

28 de noviembre de 2023



La transición energética es una exigencia de mercado: María José Treviño

Se trata del segundo nivel más bajo para cualquier mes en más de dos décadas, en medio de la declinación de los mejores yacimientos de la empresa; producción de condensados gana terreno, pero productos tienen otras características de mercado.

La producción de petróleo crudo de Petróleos Mexicanos (Pemex) en octubre fue de 1.574 millones de barriles diarios, con lo que fue la segunda más baja para un mes desde hace más de cuatro décadas, sólo mayor a los 1.573 millones de barriles de julio de este año, según el último reporte de la empresa.

De forma acumulada, de enero a octubre la producción petrolera de la estatal promedia 1.596 millones de barriles diarios, lo que la hace la más baja desde 1979 (1.426 millones de barriles diarios).

A pesar de los esfuerzos del gobierno federal para elevar este indicador, los grandes yacimientos marinos de los que se extrajeron importantes volúmenes de crudo en los últimos años, presentan caídas en su extracción que no se han podido recuperar mediante nuevos campos ni con el indicador de líquidos condensados que se obtienen de yacimientos terrestres y son para uso petroquímico, pero no se cuentan en la producción petrolera de la empresa.

Este volumen de condensados, que son naftas y líquidos inflamables con mayor valor que el crudo pero con un mercado mucho menos inmediato, se situó en 288,605 barriles diarios en el décimo mes del año, con un incremento de 0.97% en un mes, pero en un volumen que ha crecido 12 veces desde que comenzó el reporte de estos productos por parte de Pemex, en 2018.

Así, el reporte de todos los hidrocarburos líquidos -que abarca además del crudo y los condensados a los líquidos del gas- fue de 1.863 millones de barriles por día en octubre, con una caída de 0.85% en comparación con el mes anterior pero un aumento de 4% en comparación con el mismo mes del año pasado.

Sin embargo, en lo que respecta a la producción únicamente de crudo, en el décimo mes del año la caída mensual fue de 1.19% y en un año se redujo la extracción en 7.3 por ciento.

Los grandes yacimientos productores de petróleo ubicados en la Sonda de Campeche, dentro de la Región Marina Noroeste que opera Pemex, han mantenido sus reducciones y por ejemplo Cantarell, que llegó a producir por sí mismo 2 millones de barriles hace 20 años, reportó un volumen de 160,803 barriles por día en octubre, con lo que no fue su mes más bajo ni siquiera en el último año, pero sí implicó una reducción de 1.3% en un mes y de 63% en contraste con los 440,000 barriles por día que se reportaban en 2013.

Caída de otro grande

El otro gran activo productor de Pemex que ha iniciado su caída es Ku Maloob Zaap, también en aguas someras del Golfo de México, que en octubre tuvo una producción de 616,205 barriles diarios, que implicó una caída anual de 3%, mientras que en una década ha bajado 29% en comparación con los 869,802 barriles por día que se reportaban en octubre del 2013.

Cabe recordar que la producción de crudo de Pemex cerraría en 1.887 millones de barriles por día al concluir el sexenio de Andrés Manuel López Obrador en 2024, según afirmó Octavio Romero Oropeza, director general de la empresa del Estado frente al Congreso. Esta cifra comprometida incluiría los condensados.

Esta última meta expuesta el mes pasado y que todavía está por encima de los 1.862 millones de barriles reportados entre crudo y condensados en octubre, estuvo por debajo incluso de la última meta que se presentó a inicios de año, de que se llegaría a una producción de 2 millones de barriles por día al concluir el sexenio. En 2019, cuando López Obrador inició su gestión, la promesa era superar los 2.8 millones de barriles por día, meta que se fue recortando y a la que se le agregó la extracción de los llamados condensados.

Por otro lado, según el director general de Pemex, Octavio Romero Oropeza, la producción mediante nuevos desarrollos ha logrado un volumen de 586,000 barriles diarios en cinco años, lo que es prácticamente la tercera parte de la producción actual, dijo. Sin embargo, parte importante de esa nueva producción corresponde justo a los condensados, que son especialmente abundantes en desarrollos terrestres.

