

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

4 de enero de 2023



1

## Refinación de Pemex crece a doble dígito en 2022 pero está 32% por debajo de la meta

En el promedio de los 11 meses del año pasado, el proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación de la estatal se ubicó en 814,524 barriles diarios; la meta que se había planteado el gobierno era de 1.2 millones de barriles.

El proceso de crudo del Sistema Nacional de Refinación, compuesto de las seis refinerías que tiene Petróleos Mexicanos (Pemex) en el país aumentó 15% en el promedio de los primeros 11 meses de 2022, ubicándose en 814,524 barriles diarios, con lo que si bien tendrá un alza anual, ésta será menor que la que tuvo en 2021, en que para el mes de noviembre el incremento anual del promedio del acumulado hasta ese momento era de 21 por ciento. Además, dicho nivel se encuentra 32% por debajo de la meta de 1.2 millones de barriles diarios que estableció Pemex en 2021.

El proceso de crudo de Pemex en el acumulado de 11 meses del año comenzó a crecer interanualmente apenas en 2021, en que se situó en 708,631 barriles diarios, según las Estadísticas Petroleras de la empresa, por encima de los 584,482 barriles diarios reportados en el mismo lapso del 2020.

Previamente, al concluir el sexenio pasado, el proceso de crudo fue de 620,775 barriles diarios entre enero y noviembre del 2018, y por ajustes al sistema y paros programados para cambio de equipos en las refinerías, según ha explicado la titular de Energía, Rocío Nahle, todavía durante el primer año de gobierno de la presente administración el proceso de crudo cayó en 4.3% en términos anuales durante los primeros 11 meses del 2019, y se redujo 1.6% en comparación con el año anterior en el promedio de enero a octubre del 2020.

Y cabe recordar que hace una década, las seis refinerías de Pemex ubicadas en Cadereyta, Nuevo León; Tula, Hidalgo; Minatitlán, Veracruz; Salamanca, Guanajuato; Salina Cruz, Oaxaca, y Madero, Tamaulipas, procesaron en el promedio de enero a noviembre un volumen de 1.192 millones de barriles diarios de crudo, cifra que es 32% superior al reporte del 2022.

Así, en una década se pasó de una utilización de 73% del sistema en 2012; a 75% en 2013, y posteriormente iniciaron las reducciones por paros programados, falta de mantenimiento a las refinerías y escaso suministro de crudo en el interior de Pemex hacia su subsidiaria de Transformación Industrial.

Ya en el actual sexenio, en el promedio de enero a noviembre del 2019 se utilizó 36% de los 1.640 millones de barriles diarios para proceso de crudo que tienen como capacidad instalada las seis refinerías de Pemex. En 2020, por la falta de actividad industrial y demanda de combustibles, el uso de las refinerías cayó hasta 35 por ciento.

Finalmente, en 2021 se logró aumentar a 43% el uso de la capacidad y para el 2022 se llegó a un uso de 49.7% en los primeros 11 meses del año.

### Para este 2023, 995,000 barriles diarios

A finales de diciembre pasado, Pemex publicó su Plan de Negocios 2023 - 2027 dónde reveló que el proceso de crudo de sus seis refinerías del país será de 995,000 barriles diarios en 2023, volumen inferior en 25.5% a la meta proyectada para la estatal.

Pero con la entrada en operación de la nueva refinería Olmeca, en Paraíso, Tabasco, y añadiendo la producción de la refinería de Deer Park, en Texas, se quedará por debajo en 27%, ya que se llegará a 1.454 millones de barriles por día, que son 546,000 barriles diarios menos que lo proyectado en el plan de 10 Tareas para la estatal de diciembre de 2021.

