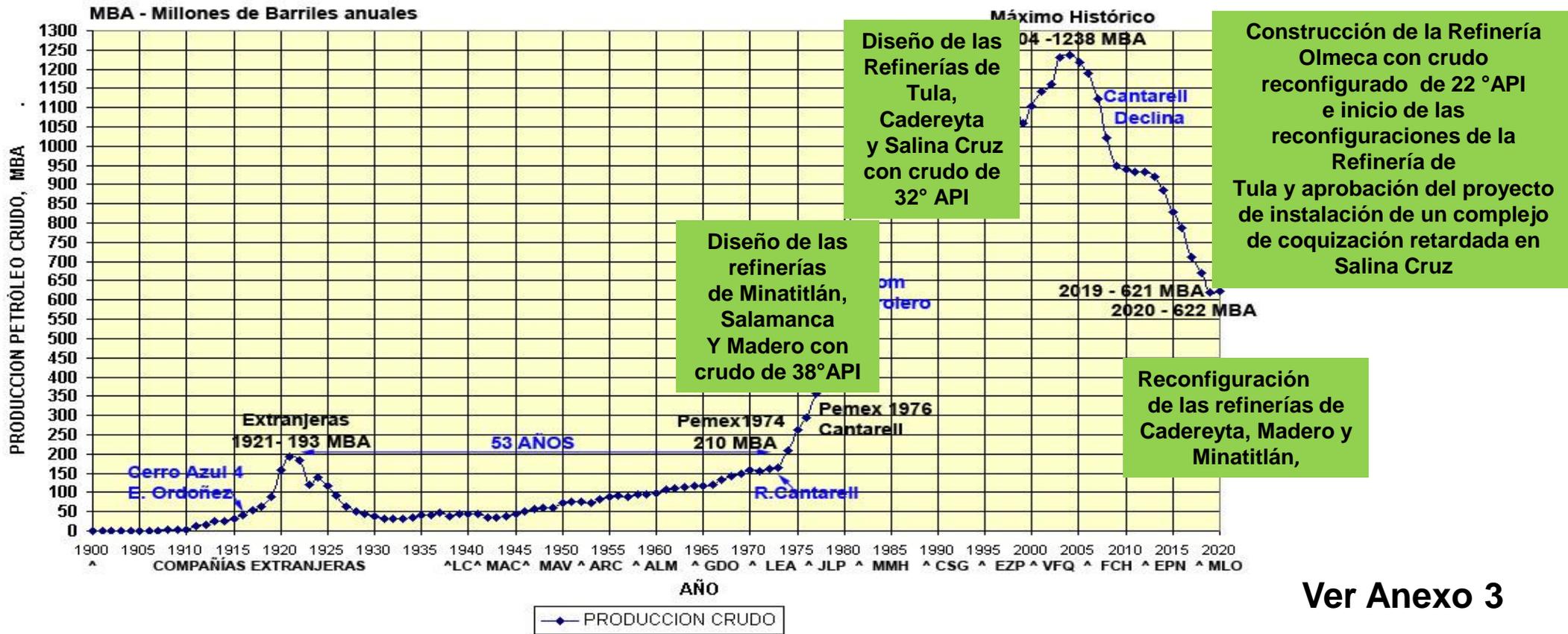


MÉX

PRODUCCION ANUAL HISTÓRICA DE PETRÓLEO CRUDO

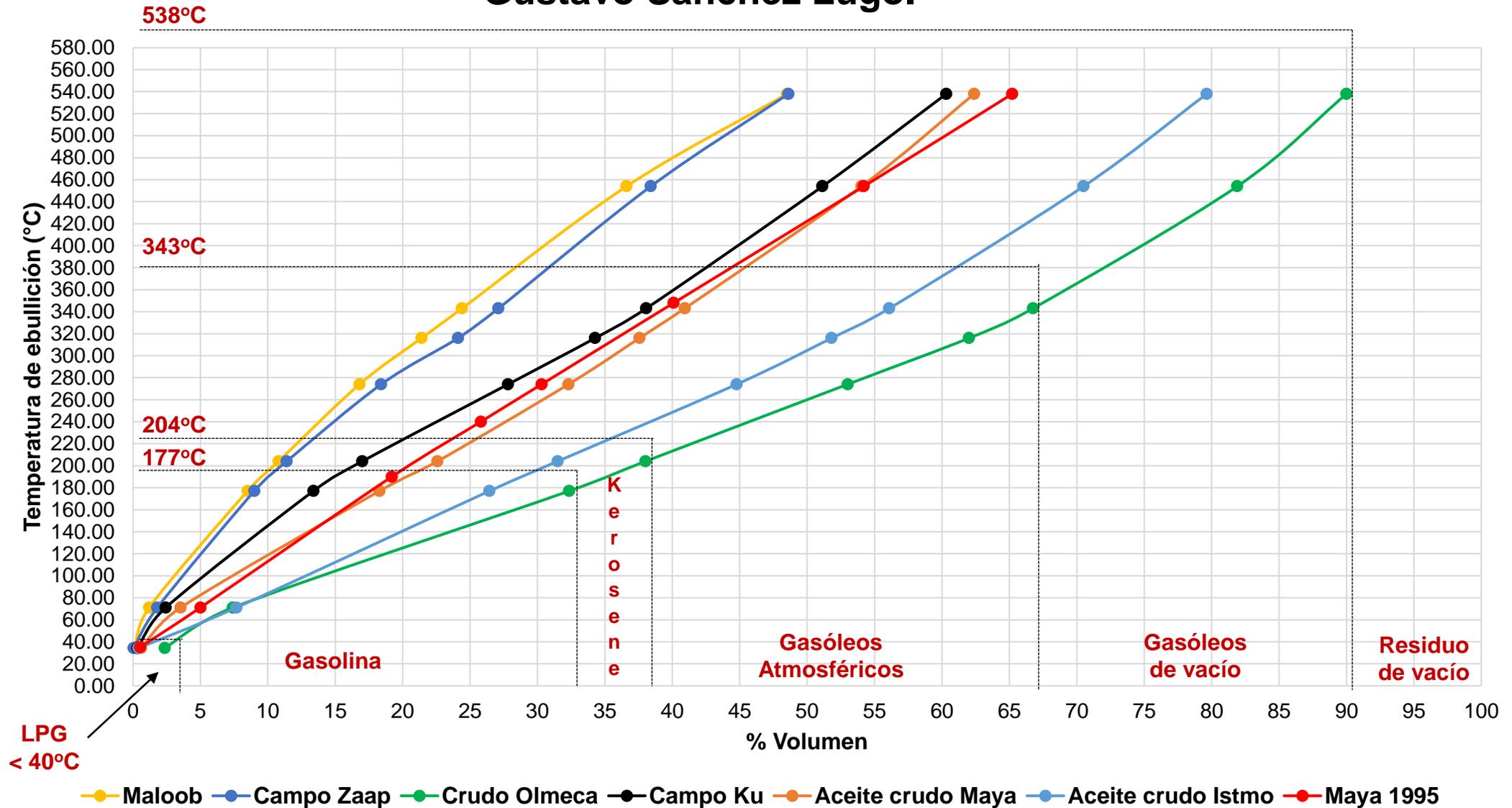
Compañías extranjeras y PEMEX 1900-2020

Fuentes: Colmex, Pemex anuarios, SENER- SIE, Pemex



Ver Anexo 3

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



Noviembre 2023

Los problemas observados

Malos resultados financieros

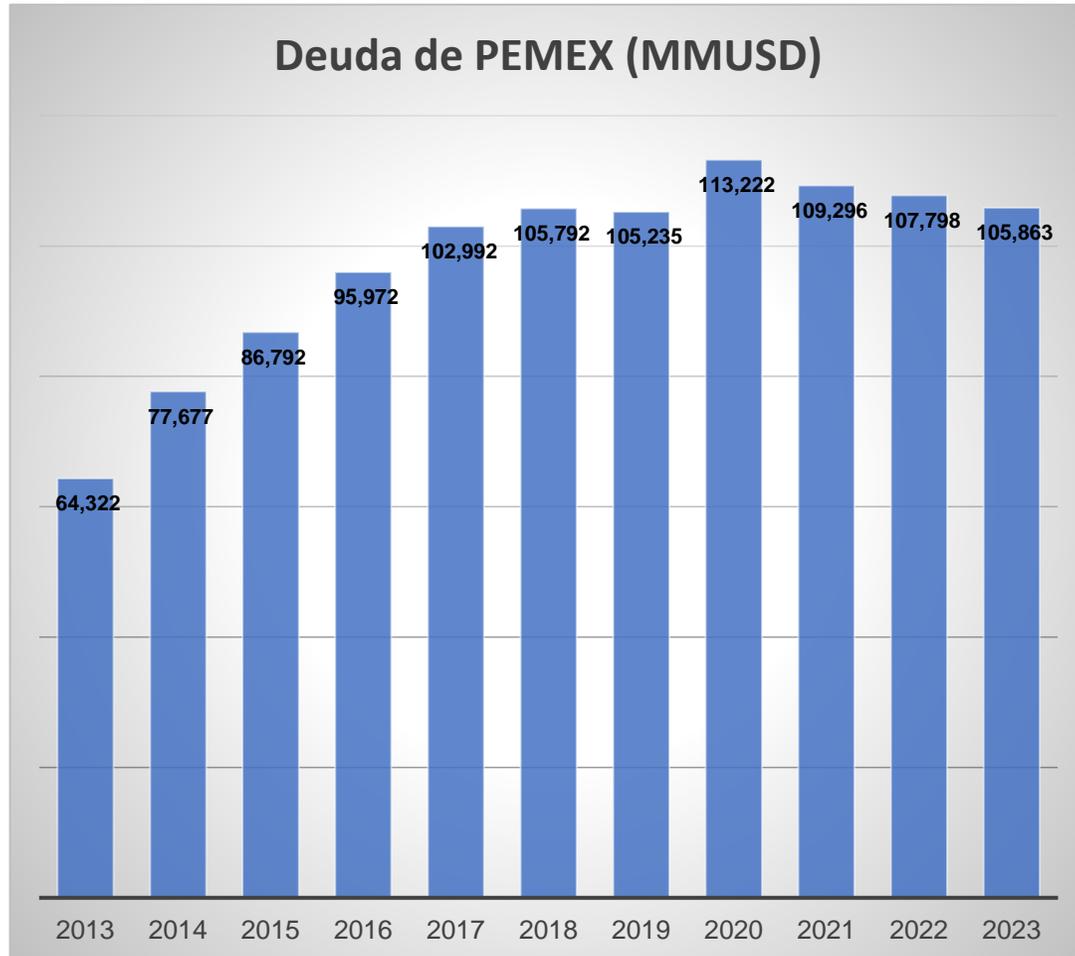
Todos los problemas anteriormente mencionados y la creciente importación de gas natural, gas lp, productos petrolíferos, productos petroquímicos, y el exceso de producción de combustóleo de bajo valor, redundan en malos resultados financieros para Pemex, **obteniéndose pérdidas en vez de utilidades.**

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. (Ver Anexo 4).

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.**

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



Fuente: PEMEX

CALIFICACIONES CREDITICIAS DE LA DEUDA DE PEMEX:

Fitch Ratings: 14 julio 2023. Fitch rebajó las calificaciones de PEMEX de largo plazo en moneda extranjera y moneda local a 'B+'. La perspectiva de la calificación es en observación negativa. (Ver Anexo 5 para mayor información).

Moody's: 21 julio 2023. Moody's afirmó en 'B1' la calificación de familia corporativa de PEMEX y las calificaciones senior quirografarias de las notas existentes de la compañía, así como las calificaciones basadas en la garantía de PEMEX. (Ver Anexo 5, para mayor información).