En tanto, sólo entre Cantarell y Ku Maloob Zaap se han dejado de producir 250,000 barriles por día en el mismo periodo. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

28 de noviembre de 2023

2 Apoyos a Pemex acumularán un billón 71 mil mdp en el sexenio

La suma de apoyos del gobierno federal a Petróleos Mexicanos sumarán durante el sexenio un billón 71 mil millones de pesos, de acuerdo con estimaciones del Centro de Investigación Económica y Presupuestaria (CIEP).

En entrevista con **Energía A Debate**, César Augusto Rivera, investigador en Energía y Medio Ambiente del organismo, mencionó que este monto representa poco más del doble del presupuesto propuesto para el año entrante.

El especialista recordó que durante el sexenio, el gobierno federal ha integrado aportaciones directas de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), así como apoyos patrimoniales, que corresponden a recursos asignados a Pemex a través de la Secretaría de Energía, así como a los descuentos fiscales al Derecho de Utilidad Compartida (DUC).

Sólo para el año entrante, la Secretaría de Hacienda tiene programado aportar 170 mil millones de pesos adicionales a Pemex para garantizar que su balance primario se ubique en cero, a lo que se suma una reducción adicional del DUC, cuya tasa bajará de 40 por ciento aplicado este año, a 30 por ciento.

En total, sólo el año entrante el apoyo total ascendería a 320 mil millones de pesos, de acuerdo con el analista.

Futuro oscuro

De acuerdo con César Augusto Rivera, las reservas petroleras que tiene Pemex generarán ingresos por 36 mil millones de dólares hacia 2047. Este monto resulta insuficiente sólo para pagar la deuda financiera de la empresa de largo plazo, que al cierre del tercer trimestre de este año se ubicó en 105 mil 800 millones de dólares.

“Por lo tanto, Pemex tiene un problema en cuanto a la sostenibilidad fiscal”, comentó.

En este sentido, mencionó que el país requiere urgentemente una reforma fiscal para compensar los ingresos que está dejando de aportar a las finanzas públicas.

De acuerdo con un estudio del organismo, en 2008, los ingresos petroleros representaron 44.3 por ciento de los ingresos totales, mientras que este año sólo aportarán 18.4 por ciento del total.

“Va a ser una buena pregunta para los próximos candidatos a la presidencia si se van a mantener estos apoyos a Pemex”, comentó.

Ante las reducciones en las aportaciones, el especialista del CIEP consideró que es necesario buscar una nueva fuente de ingresos fiscales para compensar la falta de aportación de Petróleos Mexicanos.

César Augusto Rivera mencionó que una opción es volver a incrementar el DUC a 40 por ciento para reducir la presión para la siguiente administración pública. EAD

Cae producción petrolera a su peor nivel desde julio de este año

Durante octubre, la producción de petróleo del país se ubicó en un millón 639 mil barriles diarios, lo que representó el segundo nivel más bajo del año y consolidó la tendencia a la baja en la extracción de crudo.

De acuerdo con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la producción de petróleo acumula dos meses consecutivos a la baja y el promedio de extracción de enero a octubre se ubicó en un millón 656 mil barriles diarios, una baja de dos mil barriles en comparación con el mes previo.

En el caso de Pemex, uno de los activos que ha tenido bajas constantes en su producción es Zaap, perteneciente al complejo Ku-Maloob-Zaap. Los datos de la CNH reflejan que hasta junio de este año, Zaap era la segunda área contractual con mayor producción en el país, sólo detrás de Maloob.

En el sexto mes del año, la producción de Zaap se ubicó en 201 mil barriles diarios de hidrocarburos líquidos, es decir, petróleo más condensados, pero para octubre de este año, el promedio de extracción se ubicó en 173 mil barriles diarios, una baja de casi 14 por ciento en apenas cuatro meses.

La caída en Zaap ha sido parcialmente compensada por un incremento en la producción de Maloob, el campo más grande del país, cuya producción pasó de 297 mil barriles a 316 mil barriles diarios de hidrocarburos líquidos en el mismo lapso.

También baja producción de privados

El noveno mes del año fue complejo también para el sector privado, particularmente para la italiana Eni, pues su producción se contrajo aproximadamente seis mil barriles en cuestión de un mes.

De acuerdo con los datos publicados por el regulador, durante octubre Eni extrajo 25 mil 599 barriles diarios, desde 31 mil 225 obtenidos en septiembre.