Lo anterior, en un escenario alterno que incluye el arranque de la refinería de Dos Bocas a la mitad de su capacidad y la refinería que Pemex adquirió en su totalidad de Shell en 2022. Pero únicamente con la refinación nacional actual, sin la nueva planta y sin Deer Park, la estatal admite que se quedará 342,000 barriles diarios por debajo del compromiso que realizó la presente administración al anunciar la refinería de Dos Bocas, que era llegar a un proceso de 1.337 millones de barriles diarios de proceso de crudo, únicamente en las refinerías existentes. Lo anterior implica que se retrasará un año la meta de 1.337 millones de barriles diarios de proceso de crudo en el sistema nacional y el techo de un millón de barriles de proceso de crudo en la refinación de Pemex se romperá hasta el 2024. El Economista

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

4 de enero de 2023

## 2 Hacienda da 'giro de tuerca': busca que Pemex pague su deuda sin ayuda del Gobierno

La secretaría quiere que esto ocurra a menos que la petrolera no tenga suficiente efectivo para este objetivo al final del trimestre.

La Secretaría de Hacienda busca que [Petróleos Mexicanos \(Pemex\)](#) pague la deuda que vence en el primer trimestre **sin ayuda del Gobierno**, según personas con conocimiento de la situación.

Después de brindar apoyo financiero a la petrolera en años recientes, [Hacienda](#) ahora quiere que la empresa productiva del Estado pague su deuda **a menos que no tenga suficiente efectivo** para este objetivo al final del trimestre, dijo una de las personas.

Las fuentes pidieron el anonimato ya que las conversaciones entre Pemex y el Gobierno no son públicas y **la situación podría cambiar**.

El 'giro de tuerca' se da luego de que el director ejecutivo de Pemex, **Octavio Romero**, afirmó en diciembre que el Gobierno del presidente Andrés Manuel López Obrador podría retomar su práctica de pagar las amortizaciones de la deuda de la empresa a principios de 2023.

### Pemex, con las deudas 'hasta el cuello'

**Pemex es la petrolera más endeudada del mundo**, con obligaciones financieras por 105 mil millones de dólares a septiembre de 2022. Está bajo una enorme presión financiera ya que el Gobierno quiere que **detenga las exportaciones de petróleo** e invierta en refinerías que generan pérdidas —todo esto mientras la empresa sigue sin lograr detener una reducción en la producción a largo plazo—.

Pemex reportó [una pérdida neta de 52 mil millones de pesos](#) en el tercer trimestre del año pasado, mientras que los competidores estadounidenses **Exxon Mobil** y **Chevron** registraron una utilidad combinada de más de 30 mil millones en medio de [un repunte de los precios internacionales del petróleo](#).

La petrolera mexicana tiene 188 mil millones de pesos en amortizaciones que vencen en 2023 y debe mantener cero endeudamiento neto en términos reales, de acuerdo con su [plan anual de financiación](#). El refinanciamiento de la deuda podría incluir, entre otros, préstamos bancarios, emisiones de bonos, financiamiento directo o financiamiento garantizado por agencias de crédito a la exportación. El Financiero

## Subsidio en gasolinas frena los ingresos tributarios: SHCP

La aplicación del estímulo fiscal sobre el Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS) a gasolinas provocó que la recaudación tributaria del gobierno federal, durante el **acumulado de enero a noviembre**, se quedara por **debajo de lo programado por las autoridades**.

De acuerdo con el reporte de finanzas y deuda pública de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), los **ingresos tributarios sumaron 3.4 billones de pesos** entre enero y noviembre de este año.

Dicha cifra significó **118 mil 515 millones de pesos menos a lo programado** por el gobierno federal, el cual proyectó 3.5 billones de pesos de recaudación tributaria durante el periodo referido.

Si bien, **los ingresos tributarios dejaron de presentar caídas anuales desde julio de 2022**, esto no fue suficiente para alcanzar las metas de recaudación tributaria, principalmente por los subsidios que se aplicaron en las gasolinas.

Según lo reportado por Hacienda, **la recaudación del IEPS sumó 93 mil 617 millones de pesos** entre enero y noviembre, lo que representó **una caída anual de 76.6 por ciento en términos reales**.