SP Global Ratings:: 6 septiembre 2023, las calificaciones de PEMEX y subsidiarias no cambian luego de la confirmación de las calificaciones soberanas de México: moneda extranjera: BBB/Negativa/A-2; moneda local: BBB+/Negativa/A-2; escala nacional mxAAA/Estable/--, el 15 de junio de 2021. (Ver Anexo 5, para mayor información).

CONTRIBUCIÓN DEL ING. ENRIQUE PAREJA HUMANES

5.1 Incremento en la Terminal Marítima de Pajaritos de la vaporización de etano importado.

El proyecto de incremento de vaporización de etano en 900 T/D, presenta un avance en su construcción de alrededor del 90% PEMEX ha recibido todos los equipos y está en proceso de poner en marcha esta nueva facilidad.

Con esta facilidad y el sistema actual de vaporización, se puede alcanzar a vaporizar 1,800 T/D de etano, para producir 1,366 T/D de etileno (451,025 T/A) en Cangrejera y Morelos.

Sin embargo, la demanda de etileno para alimentar las plantas de polietileno y de óxido de etileno, a su capacidad nominal requiere de 3,333 T/D



5.1 Incremento en la Terminal Marítima de Pajaritos de la vaporización de etano importado.

Cimentación de las nuevas bombas



Tuberías de interconexión de etano



5.2 Incremento en la Terminal Marítima de Pajaritos de la vaporización de etano importado.

Ante la escasez de etano, y el incremento de la producción de gasolina naturales en los campos de Ixashi y Queoqui, se propone alimentar una mezcla de etano y de gasolinas naturales a las plantas a la planta de etileno de Morelos para producir 850,000 toneladas anuales (MTA) de etileno, como de 200,000 MTA de propileno por medio del craqueo de etano complementado con gasolinas naturales, esta opción también incrementa la producción de butilenos, butadieno y gasolinas pirolíticas con altos contenidos de aromáticos, que pueden ser materia prima para rehabilitar la producción de aromáticos en el Complejo de Cangrejera.

En la planta de etileno de Cangrejera, dado que es más antigua y tiene menos terreno disponible, se propone proseguir alimentándola únicamente con etano, mediante la producción y la importación de etano aprovechando el incremento de la capacidad de vaporización del etano importado (1,800 toneladas diarias).

La composición y las propiedades de la gasolina natural que se propone alimentar son las siguientes:

Las propiedades de la gasolina natural que se propone alimentar a las plantas de etileno

Destilación °C	
Punto inicial de ebullición	35
5% Vol	41
10% Vol	43
20% Vol	45
30% Vol	47
40% Vol	50
50% Vol	54
60% Vol	59
70% Vol	67
80% Vol	78
90% Vol	93
95% Vol	108
Punto final de ebullición	130

Análisis (% VOL)	
Parafinas	88.53
Olefinas	0
Naftenos	9.53
Aromáticos	1.94
Sp. Gr. 15.5/15.5 (Gr/ Cm ³)	0.664
Presión de vapor Reid, (psi)	12.6
Contenido de azufre (ppm en peso)	200

Balance de materiales

Descripción	Morelos	Cangrejera
Alimentación (Kg/hr)		
Gasolina natural	236,232 (53,700 B/D)	0
Etano	43,299	99,187
Propano	0	3,125
Total	279,531	102,312
Productos (Kg/hr)		
Etileno	107,324	75,000
Propileno	46,885	3,650
Producto C4+	28,807	5,668
Gasolina	53,279	6,838
Combustóleo	2,583	0
Hidrógeno exportado	625	2,917
Metano exportado	1,875	1,167
Gas combustible	37,990	7,017
Gas ácido	163	55

Estimación del cálculo de la inversión requerida para modificar la planta de etileno de Morelos

Para estimar la inversión que se requiere para darle flexibilidad para alimentar una mezcla de gasolinas naturales y etano a la planta de etileno del Complejo Petroquímico Morelos, se ha tomado como una primera aproximación, los equipos que se tendrán que agregar o modificar y que se detallan en el Anexo 1, sobresalen los nuevos hornos de pirólisis con un costo unitario de \$ 70 MMUSD, lo anterior de acuerdo a un estudio hecho por la compañía Kellogg Brown and Root en septiembre de 2001, el estimado incluye:

- Facilidades dentro de límites de batería
- Costos EPC de Ingeniería, procura, construcción
- Partes de repuesto de compresores y turbinas
- Contingencias

También se tomó como base el ESTUDIO DE EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA LA EXPANSIÓN DE LAS PLANTAS DE ETILENO, EOB 8522 DESARROLLADO POR LA GERENCIA DE SERVICIOS TECNOLÓGICOS Y ASISTENCIA TÉCNICA DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO DE NOVIEMBRE DE 1998.

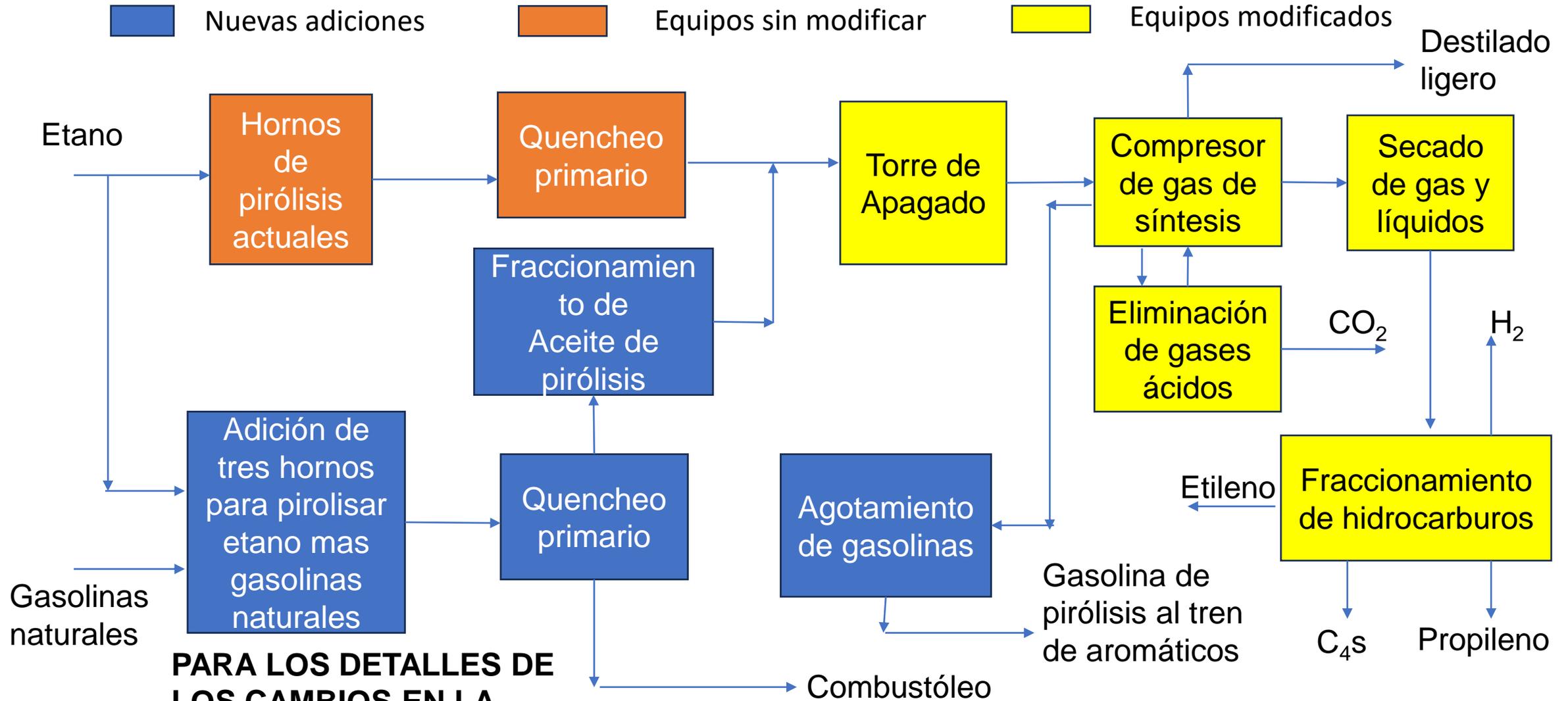
Por lo anterior se estima que el costo actual sería de: \$ 500 MMUSD +- 35%, si añadimos un estimado de \$ 200 MM USD para gastos de integración y contingencias, **la estimación de la inversión sería de \$ 700 MMUSD.**

Es importante hacer notar que este estimado es una primera aproximación, misma que deberá de ser confirmada, si se decide continuar con el desarrollo de la ingeniería básica de la modificación por los licenciadores de proceso, ABB Lummus original y Kellogg Brown and Root, para la ampliación de 500,000 a 600,000 T/A.

CALCULO DE LA RENTABILIDAD DE LA MODIFICACIÓN.

