



DETONAR INVERSIONES, EL RETO DE LA PETROQUÍMICA MEXICANA: CLEANTHO LEITE

P. 31

MUJERES
EN EL FRENTE

Mujeres que
inspiran en la
industria

¿QUÉ PAPEL JUEGA EL HIDRÓGENO EN LA PETROQUÍMICA?

Enrique Alba, CEO de Iberdrola México, nos cuenta. P. 26

¿ADIÓS A LAS REFINERÍAS?

El consumo del crudo se dirige a la transformación de productos químicos y se aleja de los combustibles, prevén expertos P. 55

Iberdrola México, una solución inteligente para nuestros clientes

Contáctanos, la mejor solución para tu industria
son nuestros proyectos solares en tus instalaciones



Iberdrola, la energética del futuro

 iberdrolamexico.com/clientes

 800 2657 600



**IBERDROLA
MÉXICO**

Smart Solar



25 AÑOS DE BUENA ENERGÍA AL SERVICIO DEL PAÍS

Durante 25 años ENGIE ha impulsado el desarrollo de la industria, el comercio y los hogares del País mediante la Distribución y el Transporte de Gas Natural, la operación de Plantas de Generación Eléctrica de Bajas Emisiones de CO₂ y, recientemente también con la puesta en marcha de Plantas Solares y Eólicas que generan energía 100% limpia y renovable.

Nuestras cifras clave:

1^{er} Comprador Privado de Gas Natural en México.

2^{do} Operador de Redes de Distribución de Gas Natural.

+13,200 KM de Redes de Distribución.

+1,300 KM de Gasoductos de Transporte operados en **3** Compañías.

7 Plantas de Generación eléctrica **100%** limpia y renovable en operación y **1** en fase final de desarrollo.

+31 TWh/Año de Gas y Electricidad comercializados en **22** estados de la República Mexicana.



ENGIE México

www.engiemexico.com

DATOS EDITORIALES:

DIRECTORA GENERAL:

ABRIL MORENO

CONSEJO EDITORIAL:

DAVID SHIELDS
ALDO FLORES QUIROGA
ALMA AMÉRICA PORRES LUNA
ELIÉ VILLEDA
FRANCISCO BARNÉS DE CASTRO
FRANCISCO X. SALAZAR DÍEZ DE SOLLANO
FLUVIO RUIZ ALARCÓN
GUILLERMO GARCÍA ALCOCER
ISABEL STUDER
ISRAEL HURTADO ACOSTA
LUZ MARÍA GUTIÉRREZ
MARÍA NIEVES GARCÍA-MANZANO
MAURO E. JUÁREZ BAUTISTA
NELLY MOLINA
XÓCHITL GÁLVEZ

EQUIPO DIRECTIVO:

VÍCTOR RAMÍREZ
PAUL SÁNCHEZ

DIRECTOR EDITORIAL:

MARIO ALAVEZ

REDACCIÓN:

ULISES JUÁREZ
MARGARITA JASSO
PAOLO GABRIEL PÁEZ OROZCO

DISEÑO:

A&C DISEÑO

SIGUENOS EN:

WWW.ENERGIAADEBATE.COM
TW: @ENERGIAADEBATE
LINKEDIN: ENERGÍA A DEBATE
FACEBOOK: ENERGÍA A DEBATE

DATOS LEGALES:

Energía a Debate. Año 19, No. 90, enero-marzo 2023, es una publicación trimestral editada por COMUNICACION-ES PER SC, Naucalpan de Juárez C.P. 53910, Tel. (55 7321 2807) www.energiaadebate.com, contacto@energiaadebate.com. Editor responsable: Mario Arturo Alavez García. Reserva de Derechos de Uso Exclusivo No. 04-2022-120613125800-102. ISSN: 2007-6096. Ambos otorgados por el Instituto Nacional de Derechos de Autor. Responsable de la última edición y actualización Cynthia Monterrosa Castillo, Naucalpan de Juárez C.P. 53910. Fecha de última modificación 31 enero 2023. TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. Prohibida la reproducción parcial o total sin el permiso expreso de los editores. Los artículos y opiniones expresadas por los autores son responsabilidad de los autores y no necesariamente reflejan la postura de Energía a Debate.

El tema que está marcando la pauta en el sector energético en todo el mundo es la transición energética y el papel futuro del petróleo.

Si bien los acontecimientos globales actuales han forzado a todos los países a considerar acelerar la transición energética a fin de disminuir su dependencia del petróleo y del gas a través de sistemas renovables, en el corto plazo aún será compleja su consolidación.

Sin embargo, el camino está trazado y es importante señalar que la transición energética no se limita a que se elimine el uso del petróleo como combustible y mucho menos que sea el final de la era petrolera.

Consiste más bien en un cambio de paradigma del sistema energético, en el cual, la producción petrolera dejará de ser utilizada como combustible para el transporte y se concentrará en la petroquímica, donde los hidrocarburos serán la materia prima para la creación de muchos productos.

En México, la petroquímica ha sido uno de los sectores más abandonados en el presente gobierno y en los anteriores, ya que la política energética se ha centrado en la producción y refinación de petróleo.

Pero el futuro del sector de hidrocarburos está justamente en esta área, por lo que es necesario revisar el potencial mexicano de esta industria. Es por eso que en Energía a Debate decidimos reiniciar la edición de la revista, ahora de manera digital, para presentar la realidad mexicana, la situación del país en este sector, revisar cómo llegamos a estas condiciones y qué puede venir en el futuro.

Agradecemos a nuestros patrocinadores y entregamos este primer número después del cambio de estafeta. Confiamos en contar con su interés para ampliar la discusión que tanto necesita este país en Energía a Debate.

MARIO ALAVEZ

DIRECTOR EDITORIAL DE ENERGÍA A DEBATE

Conoce las salas del

MUSEO VIRTUAL DEL PLÁSTICO



- ▶ Generalidades del plástico
- ▶ El Mundo de los Plásticos
- ▶ Aplicaciones
- ▶ La Economía Circular
- ▶ Reciclaje
- ▶ Auditorio CIPRES



www.muviplast.com





07 | Análisis: ¿De dónde vienen los petroquímicos?

14 | Columna de Francisco Barnés de Castro

19 | Amoniac y fertilizantes, el futuro que no fue

24 | Columna Adrián Duhalt

26 | Entrevista: El hidrógeno verde cambiará la cara de la petroquímica,
dice Enrique Alba, CEO de Iberdrola México

31 | Entrevista: Necesarios proyectos e inversión en petroquímica: Cleantho Leite

36 | Columna de Alejandro Villalobos

39 | Nearshoring, la ruta para crecer: ANIQ

44 | Columna Álvaro Ríos Roca

47 | La petroquímica es la industria del futuro para los hidrocarburos

51 | Urge aumentar la producción de gas para alimentar la petroquímica

55 | Dos Bocas, una refinería sin MTBE

59 | Las alianzas público-privadas son la llave para impulsar producción de etano

64 | China se perfila como el nuevo gigante petroquímico

¿DE DÓNDE VIENEN LOS PETROQUÍMICOS?

NUESTRAS ACTIVIDADES COTIDIANAS ESTÁN
DOMINADAS POR PRODUCTOS DERIVADOS
DE LA PETROQUÍMICA. LA PRESENCIA DEL
PETRÓLEO SE EXTIENDE A SECTORES QUE VAN
DESDE EL AEROSPAECIAL HASTA LOS ENVASES
DE LA COMIDA

POR: PAOLO GABRIEL PÁEZ OROZCO

La petroquímica es la actividad industrial que se encarga de la transformación de los hidrocarburos en compuestos químicos que se utilizan para elaborar productos esenciales para nuestra vida cotidiana desde alimentos hasta medicamentos pasando por productos plásticos, textiles y recubrimientos.

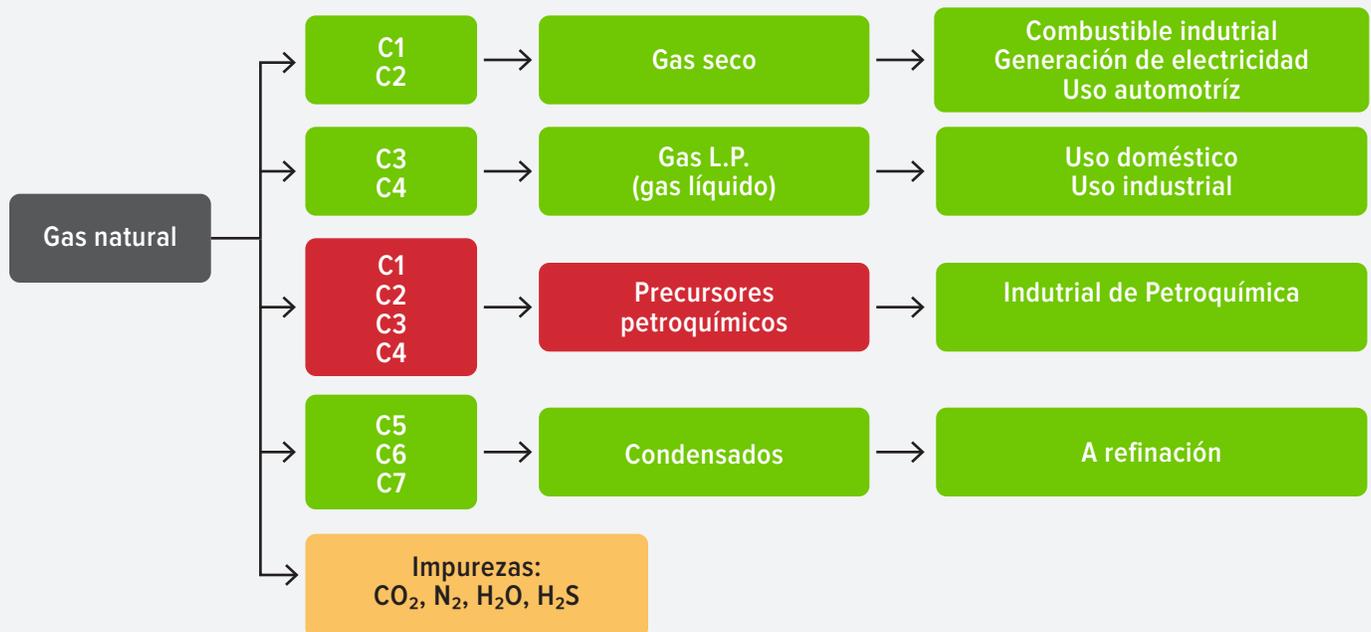
Los productos petroquímicos no llegan directamente a los consumidores, sino que son materia prima derivan de diferentes compuestos químicos y cuyos precursores son obtenidos de los hidrocarburos, esen-

cialmente del gas natural y sus líquidos.

En México, sin embargo, la producción doméstica de petroquímicos acumula caídas desde 2012, debido a la falta de la materia prima proveniente de la extracción de gas natural húmedo y de mantenimiento de las plantas de procesamiento de Pemex.

El gas natural húmedo contiene una serie de cadenas de hidrocarburos que al separarse permiten utilizar sus elementos como combustible, componentes de refinación o precursores petroquímicos, como se muestra en la Figura 1:

FIGURA 1. SEPARACIÓN DE GAS NATURAL



Fuente: Modificado de CNH, 2022.

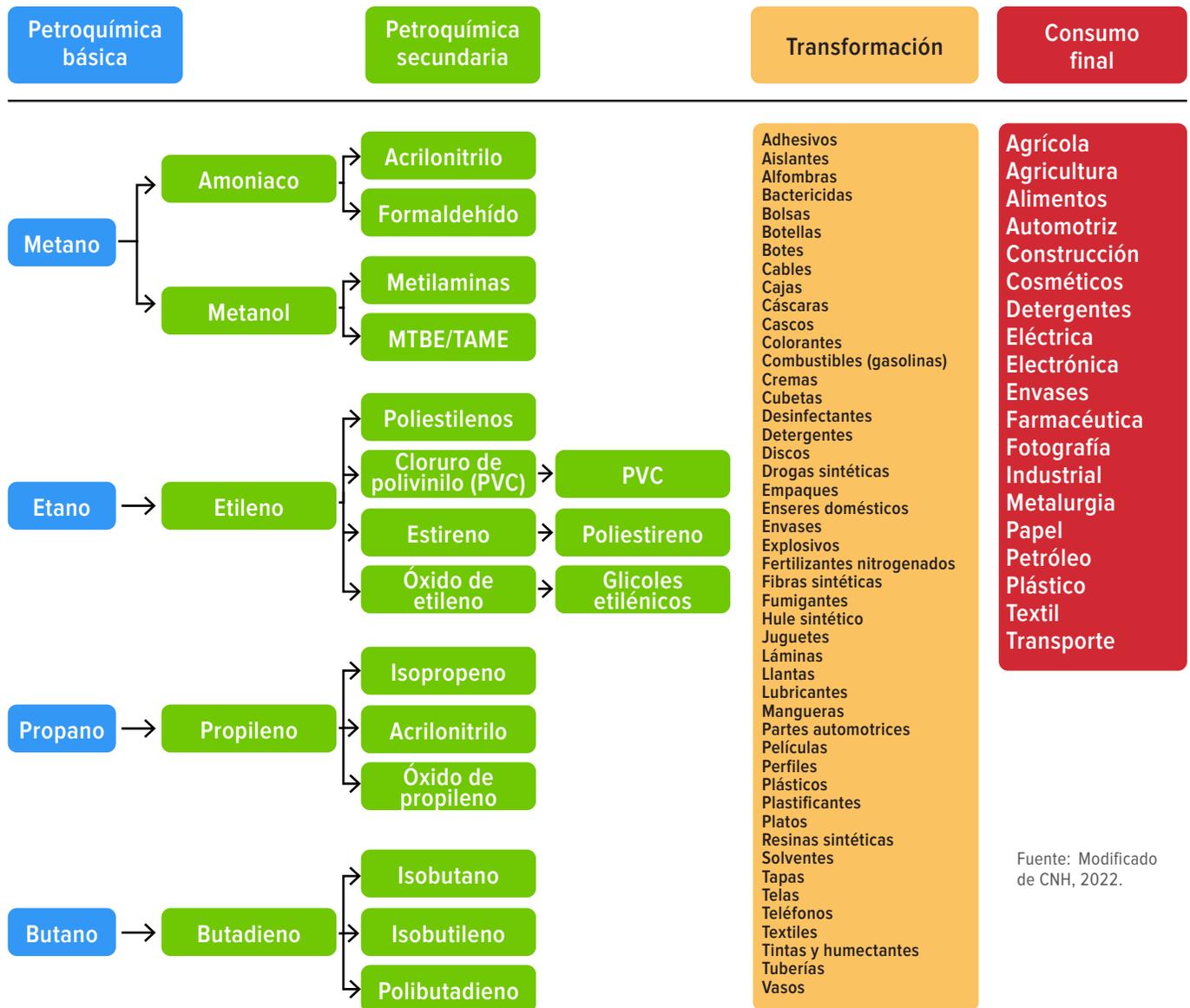
El metano es el principal componente del gas natural, siendo el precursor petroquímico del que se obtiene el amoniaco y el metanol como se muestra en la Figura 2. Del amoniaco se obtienen productos secundarios como son el acrilonitrilo, el cual se utiliza para la producción de fertilizantes, resinas, partes automotrices, colorantes, etc.

El etano se obtiene principalmente del gas natural, del cual se obtiene el etileno, pre-

cursor de otros cuatro compuesto químicos, los polietilenos, el cloruro de vinilo, el estireno y el óxido de etileno como se muestra en la Figura 2.

Algunos productos que se obtienen de dichos precursores son bolsas, juguetes, aislantes, vasos, botellas, llantas, etc., los cuales son utilizados en sectores de construcción, cosméticos, eléctrica, electrónica, automotriz, textil, etc.

FIGURA 1. SEPARACIÓN DE GAS NATURAL



Fuente: Modificado de CNH, 2022.

Actualmente Petróleos Mexicanos (Pemex) tiene siete complejos petroquímicos y uno en asociación con una empresa privada; localizados en el norte, centro y sur del país como se muestra en la Figura 3.

De acuerdo con datos de la empresa productiva del Estado y de la Secretaría de Energía, estas instalaciones están distribuidas en los estados de Chihuahua donde se ubica el complejo de Camargo, fuera de servicio desde 2007, el complejo de Tula, en Hidalgo, que también permanece cerrado desde el mismo año.

El complejo Independencia en el municipio de San Martín Texmelucan, Puebla, y cuenta con una capacidad de 217 mil toneladas, y el resto se ubican en Veracruz, con el complejo Escolín en Poza Rica, pero que está fuera de operación, así como Morelos, que tiene una capacidad de 2 mil 277 toneladas.

Pajaritos, en consorcio con Petroquímica Mexicana de Vinilo y con una capacidad de 207 mil toneladas; mientras que la planta Cosoleacaque tiene una capacidad de 4 mil 300 toneladas y Cangrejera, ubicada en el municipio de Coatzacoalcos, es capaz de producir 2 mil 837 toneladas.