En lo que respecta solo al IEPS de los combustibles, Hacienda informó que presentó una recaudación negativa de 86 mil 585 millones de pesos durante el periodo de referencia.

En contraste, el IEPS recaudado por otros conceptos (sorteos, apuestas, cigarros, refrescos, telecomunicaciones) aumentó 3.2 por ciento anual, al dejar ingresos por 180 mil 203 millones de pesos.

*"La recaudación tributaria se mantuvo constante en términos reales con respecto al monto registrado en el periodo enero-noviembre de 2021, pero se ubicó por debajo del monto previsto en el programa en 118.5 mil millones de pesos en el marco de la aplicación de los estímulos al costo de los combustibles a través del IEPS", indicó el reporte.*

### Plan de reducción en los subsidios al IEPS

Durante todo el mes de diciembre de 2022, la Secretaría de Hacienda **eliminó el subsidio a la gasolina Premium**.

En el Diario Oficial de la Federación (DOF), la dependencia reportó que durante la última semana del año (**del 24 al 31 de diciembre**) no hubo subsidio a la gasolina Premium. Por lo anterior, los usuarios tuvieron que pagar 4.68 pesos por litro por el cobro del IEPS. Para el caso de la **gasolina Magna**, el subsidio durante esa semana **fue de 28.75 por ciento**. En tanto, para el **Diésel** el porcentaje de subsidio fue de **77.56 por ciento**.

El subsidio a las gasolinas es una medida que contiene los efectos de la inflación para los bolsillos de los consumidores, aunque también representa un impacto para las finanzas públicas, pues reduce los ingresos que se obtienen derivados del IEPS. EAD

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

4 de enero de 2023



3

## Baja Pemex 5% sus metas de producción de petróleo

**En su Plan de Negocios, Pemex redujo en 113 mil barriles diarios su expectativa de producción**

**Petróleos Mexicanos (Pemex)** redujo sus metas de producción de petróleo crudo **en poco más de 5 por ciento para finales de 2023.**

Al término de este año que comienza, la petrolera proyecta una producción **de 1 millón 966 mil barriles diarios (mbd) promedio**, de acuerdo con el **Plan de Negocios 2023-2027**, un volumen **menor en 113 mbd, o 5.4 por ciento**, con respecto a los 2 millones 79 mbd que había calculado para el mismo año en el Plan anterior.

Esta reducción en la expectativa **es incluso mayor en unos 10 mil barriles que la producción conjunta alcanzada por los operadores privados para finales de 2022, que fue de 103 mbd.**

De igual forma, la empresa estatal bajo la dirección general de **Octavio Romero Oropeza** tenía planteada para 2024 una meta de 2 millones de barriles, superándola incluso con 164 mbd adicionales, según el Plan anterior que abarcaba del 2021 al 2025.

Sin embargo, en la edición de este año, dicha meta **se redujo a 1 millón 965 mbd**, aunque llegaría a los 2 millones 2 mbd con la ayuda de sus socios.

Para determinar sus metas operativas y financieras, Pemex ha establecido **tres escenarios** que, de acuerdo con las condiciones que prevé cada uno, arrojan cifras y volúmenes diferentes.

Dichos escenarios son **el mínimo, el base y el alterno**, que en ese orden marcan más o menos números mayores entre uno y otro. Para el final del periodo comprendido en el Plan, Pemex –a través de su empresa subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP)– espera alcanzar **una producción máxima de 2 millones 853 mil barriles promedio**, similar a la que obtuvo entre los años 2007 y 2008.