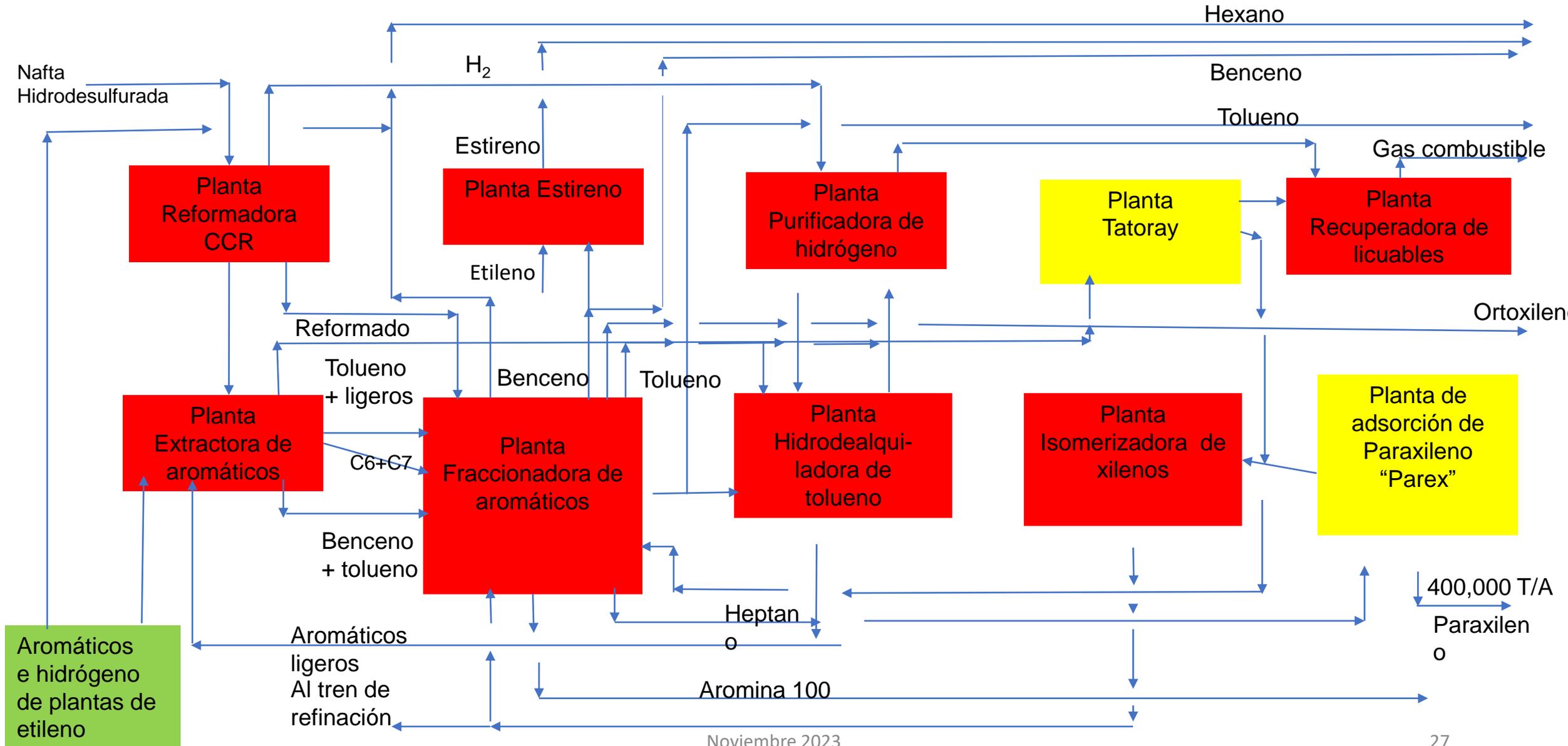


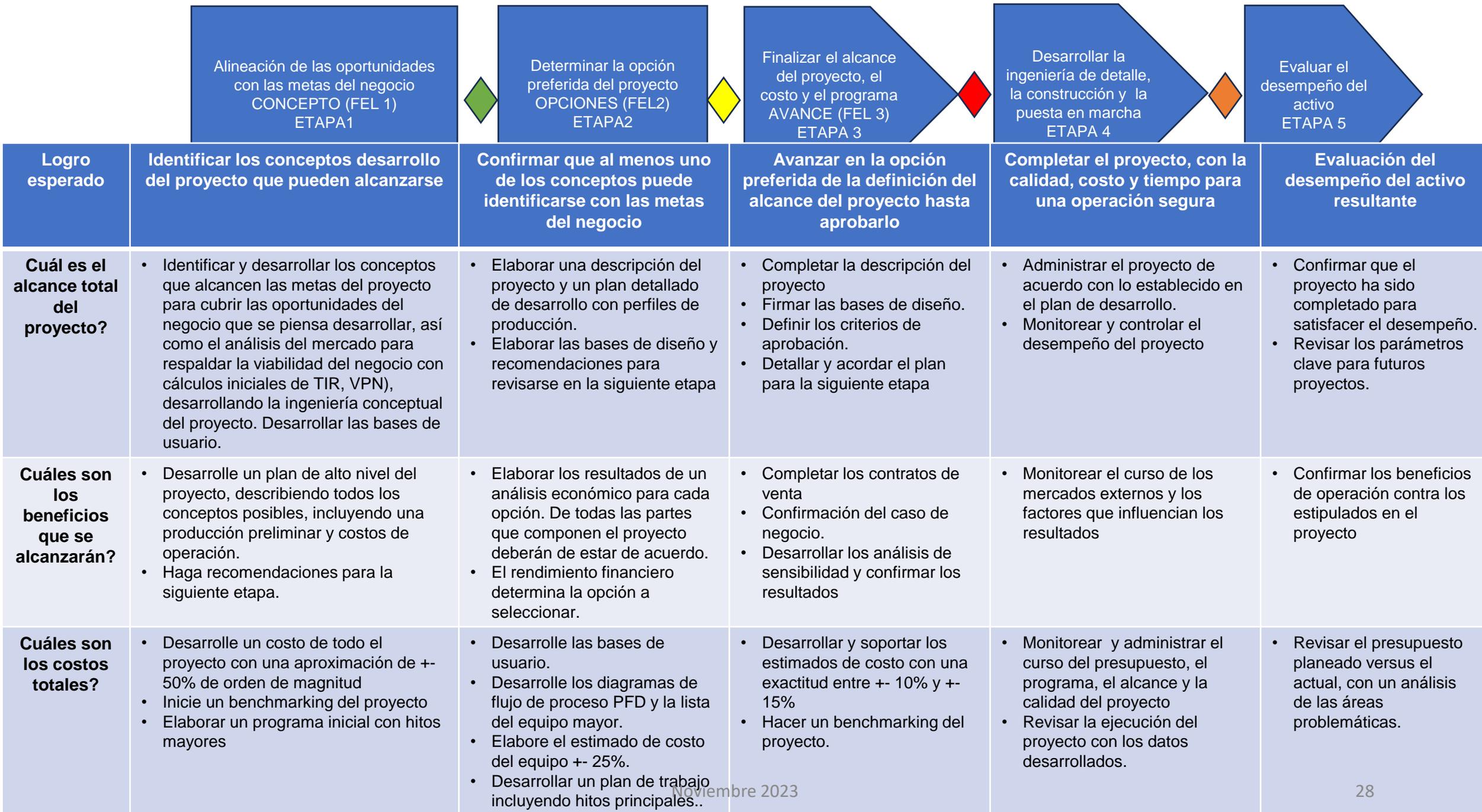
Diagrama de bloques de la planta de etileno de Morelos modificada para procesar una mezcla de etano con gasolinas naturales. (Ver Anexo 1)



PARA LOS DETALLES DE LOS CAMBIOS EN LA PLANTA VER ANEXO 6

5.4 La actualización tecnológica del tren de aromáticos de Cangrejera







Logro esperado	Identificar los conceptos desarrollo del proyecto que pueden alcanzarse	Confirmar que al menos uno de los conceptos puede identificarse con las metas del negocio	Avanzar en la opción preferida de la definición del alcance del proyecto hasta aprobarlo	Completar el proyecto, con la calidad, costo y tiempo para una operación segura	Evaluación del desempeño del activo resultante
Cuáles son los costos totales?	<ul style="list-style-type: none"> Elaborar un programa de costos preliminares con una aproximación de +-50% de orden de magnitud Inicie un benchmarking Haga un programa inicial con hitos mayores 	<ul style="list-style-type: none"> Arrancar el Programa del proyecto, los diagramas de flujo de proceso y la lista de equipo mayor, con un costo estimado objetivo de +-25% Desarrollar un benchmarking del proyecto Desarrollar el programa de trabajo, y con hitos clave. 	<ul style="list-style-type: none"> Finalizar y aceptar los diagramas de flujo de proceso (FEED), Front End Engineering Design). Contar con el suficiente detalle para hacer un costo estimado de entre +-15% a un +-10% Elaborar un benchmarking del proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> Actualice la administración del presupuesto, el programa de trabajo, el alcance y la calidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Revise el presupuesto planeado contra el actual, de la misma forma, el plan de negocios y el programa con un análisis de las áreas problema
Cuál son los riesgos?	<ul style="list-style-type: none"> Identifique los riesgos significativos Elabores un análisis de los temas claves ambientales y de salud para cubrir las regulaciones gubernamentales. Los permisos de alto impacto 	<ul style="list-style-type: none"> Identificar y cuantificar las propuestas para la mitigación de los riesgos principales para seleccionar opciones. Establecer un análisis de los temas ambientales y de salud Establecer un plan de seguridad aplicando las mejores prácticas. 	<ul style="list-style-type: none"> Elaborar un programa de riesgos del proyecto, con respuesta para mitigarlos Detallar el cumplimiento de las regulaciones de medio ambiente y de alto impacto. Completar el HAZOP Completar el programa del proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> Ejecute el plan de respuesta del plan de riesgos. Identifique nuevos riesgos y adminístrelos. 	<ul style="list-style-type: none"> Confirme que los riesgos han sido administrados, eliminados y mitigados. Revise el éxito de la administración del plan de riesgos.
Cuáles son todos los temas que deberán ser resueltos?	<ul style="list-style-type: none"> Enlistar una lista de los temas técnicos y de negocio para examinarlos en la siguiente etapa. 	<ul style="list-style-type: none"> Enlistar una lista de los temas claves, tanto técnicos como de negocios para ser examinados durante la siguiente etapa. 	<ul style="list-style-type: none"> Demostrar que todos los temas técnicos y de negocio han sido resueltos Establecer un listado para revisarlo en la siguiente etapa 	<ul style="list-style-type: none"> Direccione los temas técnicos y de negocio. Identifique los temas técnicos clave para examinarlos en la siguiente etapa 	<ul style="list-style-type: none"> Aprender de las lecciones de los éxitos del proyecto y también de las fallas.

5.5.1 Por medio del incremento de la importación de gas natural

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.

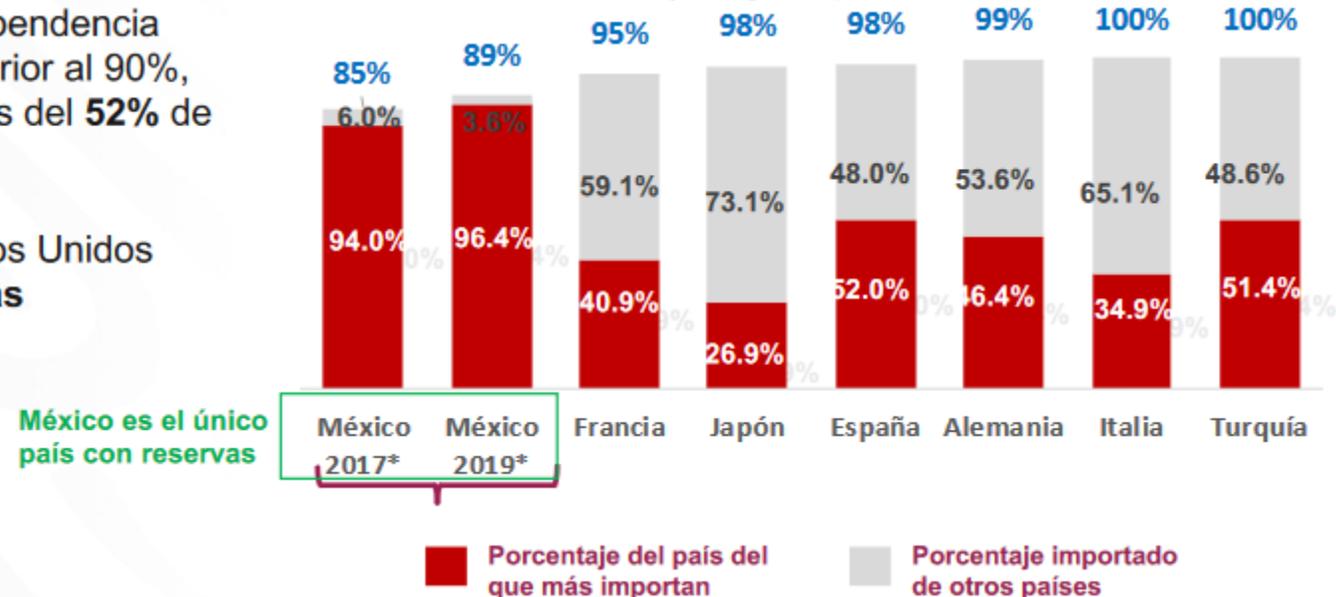
Por las razones anteriores, no queda más que incrementar la importación de gas natural en un futuro inmediato por medio del gasoducto Tuxpan – Coatzacoalcos – Dos Bocas, que proporcionará alrededor de 750 MMPCD de gas natural, para el sureste y para alimentar a la Refinería Olmeca.

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**.

