

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de marzo de 2023

## 1 **Carnita asada, pero sin luz: CFE explica por qué hubo corte de energía en Nuevo León**

En plena temporada de 'calorones', más de 11 mil usuarios en Nuevo León se quedaron sin luz por 2 horas.

[La Comisión Federal de Electricidad \(CFE\)](#) informó que la **subestación Villa de Santiago** ubicada en Montemorelos, [Nuevo León](#), **salió de operación a causa de un incendio**.

Este incidente dejó sin energía eléctrica a **11 mil 775 usuarios de la región**, agregó la comisión.

De manera cronológica, la empresa que dirige [Manuel Bartlett](#) detalló que a las 11:25 horas de la mañana, personal de la CFE detectó **un incendio en la instalación** e implementó los protocolos para su atención.

Para **las 12:10 horas**, se desenergizó un transformador contiguo para sofocar las llamas en coordinación con equipo de protección civil. Finalmente, **a las 13:33 horas** el servicio se normalizó.

"La CFE se coordina con las autoridades involucradas para la atención de esta emergencia, reparar la infraestructura dañada y determinar la causa de la falla", apuntó la empresa en un comunicado.

### Y el colmo: la presión del agua bajó

Además de la falla eléctrica, **Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey** informó que a causa del incendio, se registró **falta de agua y bajas presiones** en diversos sectores de Villa de Santiago y al sur [de Monterrey](#).

"El problema eléctrico provocó la suspensión del bombeo de la **planta potabilizadora 'La Boca'** y el rebombeo de los tanques Toscana, Sierra Alta, Estanzuela, Mirador, Villas Las Fuentes, Campana, Sierra Venta, Satélite, Altamira y Sur", dijo.

Durante 2022, el patrimonio neto de la CFE registró su segundo menor nivel en los últimos cinco años, según el reporte 'CFE en la mira', elaborado por el **Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO)**.

Al 31 de diciembre de 2022 el patrimonio de la empresa fue de **628.5 mil millones de pesos**, monto 10.3 por ciento menor al registrado en el mismo periodo de 2022, cuando fue de 700.7 mil millones de pesos.

"La disminución del patrimonio neto de la CFE se atribuye a que el crecimiento de sus pasivos fue mayor que el de sus activos", puntualizó el *think tank*.

En el último año, **los pasivos de CFE** se elevaron en 136.9 mil millones de pesos, lo que representó un incremento de 8.7 por ciento en comparación del año previo.

En tanto, los activos solo presentaron un incremento de 2.9 por ciento a tasa anual durante 2022. El Financiero

## **AMLO: Lozoya y la FGR no han llegado a un acuerdo porque solo ofrece 10 mdd como reparación**

### **EL extitular de Pemex ha buscado negociar con las autoridades**

El presidente **Andrés Manuel López Obrador** consideró que lo que está podría estar suspendido un acuerdo entre [Emilio Lozoya](#), exdirector de Pemex, y la [Fiscalía General de la República \(FGR\)](#) es el monto de la reparación de daño, ya que sólo ofrece 10 millones de dólares.

Dijo que por el caso de **Agronitrogenados, Alonso Ancira**, acordó pagar 200 millones de dólares, y ya lleva 70 millones de dólares liquidados a favor de las arcas mexicanas.

"Hay autoridades para eso en la Fiscalía, pero ese sentido común, es de juicio práctico, creo que eso es lo que está deteniendo lo del pago para la reparación del daño, pero bueno, ya no se escucharon en la fiscalía, a ver qué resulta", indicó en el salón Tesorería de Palacio Nacional.

Cuestionado sobre por qué no se ha llegado a un acuerdo entre la **FGR y Lozoya**, el presidente declaró que se tienen que tomar en cuenta dos factores: la reparación del daño y el criterio de oportunidad.

Para que se pueda dar este trato entre las autoridades federales y el señalado se debe ampliar la declaración que dado ante la Fiscalía General de la República a fin de que se puedan robustecer carpetas de investigación en contra de otros actores que pudieron participar en el esquema de corrupción con el cual se desfalcaron las arcas públicas.

"Imagínense, 10 millones de dólares, son 200 millones de pesos, para todo lo que significó", dijo.