Pese a la baja, Eni se mantiene como la principal empresa privada productora en México, seguida de Hokchi, que produjo 23 mil 239 barriles por día, una baja de más de 700 barriles diarios en un mes.

El tercer puesto corresponde a Perenco México, que obtuvo 18 mil 773 barriles diarios en octubre, una baja menor a 300 barriles en comparación con el mes anterior.

Otra empresa que también tuvo bajas en su producción fue Fieldwod, pues extrajo 11 mil 992 barriles diarios, desde 13 mil 181 barriles diarios de septiembre. EAD

28 de noviembre de 2023

3

Empresas de petróleo y gas en el mundo ven la transición energética “desde la barrera”: AIE

La Agencia Internacional de Energía reconoce que la industria de los hidrocarburos es actualmente una fuerza marginal hacia la energía limpia

Los productores de petróleo y gas en el mundo representan apenas **1 por ciento de la inversión total en energía limpia**, de manera que la mayoría de las empresas de hidrocarburos “observan las transiciones energéticas desde la barrera”, aseguró la **Agencia Internacional de Energía (AIE)**.

Tomando ese 1 por ciento como un 100 por ciento, detalla la Agencia, **poco más de 60 por ciento** de los esfuerzos para la transición energética proviene de **apenas cuatro empresas**, entre miles de productoras de petróleo y gas que existen actualmente en todo el mundo.

“Por el momento, la industria del petróleo y el gas en su conjunto es una fuerza marginal en la transición mundial hacia un sistema de energía limpia”, afirmó.

En su más reciente informe “**La industria del petróleo y gas en las transiciones cero neto**”, la AIE expuso que no existe uniformidad en los esfuerzos para lograr la transición a cero neto en emisiones.

“Las implicaciones de las transiciones netas cero están lejos de ser uniformes: la industria abarca una amplia gama de actores, desde pequeños operadores especializados hasta enormes compañías petroleras nacionales (NOC)”, señaló.

Al respecto, dijo que si bien la atención a menudo se centra en el papel de las grandes empresas, que son siete grandes actores internacionales, en realidad poseen **menos del 13 por ciento de la producción y las reservas mundiales de petróleo y gas**.

En cambio, las NOC representan **más de la mitad** de la producción mundial y cerca del **60 por ciento** de las reservas mundiales de petróleo y gas.

En cuanto a la distribución de los ingresos generados por la industria de los hidrocarburos, la Agencia manifestó que, desde 2018, los ingresos anuales han promediado cerca de **3.5 billones de dólares**. Alrededor de la mitad de esta suma se destinó a los gobiernos, mientras que el **40 por ciento** volvió a invertirse y el **10 por ciento** se devolvió a los accionistas o se utilizó para pagar deudas.

Deben reducirse emisiones en 60% al 2030

Según el documento del organismo internacional, para alinearse con el escenario de 1.5 °C del Acuerdo de París, las emisiones totales de la industria **deben reducirse 60 por ciento** con respecto a los niveles actuales.

Además, aclara, la intensidad de las emisiones en las operaciones de las empresas de petróleo y gas mundiales **deben acercarse al cero para principios de la década de 2040**.

“Estos son puntos de referencia apropiados para la acción de toda la industria sobre las emisiones, independientemente del escenario futuro. La intensidad de las emisiones de los países con peor desempeño es actualmente de cinco a diez veces mayor que la de los mejores. El metano representa la mitad de las emisiones totales de las operaciones de petróleo y gas. Abordar las fugas de metano es una máxima prioridad y puede hacerse de manera muy rentable, pero no es la única prioridad”, consideró el organismo.

La Agencia también dijo que, a como están las cosas, **menos de la mitad de la producción mundial actual de petróleo y gas es producida por empresas que tienen objetivos para reducir estas emisiones**.

“Se necesita una coalición mucho más amplia –con objetivos mucho más ambiciosos– para lograr reducciones significativas en toda la industria del petróleo y el gas”, sugirió.

Agregó que la producción, el transporte y el procesamiento de petróleo y gas generan poco **menos del 15 por ciento de las emisiones mundiales** de gases de efecto invernadero relacionadas con la energía.

