

Ideas sobre el futuro de Pemex

Observatorio Ciudadano de la Energía

Jorge Javier Mañón Castro, Francisco Barnés de Castro, José Manuel Muñoz Villalobos, Luis Puig Lara, José Antonio Rojas Nieto, Fluvio César Ruíz Alarcón; Jorge Alberto Aguilar y Alejandro Villalobos Hiriart

Objetivos y desafíos nacionales:

Un nuevo curso de desarrollo requiere de una profunda revisión del modelo económico y del papel que en él juega o debería jugar el sector petrolero, en el contexto de la transición energética y el combate al cambio climático. Resulta fundamental repensar el diseño institucional del sector, la importancia y formas de participación en él de las empresas del Estado, la mejor organización de estas para cumplir el reto de la transición, el lugar de la inversión privada y las políticas industrial, ambiental, económica, fiscal y de desarrollo territorial; que den coherencia de conjunto a este vasto objetivo.

Es necesaria una nueva arquitectura institucional y una política petrolera que comprenda las tres componentes de la sustentabilidad energética, definidas por el Consejo Mundial de la Energía: seguridad energética, sustentabilidad ambiental y equidad en el acceso de la población al uso de la energía. En ella, Pemex ya no sería tan solo un factor de generación de ingresos fiscales, sino también de sustentabilidad y transición energética; industrialización y desarrollo regional; mejora y redistribución del ingreso e impulso a la investigación científica y el desarrollo tecnológico. Una empresa real, autónoma, profesional y capaz de competir con agilidad en el mercado nacional e internacional.

Aprovechamiento racional de las fuentes fósiles

La expansión del mercado de combustibles debe estar subordinada a criterios de ordenamiento urbano, preservación ambiental, salud pública y seguridad industrial.

El Estado debe contar con los instrumentos que le permitan una intervención ágil y eficaz, cuando se presenten incrementos injustificados en los precios al consumidor, de los energéticos esenciales para la vida cotidiana.

Definir el nivel socialmente óptimo de la fiscalidad en materia de combustibles, para lograr la mejor operación del sistema de producción, almacenamiento y distribución en su conjunto, además de ayudar a financiar la transición energética, la protección ambiental y el desarrollo del transporte público.

Problemática de Pemex

Pemex enfrenta complejos retos: carencia de una estrategia integral de largo plazo, régimen fiscal confiscatorio, elevada deuda total, alto pasivo laboral, limitaciones presupuestales, económicas y regulatorias, necesidad de nuevo financiamiento, dificultades para hacer crecer la extracción, costos de producción superiores a sus límites de deducción fiscal, deterioro de la infraestructura productiva, deficiente sistema nacional de refinación, insuficiente capacidad de almacenamiento, centros de procesamiento de gas y complejos petroquímicos subutilizados y con poco mantenimiento, riesgo de degradación crediticia generalizada, creciente retraso en los pagos a proveedores, opacidad en las asignaciones de contratos, distanciamiento progresivo respecto a otras petroleras que ya operan en México, débil base científica y tecnológica,

pérdida de recursos humanos calificados y disfuncionalidad operativa.

Ante las circunstancias que enfrenta Petróleos Mexicanos, en un entorno material muy diferente al preexistente a la reforma, con nuevos actores y reglas del juego; el Estado debe tomar decisiones que no solo fortalezcan a nuestra empresa petrolera, sino que también doten de coherencia, eficacia, sostenibilidad y sustentabilidad a la política económica, petrolera e industrial. No se trata de encontrar el camino de regreso a un pasado idílico, sino al contrario, de la construcción del mejor sendero posible hacia un futuro sustentable.

El futuro de las empresas petroleras puede estar en la petroquímica y su transición a empresas energéticas. Las más avanzadas cuentan con una estrategia de transición energética y ya se mueven en esa dirección. En contraste, nuestra petrolera le concede poca importancia a la transición energética y mantiene como objetivo central, continuar extrayendo todo el petróleo posible. Pemex no se está preparando para afrontar las profundas mutaciones del sector energético mundial. Este, es el momento justo de hacerlo.

Información histórica

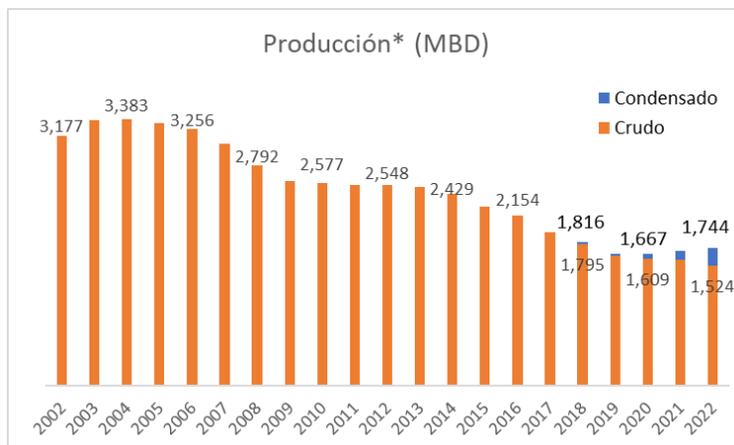
Para entender el Contexto actual es necesario revisar la información histórica y determinar ¿Qué tanto ha sido este deterioro? ¿Qué tanto han cambiado las condiciones en el tiempo? Quizá lo más importante, es que consideramos que aún se puede hacer algo.

Analicemos los principales datos e indicadores sobre la petrolera, desde la información técnica, hasta la operativa y financiera.

Producción de crudo

La producción de petróleo crudo al 2022 es prácticamente la mitad de la que se tuvo en el 2004, cuando se tenía el boom de producción de Cantarell, en particular del campo Akal; en años posteriores vino una declinación fuerte hasta el 2008, en el que se contuvo la declinación de Cantarell con la producción de los campos Ku-Maloob y Zaap, principalmente de Ku. A partir del 2015 se ha resentido fuertemente la declinación de estos tres campos y se trató de contener desarrollando veinte campos, a partir de 2019.

Fig. 1.- Producción de crudo de Pemex.



*Fuente: Sistema de información Energética de SENER, a partir de 2018 con información de CNH e incluye producción de socios de Pemex (MBD: miles de barriles diarios)

Hoy en día el campo Akal produce menos de 20 Mbd barriles diarios de crudo, siendo que llegó a producir más de 2'000,000 de barriles diarios entre 2002 y 2003; es decir, está al 1% de su pico de producción, pero utilizando casi toda la infraestructura que se desarrolló para este campo y toda la inyección de nitrógeno, lo cual genera un costo muy alto y elevadas pérdidas para la empresa.

Algo similar sucede con el campo Ku, que hoy también produce menos de 20,000 barriles diarios; cuando su pico de producción fue alrededor de 16 veces mayor, por lo que se ha vuelto marginal, tanto volumétrica como económicamente; todo campo con baja productividad debiera ser analizado técnica y económicamente para determinar si debe ser abandonado o se debe modificar su estrategia de explotación, es decidir si genera o no valor económico para Pemex y, en su caso, optimizar dicho valor.

Fig. 2. - Producción del campo Akal (Mbd)

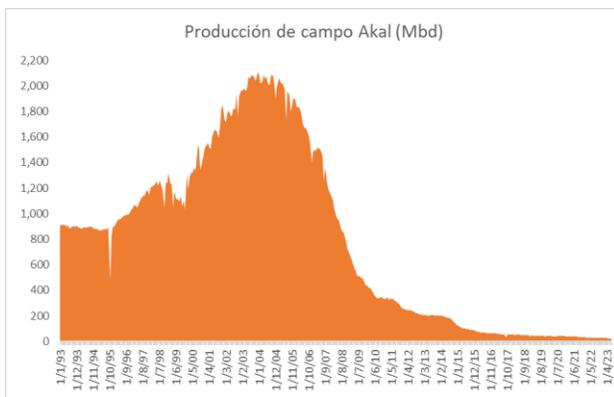
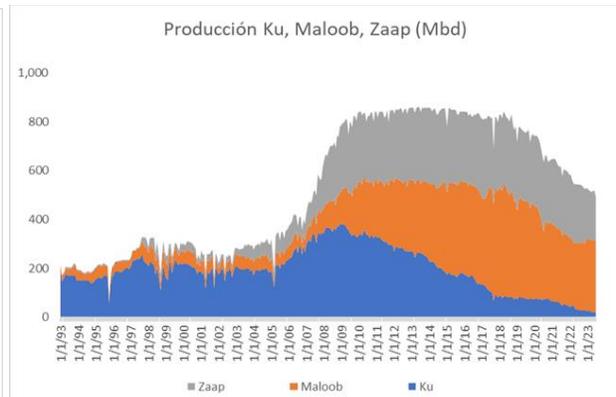


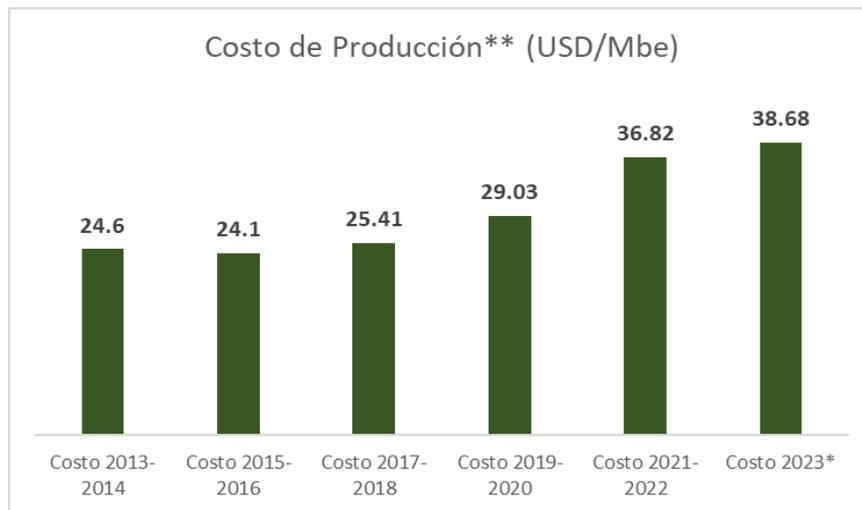
Figura 3. Producción histórica de los campos Ku-Maloob- Zaap 1993-2023 (Mbd)



Fuente CNIH - Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)

Los costos de producción de cada barril equivalente se han incrementado significativamente en los últimos años, por la tendencia a seguir una lógica volumétrica de producción y no económica, como se muestra en el siguiente gráfico, con costos históricos de 2013 a 2023.

Figura 4. Costos de Operación unitarios de la producción de PEP 2013-2023 (USD/Mbe)



*Al tercer trimestre de 2023, con los Estados Financieros de Pemex

**Descontado de la producción los Mbde, del gas enviado a la atmósfera

Producción de condensados

Es notorio que a partir de 2018 se incluyó el rubro de producción de Condensados, que no es un tipo de crudo superligero, pero que se denominó así por cuestiones fiscales. Si bien la producción de este tipo de crudo era limitada, proveniente principalmente del campo Ixachi en Veracruz, a partir de finales del 2021 se tuvo un boom, por la producción de Quesqui.

Sin embargo, este boom de producción de condensados no vino de la mano de una nueva estrategia de distribución y logística, toda vez que es un producto mucho más ligero que el crudo, los tanques de almacenamiento y sobre todo las plantas de Refinación no están listas para recibirlos junto con el crudo.

Los condensados no son un producto adecuado para ser alimentado directamente a las refinerías mezclado con el crudo de alimentación, ni para ser utilizado como diluyente en la formulación de los crudos de exportación, como se está haciendo.

Si por razones logísticas se desea seguir procesándolos en una refinería, una estrategia adecuada sería transportarlos por separado y entregarlos no mezclados con el crudo, sino dedicarles tanques de almacenamiento exclusivos, por su alta presión de vapor, e integrarlos a proceso por separado en la zona del domo de las torres primarias, conforme al diseño de cada una lo permita. Si bien esto implica un esfuerzo logístico, dados los volúmenes y el desbalance que sufren las refinerías con esta carga, es la forma correcta de hacer la distribución.

Para desarrollar la idea de administrar la producción de crudo antes de su envío a Refinación, se tiene la opción de exportar directamente desde plataformas crudo extrapesado por 100 Mbd, con lo cual se disminuiría un 20 a 25% el crudo que actualmente es enviado a procesar en las refinerías y que origina, por mencionar algunos, los siguientes problemas:

- Taponamiento de los fondos de las torres atmosféricas, que es el punto de entrada a las refinerías
- Falta de capacidad de Hidro desulfuración de pesados, principalmente
- Baja actividad de catalizadores en las FCC
- Fallas recurrentes en las plantas Coker por alta presencia de asfáltenos
- Exceso de necesidad de diluyente (diésel) para mezclar con el combustóleo y lograr la especificación comercial.

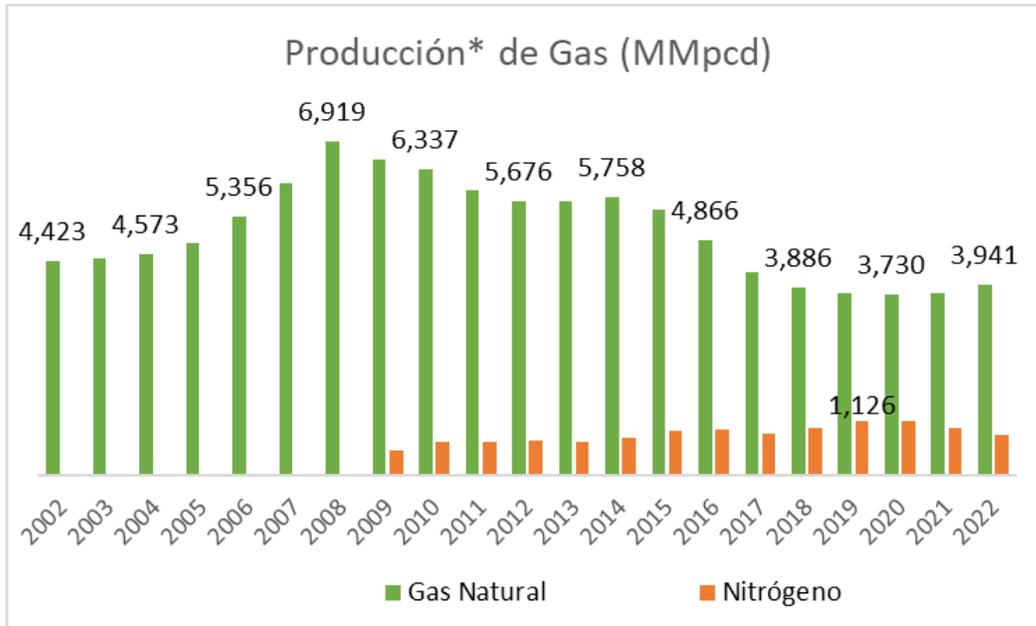
Esta acción, por sí misma, permitiría disminuir significativamente las pérdidas del Sistema Nacional de Refinación.