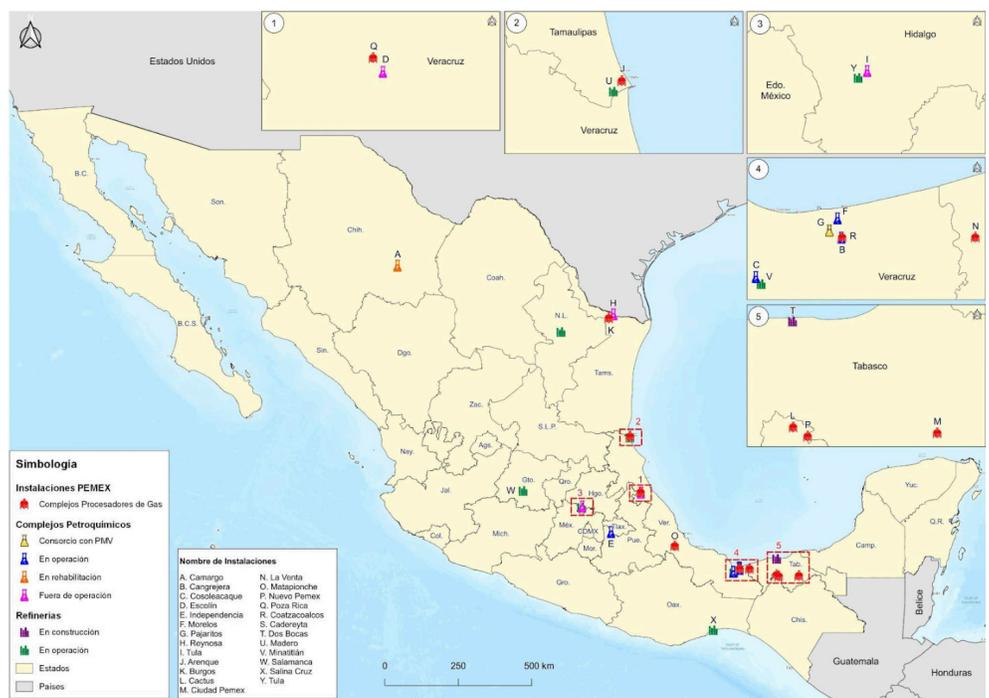
De acuerdo con datos del Sistema de Información de la Secretaría de Energía (2022), en 2010 la capacidad instalada de los complejos petroquímicos de Pemex contaba con

un volumen total de 13 mil 275 toneladas; sin embargo, ha tenido un decremento de 2.2 por ciento promedio anual en los últimos 12 años, donde se reporta una capacidad total de 10 mil 172 toneladas en 2021, una baja equivalente a tres mil 103 toneladas.

La capacidad máxima se registró en 2012 con 13 mil 705 toneladas, pero a partir de ese año hubo una tendencia descendente tocando un mínimo de nueve mil 965 toneladas en 2017, y para 2018, se tuvo un incremento una capacidad de 10 mil 138 toneladas.

A partir 2012 se ha mantenido la capacidad

FIGURA 3. MAPA DE INSTALACIONES DE PEMEX



por encima de las 10 mil toneladas, siendo los complejos petroquímicos que han mantenido su capacidad es Cosoleacaque, Cangrejera y Morelos, Pajaritos salió de operación en 2013 mientras que el resto de las instalaciones representa aproximadamente tres por

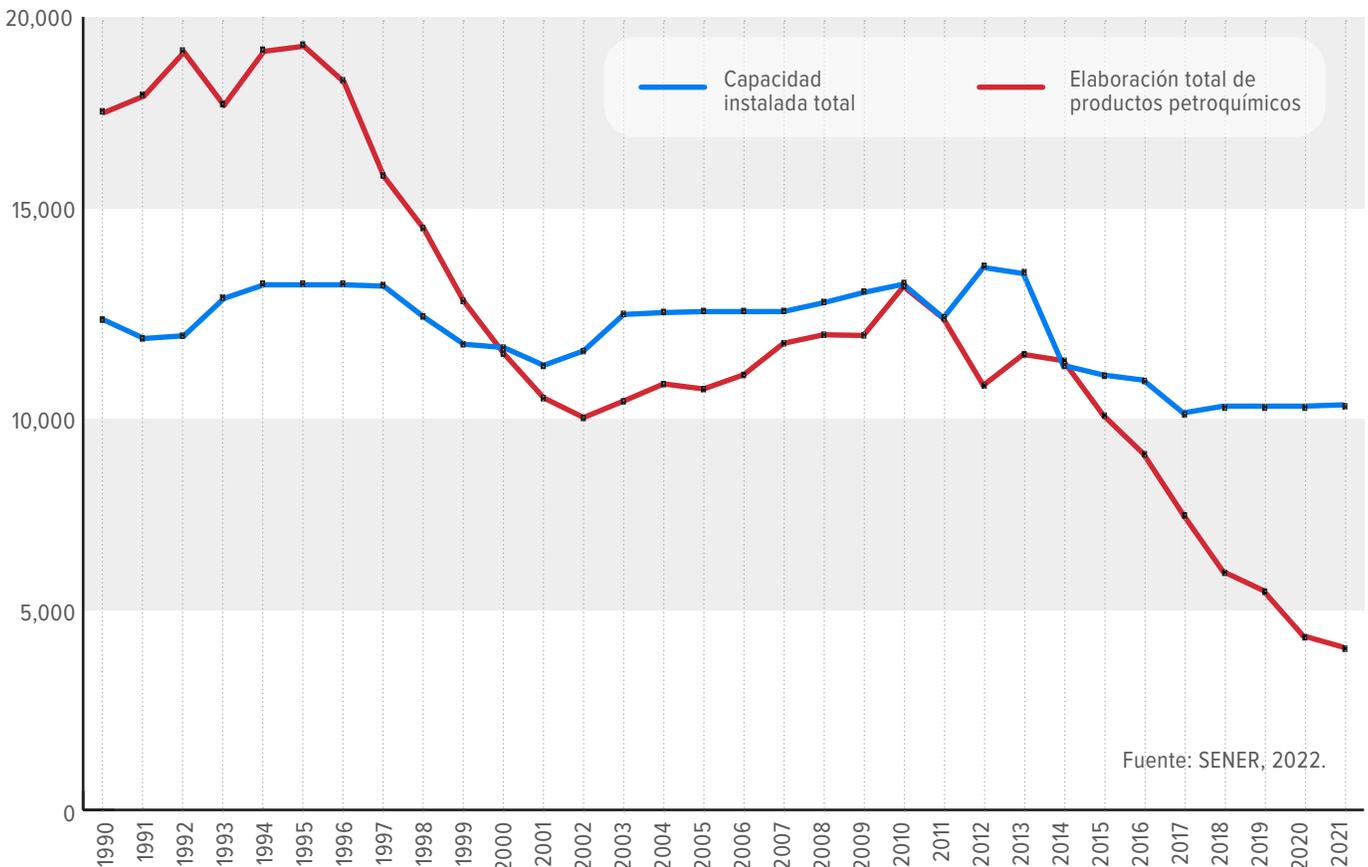


ciento de la capacidad total de los complejos petroquímicos de Pemex.

En enero de 2018 la elaboración de productos petroquímicos se ubicó en un promedio diario de 489 mil toneladas (como se muestra en la Gráfica 1) a 279 mil toneladas, con una diferencia de 210 mil toneladas y un decremento promedio de 1.2 por ciento mensual. Las variaciones significativas son en noviembre de 2019 y entre los meses abril de 2020 y mayo de 2021, llegando a una producción mínima de 272 mil y 219 mil toneladas, respectivamente.

El volumen de importaciones ha mostrado un decremento significativo como se muestra en la Gráfica 2, siendo el amoníaco, etano y xilenos como los principales petroquímicos, el cual tuvo su mayor volumen de importación en febrero de 2019 con 153 mil toneladas, principalmente de amoníaco que representa aproximadamente el 83% del volumen total, mientras que otros el 11% y el etano el 5.8%. El valor mínimo registrado ha sido de 8 mil toneladas en junio de 2020, siendo los xilenos y otros los únicos petroquímicos importados; sin embargo, el volumen tuvo de nuevo un incremento

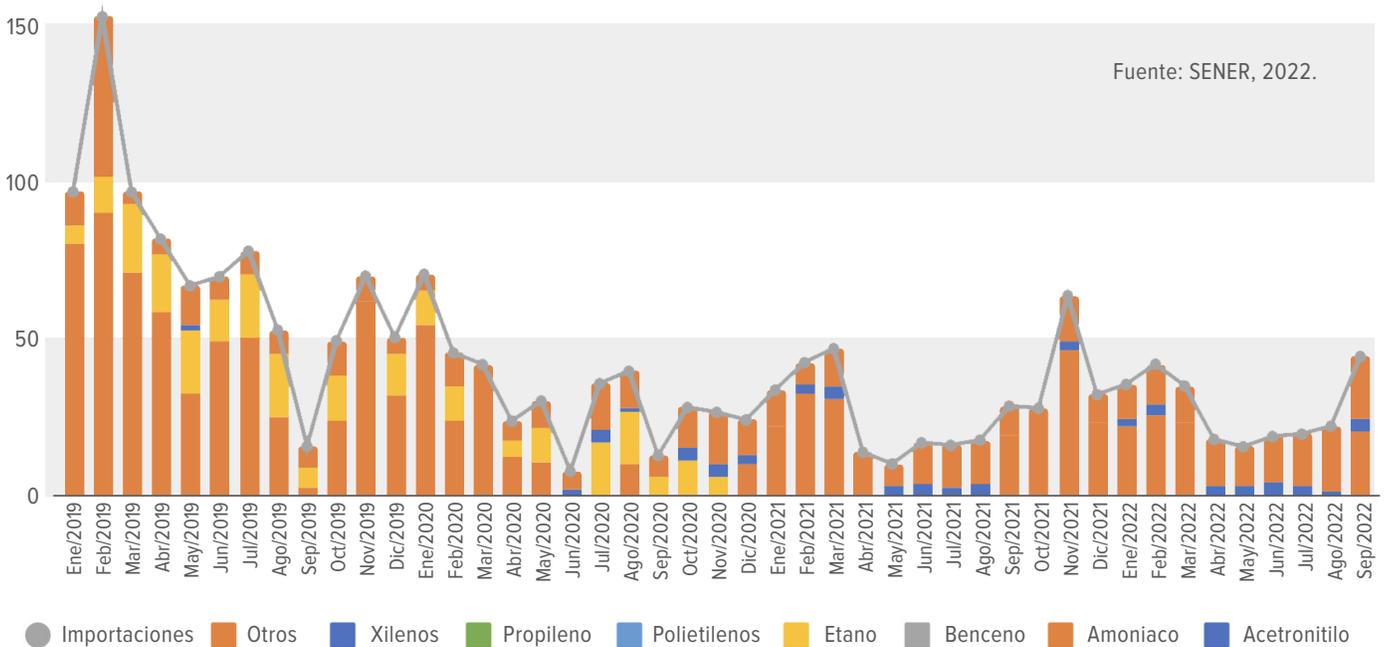
GRÁFICA 1. CAPACIDAD INSTALADA Y ELABORACIÓN TOTAL DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (1990-2021)



hasta marzo de 2021 con 47 mil toneladas que lo conforman de amoniaco, xilenos y otros. A partir de este mes el volumen de las importaciones ha tenido variaciones significativas, donde solamente se tienen importaciones de amoniaco, xilenos y otros, y culminando en el mes de septiembre de 2022 con 44 mil toneladas, conformado por 20 mil toneladas de amoniaco, 4 mil toneladas de xilenos y 20 mil toneladas de otros precursores petroquímicos. México es un país con larga historia en la pro-

ducción y transformación de los hidrocarburos y cuenta con un importante potencial de gas natural en varias regiones del país, cuyo desarrollo y explotación permitiría no solo incrementar la producción de gas natural para ser utilizado como combustible sino también aprovechar el gas natural y sus líquidos como precursores de cadenas petroquímicas para detonar una industria petroquímica boyante que genere riqueza, empleos y bienestar en diferentes sectores como son el automotriz, industrial, agricultura, >

GRÁFICA 2. VOLUMEN DE IMPORTACIÓN DE PETROQUÍMICOS (2019-2022)



Referencias:

1. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). El Sector del Gas Natural: Algunas Propuestas para el Desarrollo de la Industria Nacional. p.73-75. Disponible en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/391881/Documento_Tecnico_GasNatural_CNH2018_1_.pdf
2. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). Mapa de la Industria de Hidrocarburos. Disponible en <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>
3. Secretaría de Energía. (2022). Gas Natural y Petroquímica - ¿Qué es la Petroquímica? p.6. Disponible en <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/166645/Petroquimica.pdf>
4. Secretaría de Energía. (2022). Sistema de Información Energética – Capacidad instalada por complejo petroquímico. Disponible en <https://sie.energia.gob.mx/>
5. Secretaría de Energía. (2022). Sistema de Información Energética – Elaboración de productos petroquímicos. Disponible en <https://sie.energia.gob.mx/>
6. Secretaría de Energía. (2022). Sistema de Información Energética – Volumen de importación de petroquímicos. Disponible en <https://sie.energia.gob.mx/>

GAS ENERGY LATIN AMERICA (GELA) ES UNA EMPRESA DE CONSULTORÍA ESPECIALIZADA EN EL ÁREA ENERGÉTICA (GAS NATURAL, GNL, GLP, PETRÓLEO, PETROQUÍMICA, ENERGÍA ELÉCTRICA Y ENERGÍA RENOVABLES NO CONVENCIONALES - ERNC) CON ACTUACIÓN EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE DESDE 2008.

CONSULTORA

TIPOS DE SERVICIOS OFERTADOS DE GELA

- **ASESORÍAS DE ACOMPAÑAMIENTO A CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO**
- **REPORTES EJECUTIVOS ESPECIALIZADOS DE ANÁLISIS DE PAISES DEL SECTOR ENERGÉTICO LATINOAMERICANO A 2027/2032**
- **ESTUDIOS DE CONSULTORÍA ESPECIFICA**
- **REPORTES ESPECIALIZADOS - MARKET REPORTS**



La petroquímica del etano en Pemex: Crónica de una muerte anunciada

La petroquímica del etano ha sido el puntal de la industria petroquímica en México, pero enfrenta una tormenta perfecta que la tiene en terapia intensiva. A partir del etano se produce etileno y a partir del etileno se derivan otros productos, como polietileno de alta y baja densidad, óxido de etileno y etilenglicol, etilbenceno y estireno, dicloroetano y cloruro de vinilo, que representan un alto porcentaje, tanto en volumen como en valor, de la producción de los productos petroquímicos que antes eran considerados básicos por parte de Pemex.

La producción de etileno y sus derivados, que constituye el eje central de la fortaleza de Pemex Petroquímica, ha caído de manera acelerada a lo largo de los años y, de manera dramática en los cuatro años de la presente administración.

La actual escasez de etano en México es atribuible a varias causas:

La disminución en la producción de petróleo, con la consecuente reducción de gas húmedo asociado.

La creciente contaminación de nitrógeno en el gas natural proveniente de la Zona Marina Noreste y de la Zona Sur, que ha obligado a incrementar la quema de gas a la atmósfera, así como la reinyección a los yacimientos de corrientes de gas natural con alto contenido de nitrógeno que no pueden ser enviadas a los Centros de Procesamiento de Gas del Sureste (Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus).

El bajo factor de planta con el que están trabajando las plantas criogénicas de los Centros de Procesamiento de Gas que, junto con el alto contenido de nitrógeno, que

abate aún más la de por sí baja eficiencia de recuperación de etano en las plantas criogénicas.

El alto nivel de deterioro en las plantas de los centros procesadores de gas y de los complejos petroquímicos de Pemex, por falta de un mantenimiento adecuado.

Estos cuatro factores se combinaron para provocar una reducción en la cantidad de gas natural enviado a los centros de procesamiento y una reducción aún mayor en la cantidad de etano disponible para ser enviada a las plantas productoras de etileno de los Complejos Petroquímicos de Cangrejera y Morelos.

Mientras que la producción de gas húmedo libre de nitrógeno y la producción de gas seco en los CPG del Sureste inyectada a gasoductos experimentaron una caída de 22% y 27% respectivamente entre 2010 y 2022, la recuperación de etano cayó de 120 MBD en 2010 a 46 MBD en 2022, una reducción de 61% y la producción de etileno cayó de 1,125 MTA a 170 MTA en el mismo periodo, una reducción de 85%. Las caídas más dramáticas en la recuperación de etano y en la producción de etileno se han dado en los últimos cuatro años.

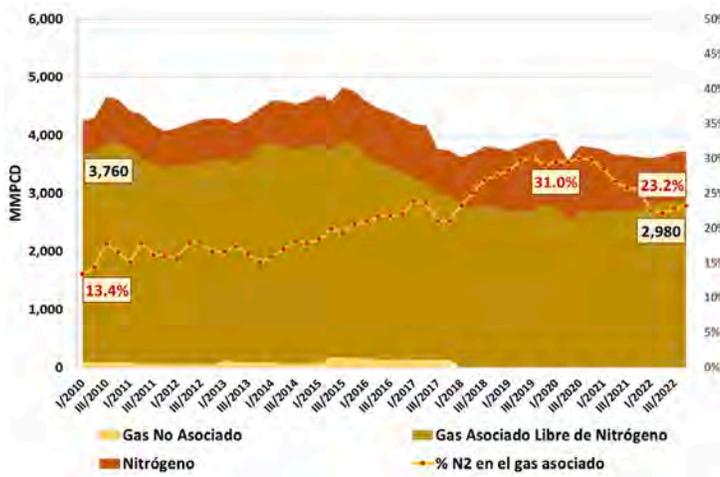
DECRECIENTE PRODUCCIÓN DE GAS HÚMEDO EN EL SURESTE

La gran mayoría del gas natural producido en el Sureste (Regiones Marina Noreste, Marina Suroeste y Sur) se obtiene como gas asociado a la producción de petróleo.

La producción de gas natural en el Sureste, se ha reducido 27% de un máximo de **3,760 MMPCD** de gas natural a principios de 2010, a **2,950 MMPCD** a finales 2022.

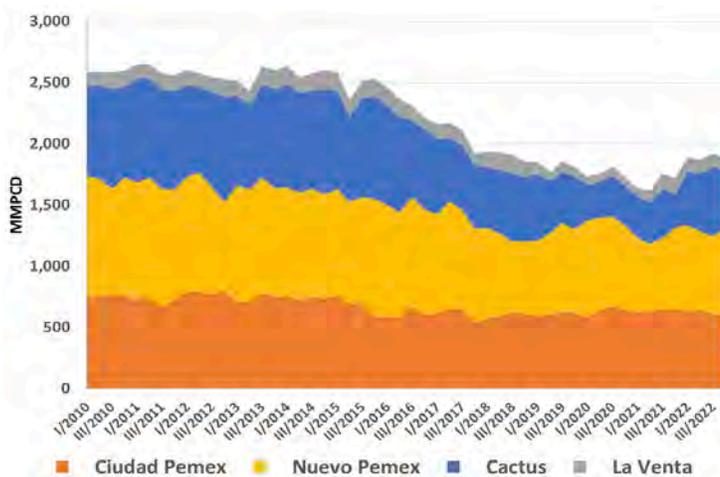
CAÍDA EN LA PRODUCCIÓN	2010-2022	2010-2014	2014-2018	2018-2022
GAS HÚMEDO (SURESTE)	-22%	0%	-25%	+4%
GAS SECO (SURESTE)	-27%	0%	-26%	-1%
ETANO RECUPERADO	-61%	-8%	-23%	-45%
ETILENO	-85%	-12%	-41%	-66%

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL HÚMEDO EN EL SURESTE



FUENTE: SENER, SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA ([HTTP://SIE.ENERGIA.GOB.MX](http://sie.energia.gob.mx))

PRODUCCIÓN DE GAS SECO EN EL SURESTE



FUENTE: SENER, SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA ([HTTP://SIE.ENERGIA.GOB.MX](http://sie.energia.gob.mx))

El gas natural húmedo además ha incrementado sustancialmente su contenido de nitrógeno, pasando de **13.4%** a **23.2%** en el periodo analizado, con un pico máximo de **31%** en 2019-2020.