*“En el Escenario Base, la estrategia de PEP permitirá que la producción registre, en 2027, un crecimiento de 35 por ciento respecto de 2022. Para 2024 y 2025, en este escenario, se espera alcanzar en promedio una producción de dos millones de barriles diarios aproximadamente. Por su parte, para el horizonte 2023-2027, el Escenario Alterno considera una producción promedio de 2,279 mbd y el Escenario mínimo de 1,858 mbd”, indicó.*

En **diciembre pasado**, Pemex reportó una producción total de hidrocarburos por **1 millón 958 mbd** al cierre de noviembre, con un **promedio anual de 1 millón 943 mbd.**

Sin condensados pero con la producción de sus socios, la empresa tuvo un promedio anual de **1 millón 696 mbd**, según su reporte mensual.

En esta última edición del Plan de Negocios, Pemex aseguró que al **primer semestre de 2022**, su producción de líquidos se ubicaba en **1 millón 755 mbd**, esto en línea con la tendencia positiva mostrada a partir de 2020 en que se estabilizó la producción.

**Al cierre de 2021**, agregó, se ubicaba en **1 millón 736 mbd**, volumen que se encuentra dentro del rango de las metas planteadas para ese año en los escenarios base y mínimo del *Plan de Negocios 2021-2025*, que eran de **1 millón 944 y 1 millón 657 mbd, respectivamente.**

Sin embargo, aclaró que la **desviación respecto a la meta del escenario base** se debe al retraso en la terminación de pozos y obras en nuevos yacimientos descubiertos, incidentes y problemas operativos en plataformas, fallas en pozos con bombeo electrocentrífugo y cierre de producción por fugas en ductos.

**Otros factores** que también contribuyeron a la desviación, indicó, son tasas de declinación natural de campos superiores a las esperadas y el incremento del flujo fraccional de agua en campos en explotación.

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

4 de enero de 2023



## Se queda sin electricidad la refinería de Salina Cruz

Reportes locales apuntan a que **una falla en la Planta de Servicios de la refinería Antonio Dovalí Jaime** provocó que parte de la planta y la colonia aledaña se quedara **sin energía eléctrica**.

La falla de la procesadora de petróleo, ubicada en el puerto de Salina Cruz, Oaxaca, causó que **una caldera de vapor al interior de la refinería saliera de operación**.

Esta situación generó **grandes fumarolas que se propagaron por la ciudad**, al tiempo que causó que parte de la colonia Refinería se quedara sin energía.

Este es el primer accidente de 2023, pero el **cierre del año anterior marcó un fuerte incremento en los incidentes de la empresa productiva del Estado**.

De acuerdo con el reporte financiero del tercer trimestre de este año, en ese periodo, el índice de frecuencia acumulado para el personal de Petróleos Mexicanos (Pemex) se ubicó en 0.49 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo, **un incremento de 12.7 por ciento en comparación con el mismo trimestre de 2021**.

En el tercer trimestre de 2021, **el índice de frecuencia para el personal de la empresa productiva del estado se ubicó en 0.41 accidentes por millón de horas-hombre laboradas con exposición al riesgo**, mientras que en el 2020 el índice de frecuencia se ubicó en 0.22 accidentes por millón. EAD



## Alcanzan privados inversión por más de USD 12 mil millones: CNH

**Eni, Pemex, Hokchi y Fieldwood** han aportado **63% del total de las inversiones**

Los **contratos petroleros y las asociaciones con Pemex** han invertido un total de **12 mil 429 millones de dólares (mmdd)** en el periodo comprendido entre 2015 y 2022, informó este martes la **Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)**.

Del total de inversiones acumuladas, la empresa italiana **Eni México** es la que más recursos ha invertido, con un monto por los **2 mil 394 mmdd**, seguida de los **ocho contratos y migraciones de Petróleos Mexicanos (Pemex) y sus socios** con **2 mil 200 millones**.

**Hokchi Energy**, por su parte, ha canalizado inversiones por **1 mil 657 mmdd**, en tanto que **Fieldwood Energy E&P México** alcanzó **1 mil 573 mmdd**.