Producción de gas natural

La producción de gas natural alcanzó en 2008 un pico de 6,900 millones de pies cúbicos por día (MMpcd) y como la mayoría de la producción de gas en nuestro país es de gas asociado, la producción de gas empezó a declinar junto con la declinación de la producción de petróleo.

A partir de 2019, como resultado de los esfuerzos de esta administración por contener la declinación de la producción de petróleo, la producción de gas le logró estabilizar en valores de 3,700-3,900 MMpcd y en el último año ha habido un pequeño incremento.

Fig. 5.- Producción de gas de Pemex



*Fuente: Sistema de Información Energética de SENER. (MMpcd: Millones de pies cúbicos diarios)

Se presenta la producción sin nitrógeno, para no enmascarar la misma, toda vez que el nitrógeno “producido” es del orden de 1 mil MMpcd y es producto de las técnicas de explotación del campo Akal y de Ku. En Akal por producir crudo en pozos invadidos de gas, con lo cual produce mucho nitrógeno y en Ku, donde, por falta de gas seco y de infraestructura de transporte de gas, se utiliza nitrógeno como gas de levantamiento o Bombeo Neumático (BN), que se integra con la producción.

En lo que respecta al gas natural, con las restricciones presupuestales que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público le impone a Pemex, no resulta prioritario para la empresa la producción de gas natural no asociado, así como tampoco la recuperación del gas asociado que, por su alto contenido de nitrógeno o por su distancia a los centros de procesamiento requiere de inversiones adicionales, por lo que suele reinyectarlo a los yacimientos o quemarlo a la atmósfera.

Cabe mencionar que, en el 2003, se logró un consenso entre Pemex, CFE y la SENER, para desarrollar el denominado “Programa Estratégico de Gas” o PEG, para soportar la demanda esperada de gas de CFE, por el crecimiento esperado con ciclos combinados y por la sustitución gradual de las centrales de Combustóleo a gas. Este programa empezó a rendir frutos en el 2005 y para 2008 ya se registraba una producción de casi 7 Bcfd (Billones de pies cúbicos diarios), a partir de una producción base de 4.5, y que concluyó su efecto hacia el 2016, es decir este incremento en la producción duró poco más de una década.

Los principales impulsores de este incremento de producción fueron:

- a. El activo Burgos con alrededor de 400 MMpcd
- b. Activo Veracruz con alrededor de 700 MMpcd
- c. Activo litoral de Tabasco con alrededor de 600 MMpcd

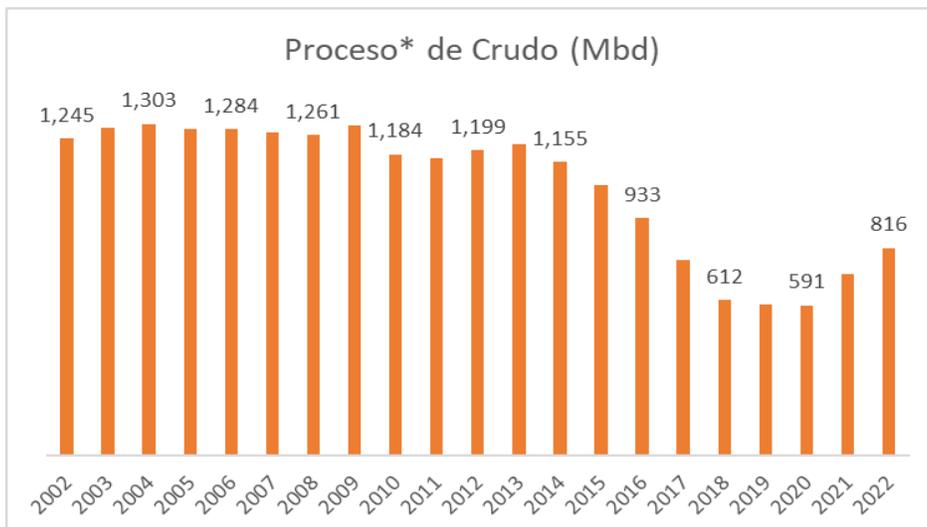
A raíz de la producción de aceite y gas denominado shale en Estados Unidos, en particular en el área de Texas hace poco más de una década, se generaron excedentes de gas en la zona y bajaron los precios, por lo que a nivel país, se tomó la decisión de apostar por la importación de gas de dicha zona, con sus ductos asociados, y dejar de invertir en la producción de gas nacional; pues generaba menos utilidades que el crudo, sacrificando así la soberanía energética.

Procesamiento de crudo

El proceso de crudo de las seis refinерías de México fue estable hasta el año 2014, en niveles de 1,150 a 1,300 Mbd de crudo procesado diariamente; a partir de 2015 dos situaciones propiciaron un cambio radical en el proceso, se redujo considerablemente el presupuesto para mantenimiento a las refinерías y la mezcla de crudo, que había ido cambiando gradualmente con el agotamiento de crudo del campo Akal del 2009 al 2014, fue sustituida con crudo de Ku-Maloob y Zaap, más pesado, pero sobre todo con mucho más asfáltenos, que son componentes de mucho mayor peso molecular y viscosidad, con más azufre y metales; que en consecuencia son más difíciles de tratar en las plantas FCC, que son el alma de las refinерías. Hay que recordar que originalmente las refinерías de Salamanca, Madero y Minatitlán fueron diseñadas para procesar crudo extraligero de 39° API y las de Tula, Cadereyta y Salina Cruz se diseñaron para procesar crudo ligero de 32°API.

Del 2015 en adelante, si bien se mantuvo la densidad del crudo a proceso dentro de parámetros (grados API) con mezcla de crudos más ligeros, la proporción de pesados y asfáltenos subió significativamente, esto aunado a que los mantenimientos comenzaron a ser diferidos, tanto en plantas de proceso como en servicios auxiliares, dando lugar a la crisis de proceso de los años 2018 a 2020, en las que el nivel de proceso, bajo a menos de la mitad de su nivel histórico y sostenido.

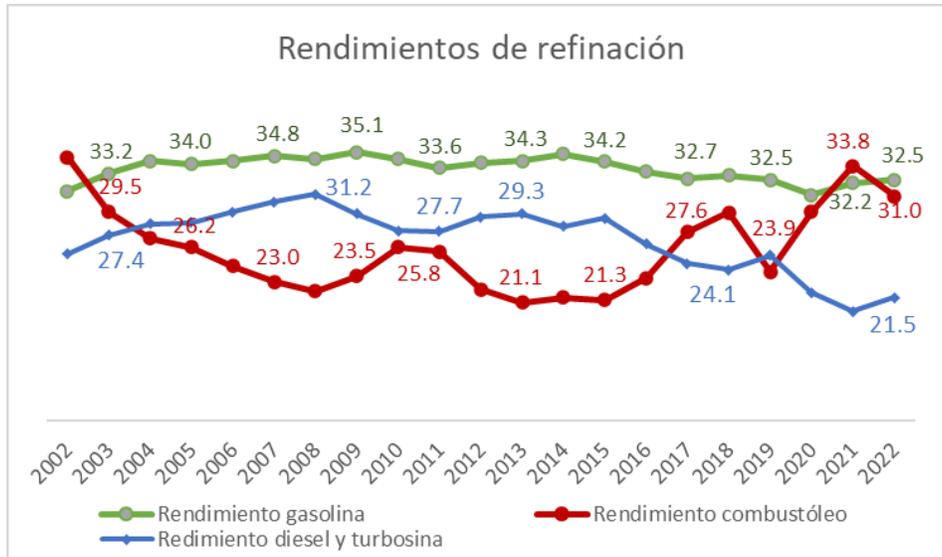
Fig. 6.- Proceso de crudo de Pemex



*Fuente: Sistema de información Energética de SENER. (MBD: miles de barriles diarios)

Destacan las refinerías Madero y Minatitlán, que disminuyeron su proceso al 43 y 40% respectivamente en el lapso en cuestión. En la refinería de Madero el proceso se recuperó, pero con una alta producción de combustóleo, de muy bajo valor.

Fig. 7.- Rendimientos del proceso de Refinación*



*Fuente: Sistema de información Energética de SENER. (MBD: miles de barriles diarios),

Se puede observar una disminución significativa en el rendimiento de diésel a partir de 2015 y un incremento en el rendimiento de combustóleo, cuyo rango se encuentra ahora a la par que la gasolina, cuando debería ser del orden del 24%; este diferencial de rendimientos es, principalmente, lo que ocasiona un margen bruto negativo; la suma de gasolina más Diesel y turbosina se denomina Destilados.

Como referencia, una refinería con configuración FCC (con planta de desintegración catalítica), como la que tienen la mitad de nuestras refinerías, debería producir de 55 a 60% de rendimiento de destilados y las de configuración Coker (con planta de desintegración catalítica y planta coquizadora), como la otra mitad de las refinerías, deberían producir de 80 a 85%, es decir en promedio el rendimiento de destilados debería ser de 65% como mínimo.

Otra forma de reducir las pérdidas del Sistema Nacional de Refinación (SNR) es limitar el nivel de proceso de cada refinería, si bien cada una tiene sus particularidades y cargas de crudo diferentes, por lo que es un ejercicio que debe realizarse por optimización, en términos generales sería:

- Refinerías con configuración FCC, rendimiento mínimo de Destilados de 55%
- Refinerías con configuración Coker, rendimiento mínimo de destilados de 75%

Si bien esto limitaría el proceso de crudo, aseguraría disminuir las pérdidas económicas actuales, en este proceso, que son muy altas. Esto se haría mientras se mejora la confiabilidad del SNR y se resuelven sus limitaciones,

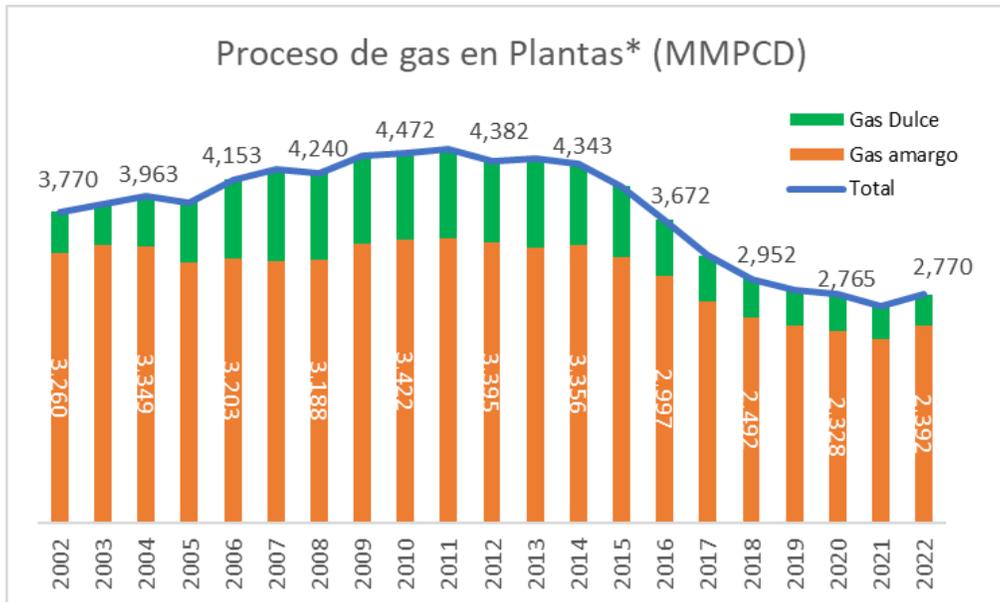
Es necesario también que, la decisión de que crudo procesar, ya sea nacional o importado, sea exclusiva de Pemex Refinación, como es práctica común en todas las empresas petroleras.

Por otra parte, se debe analizar la factibilidad de producir gas de síntesis de coque.

Procesamiento de gas

Al igual que la producción de gas, el procesamiento de gas ha declinado considerablemente del máximo de 4.5 mil MMPC alcanzado en 2010-2011 al valor actual de poco menos de 2,800 MMpcd.

Fig. 8.- Proceso de gas de Pemex



*Fuente: Sistema de información Energética de SENER. (MMPCD: Millones de pies cúbicos diarios)

El efecto del “PEG” ya descrito anteriormente en la producción alcanzada por las plantas de PTRI, fue notorio, aun cuando una parte del gas producido se entregó directamente a ductos de transporte, principalmente en Burgos y en Veracruz, pero se logró un incremento a plantas de 700 MMpcd, entre el sureste y el norte, principalmente en esta última zona, con gas húmedo dulce en Burgos.

Se observa, de manera similar al crudo, una declinación marcada a partir del 2015, con una disminución, prácticamente del 70% en el gas húmedo y de casi 1 Billón de pies cúbicos (Bcf) de gas amargo en el sureste, pero también una disminución en el aprovechamiento de gas.

El menor aprovechamiento de gas se debe a tres causas fundamentales, a una mayor cantidad de nitrógeno surgiendo en la zona marina, que impidió procesar dichas corrientes en los centros procesadores de gas, por falta de infraestructura para poder separar el nitrógeno; a que se produjo gas entre 2019 y 2021 tanto en Ixachi como en Quesqui, sin tener toda la infraestructura para su aprovechamiento, situación que se ha ido subsanando desde finales del año 2022 y, por otro lado, a la falta de recursos financieros que ha impedido incrementar la capacidad de endulzamiento de gas amargo en el Centro Procesador de gas en Matapionche para poder procesar el gas amargo de Ixachi que se está quemando

Este bajo proceso en las plantas de gas de PTRI ha venido de la mano con muy bajos presupuestos de mantenimiento, que no permiten un adecuado funcionamiento de las plantas, a tal grado que algunas de ellas, como las de azufre, que son fundamentales para la reducción de emisiones contaminantes que dañan la salud y el medio ambiente, han tenido que cerrarse en algunos centros de trabajo.

La situación en el sureste llegó a niveles críticos en el 2021 y podría continuar así si no se incrementa el flujo de gas a plantas. La situación fue crítica porque se llegó al límite de solo tener gas para los consumos propios de Pemex; el siguiente paso sería que la producción de crudo nacional tenga que depender de gas importado, lo cual sería un grave riesgo de seguridad energética.