La producción de gas seco en los CPG ubicados en el Sureste se ha contraído de manera muy importante, de un promedio de **2,500 MMPCD** en el primer trimestre de 2015 a tan solo **1,750 MMPCD** en el tercer trimestre de 2021, una reducción de **31%**.

El gas natural producido en el Sureste es procesado en los Complejos Procesadores de Gas (CPG) de Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus.

FALTA DE DISPONIBILIDAD DE ETANO

Los líquidos recuperados (C2+) del CPG Cd. Pemex, son enviados por ducto para su procesamiento al CPG Coatzacoalcos, el cual está integrado por la terminal refrigerada, la terminal de azufre, las plantas fraccionadoras de Morelos y Cangrejera, las plantas criogénicas de Cangrejera y Pajaritos, así como 600 km. de ductos para transporte e integración. El etano recuperado en las plantas de CPG Cd. Pemex se le suma el etano recuperado en los CPG de Catus y de Nuevo Pemex y se inyecta al anillo central que abastece a los complejos petroquímicos de Cangrejera y Morelos.

La capacidad de procesamiento del conjunto de plantas disponibles para la recuperación del etano presente en el gas húmedo es el que se muestra a continuación:

Hasta principios 2016, la producción de

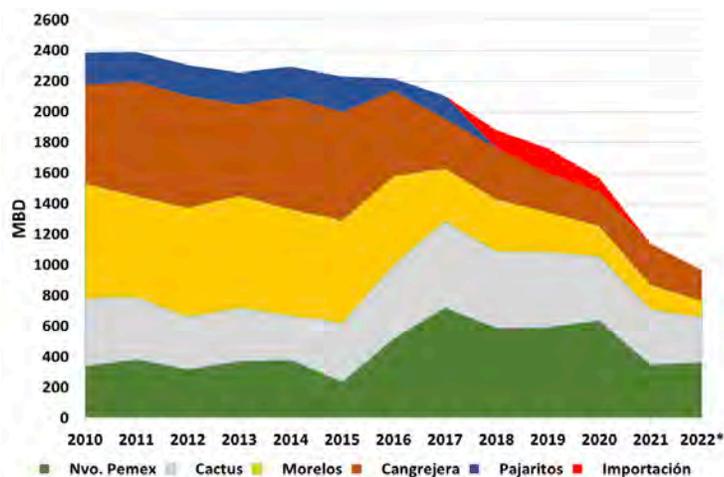
	CPG CD PEMEX	CPG NUEVO PEMEX	CPG CACTUS	CPG LA VENTA	CPG* COATZACOALCOS
Endulzamiento	1290 MMPCD	800 MMPCD	1960 MMPCD	-	-
Criogénicas	915 MMPCD	1500 MMPCD	1275 MMPCD	182 MMPCD	222 MMPCD
Rechazo de nitrógeno	630 MMPCD	-	-	-	-
Fracionadora de líquidos	-	208 MBD	104 MBD	-	227 MBD

etano en el país se había mantenido razonablemente estable, entre 100 y 120 mil barriles por día (MBD). Este nivel de producción era suficiente para surtir la demanda para las plantas de etileno de Pemex, operando a plena capacidad. Los excedentes de etano se reinyectaban al gasoducto. Esta situación cambió a finales de 2016, con el arranque de la planta de Braskem-IDESA, el cierre de la planta de pajaritos y la declinación acelerada en la producción de etano.

A partir de 2017, el etano disponible para ser procesado en los complejos petroquímicos para la producción de etileno ha venido declinando gradualmente, pasando de **120 MBD** en febrero de 2017 a tan solo **46 MBD** en 2022, una reducción de **62%**. En estos últimos años las plantas criogénicas de los Centros de Procesamiento de Gas han estado operando a **35%-38%** de su capacidad, su nivel histórico más bajo.

Con la caída de producción de etano, se incrementa el déficit para alimentar las plantas productoras de etileno del Sureste del país: los CPQ de Cangrejera y Morelos de Pemex y la planta de Braskem-IDESA, que entró en operación a finales de 2016. Esto da una demanda total de **134,000 BPD**. Con un nivel de producción de tan solo **46 MBD**, el déficit actual es de **88 MBD**, lo que ha llevado a Pemex a incumplir su contrato de suministro con Braskem-IDESA y a tener que operar los complejos petroquímicos de Cangrejera y Morelos muy por debajo de su capacidad de diseño.

PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE ETANO



FUENTE: SENER; SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA ([HTTP://SIE.ENERGIA.GOB.MX](http://sie.energia.gob.mx))

* SE ASUME UNA PRODUCCIÓN EN DICIEMBRE DE 2022 IGUAL A LA DEL MES DE NOVIEMBRE

PRODUCCIÓN EN PEMEX DE ETILENO Y DE SUS PRINCIPALES DERIVADOS

Como resultado de la reducción de etano disponible, Pemex se ha visto obligado a reducir drásticamente la producción de etileno y sus derivados, habiendo empezado primero por los que presentan menor margen variable.

Producción de etileno. Mientras que la recuperación de etano cayó 61% entre 2010 y 2022, la producción de etileno cayó de 1,125 MTA a 170 MTA en el mismo periodo, una reducción de 85%.

Producción de polietilenos. La producción combinada de polietilenos de alta y baja densidad cayó de un total de 640 MTA en 2010 a 55 MTA en 2022, una caída de 91%

	CAPACIDAD (TON/AÑO)	DEMANDA ETANO (MBD)
CANGREJERA	600,000	34
MORELOS	600,000	34
BRASKEM-IDESA	1,200,000	66
DEMANDA TOTAL DE ETANO		134
PRODUCCIÓN DE ETANO		46

Producción de óxido de etileno y etilenglicol. La producción de óxido de etileno cayó de 372 MTA en 2010 a 83 MTA en 2022 (-78%).

En la siguiente tabla se presenta un resumen de la declinación que han tenido en su producción el etileno y sus principales derivados a lo largo de los años:

ALTERNATIVAS DE ACCIÓN

A corto plazo

- Brindar un mantenimiento adecuado a los CPG del Sureste y de los Complejos Petroquímicos de Cadereyta y de Morelos

- Reanudar la importación de etano en la terminal de Pajaritos, como medida temporal mientras se implementan otras acciones.

A mediano Plazo

- Instalar dos Unidades de Rechazo de Nitrógeno (NRU) de absorción en Ciudad Pemex y en Cactus y un NRU criogénico en Nuevo Pemex, para recibir corrientes de alto contenido de nitrógeno que hoy en día es necesario reinyectar o enviar a quemadores de campo por su alto contenido de nitrógeno y reenviar el nitrógeno separado a los campos para su reinyección, en lugar de ventearlo a la atmósfera.
- Modernizar los sistemas de recuperación de etano de las plantas criogénicas de los tres CPG del Sureste y de los complejos petroquímicos para incrementar la recuperación de etano.
- Instalar un cracker flexible en la planta de etano de Morelos, que pueda recibir como carga propano, butano y gasolinas naturales, en lugar de etano.
- Instalar una nueva terminal de recepción y almacenamiento de etano en Pajaritos que permita garantizar la continuidad de suministro de etano a Cangrejera, Morelos y Braskem-Idesa. >

PRODUCCIÓN DE ETILENO Y SUS PRINCIPALES DERIVADOS (MILES DE TONELADAS POR AÑO)

PRODUCTO	2010	2014	2018	2022	2010-2022
ETILENO	1,125	987	583	168	-85%
POLIETILENO A.D.	181	157	47	0	-100%
POLIETILENO B.D.	263	238	146	16	-94%
POLIETILENO LINEAL B.D.	196	192	181	40	-80%
ÓXIDO DE ETILENO	372	351	218	83	-78%
GLICOLES	198	164	127	7	-99%
ETILBENCENO	77	140	0	0	-100%
ESTIRENO	65	122	0	0	-100%
DICLOROETANO	306	0	0	0	-100%
CLORURO DE VINILO	187	0	0	0	-100%
TOTAL ETILENO Y DERIVADOS	2,976	2,350	1,304	309	-90%

Dr. Francisco Barnés de Castro: Ingeniero químico por la UNAM con Maestría en Ciencias y Doctorado en Ingeniería Química por la Universidad de Berkeley. Fue rector de la UNAM y ocupó los cargos de subsecretario de Hidrocarburos y de Política Energética y Desarrollo Tecnológico en la Secretaría de Energía. Fue comisionado en la Comisión Reguladora de Energía. Ha formado parte de los Consejos Directivos en organismos y empresas públicas del sector energético, llegando a ser vicepresidente y presidente en varias. Presidió asociaciones e instituciones de profesionales de la Química. Fue vicepresidente para América del Norte del Consejo Mundial de Energía.



Creando el futuro energético de México

Estamos generando soluciones para el futuro energético sustentable de México que proteja nuestro planeta, fomente la prosperidad compartida y permita el acceso a la energía que millones de mexicanos necesitan.



AMONIACO Y FERTILIZANTES, EL FUTURO QUE NO FUE

PEMEX HA EMPUJADO PARA ESTIMULAR LA PRODUCCIÓN DE AMONIACO EN ESTE SEXENIO; SIN EMBARGO, ANALISTAS CONSIDERAN QUE EL DINERO NO LE ALCANZA A LA EMPRESA PARA SUSTITUIR LAS IMPORTACIONES, COMO LO PROMETIÓ OCTAVIO ROMERO OROPEZA

POR: **ULISES JUÁREZ**

Petróleos Mexicanos (Pemex) dijo en enero de este año que al final de la presente administración federal estará cubriendo 100 por ciento de la demanda de fertilizantes que requiere el país; sin embargo, expertos aseguran que esto no podrá ser posible por la carencia de recursos y el alto grado de deterioro que presentan las plantas petroquímicas propiedad de la petrolera, resultado del abandono de gobiernos anteriores, pero incluso del actual.

A principios de enero de 2023, el director general de Pemex, Octavio Romero Oropeza, planteó una ruta de aquí hacia el final del sexenio, en la que se rehabilitarán cuatro plantas productoras de amoniaco y se repararán dos más de urea, elementos indispensables para la fabricación de fertilizantes.

Esos trabajos, más la “rehabilitación integral” de la planta de fertilizantes en Lázaro Cárdenas, Michoacán, y de la mina de roca fosfórica en Baja California Sur, requerirán una inversión conjunta estimada en 15 mil 100 millones de pesos (poco más de 789 millones de dólares al tipo de cambio de 19.13 pesos por dólar), según expuso Oropeza.

Tan solo la planta de Lázaro Cárdenas, Fertinal, absorberá 218 millones de dólares, de acuerdo con las estimaciones de la propia Pemex.

“Quizá tienen los deseos, pero no tienen el dinero”, expresó Alejandro Villalobos Hiriart, ingeniero químico con más de 50 años en la industria petrolera y petroquímica nacional, quien compartió con

Energía a Debate que, incluso, al interior de la petrolera han admitido que en este sexenio los planes para impulsar la petroquímica ya no se realizarán. “En este sexenio de plano ya no le vamos a meter. Ya no tenemos dinero”, dijo al citar fuentes internas.

Por el momento, Pemex es el único productor de amoníaco en el país, en tanto que el faltante se importa. En 2021, la producción alcanzó apenas las 243.9 mil toneladas anuales (mta), unas 700 toneladas diarias, y al primer semestre de 2022 subió 14.2 por ciento a 800 toneladas por día, lo que significaría alrededor de las 292 mta, acorde con las cifras proporcionadas por la empresa productiva del Estado.

La demanda de amoníaco en el país podría rondar dos millones de toneladas, de acuerdo con Carlos Pani, quien ocupó la Subdirección en la subsidiaria Pemex Petroquímica, entre otros cargos dentro de la empresa.

Ante esta poca producción, México importa la mayor parte del amoníaco que necesita, principalmente para la elaboración de la urea, elemento esencial para producir fertilizantes. En 2021, el país había ingresado 254 mil 157 toneladas, según cifras de la Asociación Nacional de la Industria Química (ANIQ).

**15,100
MDP**

invertirá Pemex para rehabilitar las plantas de fertilizantes de Lázaro Cárdenas, y la mina roca fosfórica en BCS

En un escenario optimista, o “alternativo”, Pemex tiene pensado alcanzar una producción de amoníaco de un millón 434 mta para el año 2027, un volumen que duplica la proyección de 717 mta planteada en un escenario “base”, o más real, según su Plan de Negocios 2023-2027.

Lograr mayores volúmenes de producción de amoníaco, aclara el Plan, está sujeto a que la empresa obtenga mayores ingresos de parte de Pemex Exploración y Producción (PEP), la más rentable de sus subsidiarias.

Sin embargo, esto plantea un reto enorme dada la situación financiera que aqueja a la firma estatal, con una deuda de poco más de 108 mil millones de dólares y pérdidas por 224 mil millones de pesos durante 2021, además de 63.8 millones de pesos en deudas con sus proveedores y contratistas.

“Suena bonito”, expresó Pani con respecto al Plan. “Pero hay afirmaciones muy generales”, agregó. Aseguró que lamentable-



Crédito: Cortesía Pemex

mente hay propósitos semejantes que se han planteado en los Planes de Negocios de Pemex de los últimos años, prácticamente en los mismos términos. “Si usted ve el Plan de Negocios de Pemex de esta administración, ya se hablaba mucho del amoniaco con una serie de planes. Nada de eso ha ocurrido”, señaló.

Asimismo, en prioridad de esta administración, otros proyectos se encuentran por encima de la petroquímica, como la nueva refinería “Olmeca” en construcción en el Puerto de Dos Bocas, municipio de Paraíso, en el estado de Tabasco, uno de los proyectos emblema del presidente Andrés Manuel López Obrador que está absorbiendo enormes cantidades de recursos.

“La columna vertebral de la estrategia del gobierno es básicamente la autosuficiencia en combustibles, pues concentran esa inversión en ese rubro. Y el ejemplo es el proyecto de Dos Bocas”, comentó Pani. “A otros campos no se les está invirtiendo, o no se les está dando el mantenimiento que se debiera hacer”, añadió.

Villalobos coincidió al mencionar el incremento en el costo de la nueva refinería, que se ha elevado de ocho mil millones de dólares originalmente presupuestados a más de 18 mil millones.

Cabe destacar que la refinería “Olmeca” no está planeada para incorporar un tren de petroquímica, toda vez que está enfocada única y exclusivamente para la producción de combustibles.

UNA HISTORIA DE ABANDONO

El camino de desarrollo de la petroquímica mexicana desde su nacimiento en la década de los 1950 del siglo pasado se detuvo a mediados de los años noventa, concordaron Villalobos y Pani.



Lo que hay que analizar es el valor agregado que la petroquímica le da a un barril de crudo comparado con el valor agregado de los combustibles

Carlos Pani

Exsubdirector de Pemex Petroquímica

En 1951 se instaló la primera planta de fertilizantes del país propiedad de la empresa Guanos y Fertilizantes de México en el municipio de Cuautitlán, Estado de México, recordó el ingeniero Villalobos Hiriart.

En los sesenta se instalaron las plantas Amoniaco I y II de Pemex, con capacidad de 200 y 960 toneladas, respectivamente, en el municipio de Cosoleacaque, Veracruz, como parte de la refinería de Minatitlán. Luego llegó Amoniaco III, considerada en su tiempo la mejor del mundo, expresó el ingeniero quien fue parte del equipo que puso en arranque estas instalaciones.

De estas llegaron las plantas IV, V, VI y VII, que alcanzaron a producir hasta mil 500 toneladas diarias cada una. “Había un espíritu muy grande de hacer insumos para el sector alimentario mexicano”, expresó.

Sin embargo, a mediados de los años ochenta, en la administración del expresidente Miguel de la Madrid Hurtado, se dejó de invertir en el sector del amoniaco bajo el argumento de que no era económicamente rentable su producción.

De hecho, con el tiempo, Amoniaco II se vendió a empresarios chinos, mientras que la III fue



Crédito: Cortesía Pemex

comprada por una firma norteamericana, en tanto que las demás, junto con otras más pequeñas, fueron cerradas y las que quedaron dejaron de recibir recursos para su mantenimiento y operación.

Ya para los años noventa se desincorporó Fertimex, otra de las plantas que producía importantes cantidades de amoníaco.

“Ahorita, de las plantas que había en Cosoleacaque, queda operando una, la Planta de Amoníaco VI. Y la Planta de Amoníaco IV la canibalearon para hacerla refacciones de las otras dos. La V y la VII están paradas”, lamentó Villalobos.

“En los años ochenta, Pemex producía cuatro millones de toneladas de amoníaco. En el 2009 produjo 800 mil toneladas y en 2022 va a producir 300 mil toneladas. Esto implica para las industrias derivadas, para la producción de fertilizantes, el campo, etcétera”, resumió Pani. Pero en 2019 no hubo producción.

Ambos expertos coincidieron en que lo mejor es impulsar la participación de la iniciativa privada en la construcción de infraestructura para la producción de amoníaco, urea y fertilizantes. Ya existen proyectos, como el de la empresa de origen alemán ProMan, la cual está instalando una planta de amoníaco en el puerto de Topolobampo, Sinaloa, con capacidad de producción de entre 800 mil y 900 mil toneladas.

“Ese proyecto tiene alrededor de

10 años de estarse gestando y ha tenido una infinidad de tropiezos, de obstáculos y oposiciones que afortunadamente ya se superaron”, comentó Pani. “La empresa ha invertido 250 millones de dólares a la fecha aun sin tener la certeza de que el proyecto pueda ir adelante”, consideró.