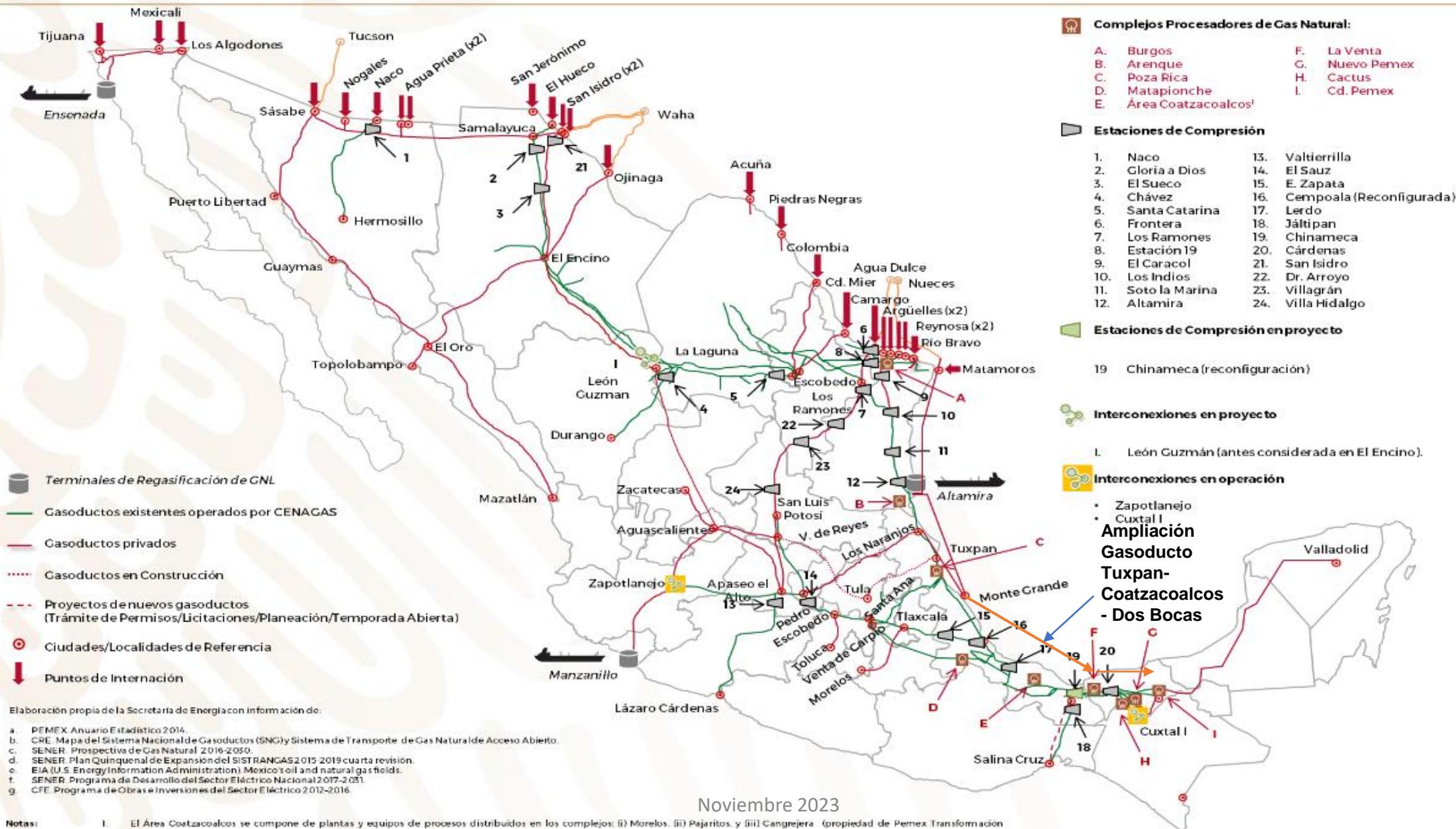
Situación de las importaciones de gas natural en países importadores

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>

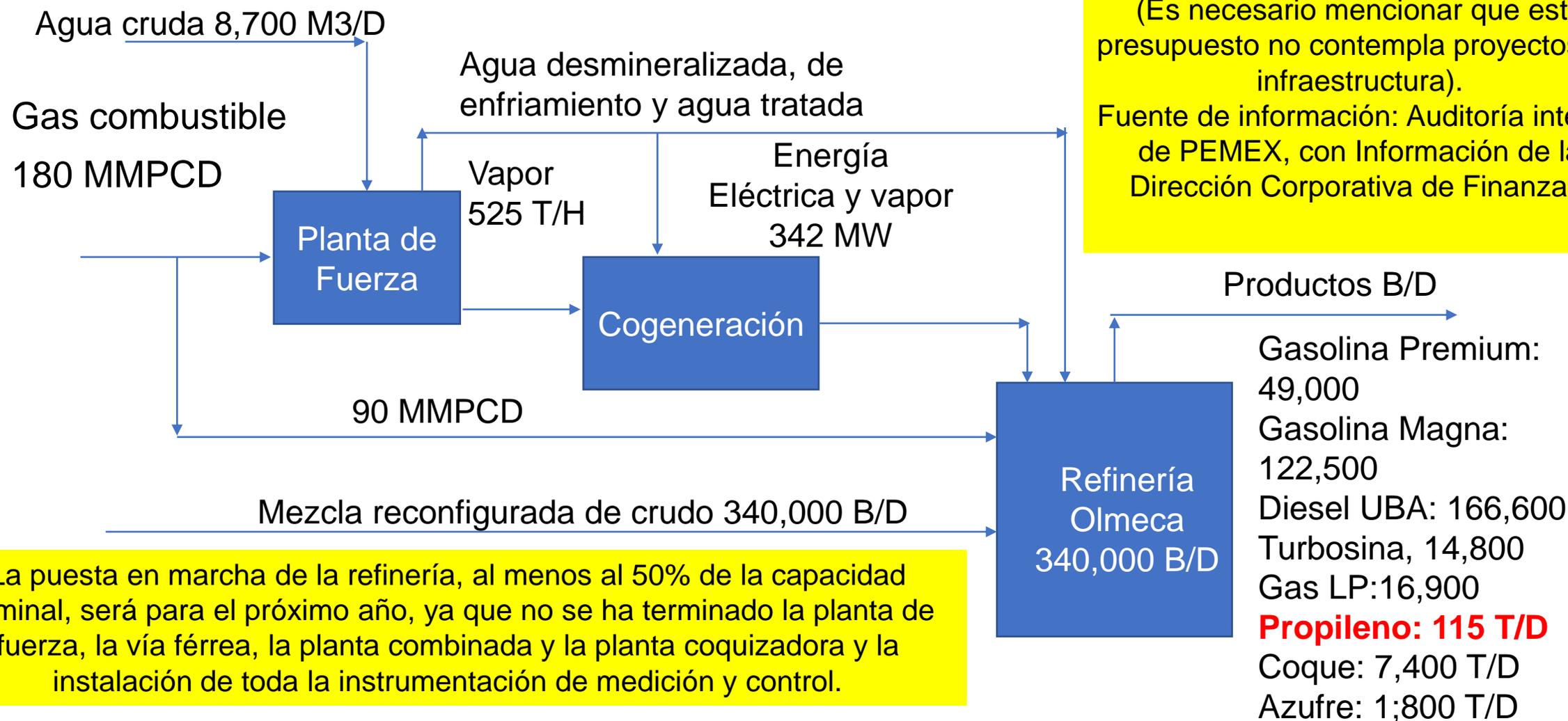


5.6 La rehabilitación de las plantas de amoniaco de Cosoleacaque y el incremento en la producción de fertilizantes nitrogenados.

Al existir suficiente oferta de gas natural por medio del gasoducto Tuxpan – Coatzacoalcos _ Dos Bocas, se podrá producir mayor cantidad de amoniaco, actualmente está operando la planta 6 y se están rehabilitando las plantas 5 y 6, que estará listas para principios del año próximo, con lo cual podrán producirse 4,080 T/D de amoniaco y 3,000 T/D de Urea.

La planta 4 requiere de una mayor inversión, ya que se tomó como fuente de refaccionamiento para las otras plantas.

5.7 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.

5.7 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)

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

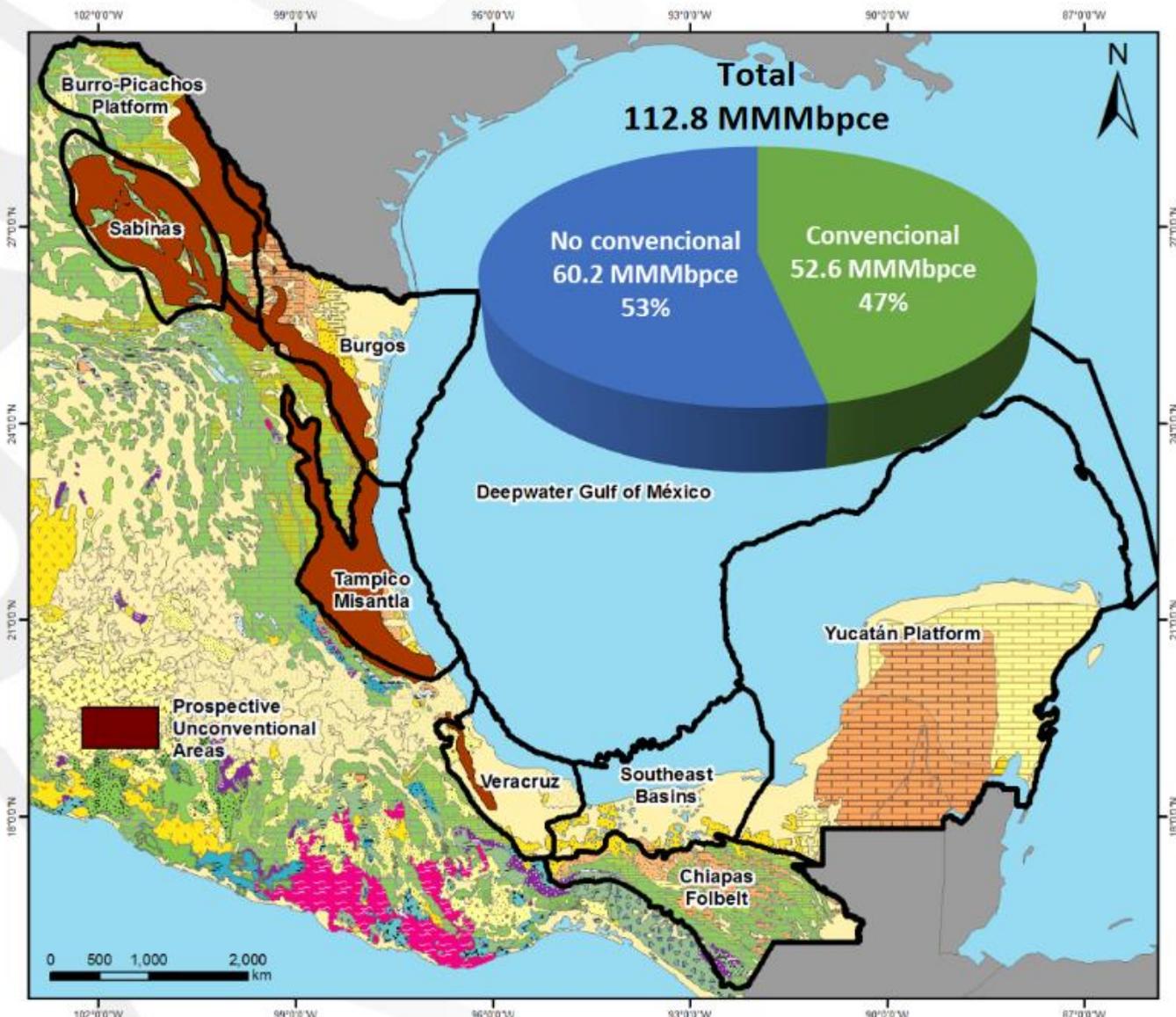
Afortunadamente tenemos en México la opción de contar con grandes reservas de gas natural en los yacimientos de estructura compacta.