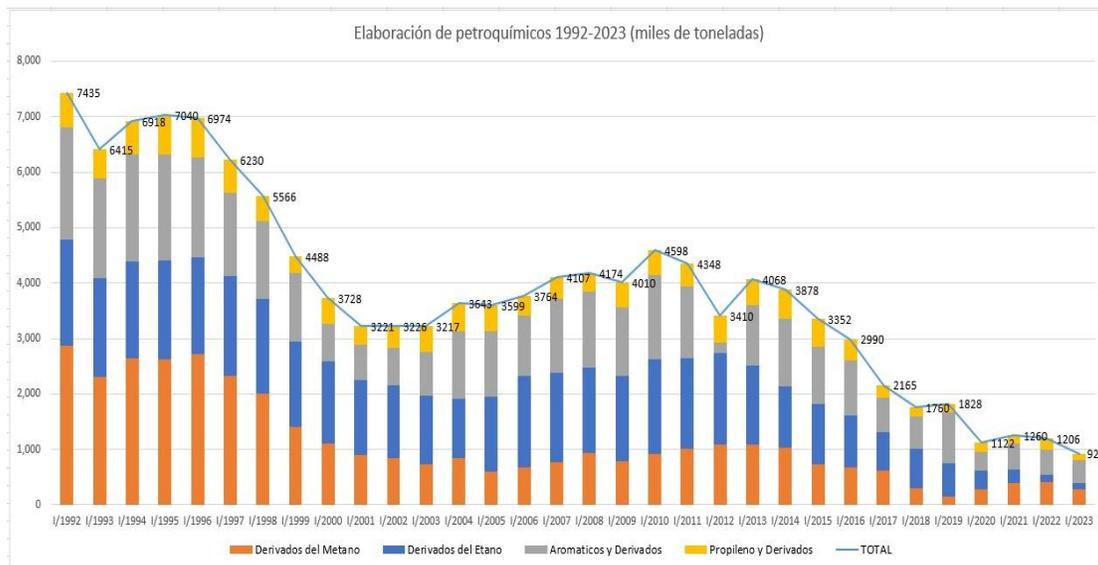
Producción de petroquímicos

La industria petroquímica se desarrolló en cuatro etapas hasta que llegó el momento de su reestructuración e intento fallido de privatización. Esta industria ha sido fundamental para el desarrollo industrial de México, ya que ha brindado un importante soporte al crecimiento económico, así como también, por su importante efecto multiplicador, ha sido la industria generadora por excelencia de un gran número de empleos, tanto directos, estimados en cerca de 120,000 puestos de trabajo, como indirectos, ya que, por su vinculación directa con 70 Ramas Industriales, se estima que ha contribuido a la generación de un poco de más de 1,000,000 de empleos indirectos.

A partir del 13 de noviembre de 1996, cuando se reformó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, se dejó de considerar como actividad estratégica a la Rama Petroquímica de PEMEX iniciándose de esta manera el intento de privatización.

La Industria Petroquímica ha enfrentado en las últimas décadas (2000-2023) una importante restricción y disminución en la oferta de materias primas precursoras de petroquímicos, tales como metano, etano, propano-propileno, butano-butileno y gasolinas (reformables), lo que ha repercutido en una importante reducción en la producción de petroquímicos derivados de estas cadenas.

Fig. 9.- Producción de petroquímicos de Pemex



Fuente: Sistema de Información Energética con la información de Petróleos Mexicanos.

No incluye autoconsumos de etano. Incluyen dodecibenceno, especialidades petroquímicas, etano, gas licuado, Refinado II, Glicoles etílicos, Hidrogeno, Hexano, ciclohexano, Heptano, Azufre líquidos de BTX, pentanos, líquidos de pirólisis, materia negro de humo, MTBE, nafta pesada Nitrógeno, Oxígeno, Polímero petroquímico, (gasolina polimerizada) propano/ propileno, reformado pesado, subproductos

Esta falta de materia prima está relacionada con el bajo procesamiento de gas en plantas y el compromiso de suministro de etano a Braskem Idesa, la cual entró en operación en 2016. Sin embargo, existen opciones para incrementar la producción de etano, casi al doble de la producción actual, que no han sido implementadas por falta de recursos, y se ha llegado a preferir opciones de importación, de forma similar al gas natural; haciendo dependiente, incluso a Pemex del producto importado, de mucho mayor precio, perdiéndose así la enorme ventaja del margen bruto mencionado.

Adicionalmente, y ante la escasez de etano, se propone modificar las plantas actuales de Morelos y Cangrejera, que pueden producir actualmente 600,000 MTA de etileno cada una, con una alimentación basada en etano, para poder alimentar una mezcla de etano y de gasolinas naturales para producir 850,000 toneladas anuales (MTA) de etileno de cada planta, así como 400,000 MTA de propileno de ambas plantas, por medio del craqueo de etano complementado con gasolinas naturales, así como 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. Se requerirá además adicionar nuevos hornos de pirólisis y modificar significativamente los equipos de las plantas, para poder manejar el efluente de hornos con un contenido mayor de C3+.

Otras oportunidades para incrementar la producción y mejorar rentabilidad de los complejos petroquímicos serían:

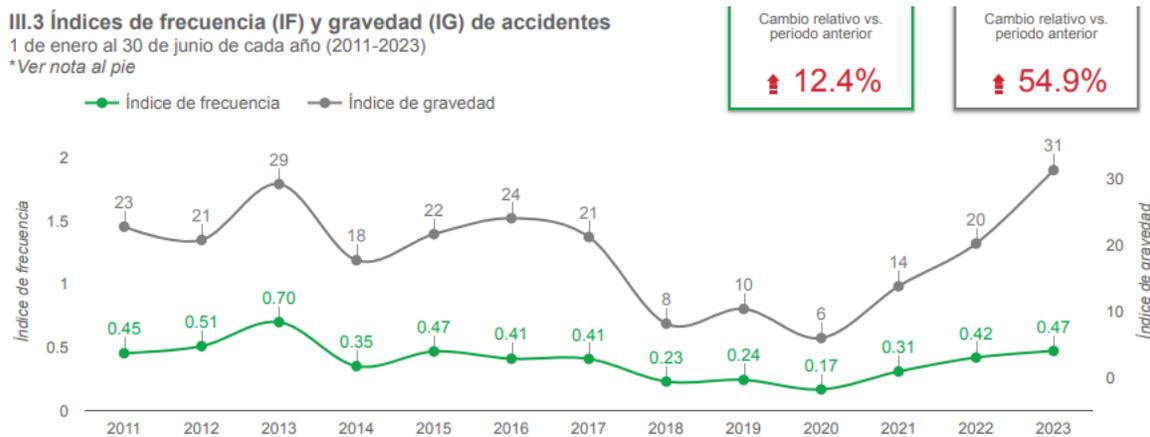
- Restructurar y fortalecer la planta petroquímica actual a fin de garantizar un abasto oportuno y confiable de insumos a la industria nacional en el corto, mediano y largo plazo.
- Actualizar la política de precios de las materias primas acordes a la de productores internacionales integrados con los que se compite, que permitan el desarrollo de las cadenas productivas donde se cuente con ventajas competitivas sustentables
- Promover alianzas estratégicas entre las empresas (PEMEX) y el sector privado, tanto Nacionales como Internacionales, a través de mecanismos de participación mixta (ROLL.IN) con el objetivo de propiciar la integración de cadenas productivas y maximizar el beneficio económico para el país; para transparentarlo. Esto podría ser a través de la integración de un Fideicomiso en el que PEMEX sería el operador.
- Implementación del Proyecto de la Refinería Petroquímica Minatitlán-Cangrejera.- La relevancia del proyecto de Minatitlán-Cangrejera está fundamentada en el uso de activos no utilizados o subutilizados, utilizables para la producción de volúmenes importantes de gasolina tipo magna 87 octanos, (en dos etapas) logrando una importante sustitución de importaciones en México de gasolinas. La materia prima que se requiere para el proyecto, sería una mezcla de naftas de importación y naftas de Pemex gas y gasolinas naturales de refinación.
- Por otro lado, el aumento de la recuperación de ETANO en las plantas Criogénicas de Pemex gas a través de CAJAS FRIAS.

En este sentido, la empresa sugerida GASMEX tendría como parte de sus funciones aportar materias primas para petroquímica para restablecer los niveles productivos de Pemex Petroquímica y para implementar las oportunidades para incrementarlos.

Seguridad Industrial

Los índices de frecuencia y de gravedad de los accidentes e incidentes han incrementado los últimos tres años y muestran claramente la falta de recursos para mantenimiento y que dichos recursos se asignan solo a los casos más graves y urgentes, descuidando el mantenimiento programado y necesario para la correcta operación de las instalaciones industriales.

Fig. 10.- Índices de frecuencia y de gravedad*



Nota: IF (accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo) | IG (días perdidos por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo).
Fuente: Elaborado por el IMCO con información de Pemex. [Reporte de resultados no dictaminados 2T](#) (varios años).

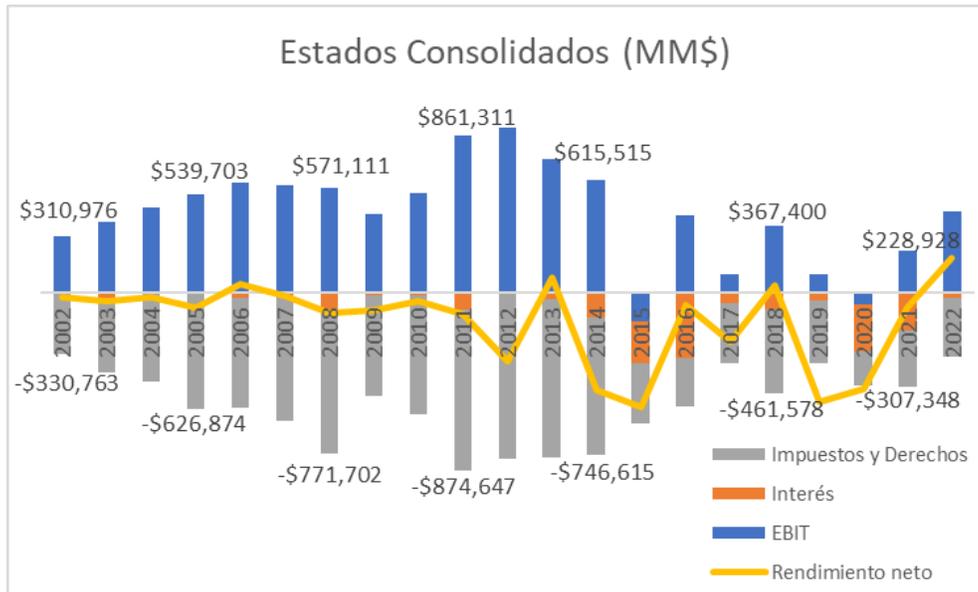
*Del reporte "Pemex en la mira" del IMCO, al segundo trimestre del 2023.

Resultados financieros de Pemex

Los estados consolidados de Pemex muestran que la hemos convertido en una empresa que entrega más de lo que ingresa y que no se le permite tener presupuesto para mantenimiento, exploración y nuevas inversiones. Ese es el primer problema que habría que resolver; vía el plan de negocios en el que haya remanentes para estos tres rubros. El siguiente problema es el papel de los ingresos que llegan a Hacienda provenientes de Pemex que es sustituto de impuestos, algo que debe terminar. El tercer tema es el aprovechamiento de esos ingresos que por ser provenientes de una riqueza nacional que tendría que beneficiar a generaciones futuras vía el fondo petrolero, tendría que servir para la constitución de un fondo de inversiones para infraestructura y no fuente de gasto corriente.

Históricamente el estado siempre ha tomado más en impuestos y derechos que los que Pemex genera antes de intereses e impuestos (EBIT), adicionalmente los intereses y rendimientos o pérdidas cambiarias, se han disparado en algunos años como el 2015, 2016, 2020 y 2021; todo esto se ve reflejado en el rendimiento neto anual, que como se puede observar es normalmente negativo. Este rendimiento negativo se mantenía controlado hasta el 2011, con ligeras intervenciones del estado, pero a partir del 2012 los rendimientos han sido significativamente negativos, como en los años 2015 y 2020, en los que, a pesar de no existir ganancias, se pagaron intereses y perdidas cambiarias, así como se tomaron impuestos, generando resultados muy negativos.

Fig. 11.- Estados consolidados de Pemex



Fuente: PEMEX | Estados financieros dictaminados

Si bien en los últimos dos años han mejorado los resultados, se viene cargando con rendimientos negativos desde el 2014, que han repercutido principalmente en el endeudamiento de la empresa; destaca que, en el año 2015, el resultado negativo se originó, principalmente, por un muy alto deterioro de los activos.

Los impuestos y derechos se mantuvieron por arriba de los 600 mil MM\$ desde el 2005 hasta el 2014, a pesar de que ya había pasado el pico de producción, producto más bien de los precios del crudo en el mercado, pero desde el 2015 a la fecha, la menor producción, los cambios en la tasa de los Derechos de Utilidad Compartida (DUC) y el comportamiento cíclico de los precios han mantenido los impuestos y derechos en la cercanía de los 300 mil MM\$; razón por la cual Pemex cada vez contribuye menos, proporcionalmente, a las arcas de la nación.

Fig. 12. Evolución de las variables financieras en el corto plazo*

A continuación se presentan de forma resumida las tendencias (2011-2023),* valores al 30 de junio de 2023** y cambios con respecto al mismo periodo de 2022 de los principales indicadores financieros de Pemex:



*La serie de inversión presupuestal inicia en 2012.
 **Unidades de medición: patrimonio neto, deuda total, deuda largo plazo y pasivo laboral (billones de pesos corrientes); y rendimiento neto, deuda corto plazo, costo financiero e inversión presupuestal (miles de millones de pesos corrientes).

* Reporte "Pemex en la mira" del IMCO, al segundo trimestre del 2023.

Sobre lo comentado sobre PTRI y la necesidad de dejar de operar con metas volumétricas es claramente observable en el estado de resultados siguiente, desagregado por el IMCO y que muestra como a PTRI tiene un margen bruto negativo.

Tabla 1.- Estado de resultados por segmento del 1 de enero al 30 de junio de 2023*.

ID	Concepto	Consolidado	PEP	PTRI	PLOG
1	Ventas totales	832.6	453.4	514.1	55.6
2	Costo de lo vendido	632.5	225.4	577.1	40.0
3	Deterioro	66.1	59.5	6.5	-0.0
4	Rendimiento bruto (1-2-3)	134.0	168.5	-69.6	15.5
5	Gastos generales netos	77.5	37.2	36.1	9.6
6	Rendimiento de operación (4-5)	56.5	131.3	-105.7	5.9
7	Costo financiero neto	63.8	24.6	16.3	-9.0
8	Utilidad/pérdida cambiaria neta	230.7	120.0	116.5	0.2
9	Utilidad/pérdida en participación filiales	0.2	-0.0	2.5	0.0
10	Rendimiento antes de impuestos (6-7+8+9)	223.6	226.7	-2.9	15.0
11	Impuestos y derechos	141.4	137.8	0.0	4.0
12	Rendimiento neto (10-11)	82.2	88.9	-2.9	11.0

*Reporte de resultados no dictaminados, elaborado por IMCO, con información de Pemex:

Fig. 13. Evolución de la deuda de corto y largo plazo*



* Reporte "Pemex en la mira" del IMCO, al segundo trimestre del 2023.

Ya se mencionó como las deudas a proveedores de Pemex son un gran lastre y atentan contra la supervivencia de las PYMES y de las empresas de mayor tamaño, la evolución de este indicador también lo presenta el IMCO a cierre del primer trimestre.