En este sentido, el ingeniero Villalobos destacó la rentabilidad de la petroquímica por sobre la producción de combustibles en una refinería. “La refinación le da dos a uno, la petroquímica da 170 a 1”, anotó. “Al no dar las materias primas, la gente se va a Houston a poner sus plantas y lo traen a México”.

Ante este escenario, el ingeniero Carlos Pani cuestionó: “¿Se hace bien al estar dedicando esa enorme cantidad de dinero a la refinería, o debería de invertirse en la petroquímica?”, para inmediatamente afirmar: “Lo que hay que analizar es el valor agregado que la petroquímica le da a un barril de crudo comparado con el valor agregado de los combustibles”. >

MUJERES EN EL FRENTE

 energía^debate



De las mujeres para las
mujeres **que transforman
el sector energético**

Edición 2023:
EL EFECTO MARIPOSA

Participa en:
 www.mujeresenfrente.org





ADRIAN DUHALT*

INVESTIGADOR DEL CGEP
DE LA UNIVERSIDAD DE
COLUMBIA

Petroquímica, lo que la ausencia de políticas se llevó

Atrás, muy atrás quedaron esas décadas cuando México tomaba en serio la expansión de la industria petroquímica, principalmente la estatal, y reportaba cifras de producción que daban cuenta en cierta medida del éxito del proceso de industrialización que el país experimentaba.

A partir de mediados del siglo pasado y enmarcado en una política industrial que buscaba agregar valor a los hidrocarburos y sustituir importaciones, distintas administraciones pusieron en marcha y dieron continuidad a un ambicioso programa de inversiones en infraestructura, haciendo que la producción de petroquímicos en Pemex creciera de 56 mil toneladas en 1960 a 10.6 millones de toneladas (mdt) en 1982. Mientras tanto, el número de materias primas petroquímicas producidas se incrementaba de cuatro a 40 en el mismo lapso.

Tal era la bonanza -financiada en gran parte con deuda externa- que en los cinco años previos a 1981, según reporta la propia Pemex, se pusieron en operación 25 plantas petroquímicas y 21 unidades auxiliares de proceso, es decir, una planta cada 40 días aproximadamente. Las buenas noticias no cesaban, y para ese mismo año, después de arrancar dos plantas de amoniaco más, el complejo de Cosoleacaque se convertía en el centro productor más grande del mundo. También iniciaba operaciones el complejo petroquímico de Cangrejera, en Veracruz.

Dicha inercia continuó hacia la primera mitad de los 1990s, periodo en el

que Pemex registró las más altas cifras de producción, alcanzando un promedio anual de 18.66 mdt entre 1991 y 1995. Es en éste último año que la empresa reporta producir 19.27 mdt, su máximo histórico. Vale destacar que este impresionante desarrollo se dió de la mano del gobierno, en un contexto de desarrollo económico y crecimiento poblacional que requería aumentar el aparato productivo.

Hacia la segunda mitad de los 1990s, las condiciones de la industria tomaban un giro en la dirección contraria. Para el 2000, la producción ya se había contraído 40.3 por ciento desde su máximo histórico en 1995, señal inequívoca de que el gobierno paulatinamente comenzaba a tener una intervención menos

“EL SUMINISTRO INSUFICIENTE DE INSUMOS COMO EL GAS NATURAL Y EL ETANO Y LO ABULTADO DE LOS COMPROMISOS FINANCIEROS DE PEMEX SE CUENTAN ENTRE LOS MUCHOS FACTORES QUE HAN PROFUNDIZADO EL AUTO-INFLIGIDO DETERIORO DEL SECTOR”



“HASTA EL MOMENTO, LA RETÓRICA OFICIAL EN NADA HA ABONADO PARA DETENER LA CAÍDA EN LA PRODUCCIÓN, LA CUAL SE CONTRAJÓ DE 5.98 MDT EN EL 2018 A 4.07 MDT EN EL 2021”

activa. Así se inauguraba una etapa transexenal donde la industria petroquímica estatal se fue achicando constantemente.

Plantas como las de paraxileno, amoníaco y cloruro de vinilo salieron de operación. El suministro insuficiente de insumos como el gas natural y el etano y lo abultado de los compromisos financieros de Pemex se cuentan entre los muchos factores que han profundizado el auto-infligido deterioro del sector.

Cuatro sexenios después, y la realidad de los activos petroquímicos de Pemex no ha cambiado. La llegada de López Obrador (AMLO) al poder en diciembre del 2018 representaba una nueva oportunidad. Su discurso nacionalista y el haberse hecho acompañar de Rocío Nahle como secreta-

ria de Energía, cuya trayectoria profesional está estrechamente ligada a la industria petroquímica, sugerían de entrada una etapa más favorable para la industria. No ha sido así en lo absoluto.

De hecho, la inacción de AMLO en torno a este estratégico sector no es diferente a la de gobiernos anteriores. Y es que, hasta el momento, la retórica oficial en nada ha abonado para detener la caída en la producción, la cual se contrajo de 5.98 mdt en el 2018 a 4.07 mdt en el 2021, cifra similar a la registrada en 1976 y 79 por ciento menor que la reportada en 1995. De continuar dicha tendencia a la baja hasta el 2024, lo cual es altamente probable, el presente sexenio no está lejos de considerarse como el más desafortunado para la industria petroquímica estatal. >

Adrián Duhalt: Investigador del Centro de Política Energética Global (CGEP) de la Universidad de Columbia. Antes de unirse a Columbia, fue investigador postdoctoral en estudios de la energía en el Instituto Baker de la Universidad de Rice y profesor asociado de la Escuela de Economía y Negocios de la Universidad de las Américas Puebla (UDLAP). Es doctor en Geografía Económica por la Universidad de Sussex, donde escribió una tesis sobre la trayectoria del desarrollo de la industria petroquímica en México y por la cual recibió el premio a la Mejor Tesis de Doctorado de la Asociación de Geógrafos de Estados Unidos en el campo de la geografía económica.

ENRIQUE ALBA,
CEO DE IBERDROLA
MÉXICO

Foto: Cortesía Iberdrola México



EL HIDRÓGENO VERDE CAMBIARÁ LA CARA DE LA PETROQUÍMICA

EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA, CUYA MADUREZ PODRÍA LLEGAR ENTRE 2025 Y 2030, PODRÍA MARCAR EL INICIO DE LA PETROQUÍMICA VERDE, IMPULSANDO LA PRODUCCIÓN DE AMONÍACO Y METANOL SIN EMISIONES DE CO₂, CONSIDERA ENRIQUE ALBA, CEO DE IBERDROLA MÉXICO

POR: MARIO ALAVEZ

En cuestión de siete años, el hidrógeno verde será igual de competitivo que el mismo compuesto que se obtiene a partir de los combustibles fósiles, lo que abre una puerta que cambiará la cara de la industria petroquímica, particularmente para las ramas de los fertilizantes y el metanol.

El hidrógeno verde, de acuerdo con Enrique Alba, CEO de Iberdrola México, es un compuesto que se obtiene de la separación de la molécula del agua, a partir de la electrólisis.

Este elemento químico, el más abundante en la tierra, tiene un gran peso industrial, pero en la actualidad, 99 por ciento del hidrógeno que se utiliza para la industria, se obtiene a partir de la separación de la molécula del metano, que tiene como fórmula química CH₄.

En entrevista con **Energía a Debate**, Enrique Alba precisa que al separar el hidrógeno del carbono, este último compuesto se mezcla con el oxígeno de la atmósfera y se libera CO₂, uno de los principales gases de efecto invernadero.

“En este contexto, aparece el hidrógeno verde, que es la alternativa para producir hidrógeno no desde hidrocarburos, pues se obtiene a partir del agua. Si rompemos la molécula del agua, por un lado tenemos hidrógeno y por otro tenemos oxígeno. Esa ruptura se hace mediante un proceso eléctrico, que se llama electrólisis, y si la energía eléctrica que utilizamos para este proceso proviene de fuentes renovables, pues no hemos utilizado hidrocarburos en ningún momento, y ese hidrógeno puede certificar como hidrógeno verde”, menciona.

El hidrógeno, continúa, es materia prima en la industria de fertilizantes, en la industria del vidrio, pero también tiene poder calorífico y se puede utilizar como combustible industrial, alternativo al gas natural, por ejemplo, en el horno de una cementera o para producir vapor. También se puede utilizar como combustible para la movilidad.

POTENCIAL PARA LA PETROQUÍMICA... Y LA AUTOSUFICIENCIA

Para obtener hidrógeno verde, es necesario generar la electrólisis, es decir, separar la molécula del agua, a través de la electricidad, y si este proceso se realiza a través de fuentes renovables, se obtiene sin generar huella de carbono y, además permite modular la variabilidad de las renovables, y hasta garantizar la autosuficiencia energética y de fertilizantes.

“El hidrógeno es un vector energético que permite de alguna forma modular la variabilidad de producción que tienen las renovables, es decir, en un momento que hubiera mucha producción renovable, pero poca demanda eléctrica, podrías, a precios muy competitivos, transformar esa electricidad renovable en hidrógeno verde, que ya se puede almacenar, y luego enviarlo para distintos usos. Es, digamos, una forma de almacenar energía renovable, o un vector de segunda derivada”, menciona.

El hidrógeno verde es un precursor de productos como el amoníaco, un compuesto fundamental para la industria de fertilizantes, donde México es altamente deficitario.

“Actualmente, México importa mucho gas natural, importa muchos fertilizantes, es de-



En el momento que el hidrógeno verde madure económicamente, no habrá un incentivo para usar hidrocarburos”

Enrique Alba, CEO de Iberdrola México

ficitario por Pemex, y los importa casualmente de Ucrania y de Rusia”, señala Alba.

“Si se produce hidrógeno verde a partir de sol mexicano y viento mexicano y se producen amoníaco y metanol a un lado de donde se produce la energía renovable, no habría pérdida en la transmisión ni que hacer inversiones, y se estarían logrando varias cosas. Primero, el tema ambiental, sin duda; segundo, un tema de autosuficiencia. Ya no dependes del gas norteamericano o de los fertilizantes rusos, estás produciendo a partir de viento y sol mexicano”, añade el directivo.

En diciembre de 2012, Pemex produjo 94 mil 491 toneladas de amoníaco, mientras que en octubre del año pasado, el último dato disponible al cierre de la edición, la cifra está en 18 mil 992 toneladas, lo que representa una caída de 80 por ciento en los últimos 10 años.

Además, aunque existen planes de construir una planta de amoníaco en Topolobampo, Sinaloa,



Cortesía Iberdrola

la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) todavía no ha dado la luz verde definitiva para su construcción, debido al impacto ambiental que podría tener en la zona.

¿ADIÓS HIDROCARBUROS?

Enrique Alba reconoce que actualmente el kilogramo de hidrógeno verde es entre dos y tres dólares más caro que el hidrógeno gris, cuyo valor oscila entre 3.7 y 5.3 dólares por kilo, pero esto será temporal.

El CEO de Iberdrola México calcula que entre 2025 y 2030, el precio del hidrógeno verde será igual y hasta más competitivo que su homólogo gris, pero Enrique Alba no es el único que pronostica este panorama para esta nueva fuente de energía.

La consultora IHS Markit también estima que será en 2030 cuando la paridad de precios entre el precursor contaminante y el verde sea alcanzada.

“Estoy convencido que en la energía eléctrica, el hidrógeno verde va a desplazar a medio cuerpo a los hidrocarburos. Creo que habrá un

En la actualidad,

99%

del hidrógeno que se utiliza para la industria se obtiene a partir de los hidrocarburos, dice Enrique Alba

tiempo de solape que considerar precisamente por la mayor competitividad económica de los hidrocarburos, sus derivados plásticos y petroquímicos, pero en el momento que el hidrógeno verde madure económicamente, que yo creo que será entre 2025 y 2030, y sea igual o más competitivo, no habrá un incentivo para usar hidrocarburos que contaminan y que muchas veces tienes que importar”, aseguró.

OPORTUNIDAD PARA MÉXICO

Enrique Alba asegura que el país tiene zonas privilegiadas para desarrollar una industria nacional de hidrógeno verde, amoniaco verde y metanol, petroquímicos que pueden generarse para el mercado interno o para exportación hacia Estados Unidos, Europa y Asia.

“Todas las zonas donde hay mucha capacidad de producción renovable son zonas muy atractivas para el hidrógeno verde. Si a eso le puedes sumar que tengas agua y que tengas una logística que te permita llegar a puertos y mover el hidrógeno o sus derivados, como el metanol o el amoniaco, es ideal”.

Como ejemplo, destacó el área del Istmo de Tehuantepec, donde existe un alto potencial eólico, disponibilidad de agua y una logística robusta, a través del Tren Transístmico, que permiten llevar esos productos a los puertos de Salina Cruz, en Oaxaca, y Coatzacoalcos, en Veracruz, puertos que permiten exportar los productos finales a la costa Este y Oeste de Estados Unidos, Asia o Europa.

“En la zona norte que tiene mucha energía solar, habría que buscar un sitio donde el agua no sea un problema, pues aunque no es muy intensivo el consumo para crear el hidrógeno verde, es una de las materias primas con las que producimos”, dice.

La combinación de factores: potencial de energía renovable, disponibilidad de agua y cadenas logísticas, generan una oportunidad para crear una industria nacional del hidrógeno que alimente a la petroquímica nacional, pero que también genere riqueza para el país.

“Creo que México tiene la oportunidad de ser líder a nivel mundial en hidrógeno verde y

LAS PLANTAS DE H2 MÁS IMPORTANTES DE IBERDROLA

PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE DE PUERTOLLANO

- Ubicación: Puertollano (Ciudad Real), España
- Capacidad total instalada 120 MW
- Inversión total 150 millones de euros

ELECTROLIZADOR WHITELEE

- Ubicación: Glasgow, Escocia
- Capacidad instalada: 20 MW

PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE DE AUSTRALIA

- Ubicación Tasmania, Australia
- Capacidad instalada: hasta 300 mil toneladas de metanol verde
- Inversión: 1,100 millones de euros

poder hacer toda una industria nacional alrededor de la energía renovable, el hidrógeno verde y sus derivados con grandes beneficios, como el ambiental, la autosuficiencia energética y en otros productos que hoy importamos y el desarrollar un sector industrial que genere manufactura de equipos mexicanos y de alto valor”, dice.

Sin embargo, es necesario reactivar el crecimiento de la energía renovable.

“Esta industria del hidrógeno verde tiene que venir de la mano de una política energética que permita la inversión privada, y una política energética que permita el desarrollo de las renovables, porque sin ellas no hay hidrógeno verde, y nos perderíamos esa oportunidad. La política energética, si queremos el hidrógeno verde, tiene que ver a las renovables como una oportunidad y no como un problema”, comenta.

El directivo reconoce que todavía no tienen proyectos de hidrógeno verde firmados en el país, pero confía en que en cuestión de meses, Iberdrola pueda iniciar la construcción de plantas de este elemento, aunque de escala pequeña, para ganar terreno en el país. >

CON **P21 ENERGÍA** LLEVA TUS PROYECTOS HASTA LA META

Asuntos públicos y regulatorios, evaluación financiera, análisis de mercados, gestión social y ambiental, comunicación estratégica, manejo de crisis.

CONOCE MÁS



perceptia21.com.mx





Cortesía Braskem Idesa

NECESARIOS PROYECTOS E INVERSIÓN EN PETROQUÍMICA: CLEANTHO LEITE

EL DIRECTOR GENERAL DEL PROYECTO TERMINAL QUÍMICA PUERTO MÉXICO EXPUSO QUE EL PAÍS CUENTA CON TODO PARA DESARROLLAR UNA INDUSTRIA PETROQUÍMICA, PERO FALTA INVERSIÓN Y MATERIAS PRIMAS.

Por: **Ulises Juárez**



México tiene un gran déficit en materia de petroquímicos por lo que necesita más proyectos que aprovechen la capacidad de transformación para su mercado interno, aseguró Cleantho de Paiva Leite, director general de la empresa Terminal Química Puerto México (TQPM).

Tan solo en polietileno, expuso, el país tiene un déficit de entre tres y 3.5 millones de toneladas por año para satisfacer su mercado interno. Por ello se pronunció por el desarrollo de proyectos similares a TQPM, actualmente en construcción en los municipios de Nanchital y Coatzacoalcos, Veracruz, con una inversión estimada en 450 millones de dólares.

“El gran reto es tener más proyectos similares al nuestro”, dijo. “Esto quiere decir que el país tiene una capacidad de transformación, con fábricas eficientes, (además de) un mercado interno muy importante, pero tiene un déficit también im-

portante que todos sabemos en la industria química”, explicó en entrevista con **Energía a Debate**.

“Consecuentemente, si tiene un mercado y condiciones para construir una planta bastante eficiente, si tiene acceso a materia prima, ahí están las soluciones”, agregó el directivo de la TQPM.

Refirió que los complejos petroquímicos de la empresa estatal Petróleos Mexicanos (Pemex) operan con baja carga, principalmente, por la falta de disponibilidad de materias primas para la elaboración de los distintos productos.

De acuerdo con estimaciones de la propia empresa productiva del Estado, considerando las cifras a octubre de 2022, seis de los ocho complejos petroquímicos sumaron una producción de apenas 11 millones de toneladas (mmt) diarias de productos, 69.4 por ciento menos de los 36 mmt por día que alcanzaron en su pico en 2011.

Actualmente la capacidad instalada por complejo es de cuatro mil 300 mmt por año para Cosoleacaque, Veracruz; dos mil 838 mmt para Cangrejera, Veracruz; dos mil 777 mmt para Morelos, Veracruz; 333 mmt para Camargo, Chihuahua; 217 mmt para Independencia, Puebla, y 207 mmt para Pajaritos, Veracruz.

Escolín, en el estado de Veracruz, y Tula, en Hidalgo, salieron de opera-

ción desde el año 2007. Camargo se encuentra en proceso de rehabilitación y Pajaritos –una coinversión entre Pemex y la empresa Orbia desde 2013– reinició operaciones en 2018 luego de parar dos años antes.

“Hay cadenas que tienen déficits muy grandes. Por ejemplo, toda la cadena de fertilizantes, del amoníaco, que es materia prima para los primeros”, mencionó.