En conjunto, estas cuatro empresas y asociaciones han invertido un total de **7 mil 824 mmdd**, monto que representa **63 por ciento** del total de recursos invertidos.

La empresa de origen anglo-holandesa **Shell Exploración y Extracción de México** ha destinado en sus operaciones solo **640 millones de dólares** en el periodo informado, que abarca de 2015 –año en que se celebró la primera licitación de la primera ronda– a noviembre de 2022.

Cabe destacar que, hasta el momento, **las mayores inversiones** han sido por parte de la migración con número **CNH-M1-EK-BALAM/2017, de Pemex Exploración y Producción, con 2 mil 191 mmdd, seguida del contrato CNH-R01-L02-A1/2015 de Eni México con 2 mil 143 mmdd**.

En los últimos ocho años, el pico de recursos destinados a actividades de exploración y producción **se alcanzó en 2020, justamente el año de la pandemia por la COVID-19, cuando se registraron 3 mil 391 mmdd, que significan el 27.2 por ciento del total del periodo**.

Por otro lado, entre **enero y noviembre del año pasado**, los 111 contratos privados y las asociaciones de privados con Pemex habían arrojado inversiones por **1 mil 337 millones de dólares (mmdd), la más baja desde 2019**.

También resalta el hecho de que la mayor parte de los recursos han provenido de los contratos otorgados **en la segunda licitación de la primera ronda (R1L2)**, celebrada en 2015, que comprendió **nueve campos en cinco áreas** localizadas en la provincia petrolera **Cuencas del Sureste**, en aguas someras frente a las costas de los estados de **Tabasco y Campeche**.

En esta área se encuentran los campos **Tecoalli (PA y PB), Miztón, Amoca, Hokchi (PA y PB), Pokoch e Ichalkil, precisamente donde operan Eni, Hokchi y Fieldwood**, entre otros. EAD



# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

4 de enero de 2023

5

## Seguirá activo el upstream en 2023, no sin obstáculos: S&P Global

### Muchos de los planes de desarrollo de Pemex y los privados finalizarán este año; disponibilidad de plataformas será un desafío

El sector de upstream de petróleo y gas de México permanecerá activo durante 2023, aun que enfrentará algunos desafíos, entre ellos, la falta de disponibilidad de suficientes plataformas de producción.

*“La perforación de los operadores privados y la petrolera estatal Pemex aumentará, al menos en el primer semestre del año, a medida que las empresas se apresuren a cumplir con sus compromisos, dado que muchos de los planes de desarrollo de las empresas finalizan en 2023”, estimó S&P Global Commodity Insight a partir de información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).*

En un análisis publicado la semana pasada, la firma que estudia los mercados energéticos y de materias primas citó como ejemplo que la empresa de origen italiano Eni México continuará su perforación en el Área 1 en aguas poco profundas del Golfo de México, donde actualmente produce 25 mil 200 barriles diarios (b/d) de aceite, la mayor producción de una empresa privada en México.

*“Eni perforará ocho nuevos pozos en 2023 en el Área 1, que se compone de tres campos: Amoca, Mizton y Tecoalli. La compañía incorporó recientemente una unidad flotante de almacenamiento y descarga de producción, o FPSO, en el Área 1 para optimizar sus operaciones”, señaló S&P Global.*

También aseguró que Eni comenzará pronto a inyectar agua para aumentar la presión, lo que incrementará la producción a casi 90 mil b/d para 2024, según datos de la CNH.

La compañía gastará 630 millones de euros en actividades de exploración en 2023, dijo la gerencia citada por S&P Global. *“Eni espera recuperar 300 millones de barriles de crudo y 185 Bcf de gas en el Área 1”, agregó.*

#### Exploración clave

En su análisis, la firma consideró que los resultados de los pozos perforados en los próximos meses determinarán si los operadores deciden continuar con sus actividades de exploración. En este sentido, añadió que empresas como TotalEnergies y Winthershall DEA perforarán para determinar si conservan sus bloques, por ejemplo.