Fig. 14. Evolución de la deuda a proveedores y contratistas*

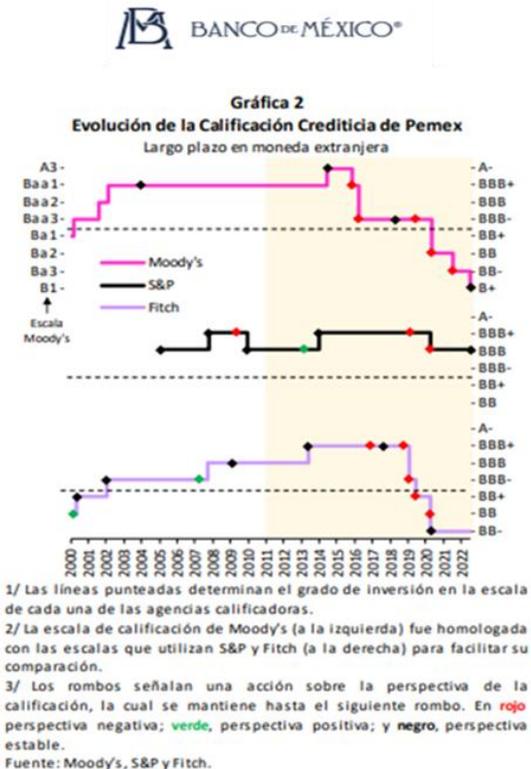


Fuente: Elaborado por el IMCO con información de Pemex. [Reporte de resultados no dictaminados 2T](#) (varios años).

Al 30 de junio de 2023 el saldo de la deuda de Pemex con proveedores registró su tercer mayor nivel para un periodo similar en los últimos 13 años (2011-2023). Al cierre del primer semestre de 2023, el saldo de las obligaciones que la empresa debe pagar a proveedores y contratistas en el plazo de menos de un año fue de 231.2 mil millones de pesos (mmdp). Este monto es (-)15.8% (43.3 mmdp) menor al observado al cierre del mes de junio de 2022 (274.5 mmdp), aunque 423.7% (187.0 mmdp) superior al reportado al 30 de junio de 2011 (44.1 mmdp).

* Reporte "Pemex en la mira" del IMCO, al segundo trimestre del 2023.

Fig. 15.- Calidad crediticia de Pemex

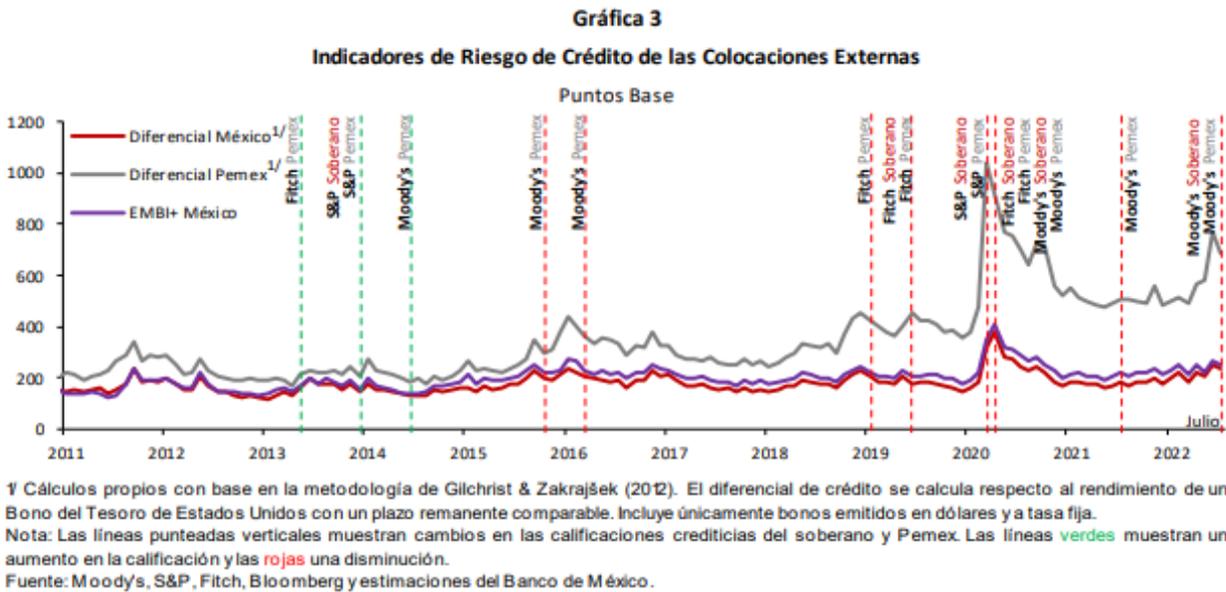


Entendiendo la situación actual de la empresa y como hemos llegado aquí, se propone un conjunto de propuestas, tanto técnicas, como administrativas, financieras y legales para afrontar la nueva realidad mundial de las empresas petroleras y nuestra situación particular.

De acuerdo con esta información, tanto para Moody's como para Fitch Pemex se mantiene por debajo del grado de inversión desde el 2019, en una escala B+ para Moody's y BB- para Fitch, ambas de muy bajo grado y casi en calidad de bonos indeseables. Solo S&P mantiene a Pemex en escala BBB desde hace dos años, por arriba del grado de inversión.

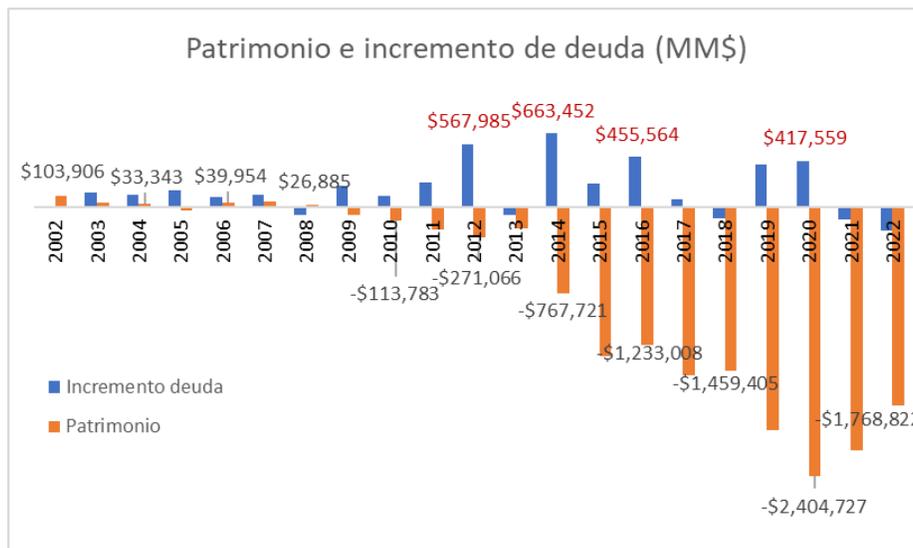
Esto es importante porque implica que la deuda de Pemex cada vez es más cara y los acreedores solicitan un premio por invertir en ella, con tan baja calidad crediticia; esto se explica mejor con la siguiente grafica.

Fig. 16.- Riesgo de crédito Pemex



Con esta gráfica, Banco de México explica que los bonos de Pemex pagan de 450 a 500 puntos base (4.5 a 5%) mayor tasa que la deuda soberana de México, es decir por cada 100 USD se pagan anualmente 5 USD más por la deuda de Pemex, que por la del Gobierno, que con el nivel de deuda de Pemex significan un monto muy elevado; este desacoplamiento dio inicio en 2015 y se ha agudizado desde 2020.

Fig. 17.- Patrimonio e incremento de la deuda de Pemex



Fuente: PEMEX | Estados financieros dictaminados

El deterioro del patrimonio de Pemex fue marcado entre los años 2010 a 2020, con énfasis en los años 2014 y 2016, por el incremento en el nivel de deuda de 2014 y 2016, así como la revalorización de activos en el 2015; si bien los años 2019 y 2020 también se recurrió al incremento de la deuda, se ve una mejora entre los años 2021 y 2022, estas han sido producto, principalmente de un menor DUC y de precios relativamente altos del crudo.

Evolución del patrimonio de Pemex

En el año 2002, Pemex aún tenía un patrimonio positivo y el pasivo estaba controlado.

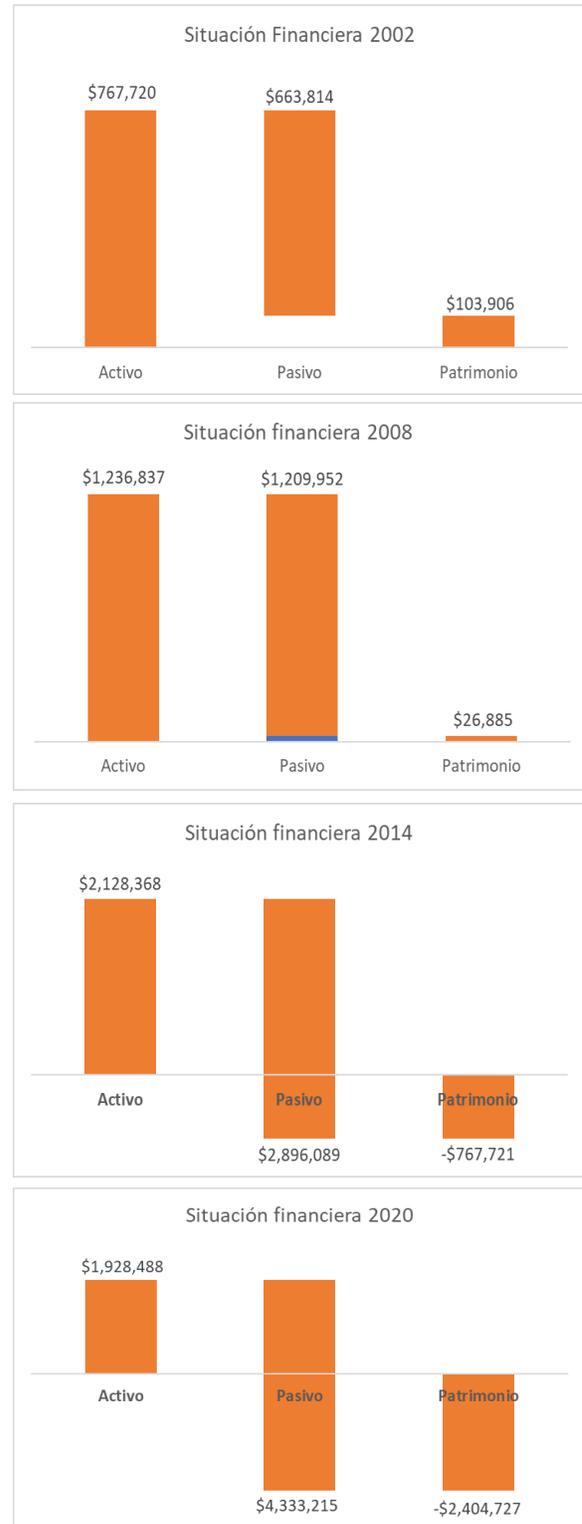
El 2008 fue el último año que Pemex tuvo un patrimonio positivo, la deuda ya se había duplicado en términos nominales, respecto al 2002, pero el activo había crecido proporcionalmente.

El año 2014 destaca por el incremento en el nivel de deuda, el desacoplamiento entre el crecimiento de la deuda y de los activos y un incremento en el deterioro del patrimonio.

El año 2020 fue el peor año registrado en términos del deterioro del patrimonio, por el nivel de deuda, ya que el activo se ha quedado estable desde el año 2017.

Al cierre del 2022 el pasivo había bajado a 4'014,380 MM\$, es decir 318,835 MM\$ menos que el 2020 y el patrimonio había mejorado, al llegar a 1'768,812, es decir mejoró en 635,915 MM\$, respecto al 2020.

Fig.18.- Evolución del Patrimonio de Pemex



Fuente: PEMEX | Estados financieros dictaminados

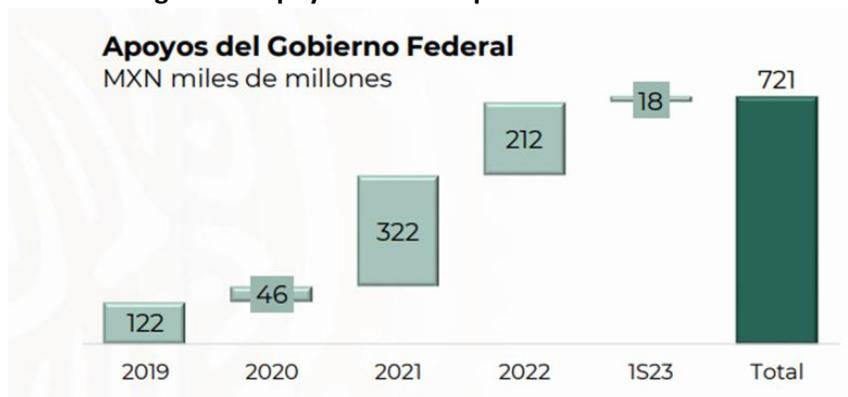
Sobre la pregunta válida de si aún se puede hacer algo o si Pemex está más allá de la salvación, no existe una respuesta fácil ni rápida, pero lo que si vale la pena es intentarlo, rápida y decididamente, antes de abandonar a la petrolera a una quiebra técnica.

Se necesitarían de 8 a 10 años de resultados positivos de Pemex, para salir del alto nivel de endeudamiento y regresar a tener patrimonio positivo, con niveles de precios relativamente altos. Está claro que no se puede esperar tanto tiempo, por la baja calidad crediticia y su consecuente alto costo de la deuda, así como porque los ciclos de precios son impredecibles; por lo que se deben tomar medidas adicionales para mejorar los estados de resultados de Pemex.

Propuestas:

Se han hecho importantes esfuerzos financieros para mejorar la posición de la empresa, como son la disminución de los Derechos de Utilidad Compartida (DUC) como las aportaciones del Gobierno Federal, pero no han logrado revertir la tendencia que prevalece desde hace una década, es necesario tomar acciones más contundentes y orientadas a la mejora de los resultados de la empresa.

Figura 19. Apoyos federales para Pemex 2019-2022



*Presentacion_Inversionistas_Sep_2023 20Pemex

Son necesarias acciones que incidan en la operación propia de la empresa, para que pueda empezar a generar mayores márgenes, tanto brutos como de operación, en sus actividades cotidianas, lo que implica cambiar la forma de operar hacia una orientación de valor, como cualquier otra empresa en el mundo y dejar de operar volumétricamente, en beneficio de todos los mexicanos, ya que actualmente Pemex está en quiebra técnica.

Cambio de paradigma

Partiendo del hecho de que las principales petroleras como BP han indicado que el pico de demanda de gasolina y diésel llegará a su máximo a mediados de esta década, con lo cual coinciden muchos analistas y bancos de inversión; aún más, la AIE (Agencia Internacional de Energía) publicó en julio 2023, que prevé el pico de demanda de petrolíferos para el año 2029; se deben **replantear la Misión, Visión y Valores** de la empresa, para que sea una empresa de energía, que genere valor y que sea socialmente responsable, para que pueda seguir existiendo en un mundo cada vez con menor demanda de energía fósil, mayor eficiencia energética y mayor consumo de renovables; más orientada a petroquímicos y a la reducción de emisiones, como ya lo han hecho las grandes petroleras del mundo.