“Esta es una cantidad enorme, equivalente a todas las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con la energía de Estados Unidos”, advirtió.

Necesaria más inversión, pero no nuevas exploraciones

La AIE reconoce que es necesaria una inversión continua en el suministro de petróleo y gas en todos los escenarios, pero los **800 mil millones de dólares** que actualmente se invierten cada año **son el doble** de lo que se necesitará en 2030 para satisfacer la caída de la demanda en un escenario de 1.5 °C.

Por ello, consideró que la inversión en campos existentes y en algunos nuevos es necesaria en un mundo que cumple los compromisos nacionales en materia de energía y clima, aunque en conjunto **no hay necesidad de nuevas exploraciones**.

“En un escenario que alcance cero emisiones netas globales para 2050, las caídas en la demanda son lo suficientemente pronunciadas como para que no se requieran nuevos proyectos convencionales de petróleo y gas de largo plazo”, afirmó.

Incluso, recomendó cerrar parte de la producción existente:

“En 2040, más de 7 millones de barriles por día de producción de petróleo quedarán fuera de operación antes del final de su vida técnica en un escenario de 1.5 °C”. EAD

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

28 de noviembre de 2023



Bajaron 6.1% exportaciones de petróleo en octubre

De acuerdo con el Inegi, las exportaciones de crudo llegaron a 1.08 millones de barriles diarios, 10% por arriba del mismo mes de 2022

Las exportaciones de petróleo crudo en octubre pasado bajaron **6.1 por ciento** con respecto al mes anterior, al ubicarse en **1 millón 86 mil barriles diarios promedio**, que representa **71 mil barriles menos**.

Sin embargo, comparado con el mismo mes de 2022, los envíos al extranjero aumentaron **10 por ciento, o 99 mil barriles**, con respecto a los **987 mil barriles** de ese entonces, de acuerdo con las cifras dadas a conocer hoy por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Inegi).

En su reporte “**Información oportuna sobre la balanza comercial de mercancías de México**” a **octubre de 2023**, el Inegi refirió que las exportaciones totales de mercancías (no petroleras y petroleras) alcanzaron un valor por los **51 mil 974 millones de dólares**, un déficit por 252 millones con respecto al mes anterior.

El Inegi detalló que el valor de las exportaciones de hidrocarburos en octubre fue de **3 mil 195 millones de dólares**, de los cuales **2 mil 772 millones** correspondieron a la venta de petróleo crudo y los **423 millones restantes** a otros productos petroleros, según citó datos de PMI Comercio Internacional.

“*En ese mes, el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo de exportación se situó en 82.33 dólares por barril, cifra menor en 0.28 dólares con respecto del mes previo, aunque superior en 4.06 dólares a la de octubre de 2022*”, expuso.

Aun con ello, las exportaciones petroleras aumentaron **14.1 por ciento** en el mes de referencia, pero registraron un descenso de **5.51 puntos porcentuales** en cifras ajustadas por estacionalidad.

De lado de las **importaciones**, indicó el organismo, los bienes de consumo petroleros, como las **gasolinas, gas butano y propano, se redujeron en 15.4 por ciento**.

De forma anualizada, estas importaciones se redujeron en **28.5 puntos**, agregó el instituto.

Se incrementan exportaciones automotrices

En su Informe, el Inegi destacó que en octubre las exportaciones de manufacturas tuvieron el alza anualizada más importante con **20.9 puntos porcentuales**, seguidas de equipo profesional y científico con 19.7 por ciento y de productos de minerometalurgia con 7.2 por ciento.

“*El incremento anual de las exportaciones de productos automotrices se derivó de aumentos de 19 por ciento en las ventas canalizadas a Estados Unidos y de 31.4 por ciento en las dirigidas a otros mercados*”, señaló el organismo.