Destacó que los han comenzado a elegir cuidadosamente las mejores oportunidades de sus carteras. En 2022, más de 20 empresas cedieron bloques completos o parte de ellos al gobierno mexicano a medida que recalibraban sus estrategias.

*“Según la CNH, las renunciaciones no significaron que no había recursos, sino que las empresas habían decidido enfocarse en otras opciones más prometedoras”, subrayó.*

Repsol cedió cinco de los bloques que obtuvo para concentrarse en aguas profundas, donde ya ha descubierto abundantes recursos. En 2020 anunció dos importantes descubrimientos denominados Polok y Chinwol, con su socio Petronas, en uno de sus seis bloques, denominado Área 29.

La compañía esperaba encontrar aproximadamente 190 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) en Polok y 120 mmbpce en Chinwol.

Lukoil, por su parte, aumentará su actividad en el Área 12, donde encontró petróleo recientemente. Según estimaciones preliminares, podría haber 250 mmbpce en el sitio.

S&P Global prevé asimismo que Eni permanecerá activa en el Área 10 en la que encontró petróleo con dos pozos de aguas profundas: Saaskem y Sayulita. Saaskem ya está siendo evaluado, mientras que se prepara para perforar un par de pozos más para Sayulita.

Para el 15 de diciembre pasado, la CNH había autorizado la perforación de seis pozos de exploración en aguas profundas en 2023 para Eni, Shell, Petronas y Murphy, recordó la firma.

Respecto a Pemex, dijo que también estará activa en 2023, ya que el fisco mexicano le asignó 404 mil millones de pesos (20 mil 200 millones de dólares) para gastar en exploración y producción, cifra superior a los 360 mil millones de pesos que obtuvo en 2022.

Para el 15 de diciembre, la CNH había autorizado a Pemex a perforar más de 20 pozos exploratorios para 2023.

#### Enfrentando desafíos

Respecto a los desafíos, S&P Global expuso sobre todo la disponibilidad de plataformas que es escasa.

*“En los últimos 12 meses, nueve plataformas salieron de México y solo una ha llegado hasta el momento”, aseguró S&P Global según sus propios datos.*

*“Los clientes de Medio Oriente están aumentando la actividad de perforación y, según los participantes del mercado, están dispuestos a pagar tarifas atractivas a los propietarios de plataformas, superando a otros”, dijo Aparicio Romero, analista de S&P Global Commodity Insights. EAD*

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

4 de enero de 2023

6

## La mayoría de las plataformas de México fueron contratadas por Pemex, de acuerdo con la firma.

*“La escasez de plataformas también afecta a las empresas privadas. Como hay menos plataformas disponibles, las empresas se ven obligadas a utilizar el mismo equipo para pozos completamente diferentes o incluso a compartir plataformas con otros, lo que dificulta la logística”, agregó.*

En este sentido, dijo que Eni y Murphy tuvieron que modificar recientemente sus planes de perforación debido a que la plataforma marina que comparten, Valaris DPS 5, se retrasó. El Valaris se usaría para perforar Tulum, un pozo de aguas profundas de Murphy en la cuenca Cuenca Salina. Luego se trasladaría a la Cuenca Sureste para perforar Yatzil, un pozo de aguas poco profundas de Eni. Finalmente, viajaría a la Cuenca Salina del Istmo para perforar otro pozo de aguas profundas, también de Eni, denominado Nabte.

Como la plataforma se retrasó, todos esos planes tuvieron que modificarse.

Shell es otro operador que ha enfrentado desafíos logísticos al mover plataformas de una cuenca a otra para perforar pozos con diferentes características. El mayor planea usar el Maersk Voyager para perforar dos pozos a casi 400 millas de distancia. En enero y febrero, Shell busca perforar Jokol, un pozo de aguas profundas en la cuenca Salina del Istmo, frente a la costa de Veracruz. Luego, prevé perforar Luwa, frente a las costas de Tamaulipas, en la región de Salina del Bravo, junto al Cinturón Plegado Perdido de abril a junio.