A pesar de la diferencia de años en que se estima llegar al pico de demanda, el hecho es que se está llegando al pico petrolero y no por el lado de la oferta, pues con el precio correcto se pueden seguir extrayendo reservas cada vez más complejas y costosas; este pico proviene del lado de la demanda.

Si bien en Europa este cambio ya es notorio y han iniciado a cerrar refinerías y a consolidar empresas productoras de petróleo y su refinación; en Estados Unidos aún no es tan marcada esta tendencia, pero es claro que llegará. Los motores del crecimiento como lo es China, si bien sigue creciendo en consumo y ha dependido mucho del carbón, está implementando una estrategia de renovables y cambio a vehículos eléctricos muy fuerte y son líderes mundiales en estos rubros; por su parte India continúa creciendo, principalmente a base de carbón, pero se irá adaptando a la tendencia mundial.

Está claro que, en América Latina, este pico de consumo podría retrasarse algunos años, pero la misma tendencia de compra de autos híbridos y eléctricos, en lugar de combustión interna, también es notoria.

Es decir el petróleo dejará de ser el combustible más relevante a nivel global y será sustituido gradualmente por energías renovables, que alimenten autos eléctricos; tal como sucedió con el carbón cuando el petróleo se convirtió en el principal combustible a nivel mundial: Esta sustitución será gradual, pero implicará la consolidación de las principales empresas petroleras y la desaparición de las empresas del ramo que se encuentren más vulnerables o marginales; este claramente es el caso de Petróleos Mexicanos en el corto plazo.

Para Pemex Exploración y Producción (PEP)

1. **Solo producir aquellos activos y pozos que generan utilidad neta para la empresa y el estado;** esto implica el cierre de campos y pozos improductivos o muy caros de producir, tal es el caso del campo Akal y varios otros.
2. **Incrementar el factor de recuperación en aquellos campos que tengan resultados positivos,** utilizando nuevas técnicas de recuperación secundaria y con el apoyo del IMP y/o compañías privadas con la tecnología adecuada.
3. **Solo producir crudo en los campos que estén listos para entregar el gas a plantas o ductos,** dentro de calidad y privilegiando la entrega a centros de proceso de Pemex TRI.
4. **Recuperar la producción de gas natural,** de manera que dejemos de depender en tal alto grado de las importaciones norteamericanas, de manera gradual, hasta que solo sea un 20% a 25% de la demanda nacional; esto requiere de explotar en corto plazo las reservas probadas, a mediano plazo explotar las reservas probables y desarrollar nuevas reservas, así como hacer uso de métodos no convencionales como el fracking, controlando sus repercusiones al medio ambiente: Esta estrategia la ejecutaría la nueva empresa GASMEX.

En general lo que se sugiere es cambiar la lógica que se sigue actualmente de un costo promedio, reconocimiento de costos promedio, deducciones preestablecidas y la aplicación del DUC, por un esquema más dinámico, que implique mucha más transparencia de costos y volumen de producción por campo o asignación y no por activo o por conjunto de campos, como se hace actualmente, siempre y cuando su producción supere los 1,000 barriles, para que sea práctico el hacerlo.

La propuesta consiste en desagregar la producción y costos con el promedio de los últimos seis meses, antes de programar la producción esperada y tomar como costo máximo para ser programado cada campo como productor un máximo del 70% del precio de la mezcla esperado, de tal suerte que, si el precio pronóstico es de 75 USD/bl, el costo máximo de producción que se esperaría es de 52.5 USD/bl.

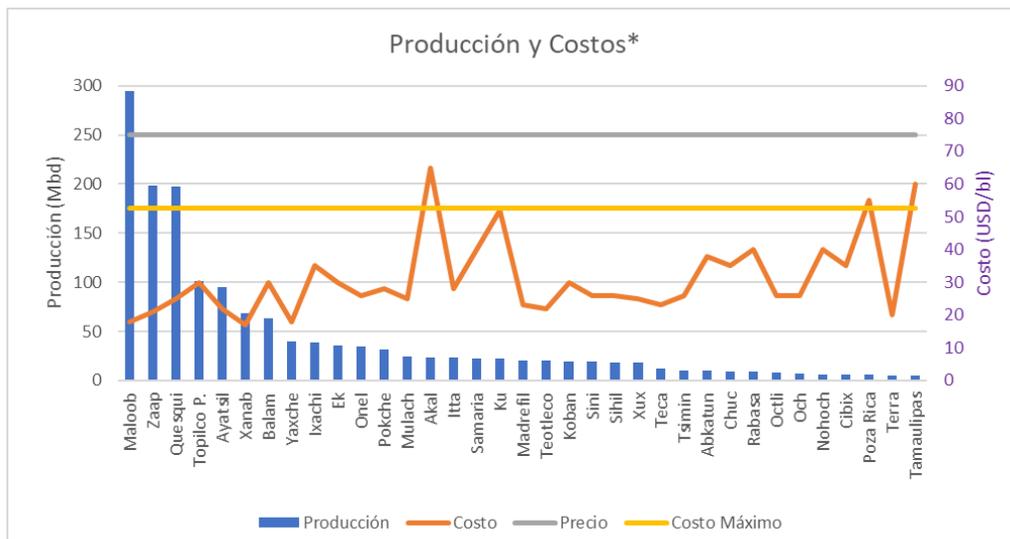
Considerando los datos mencionados anteriormente de producción del Campo Akal, el gigante de la producción mundial hace 20 años, es claro que ha superado por mucho los criterios del pico de producción de Hubbert, o cualquier criterio económico, ya que actualmente produce el 1% de lo que produjo en su pico y solo por asignación de costos fijos y su carga de costos variables y de contratos de servicio asociados, debe dejar de operar. Una situación similar ocurre con el campo Ku, que en conjunto con Maloob y Zaap, vinieron a compensar parcialmente la caída de producción de Akal entre 2008 y 2013.

En los últimos años Pemex ha reportado volumen, calidad y los costos de producción, de estos tres campos como un conjunto, de tal forma que el costo de producción del conjunto es del orden de los 20 USD/bl, pero que en realidad se deberían reportar por separado, de forma que se reconozca que el costo de producción de Ku por sí mismo es mucho mayor y cercano a criterios de cierre.

Se menciona el cierre porque estos campos ya han operan con técnicas de recuperación secundaria, como lo es la inyección de nitrógeno; pero que podrían ser candidatos a otras técnicas en el futuro, por su reserva remanente; pero sería hasta que la empresa tuviera recursos suficientes y se demuestre que son inversiones sensatas y rentables. Por lo pronto son candidatos a cierre de operación para disminuir los costos de operación e incluso las pérdidas de la empresa.

De tal forma que si al primer semestre del 2023 las producciones y costos* fueron:

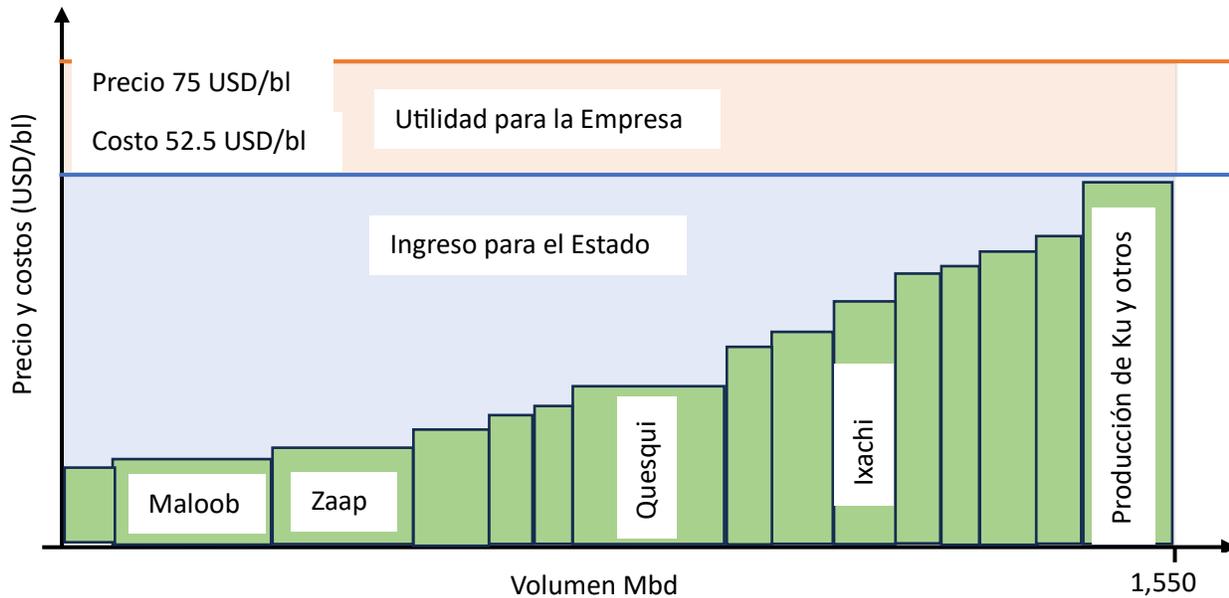
Figura 20. Producción y costos de PEP I semestre-2023



* Fuente CNIH - Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH) y estimación propia

De esta forma, a manera de ejercicio ilustrativo para los principales campos, en el año a ser programado no se debería contabilizar la producción de los campos Akal, Poza Rica y Tamaulipas, mientras que la producción de Ku estaría en el límite y debería ser ratificada cada semestre.

Fig. 21. Programación de ingresos para el Estado y la Empresa



De esta manera la producción estaría supeditada al costo de producción, el área azul, es decir el costo determinado menos el costo unitario de producción por campo, sería el ingreso para el Estado y la diferencia del precio de mercado, menos el costo definido, en este caso el 70% del precio, es utilidad para la empresa, de manera que pueda hacer frente a sus compromisos financieros.

Está claro que el precio de la mezcla y los costos unitarios no son estáticos, por lo que esta forma de determinar la producción e ingresos podría ser revisada cada semestre y también dar un margen de tiempo y de costos a esta propuesta, todo esto se podría determinar en un procedimiento detallado sobre costos y volúmenes de producción.

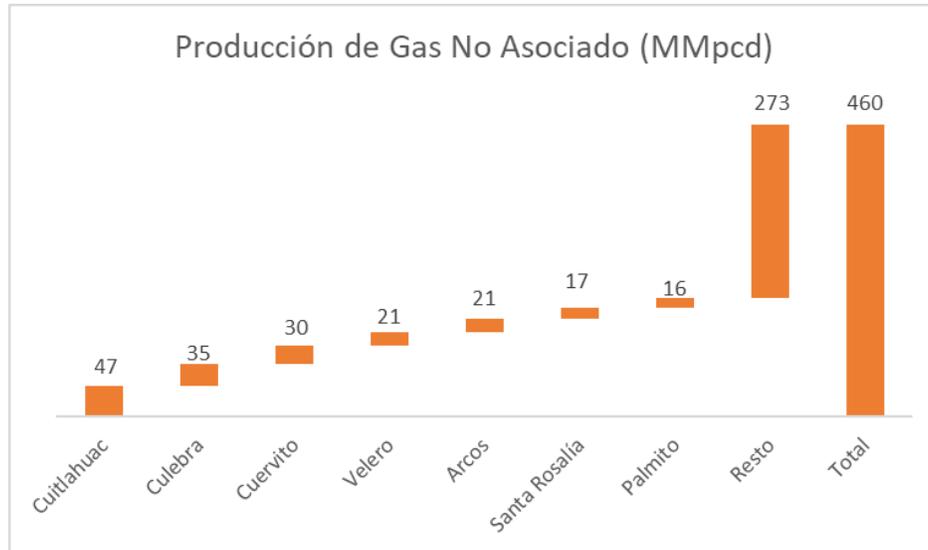
Creación de la empresa GASMEX

Como principal estrategia para incrementar la producción de gas natural y reducir nuestra creciente dependencia de gas natural importado, se propone la creación de GASMEX, una empresa del estado independiente de Pemex, con presupuesto, patrimonio y personalidad propia que le permita realizar los actos necesarios para la producción y aprovechamiento de todas las fuentes de gas natural que, por las restricciones bajo las que opera Pemex, no están debidamente atendidas, como son:

1. Los yacimientos de gas no asociado
2. El gas de yacimientos no convencionales
3. El gas proveniente de la producción de condensados
4. El gas asociado, contaminado con N_2 , que no pueda ser aprovechado por Pemex.
5. El gas grisú de yacimientos profundos de carbón
6. Los depósitos naturales de H_2

La producción de gas no asociado de Pemex ha disminuido a niveles de 460 MMpcd, cuando en su pico, esta producción fue del orden de 2,000 MMpcd, uno de los principales objetivos de esta empresa sería incrementar esta producción hasta los niveles previamente alcanzados.

Fig. 22. Producción de gas no asociado al primer semestre 2023 (MMpcd)



Fuente CNIH - Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)

Esta empresa daría inicio con una desincorporación del activo Burgos, de la Región Norte de PEP a GASMEX, así como de activos de producción de gas no asociado y de gas de condensados; adicionalmente se requiere de convenios de colaboración y de acceso a infraestructura con PEP, PTRI y CENAGAS.

En el caso de cierre de Akal y/o Ku, esta nueva empresa estatal sería la depositaria del casquete de gas de dichos campos y de su explotación; también absorbería los activos correspondientes, para determinar si algunas plataformas son aptas para la generación eólica marina, cuando no estén siendo utilizados para transporte y acondicionamiento de crudo y gas como en el caso de Akal C y J; es decir todas las plataformas satélites y periféricas. En el caso de que los activos no sean productivos para esta u otra aplicación, sería esta empresa la encargada de vender los activos, el desmantelamiento y cierre de las actividades.

GASMEX sería de propiedad estatal con posibilidad de participación privada y de asociarse con privados para el desarrollo de campos, de explotación y producción, de procesamiento y acondicionamiento.

Esta nueva empresa se podría tripular con personal de Pemex, así como por jubilados y personal con experiencia en el gas natural y tendría como mandato el aprovechamiento del gas al 98% como mínimo y prioridad absoluta de procesamiento de gas en plantas de Pemex TRI, salvo excepciones justificadas.

Una alternativa, que tendría menos problemas de implementación, pero con más limitaciones operativas y de gestión, sería reestablecer Pemex Gas y Petroquímica Básica, como Empresa Productiva del Estado subsidiaria de PEMEX, pero con mayor autonomía presupuestal, operativa y financiera, al igual que Pemex Refinación.

GASMEX podría ser también un instrumento eficaz para aprovechar el biogás de los rellenos sanitarios y de otras plantas de tratamiento de desechos orgánicos. De acuerdo con un estudio de SENER*¹ en México existe un potencial de producción de Biogás del orden de 450 MMpcd, si consideramos que el 70% de este tiene potencial comercial, estamos hablando de 338 MMpcd de un gas que es principalmente metano.