Los número del Inegi demuestran que en octubre pasado, la balanza comercial del sector manufacturero automotriz alcanzó un valor por los **17 mil 670 millones de dólares**, mientras que en el periodo de los primeros diez meses del año llegó a los **156 mil 610 millones**, lo que representó un incremento de **15.2 por ciento** con respecto al mismo periodo del año anterior. EAD

BALANZA COMERCIAL DE MERCANCIAS DE MÉXICO
(millones de dólares y variación porcentual anual)

Concepto	Octubre de 2023*		Enero - octubre de 2023*	
	millones de dólares	variación % anual	millones de dólares	variación % anual
Exportaciones totales	51 973.7	5.6	493 510.7	3.0
Petroleras	3 194.5	14.1	28 174.6	-16.3
No petroleras	48 779.1	5.1	465 336.1	4.5
Agropecuarias	1 710.4	12.3	18 085.7	4.3
Extractivas	689.8	-15.1	7 809.7	4.3
Manufactureras	46 379.0	5.3	439 440.6	4.5
Automotrices	17 669.9	20.9	156 610.1	15.2
No automotrices	28 709.0	-2.5	282 830.5	-0.6
Importaciones totales	52 226.2	1.8	503 846.7	-0.6
Petroleras	3 970.8	-25.2	45 579.1	-29.3
No petroleras	48 255.4	5.0	458 267.6	3.6
Bienes de consumo	7 991.8	20.5	73 216.4	7.8
Petroleras	1 117.0	-15.4	15 684.0	-25.8
No petroleras	6 874.7	29.5	57 532.4	23.0
Bienes intermedios	39 094.0	-3.1	382 755.4	-4.2
Petroleras	2 853.8	-28.5	29 895.1	-31.0
No petroleras	36 240.2	-0.3	352 860.3	-1.0
Bienes de capital	5 140.4	19.4	47 874.9	21.9
Saldo de la balanza comercial	-252.5	-87.9	-10 336.0	-62.7

Nota: Debido al redondeo de las cifras, las sumas de los parciales pueden no coincidir con los totales.
* Cifras oportunas.

Fuente: SAT, SE, Banco de México e INEGI. Balanza Comercial de Mercancías de México, 2023.

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

28 de noviembre de 2023

5

Países africanos piden mayor cuota petrolera a la OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) busca un acuerdo para negociar el tope de producción a los países miembro africanos para el año entrante.

El jueves, la OPEP anunció que la reunión se llevará a cabo de manera virtual durante los primeros dos días de esta semana.

Ese mismo día, **funcionarios del organismo señalaron que Angola y Nigeria**, ambos miembros de la OPEP, buscaban una asignación de producción petrolera más elevada.

Nigeria y Angola fueron dos de los países a los que se les redujeron los objetivos en la última reunión del organismo, celebrada en junio, debido a años de incumplimientos anteriores.

Varios analistas anticipan que la **OPEP+ podría extender o incluso profundizar los recortes en la oferta de petróleo hasta el próximo año para respaldar los precios.**

Además, el mercado **aguarda para saber si Arabia Saudita prolongará su recorte voluntario adicional de producción de un millón de barriles por día**, que expira a fines de diciembre. EAD



Producción nacional de líquidos cae de nuevo en septiembre

La producción nacional de petróleo volvió a caer en septiembre.

La producción nacional de petróleo disminuyó en 1.21% u 20 mil barriles diarios durante el mes de octubre frente al mes inmediato anterior, de acuerdo con el reporte mensual de extracción de la [Comisión Nacional de Hidrocarburos \(CNH\)](#).

La producción de petróleo de Pemex se recuperó parcialmente tras el incendio registrado en la plataforma Nohoch en los primeros días de julio.

De acuerdo con los datos del regulador, la producción de crudo en octubre de la empresa productiva del estado se ubicó en un millón 542 mil barriles por día en promedio.

Desde que inicio el 2023, el regulador suma la producción de aceite y condensados para presentar la producción de hidrocarburos líquidos, en sintonía con los reportes de [Petróleos Mexicanos \(Pemex\)](#).

La empresa productiva del estado ha tenido que sumar los condensados extraídos de los campos Tupilco, [Quesqui](#) e Ixachi para aumentar el volumen de la producción de hidrocarburos, luego de la caída en el volumen extraído de petróleo crudo.

La producción de condensados de Pemex se ubicó en 280 mil barriles diarios, 8 mil barriles menos frente a lo registrado en septiembre.

Sumando los condensados, la producción en el octavo mes del 2023 paso de un millón 830 mil en enero a un millón 919 mil barriles, un aumento de apenas 4.86%.