“En el área de los petroquímicos básicos hay todavía un déficit muy grande en el polietileno. Entonces, habría oportunidad de crear otros proyectos similares al de Braskem Idesa, o expandir el nuestro, o de otros. Pero para eso se necesita tener la certeza de acceso a la materia prima. Y Puerto México ayuda a solucionar eso”, y agregó que, además de infraestructura, se requiere etileno, polietileno y derivados del etileno. TQPM nació de la asociación de la empresa Braskem Idesa, a su vez un joint venture entre la brasileña Braskem y la mexicana Idesa, con Advario. Esta última es una división de Oiltanking, subsidiaria de la empresa alemana Marquard & Bahls, AG.

La terminal, cuyo inicio de operaciones está programado para el cierre de 2024, tiene como fin la importa-



“HAY QUE MIRAR HACIA ADELANTE CON UNA VISIÓN DE 20 O 30 AÑOS. AL MIRAR CON VISIÓN DE LARGO PLAZO, SIN DUDA LA CONVERSIÓN DEL PETRÓLEO EN OTRAS FRACCIONES SON MÁS NOBLES Y TRAEN MAYOR RENTABILIDAD”

ción de etano para alimentar la planta Etileno XXI, propiedad de Braskem Idesa, en Coatzacoalcos.

Esta última planta recibía de Pemex alrededor de 66 mil barriles diarios (mbd) de etano, según un acuerdo comercial establecido en 2016. Una renovación del mismo a 20 años, celebrado en septiembre de 2021, estipuló una reducción a partir de 2023 a 30 mbd hasta 2025 y, de este año en adelante, Pemex proporcionará un volumen no determinado del gas que no ocupe en sus propias plantas petroquímicas.

De su lado, TQPM importará la mayor parte del etano de los productores de Estados Unidos y, de este modo, proveerá del energético complementario para Etileno XXI, además de que podrá interconectarse mediante un ducto de 10 kilómetros de longitud a los complejos de Pemex de Cangrejera y Morelos para un futuro abasto.

Leite aclaró que por el momento Etileno XXI opera más o menos a 75 por ciento de su capacidad, con una producción cercana a 750 mbd de polietileno, pero con una expansión de 20 por ciento podría llegar hasta un millón 200 mil toneladas al año.

**450
MILLONES
DE DÓLARES
ES LA INVERSIÓN
ESTIMADA EN
LA TERMINAL
QUÍMICA PUERTO
MÉXICO**



Imagen de firmufilms en Freepik

“Nosotros decimos que la Terminal Química Puerto México vendrá a permitir la plena ocupación de las capacidades de los tres grandes complejos petroquímicos que están ahí, Cangrejera, Morelos y BI”, afirmó.

REFINERÍAS PETROQUÍMICAS, PENSAR A FUTURO

Mirando hacia el futuro, Cleantho Leite estimó que México debe ir pensando en el desarrollo de la llamada “refinería petroquímica”, refinerías que producen no solo combustibles, sino que aprovechan el petróleo crudo para derivar productos petroquímicos.

“Este es un tema que no se puede hacer de inmediato, pero se debe poner atención, estudiarlo y analizarlo, porque estas refinerías petroquímicas permiten que la materia prima sea no solo el gas, sino el petróleo”, expresó.

Al respecto, consideró que hay corrientes dentro del análisis del sector energético que consideran para mediano plazo una demanda menor del petróleo como materia pri-

ma para la elaboración de combustibles ante el avance de la transición energética y de los coches eléctricos, por ejemplo.

“Entonces, pensar en tener proyectos, ideas, estudios y discusión sobre esta tecnología para una refinería petroquímica no es algo que hay que dejar de hacer”.

Según empresas analistas de los mercados energéticos globales, tan solo en China podrían entrar en operación poco más de 500 proyectos petroquímicos relacionados con el petróleo crudo en el periodo 2021 – 2025. La Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que prácticamente todas las regiones del mundo, con excepción de Europa, incremen-

tarán su capacidad de producción de petroquímicos para 2050, siendo Medio Oriente y Asia las zonas con mayor crecimiento.

Incluso el gobierno mexicano ya lo vislumbra, al menos la empresa filial de Pemex, PMI Comercio Internacional. Este brazo comercializador de los crudos mexicanos en los mercados internacionales informó que, si bien la mayor cantidad del crudo pesado mexicano, tipo Maya, se vende a las refinerías de la costa oeste de Estados Unidos, hay un incremento constante en India y China, precisamente por la mayor proliferación de refinerías para combustibles, pero también para productos petroquímicos.

China e India registrarán los mayores aumentos de importación de crudo y condensados hacia 2050. La primera en particular pasará de cuatro millones de barriles diarios a unos 13 millones, mientras que India subirá de dos a casi ocho millones para esa fecha.

Ulises Hernández Romano, director general de PMI, consideró durante el Congreso Mexicano del Petróleo (CMP), que el uso de los hidrocarburos como fuente de petroquímica va a crecer en las siguientes décadas y coincidió en que la demanda de petroquímicos aumentará en Asia, América Latina y África porque se prevé mayor desarrollo económico en estas zonas.

Además, subrayó que la demanda de crudo para la producción de petroquímicos está menos afectada en los escenarios de reducción de emisiones.

En este contexto, Cleantho Leite manifestó la necesidad de mantener una visión de 20 o 30 años.



Imagen de standret en Freepik

Tenemos ahora seis refinerías, la de Deer Park y se está construyendo la de Dos Bocas. ¿Consideraría usted que las que tenemos nos podrían servir precisamente para reorientar esta tendencia de refinar petróleo para elaborar combustibles a refinar para petroquímica?

“Eso dependería de la configuración de las actuales plantas, si son plantas que pueden reconvertirse, o es si es necesaria una inversión completamente nueva e independiente”, explicó.

"Lo que sí creo es que hay que mirar hacia adelante con una visión de 20 o 30 años. Al mirar con visión de largo plazo, sin duda la conversión del petróleo en otras fracciones son más nobles y traen mayor rentabilidad, además de que pueden estar sobrando los combustibles líquidos en 15 o 20 años, se están consumiendo mucho menos, entonces sí hay que estar pensando en estas cosas".

El directivo se pronunció para que en México se lleve a cabo una reflexión de largo plazo y no discusiones sobre soluciones de corto plazo. >



**ALEJANDRO
VILLALOBOS HIRIART***
INGENIERO QUÍMICO

Reflexiones sobre el restablecimiento de la industria petroquímica

La industria petroquímica se encuentra en una crisis sin precedentes por diferentes causas que van desde la falta de una idea concisa de lo que se pretende hacer con esta industria, hasta la carencia de inversión. Esto ha causado una disminución generalizada en la producción de productos petroquímicos.

La rehabilitación de esta industria es fundamental para incrementar la rentabilidad de Pemex, ya que es la que potencialmente más utilidades producirá en el futuro.

La industria petroquímica mexicana tuvo un inicio relativamente tardío y es hasta 1958 cuando se da la instrucción de iniciarla formalmente en el país. Posteriormente, en 1964 se establecería el primer marco legal dando lugar a las primeras inversiones tanto estatales, como privadas.

De esta forma, la estrategia seguida por el gobierno federal fue exitosa y se obtuvo un incremento en la producción que fue orgullo nacional en los siguientes 30 años.

Posteriormente, los lineamientos estratégicos originales para fundar esta industria fueron relajándose con el tiempo. Haberse iniciado con dos sectores claramente definidos –que fomentó la creación y el crecimiento de la industria– ocasionó la ruptura de la cadena de valor que es característica de esta industria.

La parte petroquímica a cargo de Pemex fue la más onerosa en costo de capital, pero también la que menos utilidades producía. Esta situación originó la impresión de que no se generaba la riqueza esperada; por tanto, se justificó disminuir paulatinamente la inversión y, con ello, decreció el suministro de materias primas, a la par de la producción y el suministro de petroquímicos a la industria privada. Para subsistir, esta última comenzó a sustituir los productos nacionales con importaciones, situación que prevalece y que deteriora la balanza comercial del país.

Por otra parte, la producción de gas amargo ha disminuido, mientras que la contaminación del gas natural con nitrógeno ha subido. Esto afecta la producción de gas seco, lo que causa que su poder calorífico no cumpla con la especificación de capacidad calorífica. Para subsanar este requerimiento se vaporiza etano, pero esto resulta en una menor producción de etileno.

La inyección de nitrógeno fue parte del proyecto de modernización de Cantarell, que consistió en usarlo para presionar el yacimiento y evitar la invasión de agua. La disminución del gas seco producido nacionalmente ha derivado en un incremento en la dependencia de las importaciones.

Otro elemento negativo de la contaminación del nitrógeno consiste en

la gran cantidad de gas natural enviado a la atmósfera.

Por otra parte, el plantel productivo de la Dirección de Pemex TRI tiene grandes rezagos en el mantenimiento tanto correctivo como preventivo y en la actualización tecnológica de las plantas. Para corregir lo anterior, se proponen las siguientes acciones:

1. En los Centros de Procesamiento de Gas, mejorar la recuperación de etano, modernizando las plantas y modificando los internos de las columnas fraccionadoras.

2. Reducir la inyección de nitrógeno, sustituyéndolo por gas seco.

3. Recuperar los hidrocarburos de los nuevos campos descubiertos e integrarlos a los centros de procesamiento de gas. Este proyecto se está iniciando actualmente.

4. Incrementar la producción de gas amargo y de petróleo crudo a partir de yacimientos no convencionales. Esto fomentaría la creación de una nueva industria petroquímica.

5. En el corto plazo, incrementar la importación de etano, aprovechando los vaporizadores ecológicos ya instalados en la Terminal Refrigerada de Pajaritos.

6. En los Complejos Petroquímicos:

6.1. En Cosoleacaque, mantenimiento a las plantas 5 y 7. Rehabilitar las plantas de urea de Pajaritos para aprovechar la producción de amoniaco.

6.2. La disminución de la producción de etano está afectando la producción de etileno; sin embargo, las plantas de etileno de Cangrejera y Morelos pueden mo-



dificarse para alimentar una mezcla de hidrocarburos, como el etano, propano y gasolinas naturales. Paralelo a la producción de etileno se producirían propileno, butadieno, butenos y aromáticos.

6.3. Rehabilitación del Complejo de Aromáticos de Cangrejera. Se han adquirido las tecnologías correspondientes y se tiene elaborada la ingeniería básica para incrementar la producción de aromáticos. Falta elaborar el proyecto de integración desde las plantas de etileno y la planta reformadora catalítica de naftas.

6.4. Usar el coque producido como materia prima para la producción de gas de síntesis, energía eléctrica y vapor mediante el proceso de gasificación, que también puede procesar crudo pesado, combustóleo

y carbón, transformándolos en gas de síntesis que puede usarse como combustible o como materia prima para elaborar hidrógeno, amoníaco y metanol.

6.5. La integración de la Refinería Petroquímica. Quedarán disponibles las plantas de reformación catalítica de naftas, que pueden usarse para la producción de aromáticos e hidrógeno. Las plantas de desintegración catalítica pueden modificarse para incrementar la producción de etileno, propileno, isobuteno y buteno.

6.6. Promover la reserva territorial en los Complejos Petroquímicos para la instalación de plantas de petroquímica secundaria y terciaria. Son las áreas de Coatzacoalcos, en los Complejos de Cangerjera, Morelos y Pajaritos; de San Martín Texmelucan en Puebla; de Escolín en Poza Rica y de Camargo en Chihuahua. Cuentan con terrenos urbanizados e infraestructura de servicios industriales para ofrecerse en renta para el desarrollo de nuevos proyectos en conjunto con la iniciativa privada.

ANTE LA FALTA DE RECURSOS DE PEMEX, SE REQUIERE LA VOLUNTAD POLÍTICA PARA CREAR UNA NUEVA INDUSTRIA PETROQUÍMICA CON PARTICIPACIÓN PÚBLICA Y PRIVADA

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

6.8. Fomentar inversión para impulsar reciclado de plásticos.

7. En refinación, además de la construcción de la refinería "Olmeca", se recomienda desarrollar estos proyectos:

7.1. Aproximarse a las composiciones de crudo consideradas en las especificaciones originales de las refinerías.

7.2. Revisión de la capacidad de la red de distribución de petrolíferos del SNR para poder recibir los petrolíferos importados de la refinería de Deer Park y los que se generen en la "Olmeca".

7.2. Iniciar los proyectos de modernización de los procesos de refinación.

CONCLUSIONES:

Ante la falta de recursos de Pemex, se requiere necesariamente la voluntad política para crear una nueva industria petroquímica con participación pública y privada que genere valor agregado en hidrocarburos. La dependencia del gas natural importado plantea la necesidad de explotar yacimientos no convencionales, lo que podría detonar el crecimiento de la petroquímica.

Por la falta de etano es conveniente flexibilizar las cargas a las plantas de etileno, como el craqueo de una mezcla de etano, propano y naftas, lo cual generaría productos como los aromáticos, propileno, butenos y butadieno.

En el futuro, crear refinerías petroquímicas para incrementar la producción de petroquímicos. A largo plazo elaborar hidrógeno verde. El reciclado de plásticos es una tarea muy importante que debe impulsarse cuanto antes. >

Ing. Alejandro Villalobos Hiriart: Ingeniero químico por la UNAM y maestro en Economía por el ITESM, posee una amplia trayectoria profesional de 54 años. Ha ocupado diferentes cargos en Pemex y en el Instituto Mexicano del Petróleo, además de ser asesor del consejero independiente Rogelio Gasca Neri. Actualmente preside el Comité Técnico de Petroquímica del IMIQ, es miembro del Centro de Estudios Estratégicos Nacionales (CEEN) y vicepresidente de Ramas Industriales en la Federación Mexicana de Profesionales de la Química (FMPQ). Es académico titular en la Academia de Ingeniería México.

NEARSHORING, LA RUTA PARA CRECER: ANIQ

EL 2022 FUE UN AÑO COMPLEJO PARA LA INDUSTRIA, DEBIDO A LA VOLATILIDAD EN EL MERCADO INTERNACIONAL Y AUNQUE TODAVÍA NO RECUPERAN LOS NIVELES DE PRODUCCIÓN PREVIOS A LA PANDEMIA, MIGUEL BENEDETTO, DIRECTOR GENERAL DEL ORGANISMO, CONFÍA EN LAS ÁREAS DE OPORTUNIDAD QUE GENERARÁ EL NEARSHORING

POR: **MARIO ALAVEZ**

La industria química tuvo un año complejo derivado de distintos factores, como la guerra entre Rusia y Ucrania, los incrementos en los costos de las materias primas y el desabasto de algunos productos, lo que ha impactado en la producción del sector en general, misma que no ha llegado todavía a los niveles previos a la pandemia.

Pero Miguel Benedetto, director general de la Asociación Nacional de la Industria Química (ANIQ), asegura que México tiene en sus manos una gran oportunidad para detonar el crecimiento del sector, debido al nearshoring.

En entrevista con Energía a Debate, el especialista asegura que de acuerdo con un estudio realizado en conjunto con la consultora McKinsey, la tendencia de la relocalización de las industrias a nivel mundial, abre la puerta para que México reciba empresas basadas en Asia, que buscan mejores condiciones de proveeduría y un mejor acceso al mercado norteamer-

cano, que se mantiene como el más importante del mundo.

“En términos generales hoy, como industria química tenemos una gran oportunidad que estamos analizando. El primero de ellos es que hoy está habiendo un reposicionamiento de la industria a nivel mundial con todos los problemas que se están teniendo en Asia y los problemas de abasto en las principales cadenas de suministro. Hoy tenemos una muy buena oportunidad para que muchas de las inversiones que estaban en Asia para abastecer al mercado norteamericano se localicen, entre otros países, en México”, comentó.

El estudio *Reimaginando la industria química en México*, elaborado en conjunto por la consultora McKinsey y la ANIQ considera que efectivamente el país tiene una oportunidad enorme para incrementar el potencial de crecimiento del sector a partir de su acuerdo comercial con Estados Unidos.



Hoy tenemos una muy buena oportunidad para que muchas de las inversiones que estaban en Asia para abastecer al mercado norteamericano se localicen, entre otros países, en México”

Miguel Benedetto, director general de la ANIQ

Entre ellas, destaca el tamaño del mercado doméstico, que alcanza cerca de 40 mil millones de dólares anuales en productos químicos, de los cuáles 12 tienen un alto potencial de crecimiento, a partir de la demanda de la industria manufacturera.

“Esto pone a México entre los 15 consumidores más grandes de petroquímicos a nivel mundial”, detalla el estudio.

El estudio abunda que el nearshoring será parte fundamental de este crecimiento, pues las compañías que tengan sus operaciones en México tienen acceso al mercado latinoamericano y al estadounidense, con acuerdos comerciales favorables, cortas distancias logísticas, un transporte 50 por ciento más barato y 80 por ciento más rápido que los embarques provenientes de países asiáticos.

“Esta es una enorme oportunidad, porque Estados Unidos continúa teniendo un crecimiento muy importante, continúa siendo la principal economía y no hay un sector industrial en ningún lugar del mundo que no tenga insumos de la industria química. Entonces, si



MIGUEL BENEDETTO,
DIRECTOR GENERAL DE LA
ASOCIACIÓN NACIONAL DE LA
INDUSTRIA QUÍMICA

crédito: Cortesía ANIQ

queremos traer industria automotriz, siderúrgica, aeroespacial, la que sea, vamos a tener que incrementar de forma importante la proveeduría doméstica de la industria química y eso nos ofrece una enorme ventaja”, dice Benedetto a este medio.

El estudio de McKinsey añade que el país tiene acceso competitivo a materias primas y reservas, pues cuenta con campos de gas como Lakach, ubicado en aguas profundas.

A esto se suman fuertes cadenas de reciclaje de plásticos, así como un país vanguardista en el reciclaje de tereftalato de polietileno, mejor conocido como plástico apto para envasado de alimentos.

El estudio detalla que entre 15 y 20 por ciento de los plásticos que se generan en el país son reciclados, porcentajes superiores a los de naciones como Brasil, India y Estados Unidos.

También cuenta con fuentes renovables como la potencia de radiación solar o la calidad eólica para generar energía, lo que genera costos que pueden ser hasta 20 por ciento más bajos que en el resto del mundo.