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

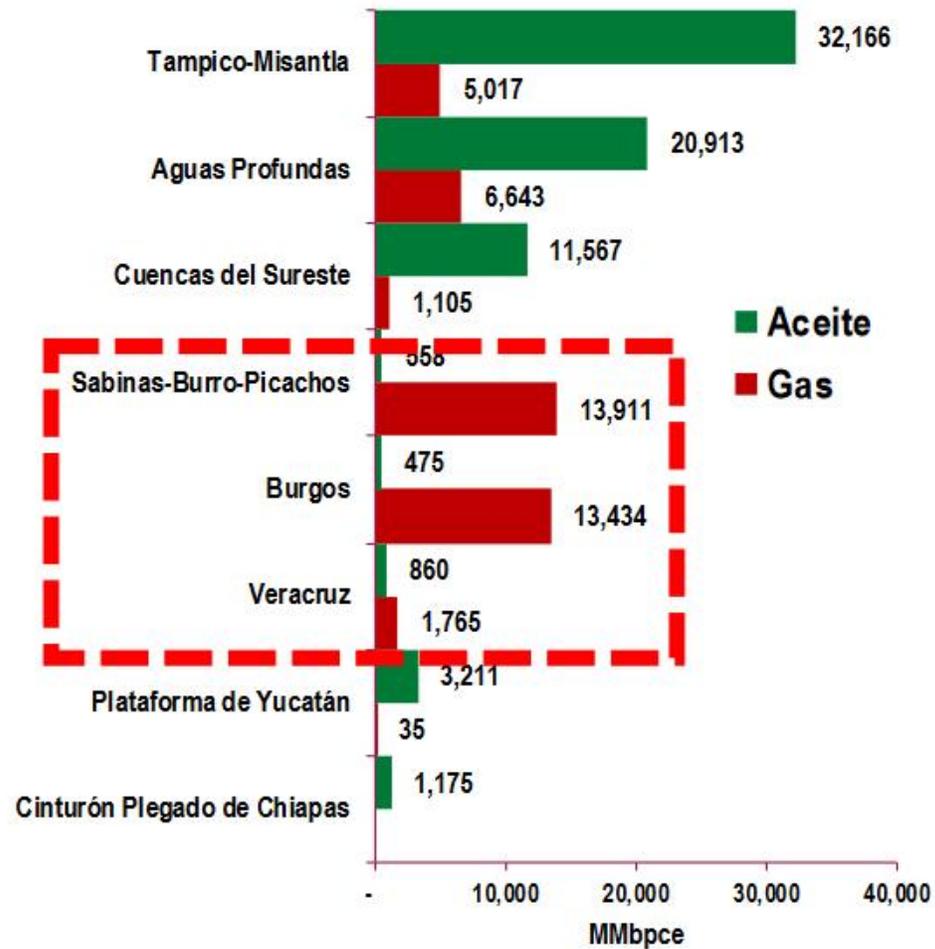
1. Esta tecnología requiere de un uso extensivo de la tierra.
2. Requiere de una gran cantidad de agua, que no se tiene en el norte del país.
3. Existe contaminación del aire por emisión de gases de efecto invernadero.
4. Existe el potencial de contaminar los mantos freáticos, por la contaminación de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

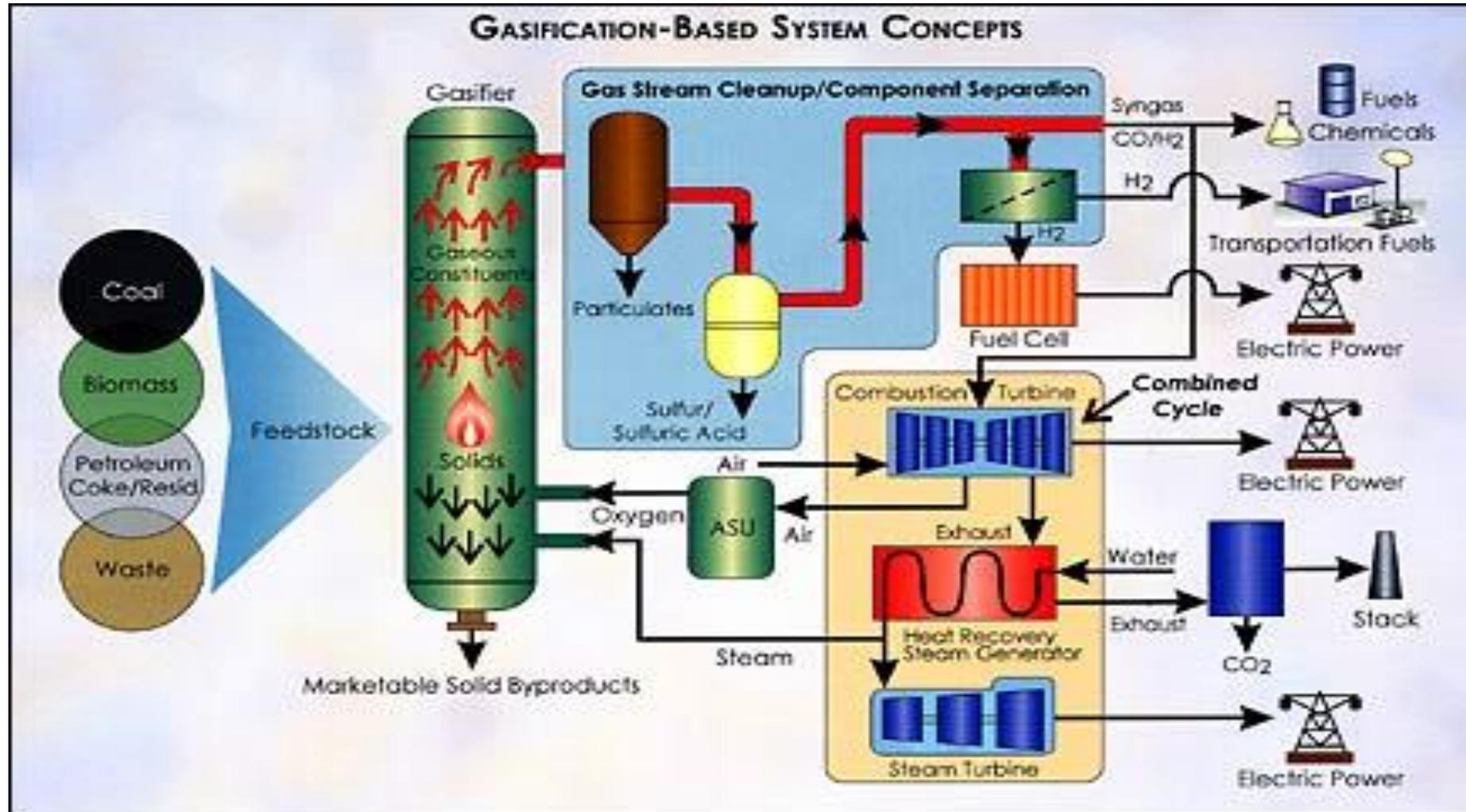
5.8 La gasificación del coque, carbón, combustóleo y residuos para la producción de gas de síntesis, energía eléctrica y vapor mediante el proceso de gasificación

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.

El Dr. Enrique Bazúa Rueda, de la Facultad de Química de la UNAM, ha estudiado este proceso y puede ser de gran ayuda si se decide explorar esta opción.

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 sumarán las de la refinería de Tula, Olmeca y Salina Cruz, con una producción de aproximadamente 16,000 toneladas diarias

5.8 La gasificación del coque para la producción de gas de síntesis



5.9 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.

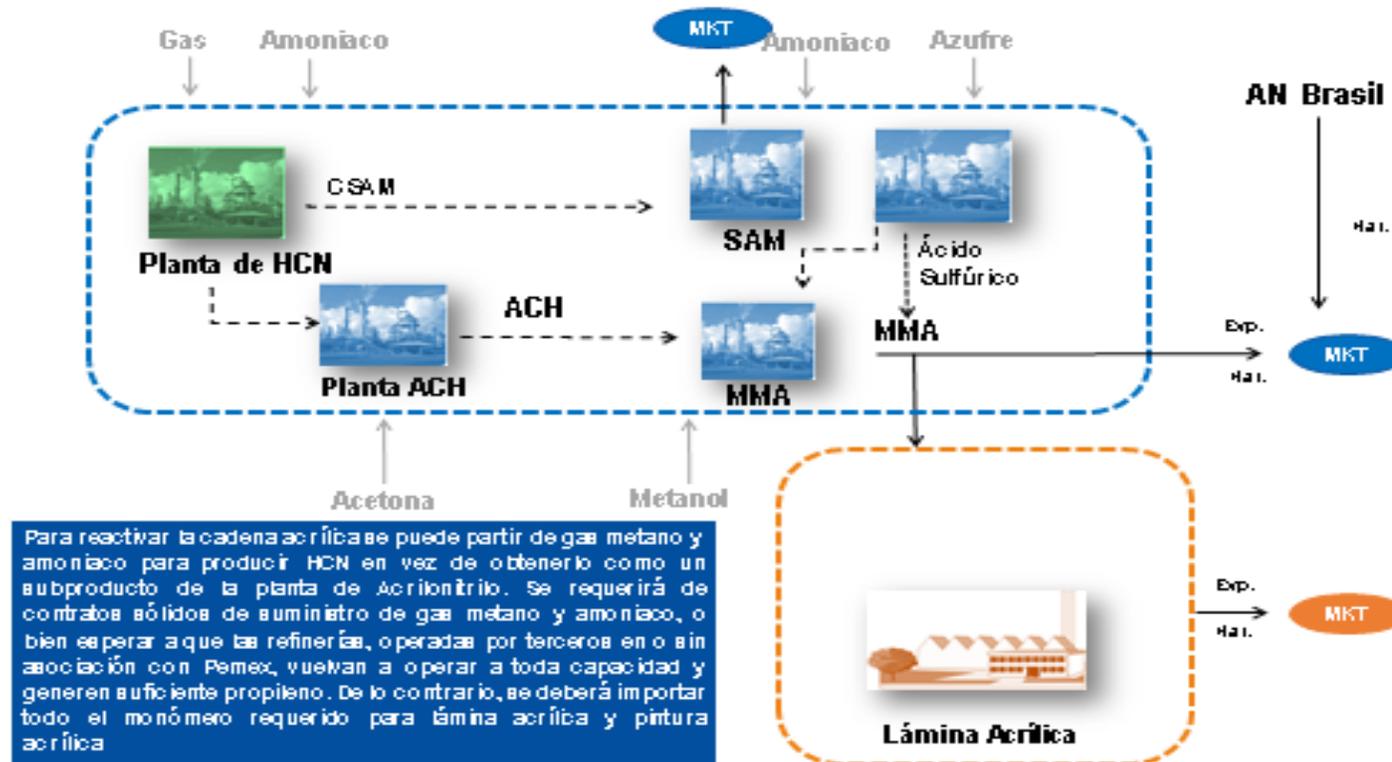


Allende



Producción de productos petroquímicos precursores.

¿Cómo reactivar la cadena acrílica en México?