Del total de la producción de hidrocarburos líquidos, un millón 821 mil barriles corresponden a la empresa productiva del estado y 97 mil de barriles a las empresas privadas que operan bloques en aguas someras, profundas y terrestres en el territorio nacional.

La producción de migraciones se ubicó en 124 mil barriles. Mientras que las de las rondas de licitación alcanzó los 87 mil barriles diarios y los farmouts 10 mil barriles por día. De acuerdo con la CNH, el 52% de la producción de aceite del país, el equivalente a un millón 006 mil barriles, proviene de 7 campos, todos ellos de Pemex. Los campos con mayor producción en el país son [Malooob](#), Quesqui, Zaap, Tupilco Profundo, Ayatsil, [Balam](#) y Xanab.

Destaca que Quesqui y Tupilco Profundo ya son el segundo y cuarto campo con mayor producción de líquidos cuando se tratan de dos campos productores de gas, lo que evidencia el declive en la producción de petróleo en los campos marinos de la empresa productiva del estado.

Por otra parte, la producción nacional de gas, disminuyó en el decimo mes del año, en comparación al mes de septiembre, para ubicarse en 4 mil 166 millones de pies cúbicos diarios. OGM

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

28 de noviembre de 2023

6

Petrobras analiza comprar activos de YPF

Petrobras se encuentra evaluando adquirir activos que YPF planea vender en Argentina.

El presidente de la compañía petrolera Petrobras, Jean Paul Prates, afirmó que aunque actualmente no están considerando la adquisición de activos puestos a la venta en Argentina por el Gobierno de Javier Milei, no descarta la posibilidad en el futuro.

“En este momento, no forma parte de nuestros intereses. No estamos buscando una YPF. Sin embargo, no sabemos qué activos pueden ofrecer y podrían ser de interés para nosotros”, señaló Prates durante una conferencia de prensa al ser preguntado sobre los planes del presidente electo de Argentina de vender los activos de la petrolera estatal.

Petrobras no está llevando a cabo ningún análisis de adquisición o inversión en Argentina en la actualidad, la compañía siempre está atenta a cualquier oportunidad de negocio que pueda interesarle y que podría evaluar en el futuro.

“Pero en este momento, diría que el entorno está muy indefinido. El anuncio de que el presidente puso a la venta YPF no implica que vayamos a anunciar de inmediato que queremos comprarla”, afirmó Prates.

El ejecutivo reconoció que, a pesar de que Petrobras ha vendido varios de sus activos en el país vecino como parte de un ambicioso proceso de desinversiones en los últimos años, aún posee una participación en una planta de procesamiento de gas natural en Vaca Muerta que tiene la capacidad de procesar 41 mil millones de metros cúbicos. Uno de los tres socios en esa planta es precisamente YPF.

“Incluso hemos aprobado, junto con los otros socios, una inversión de 600 millones de dólares para mejorar y expandir esa planta”, agregó, refiriéndose a este activo como estratégico y uno de los principales en el país vecino.

En la misma conferencia de prensa, el director financiero de Petrobras, Sergio Caetano Leite, recordó que una parte importante de los 11 mil millones de dólares que la empresa ha reservado para invertir en nuevos proyectos en el próximo quinquenio se destinará a adquisiciones. OGM

OPEP busca acuerdo de cuotas de producción con países africanos

La OPEP está cerca de alcanzar un acuerdo con sus miembros africanos sobre las cuotas de producción en 2024.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) se encuentra al borde de llegar a un compromiso con los productores de petróleo africanos respecto a los niveles de producción para el año 2024.

El grupo debido de cambiar la reunión ministerial propuesta para hoy y mañana debido a la falta de acuerdo con los países africanos. El jueves, la OPEP anunció que la reunión se llevará a cabo de manera virtual.

Funcionarios indicaron el jueves que Angola y Nigeria, ambos miembros de la OPEP, buscaban una asignación de producción petrolera más elevada.

Cabe recordar que Nigeria y Angola fueron dos de los países a los que se les redujeron los objetivos en la última reunión del cártel, celebrada en junio, debido a años de incumplimientos anteriores.