“México está entre los cinco países más económicos para proveer energía solar de bajo costo”, añade el documento.

A todos estos factores, el estudio de McKinsey remata señalando el potencial humano del país, con costos salariales que son aproximadamente 95 por ciento más bajos que en Estados Unidos y 65 por ciento más baratos que en China.

Pero ambos organismos advierten que no todo es miel sobre hojuelas. Según McKinsey, esta ventana de oportunidad se cerrará en la próxima década, debido a la velocidad del



Crédito: iStock

cambio global y los movimientos de las compañías e inversionistas para captar las tendencias de transición energética y sustentabilidad.

“Establecer una presencia en una nueva cadena de valor puede generar mejores márgenes y atraer nueva inversión”, remata el estudio de la consultora internacional y la ANIQ.

RETO MAYÚSCULO

El reto principal desde la perspectiva de Miguel Benedetto tiene nombre y apellido: incrementar la producción de petroquímicos, así como la de gas natural.

Para lograr estos objetivos, el directivo de la ANIQ considera que es necesario trabajar de la mano con Petróleos Mexicanos para aumentar la proveeduría nacional y no depender de las importaciones, situación que “obviamente, encarece la cadena de suministro”.

“Para poder materializar eso necesitamos contar con proveeduría nacional, fundamentalmente la proveniente de Pemex”, adelanta.

Hoy, de acuerdo con cifras de la ANIQ, el sector petroquímico nacional depende en 69 por ciento de las importaciones de estos pro-

ductos, principalmente en apartados como gas natural y el etileno.

Por ello, dice Benedetto, Petróleos Mexicanos debe buscar invertir en la producción de gas natural dentro del país, mientras que el gobierno federal requiere abrir las puertas a los privados en un mercado donde “hay espacio para todos”.

“Nosotros creemos y lo venimos diciendo desde hace muchos años es que hay espacio para todos: para Pemex y para los privados. No necesariamente se han venido generando las condiciones para que el sector privado pueda continuar participando en el sector energético. Entonces, para nosotros lo ideal es que participe Pemex solo, en alianza con el sector privado, y obviamente que el sector privado lo haga de manera independiente si así lo desea”, comenta Benedetto.

Otro factor que requiere de un cambio urgente es el eléctrico. “En el sector eléctrico, las condiciones no son diferentes y pues también las necesidades del país, el crecimiento y el aprovechamiento del nearshoring que estábamos hablando, requieren de renovable, de otra manera, vamos a tener problemas de exportación por los impuestos verdes que se están poniendo en las principales economías del mundo”, comenta el experto.

La falta de producción de materias primas se ha reflejado en 10 años perdidos para la industria mexicana.

El estudio de McKinsey detalla que en la última década la demanda global de químicos ha crecido 3.5 por ciento, un ritmo más acelera-

do que el correspondiente al Producto Interno Bruto (PIB) mundial.

En ese mismo periodo, distintos países han incrementado el tamaño de sus industrias químicas de manera significativa, donde destaca China, que duplicó su producción en ese lapso.

En contraste, “México no ha participado en la historia de éxito de la industria química global”. La razón: una disminución en la producción doméstica de químicos.

“De hecho, la producción química de México ha caído alrededor de 30 por ciento en la última década, principalmente debido a la disminución de productos petroquímicos y agroquímicos”, detalla el estudio.

40 MIL MDD

es el valor estimado del mercado químico mexicano, según el directivo de la ANIQ

SUBSECTORES FUERTES

Si bien la industria química como tal todavía no alcanza el volumen y el valor que tenía en 2019, hay subsectores que han mostrado resistencia, y que incluso durante la pandemia lograron mantenerse al alza, según Benedetto.

Estos sectores fueron los plásticos de empaque, las resinas, los selladores y los adhesivos. Todo ello, derivado de los cambios en los hábitos de consumo a partir de la pandemia.

“Lo que ha traído la pandemia es una diferenciación en los patrones de consumo. Ahora, todo este tema de que las compras se hicieron en la pandemia, y para muchos ya es una manera de comprar, por las plataformas electrónicas, ha traído para el subsector de tintas, adhesivos o insumos para envases un incremento importante que, hablando de subsector, estos subsectores ya han excedido los niveles pre pandemia”, comentó. >



CPEF
Consejo de profesionales
en energía fotovoltaica

Diplomado en Alta Dirección para las Mujeres en la Industria de Energía

El camino a liderar una empresa de
energía está aquí.

PRIMER EDICIÓN
INICIO: 16 DE FEBRERO 2023

**¡Adquiere actitudes y
aptitudes gerenciales o
de alta dirección!**

Aprendizaje: Reconocer, analizar y
desarrollar habilidades en el
liderazgo y las implicaciones para
una mujer a cargo de una empresa,
área o personal del sector
energético.

Plan de Estudios Avalado por la
Secretaría de Educación Pública.

332 549 2116 

contacto@cpef.org.mx 

www.cpef.org.mx 



ÁLVARO RÍOS ROCA*

DIRECTOR GENERAL
DE GELA

El futuro de la urea en los países de Sudamérica

El número de habitantes del planeta sigue creciendo. Recientemente hemos cruzado el umbral de ocho billones de personas; además los habitantes de los países en vías de desarrollo desean igualar en bienestar a los países desarrollados.

Finalmente, los países y regiones desean crecer su PIB a mayores tasas cada año y así poder dotar de mejores ingresos a sus ciudadanos.

La suma de estos factores implica un incremento en la demanda de materias primas, más demanda de energía, alimentos, etcétera.

Las tierras cultivables y con potencial de expansión para nuevos cultivos son cada vez menos accesibles y en áreas cada vez más sensibles. La tierra es ya un bien escaso para las necesidades y condiciones de demanda de alimentos citadas anteriormente. ¿Qué se puede hacer?

Sin duda que la tecnología y la genética en los alimentos juegan y van a jugar un papel fundamental en adelante para producir más alimentos en menores extensiones de tierra. Otro aspecto está relacionado a mantener la nutrición de la tierra para lograr más y mejores cultivos. Para esto último, los fertilizantes juegan un papel fundamental.

Si bien hay más de 14 nutrientes esenciales que los fertilizantes proveen a los suelos, los principales se basan en el nitrógeno (N), fósforo (P) y potasio (K). En esta entrega nos centraremos en el más importante fertilizante, que es la urea. Los mercados mundiales de la urea siguen muy afectados por la invasión de Rusia a Ucrania lo que ha causado serias disrupciones en la cadena de valor y los precios. Factores políticos, económicos y logísticos se conjugan para explicar cómo llegar de los productores a los usuarios finales.

Sudamérica no escapa a esta realidad al ser una región agrícola. Es deficitaria en urea, y se ha visto comprometida a pagar precios muy elevados a lo que se suma la escasez en el mercado. Esto ha afectado la producción agrícola. Los países productores en la región son Trinidad Tobago, Venezuela, Bolivia, Brasil y Argentina. De estos países los únicos que son autosuficientes

son Venezuela y Trinidad y Tobago, los restantes son importadores.

Venezuela tiene tres plantas de urea en tres complejos petroquímicos. Al presente, solo produce una. Deudas a proveedores y una desastrosa gestión empresarial por parte del Estado no permiten producir urea a mayor capacidad en estas plantas. En los siguientes cinco años se espera que estas plantas puedan pasar al sector privado y por lo tanto la producción a mayor escala. No se esperan nuevas plantas en el corto y mediano plazo.

Trinidad y Tobago tiene dos plantas de urea que trabajan con base en gas natural. La capacidad de producción de gas natural en Trinidad y Tobago está en fuerte declive, y por lo tanto el abastecimiento a las plantas corre riesgo en los próximos cinco años. Existe algo de nueva exploración, pero habrá que esperar resultados positivos de hallazgo comercial. Otra opción es traer gas natural desde Venezuela, no solo para las plantas de

LOS MERCADOS MUNDIALES DE LA UREA SIGUEN MUY AFECTADOS POR LA INVASIÓN DE RUSIA A UCRANIA LO QUE HA CAUSADO SERIAS DISRUPCIONES EN LA CADENA DE VALOR Y LOS PRECIOS.

urea sino para las plantas de GNL. Las sanciones y las condiciones regulatorias y de credibilidad del país no permiten avances para esta opción.

En Perú, está a nivel de proyecto y estudio una planta nueva de urea en el distrito de San Juan de Marcona. Esta planta producirá amoníaco y urea, para atender a los mercados de fertilizantes en América del Sur y la costa oeste de América. Se pretende utilizar el gas de Camisea que puede llegar a través de las concesiones de TGP y de Contugas. Los problemas políticos recientes son una amenaza para este proyecto que está siendo impulsado por el sector privado. Por ahora importa todos sus requerimientos.

Bolivia, de la mano de la estatal YPFB, desde 2016, tiene una planta de urea en la localidad de Bulu Bulu al centro del país. La ubicación de esta planta es muy complicada, lo que sube sus OPEX y ha resultado en un CAPEX muy elevado. En casi siete años de operación, la planta

Álvaro Ríos Roca es socio director de Gas Energy Latin America. Dirige estudios y lleva a cabo servicios de consultoría en energía en América Latina, enfocado en la cadena de gas natural, energía eléctrica y petroquímica. Fue secretario ejecutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) entre 2006 y 2007 y Ministro de Hidrocarburos de Bolivia entre 2003 y 2004. Estudió Ingeniería Química en la Universidad de Texas A&M y realizó estudios de posgrado en Ingeniería Química en la Universidad de Houston.



Foto: Imagen de Drazen Zigic en Freepik

ha sufrido varios paros por problemas técnicos y de logística para llegar al mercado. Un reciente estudio da cuenta de que en promedio hasta mediados de 2022 solo operó al 26 por ciento de su capacidad. Desde mediados de 2022 la planta viene operando continuamente, pero los datos indican que solo lo hace a capacidad de 50 a 60 por ciento. El mercado es abastecido por urea nacional y algo de importada.

Brasil tiene cuatro plantas de producción de urea, dos plantas sin operar y es un gran importador de varios países del globo. Una de las plantas está parada por falta de gas natural competitivo. Brasil importa el gas natural de Bolivia, vía GNL y planea importar de Argentina, lo que resulta en un gas

no competitivo. En una década visualizamos que gas asociado al petróleo que está siendo reinyectado en el Presal podría llegar a las costas competitivamente, con lo cual se podrían desarrollar y abastecer las actuales y nuevas plantas.

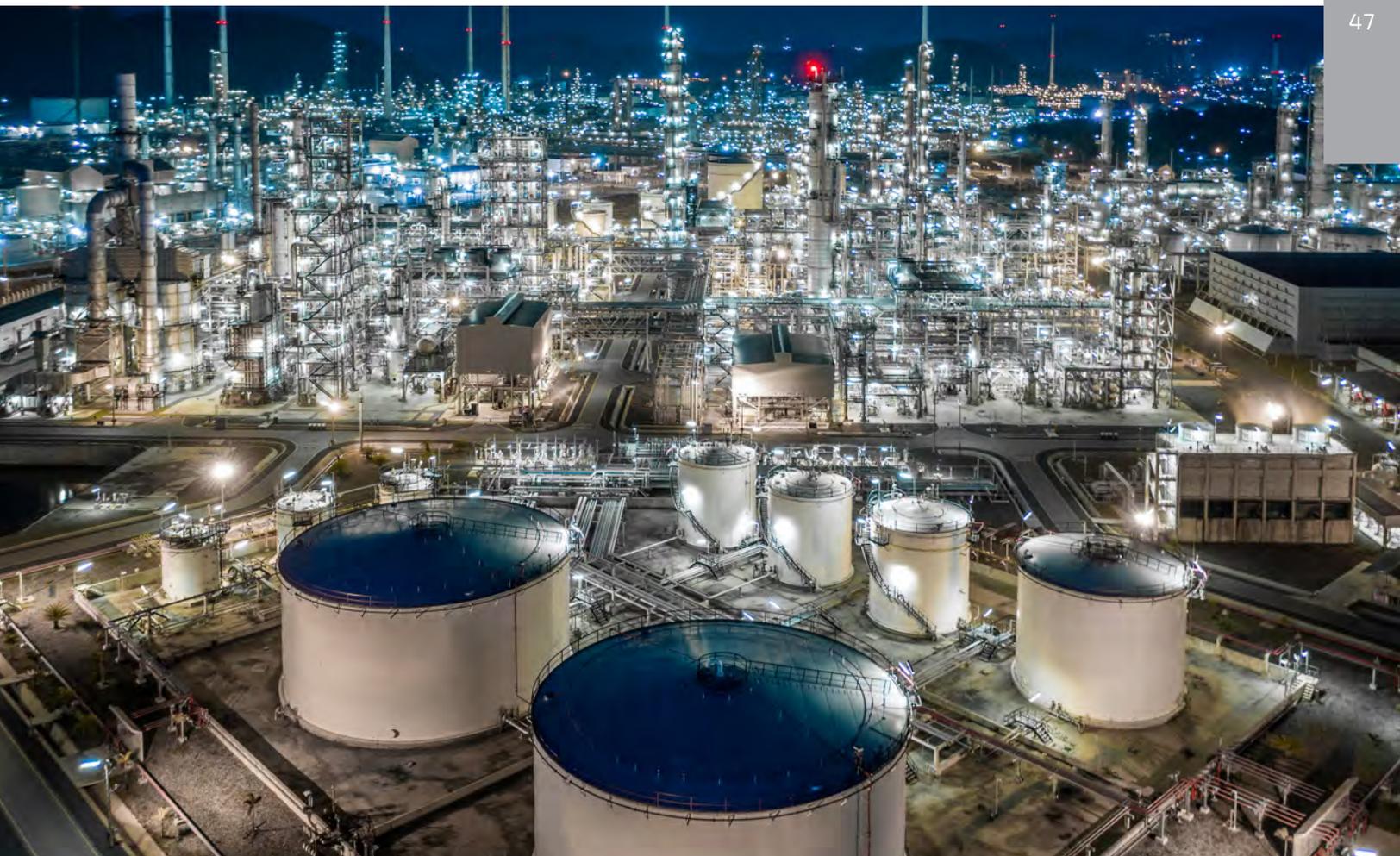
Argentina tiene una sola planta de urea y es también gran importador del producto. El gas asociado y no asociado de Vaca Muerta es sin duda una alternativa para una o dos nuevas plantas en los próximos cinco años. La situación macroeconómica no ayuda para traer inversión privada.

En resumen, Sudamérica seguirá siendo un gran importador de urea y podríamos ver nueva capacidad en la próxima década en Brasil, Argentina y Perú. >

LA PETROQUÍMICA ES LA INDUSTRIA DEL FUTURO PARA LOS HIDROCARBUROS

EL USO DE LOS COMBUSTIBLES ESTÁ EN SU OCASO, PERO LOS
HIDROCARBUROS TRANSITARÁN A LA PETROQUÍMICA, UN
SECTOR QUE ES MENOS AGRESIVO CON EL AMBIENTE Y JUGARÁ
UN PÁPEL PREPONDERANTE EN LA ELECTROMOVILIDAD

POR: **MARIO ALAVEZ**



Crédito: iStock

El mundo entero está en una fase de transición donde el espacio para los combustibles fósiles está cada vez más acotado, y justo estos insumos son los que en la actualidad consumen más petróleo, una tendencia que llegará a su pico, a más tardar en 2030.

La transición energética no implica necesariamente reducir el uso de los hidrocarburos, sino más bien, en cuál será su destino, así como su impacto ambiental.

De acuerdo con el World Energy Outlook 2022 de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), si bien la demanda de petróleo a nivel mundial alcanzará su pico en 2030, descenderá muy suavemente hasta 2050, en el escenario más conservador.

El pico esperado para la demanda, de acuerdo con el organismo internacional, es de 103 millones de barriles diarios.

Rosanety Barrios Beltrán, especialista de Voz Experta, asegura que es necesario considerar que el interés por conseguir la meta de evitar que la temperatura global aumente por encima de 1.5 grados.

“Aunque la meta es complicada, los esfuerzos se van a mantener, la transición energética va, quizás, donde exista la duda, es qué tan rápidamente puede ser implementada”, mencionó.



Más de la mitad de la actual capacidad de refinación enfrenta el riesgo de menor utilización o cierre para 2050”

Agencia Internacional de Energía

La especialista detalla que el mayor uso actualmente para el uso del petróleo es la refinación de combustibles: diésel, gasolina y turbosina.

“La mayor parte del petróleo se utiliza para hacer combustibles para transporte por ruedas y las emisiones más relevantes del uso del petróleo están ahí, en el uso que se le da cada que nos transportamos”, aclara.

ARABIA Y EU, BOTONES DE MUESTRA

Arabia Saudita y Estados Unidos son los mayores productores de petróleo del mundo. Hoy, estas dos naciones extraen más de 30 millones de barriles diarios del hidrocarburo, y son responsables de dos terceras partes del abasto mundial, de acuerdo con datos de la Agencia de Información Energética de Estados Unidos.

CIERRES EN EU

Desde el inicio de la pandemia, en Estados Unidos la apuesta por las refinерías se contrajo, con el anuncio de diferentes empresas que decidieron cerrar este tipo de plantas.

En total, EU ha perdido una capacidad estimada en más de un millón de barriles diarios y se espera que la tendencia siga en los años posteriores.

Instalaciones cerradas desde el inicio de la pandemia:

- Lyondellbasell, en Houston. Capacidad de refinación: 263 mil 776 barriles diarios (bd).
- Phillips 66, ubicada en Louisiana, con una capacidad de refinación de 255 mil bd.

A LA CARGA

La transición energética obligará a un pico de demanda en la gasolina en el corto plazo y caerá a medida que se implementen como norma los vehículos eléctricos, detalla la IEA.

En Europa, la iniciativa Fit for 55 establece que a partir de 2035 todos los autos nuevos que se vendan en la Unión Europea deberán ser eléctricos, mientras que en Estados Unidos se espera que al menos la mitad de los autos nuevos sean eléctricos en ese mismo año.

98%

bajará el uso del petróleo para hacer combustibles automotrices en 2050

“Lo que hay muy claro, una decisión tomada a nivel global, es la penetración del motor eléctrico en el transporte ligero en lugar de la gasolina”, menciona Rosanety Barrios en entrevista.