*“Las empresas están evidenciando que hay problemas para encontrar equipos”, dijo el comisionado de la CNH, Néstor Martínez Romero, durante la reunión en que se aprobaron las modificaciones de Eni y Murphy.*

Pemex bajo presión

Pemex, la compañía de exploración y producción más endeudada del mundo, enfrenta sus propios desafíos, comenzando con \$8 mil millones en pagos de intereses en 2023 y la misma cantidad para 2024.

La empresa estará bajo presión para cumplir su objetivo de producción para 2023, que es de 1,9 millones de b/d. Aunque el objetivo no cambió desde 2022, todavía está por debajo de los 1,75 millones de b/d que informó la compañía en octubre.

Pemex se apoyará en nuevos campos que la empresa ha identificado como “prioritarios” para cumplir sus objetivos. Según la compañía, los 36 nuevos campos que ha puesto en operación en los últimos años ahora están aportando aproximadamente 400.000 b/d.

Será difícil alcanzar sus objetivos de producción, dijo Adrian Duhalt, investigador del Centro de Política Energética Global de la Universidad de Columbia en Nueva York. EAD

## China aumenta cuotas de exportación de combustible

**El gobierno de China aumentó en 46% el volumen de cuotas de exportación de combustibles en comparación al 2022.**

China ha aumentado las cuotas de exportación de productos petroleros refinados en la primera parte del año en casi la mitad respecto al 2022, informaron el martes consultoras con sede en el país, en un nuevo esfuerzo por estimular la producción de las refinerías.

El Gobierno ha liberado 18.99 millones de toneladas de cuotas para cubrir principalmente las exportaciones de gasolina, gasóleo y combustible para aviones, un 46% más que los 13 millones de toneladas asignados un año antes, según las consultoras JLC y Longzhong.

Del total, las estatales China Petrochemical Corp (Sinopec), China National Petroleum Corp, China National Offshore Oil Company y Sinochem Group, así como la empresa privada Zhejiang Petrochemical Corp, obtuvieron un total de 18.73 millones de toneladas de permisos, según las agencias.

El resto se asignó a una refinería filial del conglomerado estatal de defensa Norinco y a China National Aviation Fuel Company. El Ministerio de Comercio no respondió inmediatamente a una petición de comentarios.

Los mayores volúmenes de cuotas se produjeron después de una considerable emisión de 13.25 millones de toneladas en septiembre, cuando el Gobierno se apresuró a apuntalar su tambaleante economía animando a las refinerías a intensificar sus operaciones y a beneficiarse de los fuertes beneficios de la exportación.

Las mayores cuotas también reflejaron la debilidad del consumo nacional de combustible, ya que el aumento de las infecciones por COVID tras la supresión de las medidas de control del virus frenó los viajes y la actividad económica, según un comerciante.

En el marco de un objetivo a más largo plazo para detener las emisiones de carbono, las autoridades pretenden frenar el excesivo procesamiento en refinerías y, por tanto, las exportaciones de combustible, pero una drástica desaceleración económica en 2022 obligó al Gobierno a cambiar su política de comercio de combustible. OGM

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

4 de enero de 2023



## Reduce Pemex tiempos de perforación y ahorra costos

**Pemex mantiene una estrategia de reducción de tiempos de perforación para aumentar la producción y reducir costos.**

Petróleos Mexicanos (Pemex), informó en una presentación realizada a inversionistas que se ha logrado recortar los tiempos de perforación de sus principales pozos terrestres y en aguas someras.

De acuerdo con los datos de la petrolera, la perforación del pozo T-3002 en el campo Tupilco llevó un total de 146 días, pero la perforación de T-3008 se logró reducir en 54 días para ser tan solo de 92.