Varios analistas anticipan que la OPEP+ podría extender o incluso profundizar los recortes en la oferta de petróleo hasta el próximo año para respaldar los precios. Además, el mercado aguarda para saber si Arabia Saudita prolongará su recorte voluntario adicional de producción de 1 millón de barriles por día, que expira a fines de diciembre. OGM



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

28 de noviembre de 2023

Shell devuelve cuatro bloques en aguas profundas

7

Shell renunció hoy a cuatro bloques en aguas profundas y el miércoles cedió otro a Pemex.

El órgano de gobierno de la [Comisión Nacional de Hidrocarburos \(CNH\)](#) inició el proceso de terminación anticipada de cuatro áreas que Shell, que obtuvo en las rondas petroleras como resultado de la reforma energética de 2013 impulsada durante la administración de Enrique Peña Nieto.

La filial en México de la firma británica presentó solicitudes para concluir los contratos CNH-R02-L04-AP-PG03/2018, CNH-R02-L04-AP-PG04/2018, CNH-R02-L04-AP-PG06/2018, CNH-R02-L04-AP-PG07/2018.

Shell argumentó la “calidad pobre de los yacimientos” como motivo principal para renunciar a estas áreas contractuales.

Estos movimientos ocurren poco después de que la CNH autorizara a Shell, originalmente de capital holandés, a ceder el control del contrato CNH-R02-L04-AP-PG02/2018 a Petróleos Mexicanos (Pemex), ubicado [cerca de Trión](#) y en la misma zona que los cuatro contratos objeto de las renunciaciones.

Los contratos, suscritos en modalidad licencia el 17 de mayo de 2018 en colaboración con Qatar Energy, tienen a Shell como operador con un interés del 60% en cada uno. Estas áreas, con una extensión de aproximadamente 2 mil kilómetros cuadrados cada una, están en etapa de exploración, y la duración de los contratos era de 35 años.

Salvador Ortuño Arzate, uno de los dos comisionados que presentó la ponencia de dos de los procesos, señaló que, aunque Shell alega la baja calidad del yacimiento, esto no es definitivo debido a complicaciones geológicas, como la alta salinidad en las zonas que dificulta los estudios de exploración.

Las solicitudes de Shell fueron ingresadas a la CNH el 27 de octubre, pero las resoluciones aprobadas tendrán efectividad a partir del 25 de enero de 2024. Tras la aprobación, se informará a las secretarías de Energía, Economía, Hacienda y Crédito Público, así como al Fondo Mexicano del Petróleo.

De acuerdo con datos de la CNH, Shell sigue siendo operador al 100% en áreas vinculadas a otros contratos. La empresa opera al 50% en algunos convenios y es socio financiero al 40% en otro. OGM

ADNOC abre primera estación de carga rápida de hidrógeno

En la estación de carga de ADNOC se suministrará hidrógeno a vehículos de las marcas Toyota, BMW y Al Futtaim.

La empresa nacional de petróleo de los Emiratos Árabes Unidos (ADNOC) ha inaugurado hoy la primera estación piloto de hidrógeno verde de alta velocidad en la región para probar una flota de vehículos de hidrógeno con cero emisiones.

Según la agencia oficial de noticias emiratí, la estación, ubicada en terrenos cedidos por Masdar City, generará hidrógeno verde a partir de agua mediante un electrolizador alimentado por electricidad limpia de la red.

La estación piloto, denominada “H2GO”, cuenta con el respaldo del Centro de Transporte Integrado de Abu Dabi, y el repostaje de alta velocidad ha sido proporcionado por Linde, una empresa líder mundial en gases industriales e ingeniería.

A lo largo del proyecto piloto, la flota de vehículos de hidrógeno ha sido suministrada por Toyota, Al Futtaim Motors y BMW, y será sometida a pruebas por empresas de taxis.

El director ejecutivo de Soluciones de Baja Emisión de Carbono y Crecimiento Internacional de ADNOC, Musabbeh Al Kaabi, inauguró la puesta en marcha de esta estación de repostaje de hidrógeno verde de alta velocidad, destacando la colaboración continua con “empresas locales e internacionales en tecnologías innovadoras y soluciones bajas en carbono que pueden acelerar la descarbonización y respaldar una transición energética responsable”.

El hidrógeno es un vector energético que no emite dióxido de carbono (CO₂) durante su uso, lo que significa que no se produce emisión de carbono desde su producción hasta su uso final OGM