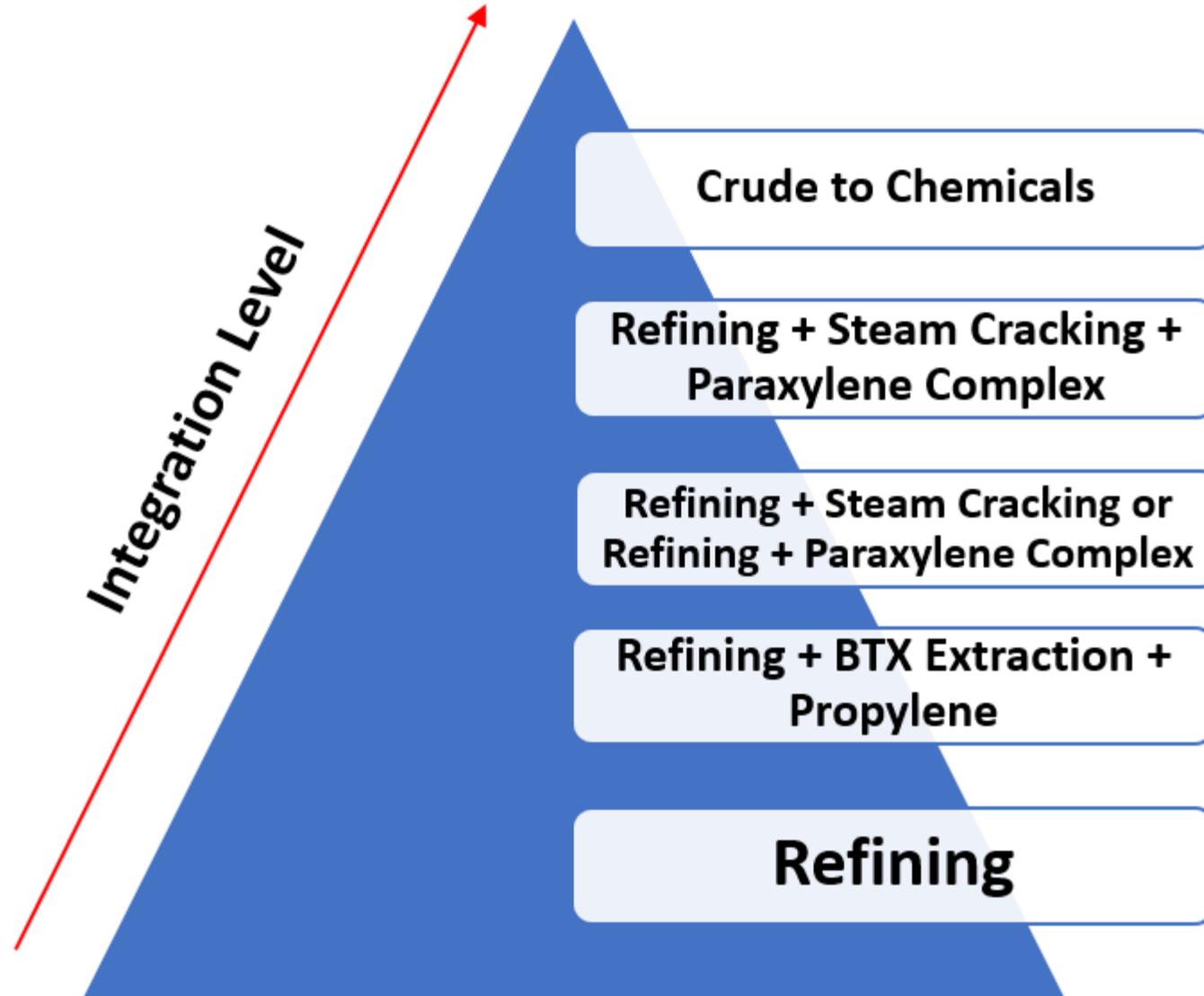


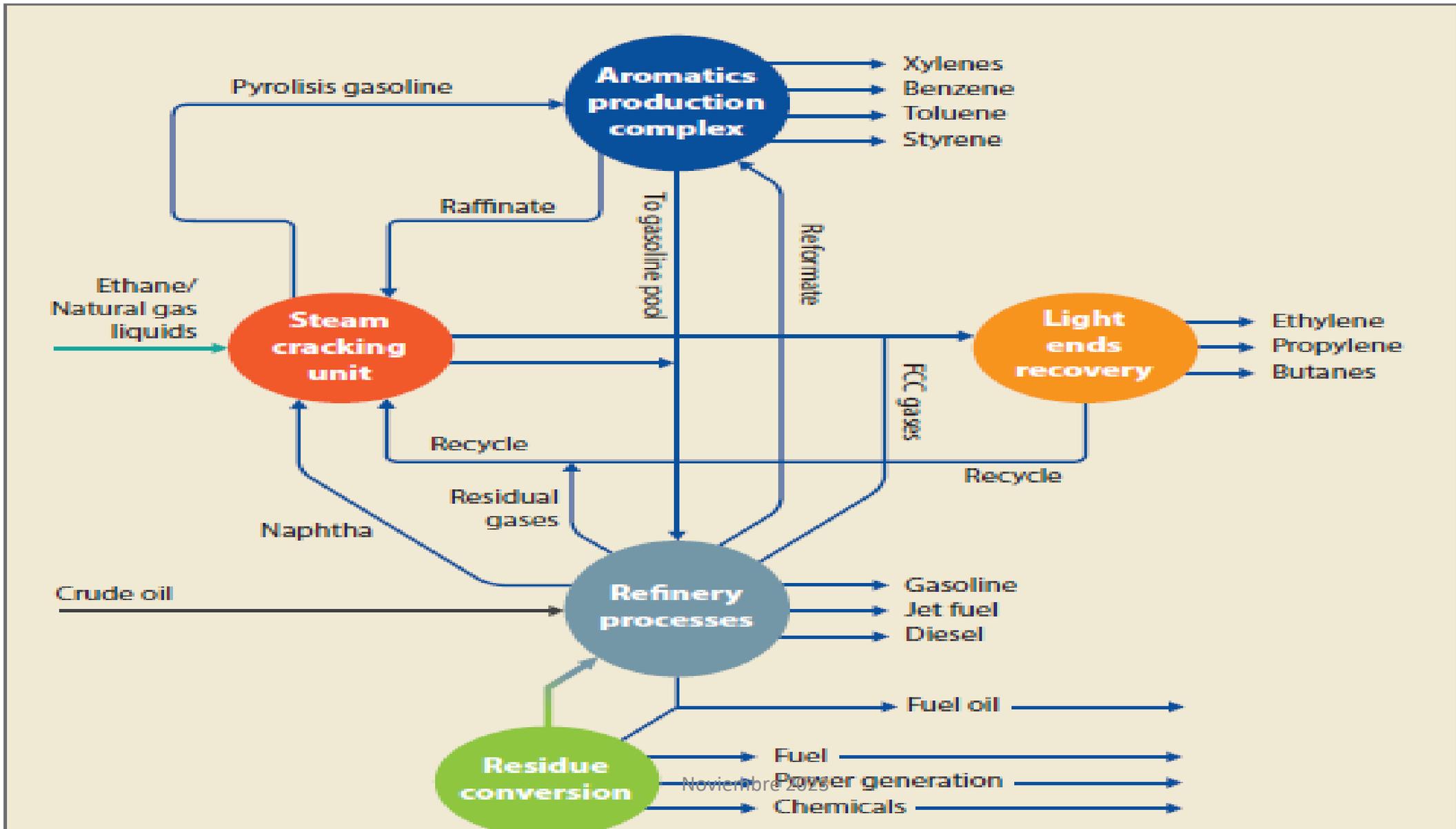
Nota:
El ácido cianhídrico puede también usarse para elaborar Otros productos de alto valor como: Cianuro de sodio Los diferentes tipos de poliuretanos

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.

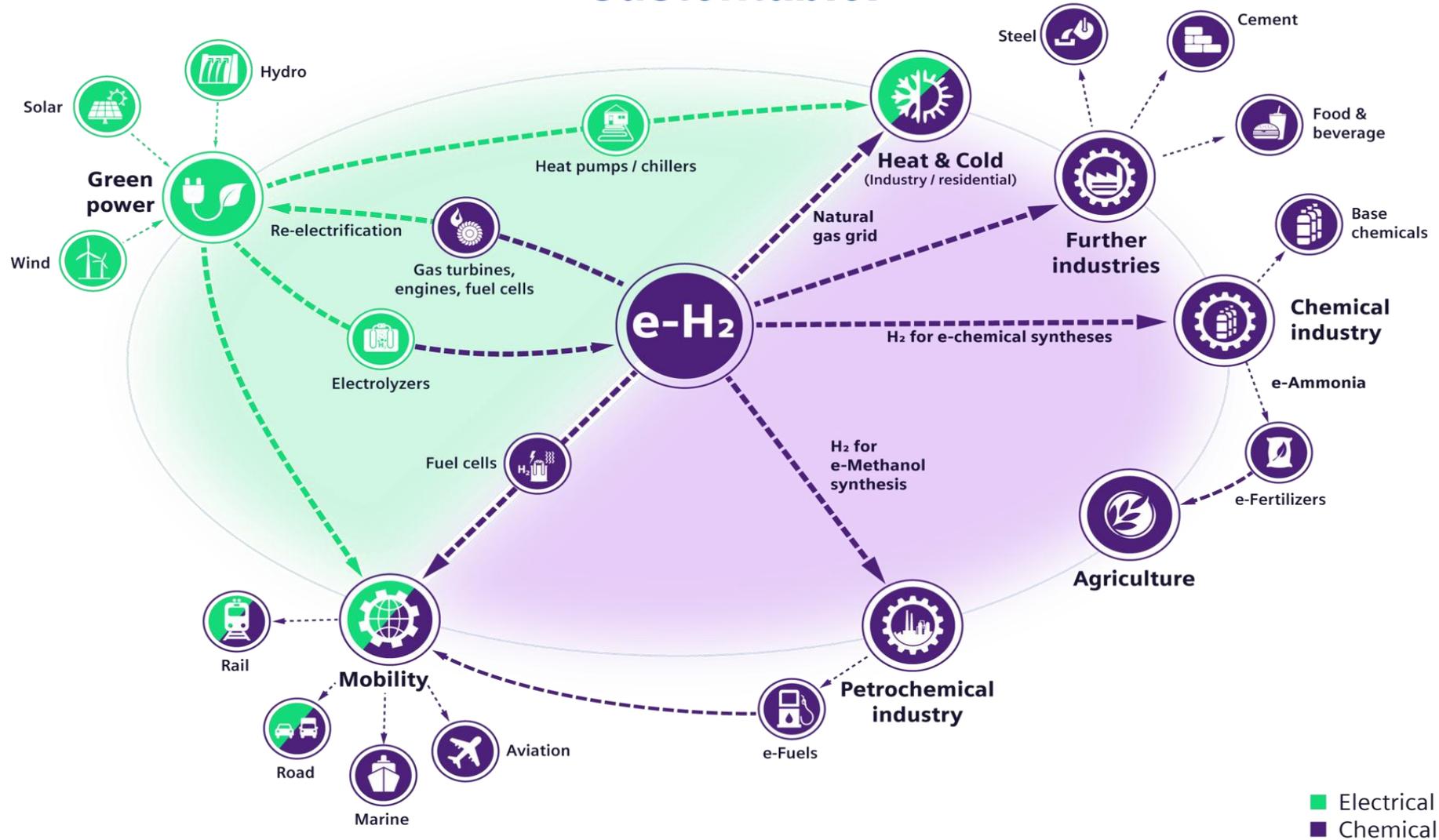
5.10 La integración de la Refinería Petroquímica

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 un 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.





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



6.0 Conclusiones y comentarios finales:

- El alcanzar una nueva industria petroquímica, más eficiente, más rentable y más sustentable de nuestros recursos que deben usarse como palanca de desarrollo de nuestra economía, es factible de realizarse.
- **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 enfrenta Pemex.**
- Se debe de garantizar una transición energética hacia un futuro sustentable, en donde las actividades de producción de hidrocarburos se lleven a cabo **con criterios de seguridad nacional y sustentabilidad.**
- En este trabajo se proponen acciones y proyectos concretos, para fortalecer la industria petroquímica **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.**

6.0 Conclusiones y comentarios finales:

- 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 e incrementar la producción de etileno y propileno
- 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 garantizando que se cumplirán los rendimientos estipulados en la ingeniería básica.
- La gran dependencia de nuestra economía del gas natural importado **hace necesario plantear en cuanto la explotación de los yacimientos no convencionales de hidrocarburos, lo cual puede detonar un crecimiento adicional de la petroquímica.**

6.0 Conclusiones y comentarios finales:

- La disponibilidad de terrenos disponibles en los Complejos Petroquímicos deberá de aprovecharse para hacer nuevas instalaciones de petroquímica secundaria y terciaria en conjunto con la iniciativa privada
- Se propone en el futuro, cuando disminuya la demanda de petrolíferos, la transformación de refinerías en refinerías petroquímicas, para incrementar la producción de petroquímicos.
- Se debe estudiar el proceso de gasificación de carbón y de coque, para generar energía eléctrica, gas de síntesis, amoníaco 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 amoníaco 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.**

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

INGENIERO 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).