De acuerdo con los estudios del IPCC y reportes nacionales e internacionales, el metano tiene un potencial de calentamiento 21 veces mayor que el del CO₂, es decir estos 338 MMpcd de Biogás, con 70% de metano, representan algo así como quemar 5 BCF de gas natural en emisiones. Esta es la principal razón por la que este gas debe ser aprovechado.

Si bien se puede producir biogás en la granja más pequeña o hasta en hogares, se considera que para que sea técnica y económicamente rentable el nivel de producción debe ser superior a 5 MMpcd por instalación (o el valor que determine la SEMARNAT). Es decir, arriba de este potencial de producción de biogás, toda instalación industrial, comercial, agrícola o de tratamiento de aguas, deberá instalar una planta de tratamiento y separación de Biogás y su uso podrá ser local para producción de energía o entregar su producción a ductos de gas natural, dentro de norma.

Para Pemex Transformación Industrial (TRI)

5. Ante los resultados tan marcadamente negativos de los últimos años es necesario un cambio de rumbo en Refinación, por lo que se propone:
 - a. Solo procesar la mezcla de crudos que permita maximizar el margen variable en cada una de las refinerías, de acuerdo con el tipo de crudos y productos generados, con la opción de importar los crudos que sean más adecuados, cuando esto resulte conveniente para incrementar la rentabilidad de las operaciones. No buscar metas de producción, sino de generación de valor.
 - b. **Dar mantenimiento mayor** a las refinerías y no solo los riesgos críticos, para recuperar las condiciones de operación necesarias
 - c. Proceder a desarrollar los proyectos de modernización tecnológica de los procesos de Destilación Primaria, Hidrotratamiento de naftas y de diésel, Craqueo Catalítico, Reformación Catalítica, Hidrotratamiento de Gasóleos y Coquización retardada, con apoyo del IMP y de los respectivos tecnólogos.
 - d. Dentro de la modernización, complementar la instrumentación para tener una medición completa que permita tener un balance de materiales confiable en cada refinería, incluyendo la medición de todas las emanaciones gaseosas y líquidas de cada planta, así como la instrumentación requerida para mejorar los procesos de combustión e incrementar la eficiencia energética, con la consecuente disminución de costos.
 - e. Establecer un proceso de capacitación y certificación del personal de operación y mantenimiento de cada refinería.

¹ [Reporte Inteligencia Tecnológica BIOGAS Final.pdf \(www.gob.mx\)](#)

- f. Analizar la conveniencia de seguir operando la Refinería de Madero o transformarla en un centro de distribución de crudo y petrolíferos
 - g. **Utilizar los catalizadores**, crear un comité de selección y compra de catalizadores centralizado, que involucre al IMP y la nueva planta de catalizadores; es también necesario reducir su pérdida en todas las refinerías, para que las FCC sean realmente el corazón de estas y buscar la maximización de su rendimiento.
 - h. **Incrementar la eficiencia energética** en el SNR, haciendo primero un programa de reducción en el consumo de vapor y en la demanda térmica para el precalentamiento de la carga de crudo, aprovechando después los potenciales de Cogeneración, tanto con CFE por el vapor, como internos en las FCC y recuperación de vapor en las plantas de azufre.
 - i. Desarrollar al menos dos proyectos de Cogeneración Eficiente en conjunto con la CFE hacia el año 2028.
 - j. Implementar las iniciativas ya identificadas en las auditorías de SOLOMON en condiciones de operación, mejoras de proceso y eficiencia energética, para poder estar en el Top Tier de esta metodología en el 2030.
 - k. Incorporar técnicas y procesos de **Captura y Almacenamiento de Carbón (CCUS** por sus siglas en ingles), como, por ejemplo, que todas las refinerías utilicen H2 azul al año 2028.
 - l. Incrementar la colaboración con el IMP en particular en los temas de incremento en la eficiencia térmica de los principales procesos, mejora de rendimientos, catalizadores, mantenimiento y seguridad industrial.
 - m. Incorporar en la medida de lo posible técnica y económicamente los biocombustibles en los productos para venta
6. Para los centros de proceso de gas y petroquímicos se propone:
- a. **Dar mantenimiento general** a las instalaciones e incrementar el proceso de los CPG y de los CPQ existentes
 - b. Desarrollar la modernización de las plantas de etileno, incluyendo la flexibilidad de alimentar una mezcla de etano, propano y naftas, en vez de únicamente etano, lo cual permitiría producir mucho más etileno, propileno, butenos, butadieno y productos aromáticos en vez de únicamente etano.
 - c. Ampliar y **modernizar los Centros de Procesamiento de Gas** existentes, conforme sea necesario, para procesar todo el gas húmedo disponible, con una visión de aprovechamiento de materias primas para petroquímicos, incorporando plantas de rechazo de nitrógeno donde sean necesarias para poder procesar las corrientes de gas con alto contenido de nitrógeno que hoy se queman a la atmósfera, e incorporando modernos sistemas de recuperación de etano en las plantas criogénicas.

- d. Para la Petroquímica, **asegurar el suministro de etano y naftas**, así como desarrollar nuevas especialidades y productos de alto valor.
 - e. Involucrarse en el reciclaje de plásticos a gran escala, así como en derivados de alto valor.
 - f. Desarrollar la **Refinería Petroquímica Cangrejera – Minatitlán**, con la selección adecuada de catalizador y las plantas e interconexiones necesarias.
 - g. Recuperar el Propileno y etileno en las refinerías, principalmente Cangrejera y Madero, que tienen centros petroquímicos de Pemex y privados en su cercanía.
 - h. Desarrollar al menos un proyecto de **Cogeneración Eficiente** en conjunto con la CFE antes del 2028.
 - i. Determinar cuáles de los centros de proceso existentes de Gas y petroquímicos deben seguir existiendo y cerrar aquellos que ya no tengan materia de trabajo; permanentemente, compensando a los trabajadores y desmantelando la infraestructura fuera de operación ágilmente.
 - j. Incorporar técnicas y procesos de **Captura y Almacenamiento de Carbón (CCUS)** por sus siglas en inglés), principalmente vinculadas a las plantas de azufre, en donde hay alta concentración de CO₂
 - k. Desincorporar los centros de proceso de fertilizantes, que no generan valor y son una gran carga financiera para la empresa.
7. Dar una mayor **importancia a la medición** de productos al interior de los centros de proceso industrial y en los puntos de transferencia de custodia, ya que son la base para determinar la eficiencia de los procesos y reducir el mercado ilícito de combustibles.
 8. **Incrementar el nivel de automatización y control** en todas las plantas y centros de trabajo, para minimizar las fallas y accidentes, así como incrementar el nivel de supervisión.
 9. Desarrollar y permitir la incorporación de **biocombustibles** a los productos existentes, ya sea gas natural, gasolinas, diésel o cualquier otro, con su versión proveniente de la biomasa, como pueden ser el etanol, biogás y el biodiésel.
 10. Determinar el óptimo económico para la distribución de combustibles, entre la producción nacional y las importaciones, buscando siempre que las regiones que son satisfechas por importaciones sean cada vez menores.
 11. Incrementar el transporte por ducto al óptimo económico, incorporando los sistemas de control adecuados que permitan reducir las pérdidas de producto por sustracción de combustibles.

GOBIERNO CORPORATIVO EN PEMEX

Con objeto de mejorar y apoyar las acciones estratégicas propuestas, un elemento central e indispensable para lograr su implantación exitosa y efectiva es el Gobierno Corporativo de la Empresa. Es necesario para apoyar su funcionamiento más efectivo en la toma de decisiones estratégicas, operativas, de crecimiento y desarrollo de nuevos negocios, en consistencia con los objetivos social, económico, de transformación y sustentabilidad.

Para ello se propone la revisión y aplicación de prácticas básicas para mejora de la gobernabilidad de la Empresa del Estado, fortalecer su capacidad de ejecución, con la participación de todos los actores de manera integral en una misma dirección y en lo posible, evitar la incidencia de decisiones políticas que afecten su desempeño. Con ese propósito, se presentan recomendaciones para los tres niveles de actuación de la Empresa, para su mejor desempeño, consecución de sus metas y logro de resultados.

1. El Estado como Propietario

Se recomienda definir una política de propiedad clara y transparente, ejercer la política de propiedad de manera centralizada y coordinada para la intervención de los distintos actores y establecer objetivos claros a la Empresa.

Para la nominación de consejeros se recomienda definir un proceso claro y transparente, que asegure su experiencia y capacidades.

Se propone tomar las medidas necesarias y en su caso, ajuste de funciones en la intervención de los distintos actores por parte del Estado, a fin de asegurar la total autonomía operativa a la Empresa y la evaluación anual de su gestión.

2. Consejo de Administración

Se recomienda tomar las medidas necesarias para fortalecer el papel del Consejo de Administración como responsable del desempeño de la empresa, incluidas aquellas que garanticen su empoderamiento e independencia en su actuación.

Estas acciones reafirmarán el liderazgo del Consejo para la determinar las estrategias de la Empresa, su responsabilidad en el monitoreo en su implementación y desempeño de la Administración.

Con el propósito de apoyar las capacidades del Consejo, se recomienda asegurar que sus integrantes sean profesionales de primer nivel con experiencia y especialidades complementarias, con alto compromiso con la Empresa. Así mismo el Consejo requerirá contar con los sistemas de control de riesgo operativos y financieros necesarios para asegurar la integridad del sistema de reportes operativos, de seguimiento de los proyectos de inversión y de nuevos negocios, así como a los sistemas contables y financieros correspondientes.

Para cumplimiento de las estrategias propuestas, el Consejo fijará la estrategia de las subsidiarias y descansará en sus consejos para su implementación y supervisión, apoyado por un sistema de Auditoría y Control Interno.

Complementar el comité de inversiones con un comité de planeación y alineación, que sobreponga los intereses de Pemex, sobre los de sus empresas subsidiarias, cuando éstos estén en conflicto, con evaluaciones globales a la frontera de Pemex y no solo a conveniencia de PEP u alguna otra entidad, es decir que defina que crudos exportar, cuales procesar, que mezcla de crudo comercializar, si se entregan el crudo y el condensado juntos o separados a las refinerías; que defina si el gas húmedo se procesa en plantas de punto de rocío, modulares o criogénicas y el

destino de los líquidos producidos, que determine la prioridad de producción de materia prima para petroquímicos; etc.

Administración

Bajo la responsabilidad de su Director General la Administración llevará a cabo y ejecutará de manera eficaz, las directrices estratégicas determinadas y fijadas por el Consejo de Administración.

La Administración de la Empresa será totalmente autónoma en su operación, responsable de operar los sistemas establecidos para el control operativo y financiero, participará y proveerá activamente en la provisión de la información para la toma de decisiones responsabilidad del Consejo de Administración, así como para su oportuna vigilancia y evaluación.

ES necesario reconocer que se vienen acumulando deficiencias desde hace muchos años; por ejemplo, en todas las petroleras grandes en el mundo se determina el nivel de producción sobre la base de las reservas y de los costos de producción y solo se operan los pozos más caros cuando los precios de crudo son altos. De igual forma, se define el nivel de proceso y tipo de crudo de las refinerías, solo considerando temas de seguridad, técnicos y económicos, ninguna otra razón.

1. Se debe transformar a la empresa de una industria de hidrocarburos a una **empresa de Energía**, que busque un mayor cuidado del medio ambiente y con responsabilidad social.
2. Por su naturaleza tan diferente, es conveniente **separar a Pemex Transformación Industrial**, una vez más en Pemex Refinación y en Pemex Gas y Petroquímica (que integre gas y petroquímica).
3. Profesionalizar todas las áreas de Pemex, incluyendo los operadores de las plantas
4. Reducir al mínimo indispensable las filiales de Pemex.
5. Generar una Dirección Corporativa de Exploración y Producción que determine los campos a producir y su rango de producción, sobre bases puramente técnicas y económicas, para que los activos y regiones dejen de ser quienes tomen la decisión, pues se convierten en juez y parte.
 - a. Las áreas administrativas, de cartera, planeación y programación de PEP deben ser depuradas e integrarse al Corporativo de PEP.
 - b. Esta área tendrá control sobre las inversiones en nuevos pozos y campos y las áreas de Pemex Exploración y Producción serán ejecutoras de estos.
 - c. Se deberá contar con el personal suficiente y calificado en esta nueva área para poder desempeñar esta labor eficientemente.
 - d. Reducir la capa administrativa de Pemex Exploración y Producción, para que comunicarse, solicitar y entregar información a los activos de producción, sea directo y transparente.
6. Habilitar una Dirección Corporativa de Transformación Industrial, que defina el nivel de proceso de las refinerías y las importaciones necesarias, con criterios económicos y de seguridad energética; aunque esto signifique no cubrir todo el territorio nacional.

- a. Las áreas administrativas, de planeación, programación y distribución de Pemex TRI deberán ser depuradas e integrarse al Corporativo de Pemex Refinación y de Pemex Gas y Petroquímica.
 - b. Las decisiones de inversión, su trámite, aplicación y supervisión, quedarán a cargo de estos corporativos de Pemex Refinación y de Pemex Gas y Petroquímica, pues se dejarán de administrar los recursos a nivel local, salvo los estrictamente necesarios.
 - c. Para dar agilidad al punto anterior se deberá contar con el personal calificado y suficiente en las áreas corporativas.
7. Desincorporar las áreas de la salud de Pemex al Estado Mexicano y que sea éste el que cubra las necesidades de los trabajadores, como sucede en todas las otras industrias del país.
 8. Incrementar el personal de confianza en todos los centros de trabajo y, de ser necesario, recategorizarlos, para que puedan ejercer sus funciones de supervisión y control.
 9. Por el elevado desarrollo de las áreas de tecnologías de información e inteligencia artificial se requiere:
 - a. Fortalecer y vincular con la inteligencia artificial y las técnicas de mantenimiento predictivo y control operativo en tiempo real, a las áreas de Refinación y de Gas y Petroquímica.
 - b. Fortalecer y modernizar los sistemas SCADA de Pemex y migrarlos al siguiente nivel, para tener una mayor supervisión y control a nivel central.
 10. **Crear áreas de Eficiencia Energética** y Reducción de Emisiones en los corporativos de PEP de Refinación y de Gas y Petroquímica, con atribuciones para determinar si alguna planta u operación deba ser detenida temporal o definitivamente, así como total o parcialmente, por incumplir metas de eficiencia energética o de gases de efecto invernadero o normas oficiales mexicanas de calidad o de emisiones contaminantes.
 11. **Incrementar el acceso a la información** debidamente actualizada a la sociedad en general, así como el nivel de detalle y responder rápida, eficaz y justamente ante fugas y derrames.