Esto permitió a Pemex generar un ahorro promedio de operación por día por equipo por 7.2 millones de dólares.

El director general de la empresa productiva del estado, Octavio Romero Oropeza señaló que el resultado, responde al esquema operativo seguido por la filial Pemex, Exploración y Producción, que permitió adelantar producción y recortar tiempos de perforación de pozos.

De acuerdo con lo dicho por el funcionario, el tiempo en los pozos exploratorios se redujo en 53 días en promedio, dependiendo de la profundidad, debido a la optimización de los trabajos y a la reducción de costos, "lo cual permitió incorporarlos a la producción en tiempo récord".

Otro de los ejemplos, es el del campo Quesqui, en el que el tiempo de perforación se redujo en 200 días en tres meses, con la disminución del costo de la renta de equipos fue posible adelantar la producción y generar ahorros por 58 millones de dólares.

Mientras que la reducción de tiempo de perforación en el litoral de Tabasco en los pozos mesozoicos fue de 59 días en promedio y 34 días para los terciarios.

Esta estrategia permitió reducir los costos de desarrollo de los campos de 7.5 dólares por barril de 2018 a 2020 a 6.5 dólares por barril de 2019 a 2021. OGM

## S&P Global advierte de escasez de plataformas petroleras en México

**El cumplimiento de las metas de producción de privados y Pemex se podría verse afectadas por la falta de plataformas de perforación marinas en el país.**

Las petroleras que operan campos de exploración y producción en México enfrentarán en 2023 una escasez de plataformas petroleras, advirtieron especialistas de S&P Global.

En los últimos 12 meses, nueve plataformas salieron de nuestro país y hasta ahora únicamente ha llegado una, según el análisis publicado por la firma de consultoría. Los expertos de S&P Global aseguran que la falta de plataformas se debe a que los clientes de Medio Oriente están aumentando la actividad de perforación.

"Y según los participantes en el mercado, están dispuestos a pagar tarifas atractivas a los propietarios de las plataformas, superando las ofertas de otros", afirmó Aparicio Romero, analista de S&P Global.

La escasez de plataformas afecta a las empresas privadas y a Pemex Exploración y Producción como principal operador de campos en el país, lo que podría complicar aún más las ambiciosas metas de producción planteadas para este año. La petrolera nacional apunta a cerrar el año con una producción de hidrocarburos líquidos (aceite más condensados) de 2 millones de barriles diarios, de acuerdo con [un video publicado por Octavio Romero, director general de Pemex.](#)

Aparicio Romero, explicó que como hay menos plataformas disponibles, las empresas se ven obligadas a utilizar el mismo equipo para pozos completamente diferentes o incluso a compartir plataformas con otros, lo que dificulta la logística.

Por ejemplo, Eni y Murphy tuvieron que modificar recientemente sus planes de perforación debido a que la plataforma marina que comparten, Valaris DPS 5, se retrasó. Valaris se usaría para perforar el pozo exploratorio Tulum, un pozo de aguas profundas de Murphy en la Cuenca Salina. Luego se trasladaría a la Cuenca Sureste para perforar Yatzil, un pozo de aguas poco profundas de Eni. Finalmente, viajaría a la Cuenca Salina del Istmo para perforar otro pozo de aguas profundas, también de Eni, denominado Nabte.

Como la plataforma se retrasó, todos esos planes tuvieron que modificarse ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Shell es otro operador que ha enfrentado desafíos logísticos al mover plataformas de una cuenca a otra para perforar pozos con diferentes características. El mayor planea usar el Maersk Voyager para perforar dos pozos a casi 400 millas de distancia.

En enero y febrero, Shell busca perforar Jokol, un pozo de aguas profundas en la cuenca Salina del Istmo, frente a la costa de Veracruz. Luego, prevé perforar Luwa, frente a las costas de Tamaulipas, en la región de Salina del Bravo, junto al Cinturón Plegado Perdido de abril a junio. OGM