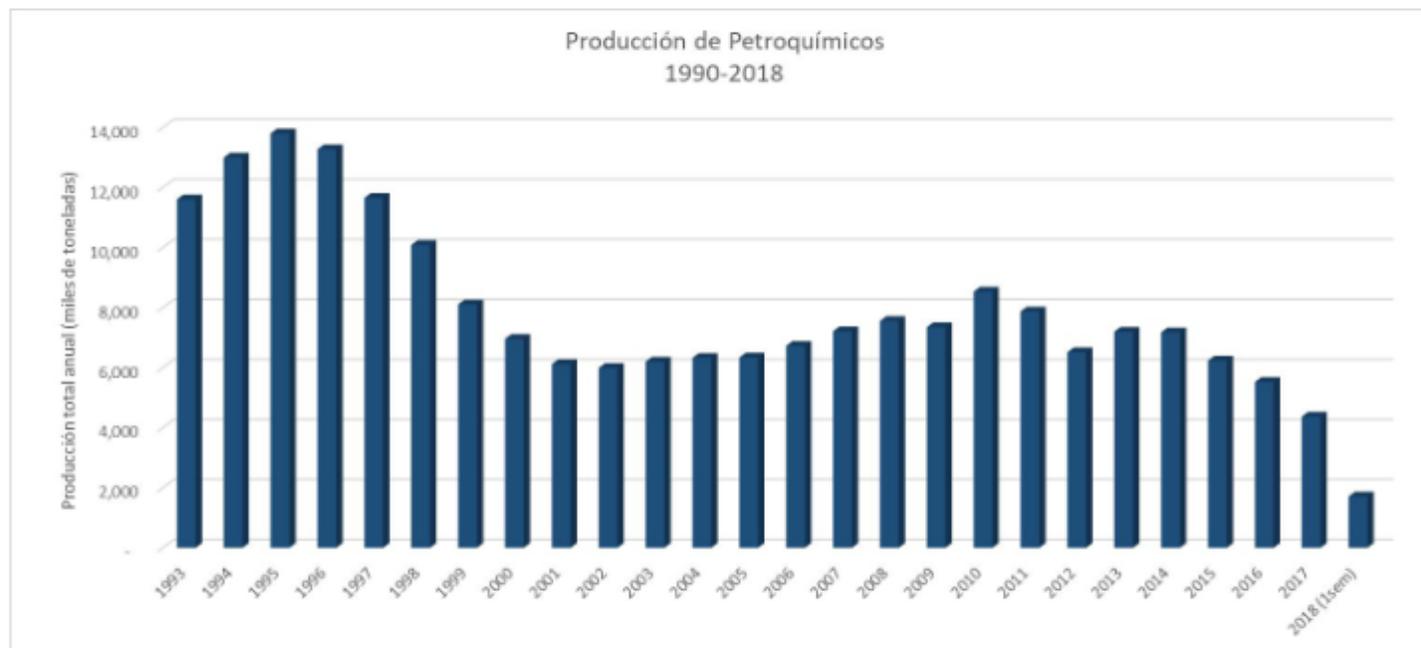
ASESOR EN PROYECTOS DE PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS EN SENER INGENIERIA Y SISTEMAS (2007-2012).

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

PRODUCCIONES HISTÓRICAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS



Fuente: Base de Datos Institucional. Pemex (versión pública).

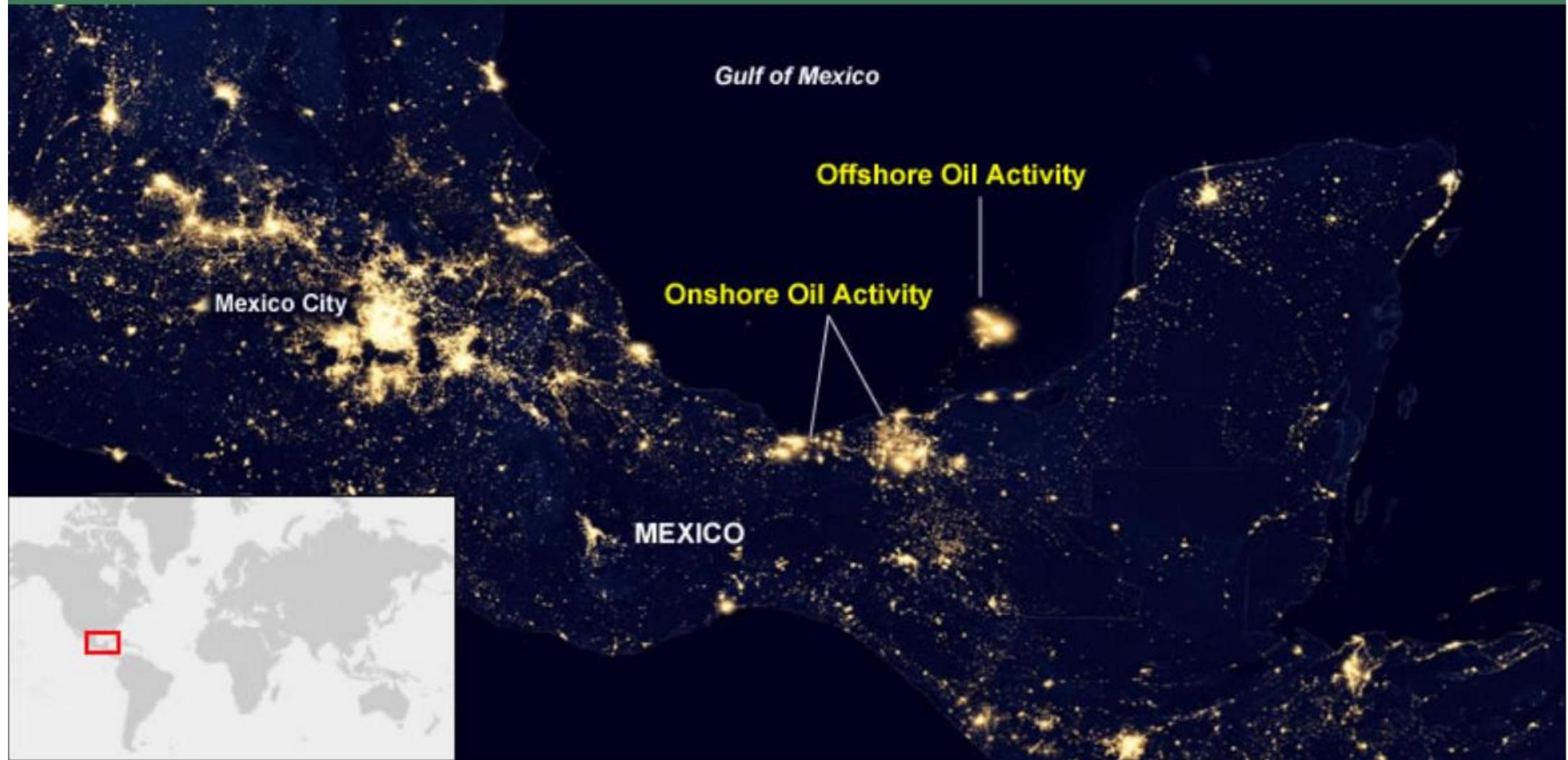
ANEXO 2

INFORMACIÓN SOBRE VENTEOS DE GAS NATURAL

Venteos de gas en Abkatún Alfa



Mexican Gulf Coast



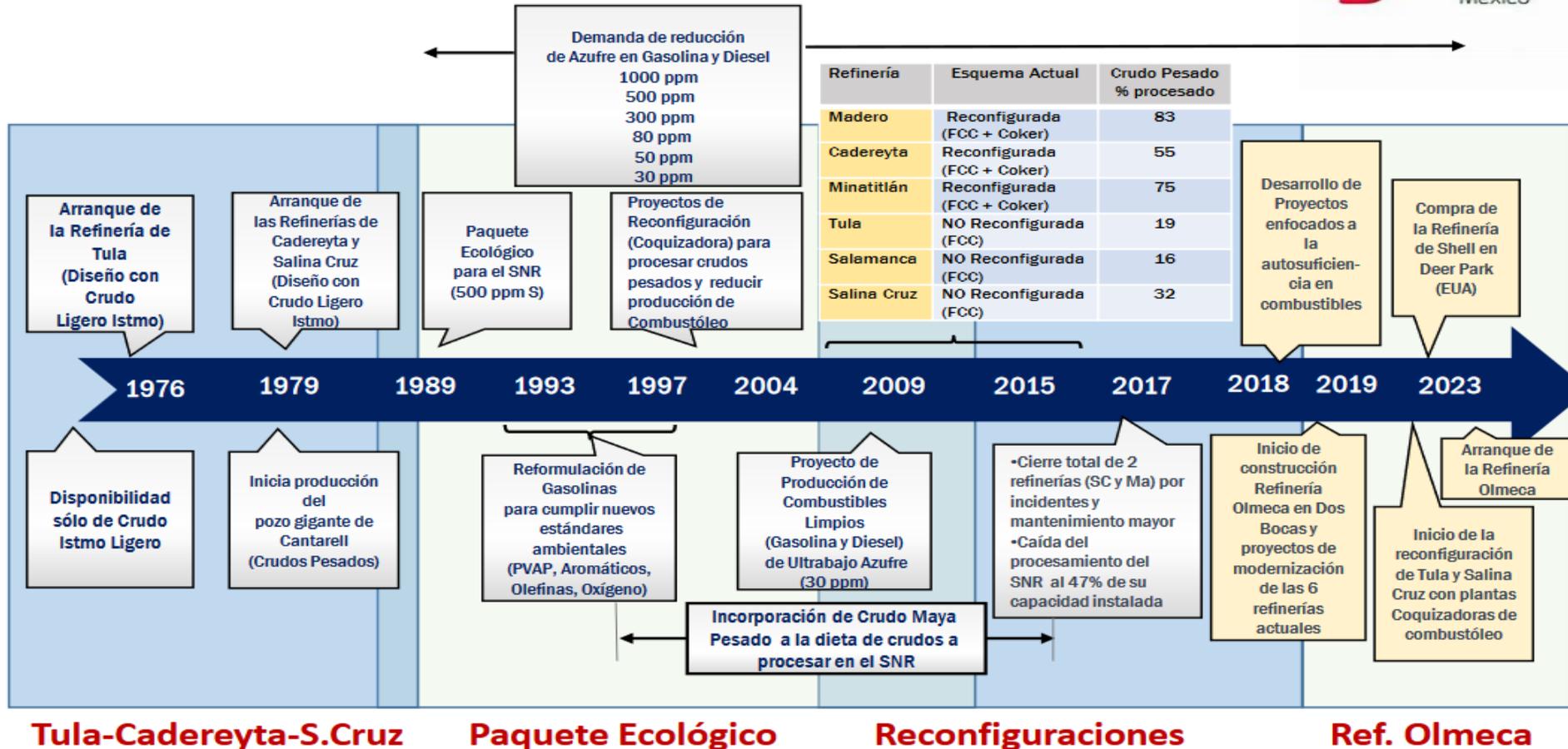
The Mexican Gulf Coast and the Bay of Campeche host a large amount of onshore oil activity and shallow-water offshore drilling. Night illumination and natural gas flaring allow these facilities to be detected by the Suomi satellite. This satellite image was compiled by NASA; the annotations, caption,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

ANEXO 3

LOS ESFUERZOS DE PEMEX PARA PROCESAR CRUDOS PESADOS



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

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

ANEXO 4

INFORMACIÓN SOBRE LOS SINIESTROS RECIENTES DE 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:

	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



**ANEXO 5: DETALLE DE LAS
CALIFICACIONES CREDITICIAS DE
PEMEX**

Calificaciones Crediticias

Acciones de Calificación

- **Fitch Ratings:** 14 julio 2023. **Fitch** rebaja las calificaciones de PEMEX de largo plazo en moneda extranjera y moneda local a **'B+**'. La perspectiva de la calificación es en observación negativa. Las calificaciones de PEMEX reflejan la relación moderada con el Gobierno de México (BBB-/Estable), junto con el perfil débil de calidad crediticia "Standalone Credit Profile (SCP)", que Fitch considera es de 'ccc-'. La perspectiva de la calificación refleja preocupación sobre la capacidad del Gobierno Mexicano para mejorar la situación de liquidez y la estructura de capital de la empresa en los próximos dos años.
- La rebaja refleja el desempeño operativo débil continuo de PEMEX que ha representado que Fitch rebaje también el puntaje de la ESG de la compañía, debido a múltiples accidentes en las instalaciones operativas de PEMEX desde febrero de 2023.
- **La calificación 'B'** es el nivel "Altamente especulativo". Las calificaciones 'B' indican que existe un riesgo importante de incumplimiento, pero sigue existiendo un margen de seguridad limitado. En la actualidad se están cumpliendo los compromisos financieros, sin embargo, la capacidad de pago continuo es vulnerable al deterioro del entorno económico y empresarial. Fitch utiliza los signos '+', 'sin signo' y '-', en todos los niveles de calificaciones con excepción en la 'AAA'. El signo '+' es el nivel más alto dentro del rango de calificación asignada al emisor.