Financieros

Es claro que la empresa se ha endeudado en demasía, principalmente a partir del 2014, sin que se refleje en mayores activos o producción, sino que se utilizan los recursos, principalmente para el pago de intereses, pero sobre todo de impuestos y derechos al Gobierno Federal; con lo cual Pemex se endeuda para proveer de recursos al Gobierno, pero a costa del patrimonio y viabilidad de la empresa

1. Por la alta carga financiera que tiene la empresa se propone:
 - a. Que los vencimientos de la deuda de corto y mediano plazo (hasta por los próximos 5 años) sea absorbida por el Gobierno Federal.
 - b. Cubrir la deuda de los proveedores más ágilmente, ya que se ha venido incrementando, sobre todo porque no permite a los proveedores solventar sus propios costos y origina la quiebra o

consolidación de la mayoría de ellos, lo que finalmente repercute en un incremento de costos para el propio Pemex.

- c. Mejorar con acciones y campañas, el valor de la marca Pemex, para volverla a posicionar y que genere confianza en el consumidor.
2. Para los activos se propone
 - a. Actualizar el valor de éstos y definir cuales siguen siendo productivos y cuales no, así como cuales pueden venderse a precio justo.
 - b. Dar el mantenimiento retrasado y necesario a los activos, para que conserven o recuperen su valor.
 3. Dar mayor peso a la responsabilidad social, gobernanza corporativa y el medio ambiente.

Régimen fiscal de Pemex: explicación del sentido y motivación de las propuestas.

A partir de la crisis de 1981-1982, el Estado cambió el papel de Pemex en el modelo económico: de ser el ente responsable de garantizar el abasto nacional de petróleo y derivados, fue convertido en la principal fuente de recursos fiscales. Así, al menos desde el sexenio de Ernesto Zedillo, la carga fiscal de Pemex superó el 100% de su rendimiento neto de operación. Es decir, desde finales del siglo pasado, la hoy Empresa Productiva del Estado, ha tenido que endeudarse tan solo para pagar impuestos y derechos al fisco.

Por otro lado, con la nueva Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, aprobada en 2014 como producto de la reforma energética, la carga fiscal de Pemex siguió siendo muy fuerte, dado que las condiciones del mercado internacional de petróleo cambiaron radicalmente justo después de la aprobación de la reforma energética. La legislación secundaria se analizó y aprobó en un lapso en el que el precio de la mezcla mexicana de exportación oscilaba entre los 95 y 98 dólares por barril. En 2015, el crudo mexicano llegó a cotizarse por debajo de los 30 dólares.

Aparentemente, la coyuntura de precios altos llevó a que se aprobara un régimen fiscal para Pemex, en el que el límite de deducción pasó de ser un número fijo, establecido a partir de la complejidad geológica (6.50 dólares para campos terrestres y aguas someras; 16.50 para aguas profundas; 32.50 en Chicontepec); a representar un porcentaje del valor de la producción (12.5%). Esto significa que, a menor precio del crudo, Pemex obtiene menos ingresos, pero se le fija un límite de deducción más bajo, por lo que se incrementa el peso de su carga fiscal como proporción de sus ingresos.

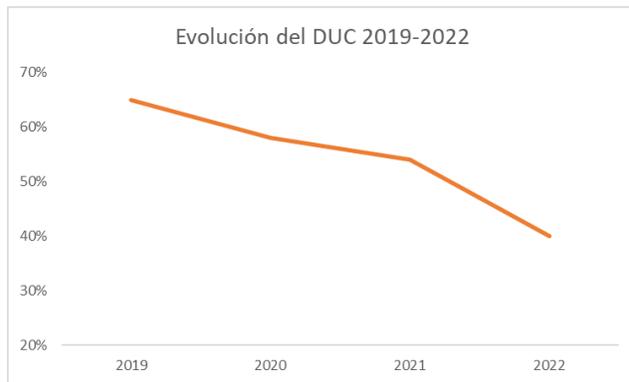
Como consecuencia de la conjugación de su nuevo régimen fiscal, la caída de los precios del petróleo y el impacto en su patrimonio geológico de la reforma energética; en 2015 Pemex tuvo los peores resultados de su historia. En abril de 2016, la Secretaría de Hacienda, emitió un decreto en el que le daba la posibilidad a Pemex de optar entre la deducción con base porcentual o con un límite fijo de 6.10 dólares por barril producido en aguas someras y de 8.30 en campos terrestres. Estos valores, de suyo insuficientes, fueron incluidos en el Paquete Económico 2017, como iniciativa de reforma a la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), misma que fue aprobada. Desde entonces no han sido modificados.

A continuación, planteamos varias propuestas específicas, cuyo objetivo es reducir la carga fiscal de Pemex y se expone una breve explicación de las mismas:

i).- Reducir el Derecho de Utilidad Compartida (DUC), del 54% al 35%, buscando que la carga fiscal de Pemex se asemeje al promedio de la que tienen la empresas nacionales petroleras.

No olvidar que el DUC se calcula a partir de los ingresos de Pemex, no de sus utilidades, por lo que, aunque el porcentaje propuesto sea similar al del ISR para las empresas, su base gravable es mayor para permitir el traslado de una proporción adecuada de la renta petrolera. Es decir, para que la renta beneficie al país sin atrofiar el funcionamiento de Pemex. De hecho, en todo el mundo, solo la empresa pública argelina Sonatrach, tiene una carga fiscal como la de Pemex: el resto tienen cargas fiscales inferiores.

Fig. 23.- Evolución del DUC



Seguir bajando el DUC puede ser una buena idea, pero se tiene un límite, que podría estar entre 30 y 35%.

A menos de que se encuentre una solución de fondo al problema de la deuda y por consiguiente del patrimonio de Pemex, no se tendrá una empresa viable, pues no podemos quedar a expensas de que se tenga un ciclo alto de precios de crudo por los próximos 8 a 10 años.

Una solución combinada entre incremento y estabilización de la producción, reducción de costos y mantener un DUC bajo durante al menos 5 años, podrían resolver la problemática de la viabilidad de Pemex como empresa; en ese lapso también deberá evolucionar en una empresa de energía, comprometida con el medio ambiente y la responsabilidad social, como han hecho todas las petroleras.

ii).- Actualizar el límite de deducción para cada zona geológica, conforme a los costos de producción respectivos.

En particular, es urgente aumentar el límite de deducción, en aguas someras (donde se obtiene el 77% de nuestra producción). En efecto, para este tipo de yacimientos, en la reforma hecha en 2005, se estableció un límite de deducción de 6.50 dólares por barril producido. Dieciocho años después, Pemex solo puede deducir el valor más alto entre el 12.5% del valor de la producción y 6.10 dólares. Es decir que, cuando los precios caen por debajo de los 49 dólares (valor usado para el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2020, por ejemplo), Pemex solo aspira a un límite de deducción de 6.10 dólares por barril producido.

iii).- Ajustar la base gravable para la determinación del Derecho de Utilidad Compartida, dándole a Pemex los mismos beneficios fiscales que disfrutaban los contratistas.

Para la determinación de la base gravable del Derecho de Utilidad Compartida, se propone restablecer la deducción por el uso de hidrocarburos de autoconsumo, que beneficiaba a Pemex en el régimen fiscal anterior a la reforma de 2014. De hecho, en los contratos de licencia adjudicados por la CNH, se estipula que el "Contratista podrá utilizar Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras (incluyendo su

uso como parte de cualquier proyecto de Recuperación Avanzada), como combustible o para inyección o levantamiento neumático, sin costo alguno, hasta por los niveles autorizados por la CNH en el Plan de Desarrollo aprobado.” No hay ninguna razón para que la operadora de la Nación no reciba este beneficio otorgado a los contratistas.

iv).- Definir nuevas zonas de complejidad geológica en la Ley, con sus respectivos límites de deducción: campos maduros, aguas ultraprofundas, yacimientos no convencionales, etc.

En adición a las ya existentes en la Ley, se deben definir al menos las zonas de campos maduros, aguas ultraprofundas (tirante de agua superior a 1,500 metros) y yacimientos no convencionales, distintos al paleocanal de Chicontepec (que ya está definida en la Ley). En todos los casos, se debe prever un ajuste automático a los límites de deducción cada dos años, en función del incremento en dólares del costo de producción asociado a cada complejidad geológica.

v).- Introducir como contraprestación a favor de Pemex, un porcentaje de recuperación de costos, análogo al que se otorga en los contratos de producción y utilidad compartida, licitados por la CNH.

Este porcentaje estaría en función del tipo de actividad (exploración, desarrollo o producción) y la naturaleza del yacimiento, campo o pozo, en el que se realice. De hecho, quienes obtuvieron contratos de producción compartida, se han beneficiado de una recuperación de costos del 125% en sus inversiones en exploración. Dicho de otra manera: el Estado mexicano les subsidia una cuarta parte de sus inversiones en este rubro.

vi).- Eliminar el Dividendo Estatal.

Este dividendo es la "versión regulada" del cobro de los llamados aprovechamientos, al que puede recurrir la Secretaría de Hacienda, conforme a las facultades que año con año le otorga el Congreso en la Ley de Ingresos. Tras promulgarse la legislación secundaria de la reforma energética, Pemex y CFE dejaron de ser sujetos de estos aprovechamientos, fijados discrecionalmente por Hacienda. A cambio, en sus respectivas leyes, se estableció un procedimiento que involucra a sus órganos de gobierno para fijar el monto del dividendo estatal. La situación financiera de ambas empresas ha inhibido el cobro de este dividendo; pero lo cierto es que formalmente no hay impedimento para que se cobre. De ahí que sea mejor eliminar de plano, esta suerte de "espada de Damocles fiscal", o al menos acotarla para que solamente pueda aplicar cuando la empresa, por razones coyunturales, obtiene utilidades extraordinarias.

vii).- Crear un régimen especial para el gas natural no asociado, de manera que su fiscalidad se distinga de la del petróleo, en el cobro del DUC.

En el régimen vigente para Pemex, no se distingue el cobro del DUC, entre el petróleo y el gas no asociado a los yacimientos de crudo. Esta circunstancia, a los precios actuales, hace que la explotación de la mayoría de los yacimientos de gas no asociado no sea rentable, por lo que se limita mucho el necesario incremento en la producción de una materia prima, cuya dependencia del exterior para el sector eléctrico y la industria nacional rebasa ya el 90%. En síntesis, la propuesta consiste en diferenciar el pago del DUC entre hidrocarburos y gas natural no asociado, de tal manera que el segundo pueda ser extraído, al menos, sin pérdidas para Pemex (o GASMEX). Así, se podría tener una mayor disponibilidad de gas que serviría para darle un margen a Pemex en el cumplimiento de contratos de suministro, así como propiciar una mayor

producción local de fertilizantes y petroquímicos. Además, la producción incremental de derivados, aumentaría en algo la recaudación por ISR, amén de dinamizar la actividad económica asociada.

viii).- *Modificar la distribución de los excedentes recaudatorios para que el 25% de estos excedentes se destinen a proyectos de inversión en Pemex.*

Tras una serie de ajustes, asignaciones y compensaciones, estos excedentes hoy se destinan en un 25% al Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas; 65% al Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios y 10% a programas y proyectos de inversión en infraestructura y equipamiento de las entidades federativas. La propuesta sería que el 25% de estos excedentes se destinaran a proyectos de inversión en Pemex, dejando en 40% lo correspondiente al Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios.

ix).- *Reestructurar completamente las reglas para la integración del Fondo Mexicano del Petróleo y su Reserva.*

El Fondo debe servir realmente como instrumento de largo plazo para administrar y potenciar nuestra riqueza petrolera y para asegurar una transformación de nuestra industria petrolera que le permita cumplir al país con sus metas nacionales y sus compromisos internacionales de reducción de gases de efecto invernadero. Las reglas vigentes en su Ley y la Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, vuelven al Fondo un simple instrumento para la distribución de la renta petrolera, sin capacidad ni para acumular un ahorro significativo para el largo plazo, ni para apuntalar las necesidades del sector en el corto y mediano plazos. En lo inmediato, se podría reformar la Ley para que los eventuales recursos susceptibles de "*fondear un vehículo de inversión especializado en proyectos petroleros, coordinado por la Secretaría de Energía y, en su caso, en inversiones en infraestructura para el desarrollo nacional*"; se destinaran a financiar inversiones para dar mantenimiento o ampliar la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y productos refinados. Otro objetivo podría ser incrementar del 0.65% de la renta petrolera al 1% del valor de la producción, el monto destinado para la investigación científica, desarrollo tecnológico y formación de recursos humanos; asignando dicho incremento a financiar las labores de investigación básica del Instituto Mexicano del Petróleo.

Por supuesto, sería deseable que estas propuestas formen parte de una amplia, profunda y redistributiva reforma fiscal, que dote al Estado mexicano de los recursos necesarios para impulsar un desarrollo sustentable y equitativo del país, rompiendo la dependencia estructural que todavía tenemos con los ingresos petroleros.

Legal

En ese sentido, proponemos impulsar las modificaciones necesarias en las Leyes que rigen al sector; para que:

- Se elimine el carácter excepcional de las asignaciones y que el otorgamiento de éstas no necesite de la autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Se incorporen consideraciones geopolíticas y de seguridad nacional en la arquitectura y dinámica sectorial.

- La producción nacional de petróleo, pública o privada, tenga como destino primordial, satisfacer las necesidades de la demanda interna.
- Se revisen, precisen y delimiten mejor, los ámbitos de acción y las facultades de los órganos reguladores, para consolidar la rectoría del Estado y el interés público sobre los intereses particulares.
- Se evalúe la pertinencia de mantener las facultades de la COFECE en el sector energético, dado que este es un sector de monopolios naturales y que, por lo tanto, necesita una regulación específica, que podría estar basada en la CRE y la CNH.
- Las alianzas de Pemex sean aprobadas exclusivamente por su Consejo de Administración, conforme a los criterios de idoneidad del potencial aliado, transparencia en el proceso y rendición de cuentas; que el mismo Consejo emita.
- Las alianzas entre Pemex y otras empresas petroleras, se hagan privilegiando los sitios donde sean necesarias para compartir riesgos geológicos, tener acceso a nuevas tecnologías, formar cuadros técnicos, mejorar la capacidad de gestión o aprender a operar en condiciones geológicas distintas a las de nuestro país.
- El crudo que corresponda al Estado mexicano, en los contratos de producción compartida, sea comercializado exclusivamente por Pemex a través de su filial PMI. También que, en el caso de eventuales yacimientos transfronterizos, Pemex participe directamente en la operación, con independencia de su porcentaje de participación en el proyecto respectivo.
- Se implemente una estrategia nacional e integral para el abasto de gas, que permita garantizar el acceso de la industria nacional, el sector eléctrico, la refinación y la petroquímica, a esta materia prima fundamental.
- Pemex esté dotado de una auténtica autonomía presupuestal y de gestión, así como de la flexibilidad operativa necesaria para actuar dentro y fuera del país; al mismo tiempo que mejore su transparencia, rendición de cuentas y combate a la corrupción; separando su contabilidad de las cuentas públicas y asignándole un mandato de seguridad energética, responsabilidad social y creación de valor.
- En el marco de una reforma fiscal integral, progresiva y redistributiva; se modifique el régimen fiscal de Pemex para permitirle una mayor capacidad de inversión a lo largo de toda la cadena de los hidrocarburos y financiar su propia transición energética en la operación de sus actividades productivas.
- El gobierno corporativo de Pemex se reorganice y pueda ejercer plenamente su autonomía, reintegrando al seno del Consejo de Administración, una representación de los trabajadores; pero electa por voto universal, secreto y directo de los mismos.
- Se garantice el ejercicio pleno de los derechos laborales y las libertades sindicales de los trabajadores petroleros.