Para la experta, la demanda pico de la gasolina está bastante cerca, porque además de las metas establecidas por los países, están los objetivos de las armadoras automotrices, que en su mayoría han puesto como fecha límite 2030 para dejar de fabricar vehículos de combustión interna.

- La planta St. Croix, ubicada en Islas Vírgenes (territorio de EU) también mantendrá sus puertas cerradas. Tenía una capacidad de refinación de 650 mil bd.
- Refinería de Shell, ubicada en St. James, Louisiana. Capacidad: 240 mil bd.

APUESTA POR PETROQUÍMICAS

Arabia Saudita tiene grandes planes para la petroquímica a partir de inversiones multimillonarias para sustituir gradualmente a la refinación.

El 6 de diciembre del año pasado, Saudi Aramco, la petrolera estatal árabe, anunció la construcción de la planta petroquímica más grande del mundo.

El ministro de Energía de ese país, Abdulaziz bin Salman, dijo en la presentación del proyecto que la asociación de Saudi Basic Industries Corporation (Sabic) firmó un acuerdo con Saudi Aramco para construir un complejo petroquímico que convertirá 45 por ciento del hidrocarburo en productos químicos directos.

Este proyecto se ubicará en la ciudad Ras al-Khair y contará con una capacidad de producción de 400

mil barriles por día, aunque adelantaron que podrá aumentar la capacidad máxima y proporcionar materias primas adicionales.

En segundo término, Saudi Aramco y TotalEnergies anunciaron la construcción de una planta petroquímica de escala mundial también en el territorio árabe.

En un comunicado conjunto, detallaron que el complejo “Amiral” será propiedad, será operado e integrado con la refinería SATORP existente ubicada en Jubail en la costa este de Arabia Saudita.

El complejo integra un craqueador de alimentación mixta capaz de producir 1.65 millones de toneladas anuales de etileno, el primero en la región en integrarse con una refinería.

El proyecto representa una inversión de alrededor de 11 mil millones de dólares, de los cuales cuatro mil millones serán financiados a través del capital de Aramco (62.5%) y TotalEnergies (37.5%). Su construcción está programada para comenzar durante el primer trimestre de 2023 con la operación comercial prevista para 2027.

“Eso solo implica que en siete años, el uso de las refinerías va a bajar. Pensar que la recuperación de una refinería te va a llevar menos de 30 años es inadecuado. Entonces, eso implica necesariamente que ninguna economía desarrollada va a aumentar su capacidad de refinación, porque no da tiempo para recuperar la inversión”, comentó Rosanety Barrios.

“La diferencia es que cuando entras a una planta petroquímica el producto que más se consume son plásticos y, si bien contaminan, no tienen las emisiones que tiene la gasolina. Eso provoca que la petroquímica sea menos agresiva con el ambiente y, aunque es cierto que en el mundo hay una campaña por desaparecer el plástico de un solo uso, como todavía no hay un sustituto para el resto del plástico, es mucho más alta la posibilidad de que las petroquímicas subsistan por muchos más años”, asegura.

En este mismo sentido, Erick Sánchez Salas, vicepresidente de Desarrollo de Negocios para México y Centroamérica de Rystad Energy, la industria petrolera se hará más intensiva en plásticos, debido a la proliferación de los autos eléctricos.

“Los nuevos materiales con los que se busca hacer más ligeros y moldeables nos lleva a que haya una mayor demanda de esos productos y que sea una de las macrotendencias y, con base en eso, tomar decisiones”, comenta.

EL RUMBO DE LA DEMANDA PETROLERA

La IEA asegura que los principales sectores que tendrán un incremento en el uso de petróleo serán la aviación, el transporte marítimo, la petroquímica y los camiones pesados.



Crédito: Cortesía Aramco

En el escenario más conservador, estos sectores ven un aumento en la demanda de alrededor de 16 millones de barriles diarios entre 2021 y 2050, pero desde mediados de la década de 2030, el crecimiento en estos sectores se ve más que compensado por la disminución del uso de petróleo en otros lugares, especialmente en autos ligeros, edificios y generación de energía, asegura el organismo que dirige Fatih Birol.

Sin embargo, al revisar los escenarios más agresivos hacia la transición energética, la IEA pronostica que “más de la mitad de la actual capacidad de refinación enfrenta el riesgo de menor utilización o cierre para 2050, y hay pocas adiciones de capacidad después de que los proyectos actualmente en construcción entren en funcionamiento”.

En el escenario más agresivo, denominado Net Zero Emissions (NZE), el uso de petróleo para automóviles de pasajeros cae 98 por ciento entre hoy y 2050, pero su uso para productos petroquímicos cae solo 10 por ciento, a pesar de las políticas para prohibir o reducir los plásticos de un solo uso, mejorar las tasas de reciclaje y promover materias primas alternativas. >

URGE AUMENTAR PRODUCCIÓN DE GAS PARA ALIMENTAR LA PETROQUÍMICA

ESPECIALISTAS CONSIDERAN QUE ESTA RAMA DE TRANSFORMACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS ESTÁ EN RIESGO ANTE EL DECLIVE DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

POR: MARGARITA JASSO

La petroquímica corre el riesgo de morir, en caso de que no se procure una mayor exploración y explotación para elevar la producción del gas, así lo advirtió Alma América Porres Luna, excomisionada del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

En entrevista con **Energía a Debate**, la especialista recordó que la petroquímica tiene una elevada dependencia en el gas, pues de acuerdo con la CNH, el 87 por ciento de la industria depende de este insumo.

El gas natural se puede encontrar de dos maneras: asociado y no asociado. El primero es el gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto

en aceite en los yacimientos. En tanto que el gas no asociado es el que se encuentra en el yacimiento y que no está mezclado con aceite en condiciones y presiones de temperatura originales.

Rosanety Barrios Beltrán, experta independiente en temas energéticos, y cofundadora de Voz Experta coincide en la urgencia de incrementar la producción del hidrocarburo.

“Lo primero que tenía que pasar era que México recuperara su producción de hidrocarburos, petróleo

y gas, y particularmente el gas húmedo, porque ahí está la materia prima, y para eso eran las rondas”, dice la especialista.

En este sentido, recordó que la producción de petróleo se mantiene a la baja en esta administración, mientras que la extracción de gas natural apenas se sostiene, además que del total del gas que se produce en el país, la mayor parte es consumida por la empresa productiva del Estado.

“Pemex solo no puede, se necesitan 100 manos y nada más tenemos las dos



de Petróleos Mexicanos”, mencionó Rosanety Barrios Beltrán.

En México, refiere Alma América Porres Luna, existen actualmente dos yacimientos principales de gas asociado: Ku-Maloob-Zaap y Akal, el pozo más importante de Cantarell, que en los últimos años ha padecido una sobreexplotación en su producción.

“Cuando inició la exploración y explotación en México, sobre todo en Veracruz y Tamaulipas, la mayor parte de los yacimientos eran de gas; entonces México desarrolló muchas habilidades en la parte de los yacimientos de gas. Sin embargo, cuando vino el boom que fue por los años 70 que se descubrieron los yacimientos de la Cuenca del Golfo, en el Sureste, hubo un giro y se priorizó a las Cuencas del Sureste, para preferenciar la producción del aceite únicamente”,



Pemex solo no puede, se necesitan 100 manos y nada más tenemos las dos de Petróleos Mexicanos”

*Rosanety Barrios Beltrán
Fundadora de Voz Experta*

pozos van teniendo una declinación natural”, afirmó.

Alma América Porres recuerda que el punto más alto de la producción de gas natural en México se alcanzó en 2009, año en el que se obtuvieron seis mil 534 millones de pies cúbicos diarios.

A partir de ahí, la tendencia ha sido hacia la baja y el promedio de 2022 con corte a noviembre del año pasado se ubicó en cuatro mil 400 millones de pies cúbicos diarios de gas sin nitrógeno.

La producción de gas proviene de nueve campos, pero los principales siguen siendo Maloob y Akal.

URGE MODIFICAR LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN MÉXICO

Alcanzar una mayor producción de gas en México, que reanime a la petroquímica, se debe de modificar la política energética actual para convertirla en una que reduzca la dependencia en importaciones, que aumente el nivel de almacenamiento y se regrese a esquemas de colaboración entre Pemex y privados.

Rosanety Barrios asegura que el problema de la producción de hidrocarburos en el país es que es “absolutamente imposible que Pemex pueda solo”.

“Quedó demostrado históricamente, esta administración a base de pura declaración lo ha negado, pero los hechos ahí están, la producción sigue

iStock



cayendo”, añade Barrios Beltrán.

“Si observamos la producción de petróleo con eso podemos estimar cuál es el futuro del país si no tenemos de inmediato un plan B”, comenta la fundadora de Voz Experta.

Cifras oficiales indican que México importa 94 por ciento del gas de un solo país, de Estados Unidos, y con infraestructura limitada.

De acuerdo con datos de la Secretaría de Energía, en diciembre de 2021, Pemex importó 712.4 millones de pies cúbicos diarios, donde 96.5 por ciento del total importado se ingresó por tres puntos: Camargo, Chihuahua; Monterrey, Nuevo León; y Reynosa, Tamaulipas.

“Pensamos que sí es más barato importar en este momento que producir nuestro propio gas, pero como política energética, no deberías de estar viendo nada más esa parte, deberías de ver toda la cadena relacionada a la petroquímica que es bien importante”, dice Alma América Porres.

Por otro lado, lamenta que en México no haya una mayor capacidad de almacenamiento de gas, en comparación con otros países, pues mientras en México la capacidad se ubica en el abasto de dos días, en naciones como Estados Unidos y Canadá pueden almacenar el hidro-

carburo para abastecerse durante 85 y 65 días, respectivamente.

“Eso sí es muy malo. Yo siempre promuevo nuevas inversiones de gas natural, porque en realidad, es

algo que todavía no se hace”, afirma.

Asimismo, para la experta uno de los factores que también deben de inter-

venir en una nueva política energética, es el regresar a que Pemex tenga una colaboración conjunta con privados, esquema conocido como farmout, para poder abrir nuevas oportunidades a la exploración y explotación de campos petroleros con mayor acceso al gas.

“Siempre he dicho que desde la infraestructura que se necesita para los yacimientos, no se puede solo. Sí creo que es bien importante tener toda la infraestructura desde procesos y sacar el gas y no quemarlo, con participación de privados, es fundamental”, asegura.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El gas no solo es fundamental para la supervivencia de la petroquímica, sino que es vital para los planes de transición energética que México tiene para adelante. Es un momento histórico, así lo describe Alma América Porres, quien en diciembre de 2022 concluyó su periodo como comisionada de la CNH, pero que reflexiona sobre la transición energética que priorizará a energías renovables.

“Desde hace mucho tiempo lo hemos dicho, el gas es la energía fósil de transición, y muchos países lo están tomando en serio”, dice.

Para la experta, si bien México no debería de dejar la producción de aceite, sí podría procurar la parte de exploración y explotación del gas para elevar los recursos prospectivos que tiene actualmente.

“Más o menos 51 por ciento de los recursos prospectivos nacionales se calculan que pueden ser gas, esto es bien importante para que se pueda considerar para el futuro”, concluye. >

51%

de los recursos prospectivos del país corresponden al gas natural, estima Alma América Porres Luna

DOS BOCAS, UNA REFINERÍA SIN MTBE

HASTA EL MOMENTO SE DESCONOCE SI LA PLANTA PROCESADORA QUE SE CONSTRUYE EN PARAÍSO, TABÁSICO, CONTARÁ CON LA TECNOLOGÍA PARA OBTENER ESTE INSUMO, ADVIERTEN ESPECIALISTAS

POR: **ULISES JUÁREZ**

La refinería “Olmeca” podía haber incluido la producción de MTBE, pero al final la elaboración de este elemento oxigenante de las gasolinas quedó fuera en el desarrollo de la obra.

De acuerdo con el permiso que la Secretaría de Energía (Sener) extendió a Pemex Transformación Industrial (PTRI), empresa productiva subsidiaria de Petróleos Mexicanos (Pemex), para construir la nueva refinería, esta tendrá 17 plantas que servirán para los distintos procesos con el fin de elaborar gasolinas y otros combustibles, gas licuado de petróleo (gas LP), coque, asfalto, gas seco, lubricantes, materia prima para negro de humo, azufre, propileno, propano, isobutano e isopropanol anhidro, además de teramil metil éter (TAME) y, por supuesto, el metil terbutil éter (MTBE), estos dos últimos para mezclar con los combustibles.

El isobutano, junto con otros componentes, es parte

de los elementos a partir de los cuales se elabora el MTBE.

En el permiso, documento donde aparece el nombre de Miguel Gerardo Breceda Lepeyre, director general de PTRI, en su calidad de representante del permisionario, el MTBE también está enlistado en el apartado “Utilización de la capacidad instalada por tipo de proceso”, en el cual se debería reportar el valor y el porcentaje, lo mismo en el apartado donde se solicita que se especifique el volumen en miles de barriles diarios en caso de que la “Olmeca” transfiera energéticos a otras refinerías.

La Auditoría Superior de la Federación (ASF), como resultado de la Auditoría de Desempeño con número 2020-6-90T9N-07-0436-2021 sobre el avance en la construcción de la refinería, encontró que en los sistemas digitales de simulación del proyecto incluso se había incrementado 47.5 por ciento el uso esperado del MTBE.

Aun cuando no se especifica el volumen de la producción del MTBE en la simulación, la ASF citó las razones por las cuales se aumentaría el uso de dicho oxigenante, además de gas natural y butano.

“[Se actualizó] la simulación de las ingenierías básicas por parte de los tecnólogos”, citó la ASF un documento de PTRI.

“En particular, PTRI informó que el incremento en gas natural se debió a



Foto: Cortesía Sener

‘la incorporación de las obras para el suministro de energía eléctrica y vapor por cogeneración’; en el caso del butano, fue por ‘la mayor producción de gasolina’, y en el MTBE por ‘una mayor producción de gasolina en la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM), la cual requiere de este compuesto’”, añadió.

Estos incrementos, detalló la empresa subsidiaria, se registraron durante la segunda etapa de la metodología de “carga frontal” (o FEL, por Front-End Loading), la cual se suele aplicar en la gestión de proyectos de inversión para reducir costos y mejo-

coquizadora, así como la obtención de gasóleo, isobutano, etileno y butilenos, entre otros elementos, con los cuales se elabora el oxígeno, no se menciona este último como producto final, ni siquiera para mezcla.

Hasta el momento, ni la secretaria de Energía, Rocío Nahle, ni el director general de Pemex, Octavio Romero, han hecho alguna mención de que la nueva refinería podría producir este componente.

Nahle García, quien supervisa el avance de la obra, solo ha referido los planes y programas para retomar y/o aumentar la producción de este oxígeno en el Sistema Nacional de Refinación (SNR).

En 2019, Nahle informó sobre un programa intensivo de rehabilitación de las seis refinerías con un presupuesto de mil 728 millones de pesos en 2020, ejercido en materiales, mano de obra y otros trabajos.

No existen datos sobre la producción actual de MTBE en el SNR, toda vez que, en caso de que algunas de las refinerías lo hagan, Pemex incluye su volumen de producción en el de las gasolinas terminadas.

Carlos Pani, exsubdirector comercial de Pemex Refinación, ahora PTRI, estimó que podría alcanzar los 30 mil barriles diarios, pero aclaró que es un cálculo personal.

En 2005, la capacidad instalada conjunta de las seis refinerías, con excepción de Minatitlán, era de 9.5 mil barriles diarios, de acuerdo con datos de Pemex.

La producción nacional, dice, no es suficiente para realizar las mezclas que requiere la producción de gasolinas, por lo que requiere importarlo, principalmente de los Estados Unidos.

En diciembre de 2021, Estados Unidos exportó 1.1 millones de barriles de MTBE, de los cuales 62 por ciento tenían como destino México, según cifras de la Agencia de Información de Energía de esa nación, equivalente a 682 mil barriles del oxigenante.

“La refinería [de Dos Bocas] no contempla la producción de MTBE, está estrictamente concentrada en la producción de gasolina y diesel”, aseguró Carlos Pani, exsubdirector comercial en Pemex Refinación.

Una posible razón, expuso, es que las gasolinas que salgan de la refi-

nería “Olmeca” tendrán como destino el sureste del país. “Prácticamente no requiere MTBE porque las condiciones climatológicas de esa zona son muy diferentes”. Sin embargo, inmediatamente precisó que esta es solo una posible explicación.

Otra razón es que quizá Dos Bocas vaya a producir la llamada “gasolina base”, es decir, aquella que no tiene ningún aditivo ni oxigenante y, por tanto, no está “terminada”. De ahí, posiblemente, se mande a otras refinerías, como Minatitlán, en Veracruz, para agregar el MTBE. “Pero no lo sabemos, no hay información, hay muchas cosas que no se saben. Y el problema es que cae uno en la especulación”, dijo Pani al respecto.

¿PRODUCIR O IMPORTAR MTBE?

México ya produce MTBE y, de acuerdo con los planes de la administración actual, Pemex trabaja para aumentar la capacidad de refinación para producir



Foto: Cortesía Sener

MTBE, con la finalidad de lograr la autosuficiencia energética.

Así consta, incluso, en el reporte de Pemex correspondiente al primer trimestre de 2022 dirigido a la Security Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos.

“Desde septiembre de 2019 hasta diciembre de 2021, se realizaron reparaciones mayores y menores en diversas instalaciones del Sistema

Nacional de Refinación. La mayoría de las reparaciones se realizaron en nuestras unidades de destilación de petróleo crudo, mezclas, reductores de viscosidad, coquizadoras, reformadoras catalíticas, unidades de desalinización de solventes, unidades de metil terc-butil éter (MTBE), unidades de alquilación, unidades de isomerización, hidrotratadores y unidades de recuperación

de azufre, así como instalaciones en el área principal de servicio y tanques de almacenamiento”, informó la empresa estatal.

En este sentido, la conveniencia de aumentar la producción nacional por sobre la importación depende de un estudio o análisis de costo-beneficio para el país.

“Se debe realizar un estudio de ‘cost-benefit analysis’ (CBA por sus siglas en inglés), en el cual se evalúe el beneficio económico y se compare con el manejo de los riesgos en el país si se decide producirlo nacionalmente”, explicó Talía Ortega-Trejo, doctora en Ingeniería Química por la Universidad de Sheffield, Reino Unido.