Calificaciones Crediticias

Acciones de Calificación

- **HR Ratings:** 28 abril 2023. HR Ratings ratificó la calificación de '**HR BBB+ (G)**' con Perspectiva Estable a 35 emisiones de Pemex. La ratificación de la calificación de las emisiones de Pemex (y/o la Empresa), refleja la calificación de la Empresa realizada el 28 de abril de 2023. A su vez, la calificación de Pemex se basa en la acción de calificación soberana de México, la cual se ratificó en escala local y global el 28 de abril de 2023. Lo anterior debido al estatus de soberana de facto que consideramos que mantiene la deuda de la Empresa debido al apoyo mostrado por el Gobierno Federal a través de aportaciones para el pago del servicio de la deuda e inversiones de capital y apoyos fiscales.
- Debemos resaltar que la calificación y perspectiva actual de Pemex dependen de la calificación soberana de México, por lo que cualquier cambio en ésta impactará la calificación de la Empresa.
- **El emisor o emisión con calificación 'HR BBB(G)'** ofrece moderada seguridad para el pago oportuno de obligaciones de deuda. Mantienen moderado riesgo crediticio en escala global, con debilidad en la capacidad de pago ante cambios económicos adversos. **HR Ratings** asigna '+' o '-' a las posiciones de fortaleza relativa , en caso de ser necesario, dentro de cada una de las escalas de calificación

Calificaciones Crediticias

Acciones de Calificación

- **Moody's:** 21 julio 2023. Moody's afirmó en '**B1**' la calificación de familia corporativa de PEMEX y las calificaciones senior quirografarias de las notas existentes de la compañía, así como las calificaciones basadas en la garantía de PEMEX. Moody's también afirmó en "caa3" la evaluación del riesgo crediticio base (BCA por sus siglas en inglés, medida de la calidad crediticia "stand-alone" sin ningún supuesto de soporte), la cual refleja la Fortaleza crediticia intrínseca. Al mismo tiempo, Moody's cambió la perspectiva de las calificaciones de PEMEX a negative de estable.
- Las calificaciones de 'B1' de PEMEX toman en cuenta el análisis de incumplimiento conjunto de Moody's que incluye el apoyo muy alto del gobierno en caso de necesidad, y una correlación muy alta de incumplimiento entre PEMEX y el Gobierno de México ('Baa2', perspectiva estable).
- La acción también toma en cuenta el acceso limitado de PEMEX a los mercados de capitales debido a su riesgo crediticio intrínseco elevado y a la falta de medidas que mitiguen su exposición a los riesgos ambientales, sociales y de gobierno corporativo (ESG, por sus siglas en inglés).
- Las obligaciones calificadas en 'B' son especulativas y están sujetas a un riesgo crediticio alto. Moody's añade los modificadores numéricos 1, 2 y 3 a cada calificación genérica de Aa a Caa. El modificador 1 indica que la obligación se sitúa en el extremo superior de su categoría de calificación.

Calificaciones Crediticias

Acciones de Calificación

- **S&P Global Ratings:** 6 septiembre 2023, las calificaciones de PEMEX y subsidiarias no cambian luego de la confirmación de las calificaciones soberanas de México: moneda extranjera: BBB/Negativa/A-2; moneda local: BBB+/Negativa/A-2; escala nacional mxAAA/Estable/--, el 15 de junio de 2021.
- En nuestra opinión, el factor clave de calificación para PEMEX sigue siendo nuestra evaluación de una probabilidad casi cierta de respaldo del gobierno si la empresa afronta un escenario de dificultades económicas. Esta evaluación de la probabilidad de respaldo del gobierno a PEMEX captura el rol crítico que tiene la empresa para el gobierno mexicano, tanto desde el punto de vista económico como para la ejecución de la política energética del país. Nuestra evaluación también incorpora el vínculo integral entre PEMEX y el gobierno que detenta la propiedad total de la petrolera, y que considera la elevada participación gubernamental en todas las decisiones estratégicas de la empresa.
- La calificación 'BBB' representa "Grado de inversión". Capacidad adecuada para cumplir con sus obligaciones financieras, pero más sujeto a condiciones económicas adversas. S&P utiliza los signos '+', 'sin signo' y '-', en todos los niveles de calificaciones con excepción en la 'AAA'. 'Sin signo' representa el nivel intermedio dentro del rango de calificación asignada al emisor.

Calificaciones Crediticias

Acciones de Calificación

Limitación de Responsabilidades del Autor:

El documento fue preparado bajo la responsabilidad del autor, con información obtenida de diversas fuentes que pueden considerarse del dominio público, por lo que el autor considera que no tiene responsabilidad alguna para confirmar la veracidad de la información que presenta. El material es sólo para efectos de información, por lo que cualquier opinión expresada se trata tan sólo de una opinión personal, que no debe tomarse en cuenta para las propias decisiones del lector. Se puede utilizar la información aquí escrita para los fines que mejor convengan al lector, bajo su propia responsabilidad y sin involucrar al autor, a no ser que así se pactare de forma explícita y por escrito

ANEXO 6

DETALLE DE LOS CAMBIOS NECESARIOS EN LA PLANTA DE ETILENO DEL COMPLEJO PETROQUÍMICO MORELOS

Descripción de los cambios propuestos, en la alimentación, hornos de pirólisis, vapor de dilución y generación de vapor

Sección de pirólisis:

La planta actual consiste de 10 hornos de pirólisis para craquear etano, normalmente uno de ellos esta de repuesto para los casos de de coquización o mantenimiento y están diseñados para producir 600,000 MTA de etileno grado polímero con una alimentación de etano. De los 10 hornos, 6 fueron modificados y 4 quedaron como originalmente estaban.

Originalmente esos hornos producen vapor saturado de 48.5 Kg/Cm², están equipados con un sobre calentador, que puede no ser necesario si se diseñan los hornos de pirólisis para producir vapor sobrecalentado.

Para precalentar la nafta, será necesario adicionar nuevos cambiadores de calor.

Descripción de los cambios propuestos, en la alimentación, hornos de pirólisis, vapor de dilución y generación de vapor

Sección de pirólisis:

Se requerirán tres nuevos hornos de pirólisis de alrededor de 13 t/hr de producción de etileno cada uno, para producir 850,000 MTA de etileno y 200,000 MTA de propileno, a partir del craqueo de la mezcla de gasolinas naturales y etano, los hornos requieren de una relación de vapor de dilución de 0.5 para gasolinas naturales y 0.3 para el etano.

El efluente de los hornos es enfriado en los cambiadores de transferencia (TLEs), (dos por horno), generando vapor de 48.5 Kg/Cm² y es colectado en la línea de transferencia y enfriado en una **nueva torre fraccionadora de gasolina de pirólisis** que consiste en dos secciones, la sección del fondo de la torre que funciona como intercambiadora de calor, en donde una corriente de combustóleo es usada para enfriar los gases y condensar el residuo.

Descripción de los cambios propuestos, en la alimentación, hornos de pirólisis, vapor de dilución y generación de vapor

Sección de pirólisis:

El calor contenido en el cambiador de calor de quencheo se usa para generar vapor de baja presión que se usa para diluir la alimentación.

Una porción del combustóleo es enviada a un agotador para obtener los componentes ligeros por medio de vapor de baja presión.

La parte del domo del fraccionador de pirólisis es enfriado a 42°C en la torre de quencheo y el vapor de dilución condensado, el calor es recuperado para vaporizar en el fraccionador de propileno, para precalentar el desmetanizador y la alimentación a la torre de tratamientos caustico.

Sección de compresión, eliminación de gases ácidos y secado:

El gas craqueado saliendo de la torre de quencheo es comprimido desde 1.4 a 38

Descripción de los cambios propuestos, Sección de compresión y eliminación de gases ácidos

Sección de compresión, eliminación de gases ácidos y secado:

Kg/Cm², **la turbina y el compresor de gas de síntesis requerirá de nuevos internos para poder manejar el incremento de flujo.**

Se requerirá un nuevo agotador de gasolina de pirolisis, en donde la gasolina se recuperará en el domo de este nuevo equipo, para enviarla a los fondos de la columna debutanizadora para su procesamiento.

El gas craqueado y comprimido se enfría a 15°C y se secará en los secadores de proceso y se requerirá un **nuevo sistema de secado.**

Sección de desmetanización, purificación de H₂ y recuperación de productos.

El gas craqueado seco, será enfriado por los sistemas de refrigeración de propileno y etileno de refrigeración, **que deberán de ser modificados.**

Descripción de los cambios propuestos, Sección de demetanización, purificación de hidrógeno y recuperación de productos

La corriente de hidrógeno es calentada y metanizada, para remover el CO y secada.

Los condensados líquidos son fraccionados en un **nuevo sistema de agotamiento de des metanización**, que se requiere para descargar el sistema de des metanización existente.

El producto del domo del des metanizador junto con el exceso de hidrógeno es enviado al expansor y recalentado para recuperar carga de refrigeración y es procesado en el convertidor de acetileno.

El fondo del desmetanizador es enviado a la columna des etanizadora para separar Los hidrocarburos C₂+ de los hidrocarburos C₃+, **se requerirá una nueva columna des etanizadora para poder manejar las corrientes adicionales.**

Descripción de los cambios propuestos, Sección de demetanización, purificación de hidrógeno y recuperación de productos

La corriente de hidrógeno es calentada y metanizada, para remover el CO y secada.

Los condensados líquidos son fraccionados en un **nuevo sistema de agotamiento de des metanización**, que se requiere para descargar el sistema de des metanización existente y será posteriormente fraccionada en el fraccionador de etileno.

El producto del domo del des metanizador junto con el exceso de hidrógeno es enviado al expansor y recalentado para recuperar carga de refrigeración y es procesado en el convertidor de acetileno.

El fondo del desmetanizador es enviado a la columna des etanizadora para separar Los hidrocarburos C₂+ de los hidrocarburos C₃+, **se requerirá una nueva columna des etanizadora para poder manejar las corrientes adicionales.**

Descripción de los cambios propuestos, en la sección de recuperación de productos

Los fondos de la columna des etanizadora se fraccionarán en la columna des propanizadora, en donde el domo se hidrotatará en un **nuevo convertidor de acetileno** y posteriormente se mendará a la planta de propileno para recuperar el propileno producto.

Debido al incremento significativo en los componentes C3+, **se requerirá de un nuevo tren de des propanizador, des butanizador y habrá que considerar la integración con el tren de fraccionamiento de la planta de propileno.**