Proyectos de Inversión.

Ante los escenarios de inversiones necesarias para los próximos años, se requiere implementar un riguroso sistema de planeación y de ejecución que permita identificar los elementos estratégicos que contribuyen a la problemática bien conocida para el desarrollo de grandes proyectos. Esta situación se ha evidenciado con problemáticas y resultados (incremento significativo en costos y en tiempos de ejecución por encima de los programados) en la ejecución de proyectos en Petróleos Mexicanos a través del tiempo, enfatizándose posiblemente en los últimos años.

La propuesta va más allá de insistir en la aplicación rigurosa de la metodología del Front End Loading (FEL) ampliamente conocida y estadísticamente probada², para mejorar la ejecución de los proyectos. Sino además pretende proporcionar una visión integral y multifactorial de distintos elementos que permitan superar o al menos mejorar los resultados en la administración de las inversiones de las Empresas Productivas del estado (EPE), con el convencimiento de que se trata de una mejora obligada para lograr mayor eficiencia en el uso de los recursos públicos en las empresas inversiones del Estado, sin soslayar en su caso, la participación de la inversión privada, reconociendo sus ventajas para aportar eficiencia y generación valor, a cambio de una retribución justa por el capital empleado, bajo el control estratégico de las EPE para alcanzar los beneficios propuestos a su favor y para la sociedad.

La propuesta consiste en analizar los distintos aspectos que impactan el proceso para desarrollo de los proyectos, asociados a diferentes problemáticas con sus causas puntuales y circunstanciales de cada caso y en algunos casos sistémicas. Es de reconocer que, aun cuando es claro que no existen proyectos perfectos y las dificultades imprevisibles que se encuentran durante su desarrollo, hay suficientes evidencias que sugieren oportunidades para alcanzar mejores resultados que implicarán reducción de costos, mejoras operativas, menores desviaciones de las fechas programadas, menor y más eficiente endeudamiento, cumplimiento de especificaciones técnicas, servicios de calidad, cumplimiento de regulación ambiental, así como la menor exposición a juicios internacionales (arbitrajes), entre otros aspectos.

En este sentido, se presentan las siguientes reflexiones sobre los temas que integran el carácter multifactorial de la problemática, así como algunas acciones específicas con objeto de contribuir a reforzar los procesos para definición, desarrollo y ejecución de los grandes proyectos en Pemex.

1. Las disposiciones legales y normatividad para el desarrollo de los proyectos de infraestructura, su consistencia con las mejores prácticas (FEL). El espíritu de las disposiciones y normatividad en general ha sido alinear a través del tiempo y experiencia con las prácticas de ingeniería, lo cual se verifica en la LOPSRM³, así como en las normatividades específicas en las EPE, en PEMEX⁴, que establecen criterios para la ejecución y control de la complejidad característica de sus obras. Además de señalar en las Leyes de los Comités auxiliares de sus Consejos de Administración de Pemex⁵ con la responsabilidad para determinar las estrategias y políticas para administrar sus

² Edward W Merrow *Industrial Megaprojects, Concepts, Strategies and Practices for Success*

³ *Ley de Obra Pública y Servicios Relacionados con la Misma.*

⁴ *Disposiciones Generales de Contratación.*

⁵ *Comité de Estrategia e Inversiones y Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.*

inversiones incluidas en sus Planes de Negocio; sin embargo, los esfuerzos en la normatividad no han sido suficientes o los necesarios, ya que las problemáticas en los proyectos de inversión evidencian la necesidad de mejora y, por tanto, la consideración de otros factores.

2. Las inversiones en grandes proyectos son el medio para concretar los objetivos de la planificación para la conservación y/o creación de valor y sostenibilidad de la empresa.
 - a. Es necesario definir alcances completos de los proyectos, bien sea para ejecutarlos a través de uno o varios contratos de manera coordinada, respondiendo a un programa que incorpore, en su caso, todos los alcances parciales que integren el proyecto completo.
 - b. Con ello se evitarán fraccionamientos que no solo impiden la visión completa del costo, tiempos y requerimientos de suministro y tecnologías de un proyecto, sino complicaciones para cumplir los objetivos propuestos. Que no solo afectan políticamente a sus promotores, sino principalmente afectan la creación de valor económico y social de la EPE.
 - c. Las inversiones en grandes proyectos son la vía para concretar las metas de planificación de mediano y largo plazos (de crecimiento, operativas, económicas, financieras y sociales), por ello es fundamental reforzar las capacidades internas de las EPE para el cumplimiento de sus objetivos de expansión, sostenibilidad y cumplimiento con las políticas energética, ambiental, social y económica establecidas por el gobierno.
 - d. Las propuestas de inversión deben tener responsables de su formulación y ser revisadas en sus supuestos con criterios estrictos, con visión y apego a sus objetivos de sostenibilidad, con claros indicadores para la contribución de valor.
 - e. Las propuestas también deberán tener responsables para su autorización, independientes de quienes formularon la propuesta, en los más altos niveles de las EPE, así como de los responsables de la ejecución sobre el cumplimiento de los planes y en su caso, rendición de cuentas oportuna sobre las desviaciones de los planes originales, con mediciones en el impacto en los objetivos de cada proyecto.
3. Gobernabilidad de las empresas y la toma de decisiones, rendición de cuentas e independencia de la influencia de la política.
 - a. Es necesario separar las decisiones de los grandes proyectos, medir el desempeño de la empresa en cada una de sus fases desde su planificación, definición de su alcance, selección de tecnología, licitación, ejecución y puesta en operación, así como de los resultados de cada uno de los participantes y promotores. Los objetivos y metas deben de ser establecidas en la política energética, que será cumplida a través de las EPE y no en sentido inverso. Ello permitirá la adecuada rendición de cuentas de los distintos participantes, tanto en la formulación de políticas como en la ejecución de los proyectos, incluida la SENER, la SEMARNAT y la SHCP principalmente, así como las propias EPE, ya que existe una corresponsabilidad como actores en las decisiones.
 - b. Es fundamental fortalecer a los órganos reguladores, CRE y CNH, en su actuación objetiva e independiente de las EPE, regulando a todos los participantes en la industria, públicos y privados.

- c. Se requiere revisar y fortalecer el papel de la Secretaría de la Función Pública y de los Órganos Internos de Control, para efectos de apoyo a la consecución de objetivos de los grandes proyectos de inversión, con claridad en su carácter e involucramiento para enfrentar la complejidad y toma de decisiones oportuna, que implican el desarrollo de las grandes obras de infraestructura.
 - d. Promover el desarrollo de las EPE en sus disciplinas y áreas indispensables para el cumplimiento de objetivos y metas, reconociendo las actividades fundamentales que no deben contratarse con externos, a efecto de mantener el control de los proyectos y responsabilidades.
 - e. Revisar la funcionalidad de la organización interna para el desarrollo de los proyectos, hay inversiones que bien justifican la creación de una empresa subsidiaria de propósito específico, con la debida organización matricial, a efectos de desincentivar burocracia innecesaria.
 - f. Es necesario blindar a los grandes proyectos de las decisiones políticas, a través del Gobierno Corporativo⁶ y la actuación de los directores generales de las EPS a través de su rendición de cuentas efectiva de la Administración a sus Consejos de Administración⁷, sobre la evolución de los proyectos de inversión de la EPE que dirigen, incluyendo en su caso, aquellos cuya formulación requiera de programas transexenales como los casos de los proyectos de Exploración y Producción en Aguas Profundas.
4. Capacidades internas de las EPE para el desarrollo de sus proyectos. Las EPE deberán demostrar y asegurar que cuentan con los especialistas, según las necesidades de cada proyecto, su capacidad para administrar el desarrollo de proyectos en número y complejidad, organización, rendición de cuentas, toma de decisiones en los niveles adecuados (involucramiento de los niveles directivos), respuestas oportunas de la organización, etc.
- a. Cada una de las EPE ha desarrollado regulación específica para el desarrollo de proyectos, consistente con las mejores prácticas. Sin embargo, se tienen evidencias de que su aplicación puede mejorarse y adecuarse para generar la mejora de los procesos, principalmente eliminando el cumplimiento con fines exclusivamente burocrático, así como los conflictos de interés, en beneficio de la rendición de cuentas de las partes involucradas.
 - b. La aplicación de la regulación busca la rendición de cuentas de los diferentes actores que intervienen en el largo proceso de los grandes proyectos, desde su conceptualización y consistencia con la planificación, formulación de caso de negocio, selección de tecnología, desarrollo de ingenierías básicas y parcialmente de detalle, autorización de proyectos a través de compuertas y seguimiento durante fase de construcción, incluida la licitación de contratos y selección de contratistas, supervisión, hasta alcanzar su puesta en marcha.

⁶ *Directing Change, A guide to governance of project management.* www.apm.org.uk

⁷ *Corporate Governance, Accountability and Transparency. A guide for State Ownership*

5. Proyecto ejecutivo, definición y desarrollo del proyecto.

- a. Es un hecho en la experiencia internacional que contados son los proyectos exitosos que cumplen y se apegan a su plan original. Sin embargo, ante la necesidad de las grandes inversiones en los próximos años para la transformación de las industrias de la energía y el papel como participantes estratégicas de las del Estado Mexicano, destaca la necesidad de revisar y mejorar los procesos en las EPEs.
- b. Asegurar para las distintas industrias, la selección de las mejores tecnologías, los equipos de la calidad, el costo consistente con el alcance y especificaciones de cada proyecto de inversión, las menores desviaciones respecto del presupuesto original y fechas programadas del proyecto, así como la mayor transparencia y orden durante la ejecución de los contratos para reducir al máximo la posibilidad de disputas legales que afecten el patrimonio y prestigio de las EPEs.
- c. La práctica para financiar proyectos de inversión a partir de la capacidad crediticia corporativa de las EPEs, implica que, en general, éstas asumirán los riesgos de proyecto (tecnologías, contratos, construcción, puesta en operación) y tendrán obligaciones de pago de la deuda pase lo pase, desvinculadas del logro de los objetivos propuestos. Lo que implica, que la administración de los riesgos de construcción deberán estar a cargo de la EPE promotora del proyecto, con la responsabilidad de definir garantías de tecnologías, proporcionar ingenierías básica y, en la medida necesaria de detalle, especificaciones de equipos principales, negociar y obtener garantías para equipos, coberturas y supervisión de la construcción, lo más consistente con el papel de los distintos participantes para el cumplimiento de sus obligaciones y el buen desempeño del proyecto.
- d. Contractualmente se requieren hacer las provisiones necesarias para cambios en el alcance del proyecto, según el grado de definición que se disponga al momento de su contratación. Evitar realizar contratos a Precio Alzado sin tener el suficiente desarrollo de ingenierías y el alcance completo de proyecto, pues implicará grandes márgenes de incertidumbre, que invariablemente se convertirán en ineficiencias, altos costos, demandas y retrasos en el proyecto.
- e. El tema anterior se vincula, con frecuencia, con compromisos políticos que derivan en procesos incompletos para iniciar la ejecución de un proyecto, que conducen a preestablecer fechas de termino sin las suficientes bases de proyecto. Lo que en general resultará en cambios de fechas y complicaciones de tipo contractual, económicas y en ocasiones legales.

6. Licitación y requisitos técnicos, experiencia de proveedores de servicio en obras semejantes, calificación técnica y financiera de contratistas, subcontratistas y responsabilidades.

- a. Es la licitación pública o restringida el medio para capturar la oferta de servicios y capacidades disponibles en los mercados nacionales y extranjeros para el desarrollo de las inversiones, regulado por el marco legal mexicano, tanto en la LOPSRM como en las leyes y reglamentos específicos considerados en las EPE. O en el caso en que exista una justificación plena en términos de Ley, a través de la adjudicación directa.

- b. En todas las modalidades de contratación, se requiere asegurar la experiencia y cumplimiento de calificaciones técnicas y financieras de los contratistas, indispensables para enfrentar las obligaciones y la complejidad de los proyectos. Así como en el último caso, el cumplimiento de los criterios legales de excepción y la mayor transparencia, con la aprobación de los Comités Auxiliares del Consejo de Administración de la EPE.
- c. Es en el proceso de licitación y contratación en donde se atraen y establecen las condiciones para integrar las capacidades complementarias requeridas por las EPE para la ejecución de sus grandes proyectos, con la participación de los mejores recursos disponibles en los mercados nacionales y extranjeros para integrar proveedores de tecnología y equipos, constructores, proveedores de servicios, créditos, entre otros.

7. Inversión privada vs inversión pública a cargo del gobierno.

- a. La participación de la inversión privada nacional o extranjera estará determinada en función de las necesidades y objetivos de las propias EPE. Con el consecuente fortalecimiento y formación de las disciplinas necesarias de su personal, para responsabilizarse de aquellas áreas que se consideren estratégicas y convenientes para mantener el control y obtención de resultados de sus inversiones.
- b. En los casos de asociaciones y alianzas estratégicas de las EPE con empresas privadas, la Administración debe presentar para autorización a los Comités auxiliares y el propio Consejo de Administración, el caso de negocio, el contrato(s) que se asumen transparentando las inversiones, las obligaciones y riesgos, así como los beneficios que se comprometen para las partes, incluidas las ventajas económicas y operativas que obtendrán las EPEs, además de asegurar su consistencia con el Plan de Negocios y las Políticas Públicas del Estado.

Relación de Pemex con el Instituto Mexicano del Petróleo

Ahora bien, en el largo plazo, solo podremos tener una empresa petrolera nacional competitiva, si está apoyada en una sólida base científica y tecnológica. Es fundamental repensar el papel del Instituto Mexicano del Petróleo, modificando las leyes Federal de Responsabilidad Hacendaria, del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo y de Ciencia y Tecnología, para incrementar del 0.65% de la renta petrolera al 1% del valor de la producción, el monto destinado para la investigación científica, desarrollo tecnológico y formación de recursos humanos; asignando dicho incremento a financiar las labores de investigación básica del IMP.

El Pemex del futuro es impensable sin la sólida base científica, tecnológica y de capacidad de gestión que puede y debe darle el Instituto Mexicano del Petróleo. Es momento de abandonar la relación de naturaleza estrictamente comercial que se estableció entre Pemex y el IMP desde hace décadas e instaurar otra, basada en la colaboración y la complementariedad, que permita sentar las bases para el desarrollo energéticamente eficiente, económicamente sostenible y ambientalmente sustentable del sector petrolero nacional.