La refinería de Dos Bocas no contempla la producción de MTBE, está estrictamente concentrada en la producción de gasolina y diesel”

Carlos Pani
Exsubdirector Comercial de Pemex Refinación

Agregó que el análisis debe tomar en cuenta el tiempo, dinero y esfuerzo de producirlo localmente, cumpliendo estrictamente con la regulación, considerando además con el costo, la tecnología y el manejo de los riesgos necesarios, así como el impacto social para la toma de decisiones.

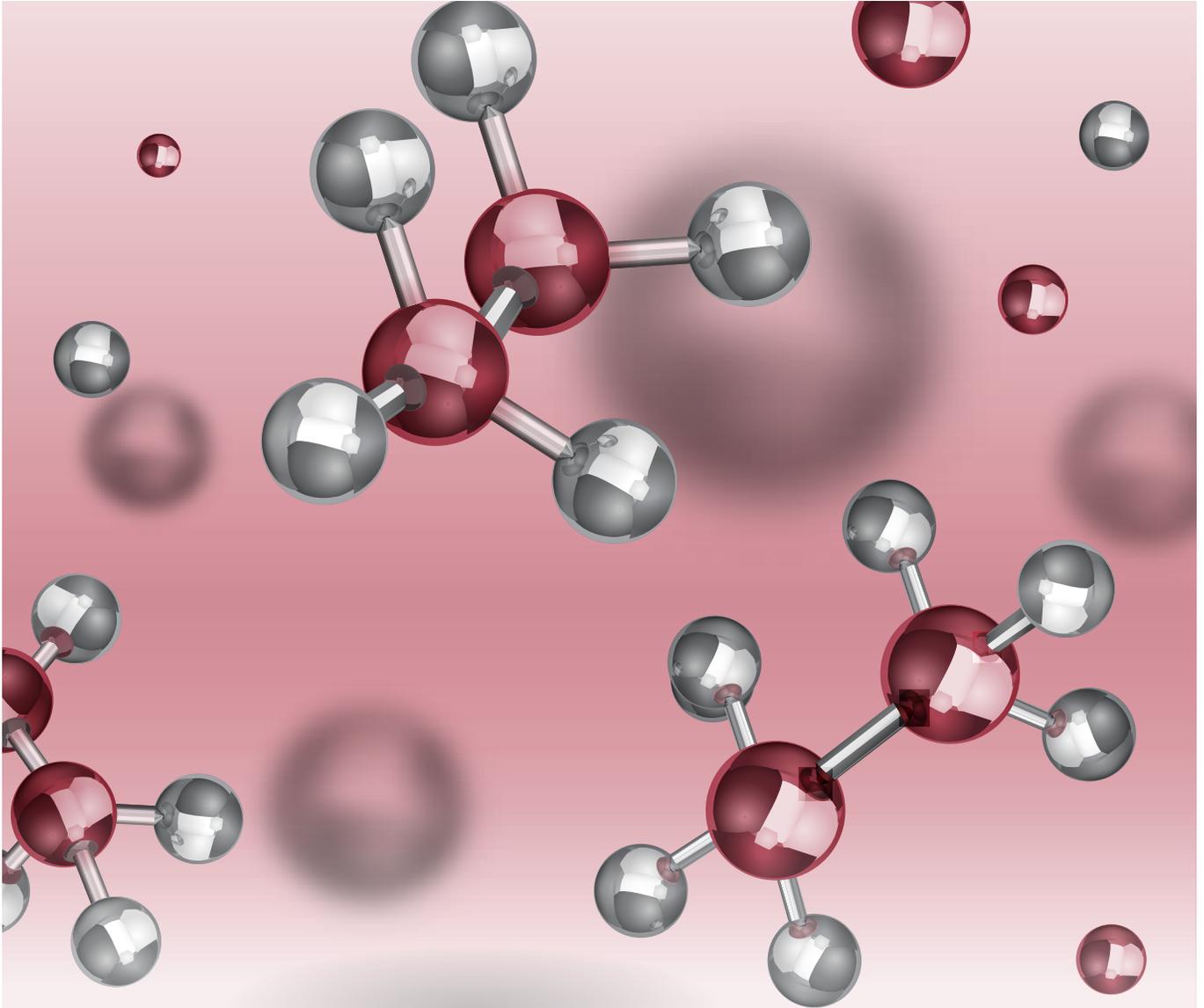
En su opinión, por seguridad industrial y cuidado del medio ambiente, se deben seguir buscando componentes que sean bajos en huella de carbono, así como procesos seguros que reduzcan el potencial de fugas, derrames y por ende, contaminación.

Especialista en temas de seguridad industrial, Ortega-Trejo también advirtió que México debe contar con una estrategia a corto, mediano y largo plazo de sustitutos de compuestos,

dando prioridad a los que no dañen la salud y al medio ambiente.

También subrayó la importancia de que la industria se asegure de que el MTBE se quede contenido en los tanques y en las pipas para prevenir cualquier fuga al subsuelo.

“La regulación en México es robusta, e incluye mecanismos de supervisión para asegurarse que las compañías que lo manejan están cumpliendo completamente con las medidas de prevención para evitar cualquier incidente que implique una exposición a personal o una fuga que resulte en un derrame al medio ambiente”, agregó. >



LAS ALIANZAS PÚBLICO-PRIVADAS SON LA LLAVE PARA IMPULSAR EL ETANO

LA PRODUCCIÓN DE ESTE PRECURSOR PETROQUÍMICO SE ENCAMINA A LOS NIVELES MÁS BAJOS DE LA HISTORIA. EL PAÍS TIENE DOS CAMINOS PARA REVERTIR LA SITUACIÓN: IMPORTAR EL COMPUESTO O ALIARSE CON PRIVADOS, COINCIDEN ANALISTAS

POR: MARGARITA JASSO

El etano es uno de los compuestos de mayor uso en la cadena de valor de la petroquímica, pero en México la tendencia de su producción interna no es buena, pues apunta a su peor nivel desde que se inició el registro en 1990.

“El etano es un componente del gas natural que sirve para alimentar la producción petroquímica. Hay varias cadenas que alimenta el etano, por ejemplo, se transforma en etileno y después se utiliza en varios sectores como la producción de plásticos”, explica Adrián Duhalt, investigador del Centro de Política Energética Global de la Universidad de Columbia en entrevista.

El etano es un derivado del gas natural que sirve para alimentar la producción petroquímica, explica el experto.

Hay varias cadenas que alimenta el etano, por ejemplo, se transforma en etileno y después se utiliza en varios sectores como la producción de plásticos.

Para el especialista, la producción de etano puede tener efectos económicos positivos en el país y desencadenar inversiones que promuevan la producción de una amplia variedad de productos que se consumen diariamente, que van desde plásticos hasta empaques de alimentos y textiles.

Sin embargo, la falta de interés del actual gobierno por invertir en incrementar la producción de etano, a través de Pemex o de los privados, causará que la tendencia siga en picada, considera Duhalt.

Con base en datos de Pemex, correspondientes al periodo de enero a octubre de 2022, la producción acumulada de derivados del etano es de 250 mil toneladas, lo que lleva al gobierno de AMLO a sumar entre 2019 y 2022 un total de 649 mil toneladas producidas en los primeros cuatro años de administración con corte a octubre de 2022.

Al cierre del sexenio de Enrique Peña Nieto (2013-2018), la producción acumulada de los derivados del etano fue de un millón 804 mil toneladas; mientras que con Felipe Calderón (2007-2012), la cifra alcanzó un total de dos millones 71 mil toneladas.

Durante el sexenio de Carlos Salinas de Gortari (1990-1994), la producción acumulada de los derivados del etano fue de tres millones 119 mil toneladas.

Sin embargo, de acuerdo con distintos especialistas, existen diversos caminos para que la producción de este precursor se recupere. El primero de ellos es la importación del producto, mientras que el segundo es estimular las alianzas público-privadas entre Petróleos Mexicanos y empresas interesadas en desarrollar proyectos en el país.

HISTORIA LARGA

Para Mauricio Dávila, cofundador y director de la compañía EnerChem-Tek, la baja en la producción de derivados del etano es una historia que ha trascendido los sexenios.

“Incluso antes de 2018, México ya tenía un déficit de petroquímicos elevadísimo, sobre todo en los que derivan del etano, como el etileno y polietileno”, dijo Dávila.

En el reporte estadístico de Pemex, el polietileno, uno de los principales derivados del etano, mostró una caída constante en su producción desde el 2017, al pasar de 357 mil 600 toneladas ese año a 338 mil en 2018, y posteriormente en 2019 llegar a 326 mil 200 toneladas.

Para 2020 y 2021, la producción del polietileno fue de 247 mil 800 toneladas y 151 mil 700 toneladas, respectivamente, aunque las estadísticas del último año solo incluyen la producción de enero a octubre.

Pemex reportó que, en octubre de 2022, la producción de polietileno fue de apenas tres mil 900 toneladas.

ALTERNATIVAS PARA FORTALECER CADENA

Para los especialistas, la caída en la producción de etano ha provocado retrocesos económicos para el sector petrolero del país, a partir del aumento en las importaciones y el

“En 2022, la producción de los derivados del etano probablemente se ubique en su número más bajo en lo que va de la administración”

Adrián Duhalt

Investigador del Centro de Política Energética
Global de la Universidad de Columbia

debilitamiento de las actividades económicas asociadas.

Sin embargo, las asociaciones con el sector privado empezaron a rendir frutos. Un ejemplo de ello es la planta de Etileno XXI, uno de los proyectos petroquímicos más grandes del país, logrado a partir de la asociación de Pemex y Braskem Idesa.

Esta es justamente una de las alternativas que ven los especialistas para atender la falta del etano y la que consideran mejor opción para el país y la industria petroquímica.

“Cuando vino Braskem Idesa, el déficit de etano comenzó a caer, porque hubo producción combinada con Pemex; pero ahora debe de haber voluntad del gobierno para continuar con las asociaciones con privados. Eso no es un cambio que tampoco se dará tan fácil”, dijo Mauricio Davila.

Erick Sánchez Salas, vicepresidente de Desarrollo de Negocios para México y Centroamérica de Rystad Energy, destacó que Etileno XXI fue uno de los proyectos desarrollados más interesantes y en su momento, uno de los más avanzados de América Latina, además de la mayor inversión lograda en la región.

“Casos como el de la planta de Etileno XXI, nos prueban que no deben de ser temas que a fuerza sea el gobierno el ancla para desarrollarlos, sino que existe la oportunidad y el mercado dentro del marco regulatorio y constitucional para que sean privados lo que los exploten”, afirmó.



En tanto, Adrián Duhalt concluye que es relevante que Pemex trabaje con la iniciativa privada para echar a andar proyectos que no puede desarrollar por sí solo, pues son costosos para la empresa petrolera y de esa manera se disminuye el riesgo para la misma; sin embargo, dicho escenario lo ve difícil de alcanzar, al menos, durante la presente administración.

“El gobierno no está abierto a colaborar con el sector privado en todas las áreas de la cadena de valor de hidrocarburos y de electricidad, el gas natural es un ejemplo de ello”, lamentó.

Pero para alcanzar ese objetivo no basta con incrementar la inversión en las plantas petroquímicas, pues es necesario elevar la producción de gas natural, dice Duhalt.

“Sin eso no creo que pueda ocurrir, actual-

mente en México solo Pemex puede producir gas natural. En el sexenio anterior se habían diseñado rondas petroleras orientadas a que eventualmente pudieran ayudar a elevar la producción de gas natural, pero se cancelaron las rondas, con ello, se canceló una avenida importante para elevar la producción de gas natural a largo plazo”, dice el experto.

Un segundo factor que limita la disponibilidad de etano es la cancelación del fracking en México, añade el investigador de la Universidad de Columbia.

“Entonces la solución a corto plazo es importar el etano. Sin embargo, no hay infraestructura de importación hasta ahora que Pemex y Braskem Idesa están planeando construir una planta de etano en Veracruz, en la laguna de Pajaritos”, concluye. >

PORQUE LA ENERGÍA TAMBIÉN SE ESCUCHA...

energía debate

PRESENTA



**EL RESUMEN
SEMANAL DE
LAS NOTICIAS
DEL SECTOR**

**DONDE SE
DAN CITA LOS
LÍDERES DE LA
INDUSTRIA**



PODCAST
**VOCES AL
DEBATE**



**DONDE LOS
ESPECIALISTAS
ANALIZAN LOS
TEMAS DEL
MOMENTO**

PARA OREJA Y ESCÚCHALOS EN SPOTIFY



CHINA

SE PERFILA COMO EL NUEVO GIGANTE PETROQUÍMICO

EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS LA PRODUCCIÓN
DE ESTOS INSUMOS EN LA NACIÓN
ASIÁTICA AUMENTÓ 100 POR CIENTO

POR: MARIO ALAVEZ

E

En el mundo, los últimos 10 años han traído bonanza al sector petroquímico, donde las grandes economías petroleras, como Estados Unidos y Arabia Saudita han metido el acelerador para instalar capacidad nueva; sin embargo, la demanda y la producción han encontrado en China la nueva meca de crecimiento.

El gigante asiático es el quinto productor más grande de petróleo a nivel mundial, pues de acuerdo con la Agencia de Información Energética de EU, la producción de 2022 se ubicó en cinco millones de barriles diarios.

Esto representa de cinco por ciento de la producción mundial. Al revisar los datos de consumo, la

segunda economía más grande del mundo también ocupa el segundo puesto, al consumir diariamente 14.01 millones de barriles.

El consumo y la producción de petroquímica en el territorio asiático han acompañado el constante crecimiento económico de China.

El botón de muestra es que de acuerdo con un estudio elaborado por la consultora Mckinsey,

en los últimos 10 años la demanda de China por productos petroquímicos ha representado la mitad del crecimiento mundial.

Además, dentro de su territorio, la producción creció 100 por ciento en una década, cifra que contrasta con los datos de Norte América (+18%), así como en Medio Oriente (+36%).

El estudio de Mckinsey señala que entre las ventajas competitivas que tiene el país asiático para incrementar su producción de petroquímicos, además de una alta producción de petróleo, son los bajos costos de la energía.

Este factor compensa los requerimientos de importación de crudo que tiene el país asiático, pues necesita ingresar aproximadamente nueve millones de barriles diarios para cubrir su demanda de hidrocarburos.

Además, en 2020 China invirtió entre cinco y

seis por ciento de su Producto Interno Bruto para desarrollar infraestructura de importación, de acuerdo con datos de la OCDE. Apenas en mayo del año pasado, China inauguró el proyecto más grande de refinación en integración química en Lianyungang, en la provincia de Jiangsu.

El proyecto fue realizado por la empresa Shenghong Petrochemical con una inversión de 10 mil millones de dólares, y que tiene una capacidad de procesamiento anual de 16 millones de toneladas de petróleo crudo, de acuerdo con datos de la agencia Xinhua.

Ma Shiguang, alcalde de Lianyungang, informó que Shenghong es uno de los tres princi-

SINOPEC, EMPRESA PETROQUÍMICA DE CHINA, FIRMÓ EN DICIEMBRE UNA ALIANZA ESTRATÉGICA CON SAUDI ARAMCO PARA DESARROLLAR UNA REFINERÍA Y UNA PLANTA PETROQUÍMICA EN FUJIAN

pales proyectos privados de refinación petroquímica apoyados por el Consejo de Estado y agregó que la operación del proyecto acelerará la transformación industrial de la ciudad.

CAMINO COMPLEJO

Especialistas en petroquímica señalan que el tamaño de la economía y de la población china obliga al país a diversificarse a un ritmo acelerado, lo que la lleva a marcar la pauta en muchos mercados.

“China juega a otro nivel en comparación con los países europeos y afecta a los mercados”, dijo un analista que pidió no ser citado.

El país asiático no utiliza el gas natural como materia fundamental para la petroquímica, pues su destino principal es quemarlo y, en algunos casos, para hacer amoníaco.

Por ello, China basa su industria petroquímica en el etanol y el propano. “El que se usa para la petroquímica es el propano, por eso el precio del gas LP ha subido tanto. Le han echado la culpa a los distribuidores o por otras razones internas del mercado, pero la razón real es que China ha utilizado el gas LP, en vez de quemar la molécula, para transformarla en insumos para todo el mercado petroquímica”, comenta.

Otro problema es que no tiene acceso suficiente al gas natural local, por lo que no tiene etano y usa el crudo importa para transformarlo en naftas. “El problema es que se meten naftas a las refinerías, te sale de todo y tienes menos control. Por ejemplo, si requieres más de mil toneladas de propileno, tienes que meter la molécula de naftas y te salen tus mil toneladas de propileno, pero también 500 toneladas de etileno y las tienes que colocar”.



FOTO: CORTESÍA SINOPEC

ALIANZAS INTERNACIONALES

No existe un país en el que baste una sola empresa para desarrollar una industria petroquímica.

En China lo saben, por lo que realizaron una alianza con la petrolera más grande del mundo para colaborar en el desarrollo bilateral del mercado petroquímico: Saudi Aramco.

La alianza estratégica fue firmada apenas en diciembre del año pasado por la petroquímica china Sinopec y la estatal Saudi Aramco.

El objetivo es construir una refinería y una planta petroquímica en una provincia al sur del gigante asiático.

El complejo se desarrollará en la localidad de Gulei, en la provincia de Fujian, donde se construirá una refinería de 320 mil barriles por día (capacidad similar a la de Dos Bocas, Tabasco) y una planta petroquímica de 1.5 millones de toneladas por año que se espera que comience a operar a finales de 2025.>

Naturgy 

Únete al cambio y cuida el planeta

**1,000 autos usando gas natural vehicular
equivalen a dejar de emitir anualmente
8,400 toneladas de CO₂ a la atmósfera.**



Para más información visita  www.naturgy.com.mx



The background of the advertisement features a person in a light blue shirt holding a glowing lightbulb. The lightbulb is surrounded by a digital network of white dots and lines, symbolizing energy and technology. The overall color palette is dominated by light blues and oranges.

enel

Somos la energía
que transforma a
tu empresa

Somos Open Power

Síguenos



Enel Energía México

www.enel.mx