Durante la conferencia matutina criticó que **Vicente Fox** saliera en defensa de **Genaro García Luna** quien espera una sentencia tras ser declarado culpable por cargos relacionados con el **narcotráfico**. De acuerdo con López Obrador, el panista habría dicho que las acusaciones en contra del exsecretario de Seguridad estaban sustentadas en declaraciones de personas con poca credibilidad y además pudo haber sido víctima de la fabricación de pruebas.

"Calderón también lo está haciendo, de manera menos abierta, más cuidadoso, pero si está diciendo que él esperaba que se presentara pruebas, y que no se presentaron, entonces, hay que ver que dice García Luna, que tiene la posibilidad, no sólo de hablar para que le reduzcan las penas, sino de ayudar", aseveró.

Finalmente, el mandatario dijo que no tiene nada en contra de Carlos Salinas de Gortari, Vicente Fox, Claudio X González, Ricardo Anaya u otro de sus críticos.

"Yo no odio, y no es muy fuerte la venganza, por eso tengo mi conciencia tranquila", dijo. El Heraldó

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de marzo de 2023

## Pemex, un pozo diario

2

### La Fundación Mary Street Jenkins denuncia un nuevo atropello en Puebla a su gobierno interno al tratar de desconocer a su patronato

La estrategia de aceleración de extracción de crudo de Petróleos Mexicanos (Pemex) mantiene muy ocupado a su director general, **Octavio Romero Oropeza** ya que constantemente realiza visitas a las localidades donde se proyectan pozos con un aporte de producción importante, o incluso la posibilidad de encontrar nuevos yacimientos de gran calado.

En días recientes Romero Oropeza visitó el pozo Platao 1 EXP, en Comalcalco, Tabasco, que podría confirmar un nuevo yacimiento en el corredor que va de Tupilco a Quesqui, y también supervisó el Chaya-1001EXP, así como la programación de actividades del campo Madrefil, mientras que en el municipio de Centro dio vista al Tiribish 1 EXP para supervisar los avances en los trabajos de la estrategia exploratoria.

Para este año la meta de la petrolera es perforar 353 pozos, es decir, prácticamente en promedio un pozo diario.

De todos los pozos que se planean perforar durante este año 97 son exploratorios y 256 productores. La cantidad, es 77.3 por ciento mayor que los 199 pozos que se perforaron en 2022.

Dicha estrategia comenzó a dar frutos ya que Pemex incrementó la producción de petróleo de un millón 700 mil barriles diarios en 2018 a un millón 921 mil hoy, 580 mil barriles de producción nueva.

El enfoque de redireccionar la exploración hacia las cuencas terrestres del Sureste ha permitido a la empresa grandes ahorros en costos en cuanto a infraestructura y servicios externos, ya que no se requieren grandes traslados de maquinaria y personal, pues las actividades son en las mismas regiones geográficas.

Al cierre de 2022, la perforación de nuevos pozos productivos fue de 160, esto es 26.5 por ciento más que los 128 que se registraron en 2021, y para este año el crecimiento será de 60 por ciento, lo que confirma el avance en la reposición de reservas de hidrocarburos de Pemex. El Heraldo

## Publica CRE metodología para el cálculo de tarifas reguladas del Cenace

### Evitar la discriminación indebida, promover el acceso abierto a redes y proteger los intereses de participantes del mercado y usuarios finales, entre los objetivos

La **Comisión Reguladora de Energía (CRE)** publicó este miércoles las **Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG)** que establecen la metodología para el **cálculo de las tarifas reguladas para el servicio de operación del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace)**.

El documento, derivado del Acuerdo de la CRE con número **A/026/2022**, contiene la **metodología** para determinar el cálculo y ajuste de dichas tarifas; los **criterios** que se aplicarán para la entrega, **revisión y verificación** de la información empleada para este cálculo y ajuste; los **procedimientos para la validación** de la publicación y verificación de la aplicación de las tarifas; los **procedimientos para su revisión** y ajuste, y las **responsabilidades** del sujeto regulado, en este caso, el Cenace.

*“Lo anterior, a fin de privilegiar que la determinación de las Tarifas Reguladas para el servicio de operación del CENACE, se realice bajo criterios transparentes, imparciales y congruentes con las mejores prácticas, promueva el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, garantice la Continuidad de los servicios, evite la discriminación indebida, promueva el acceso abierto a la RNT y a las RGD y proteja los intereses de los Participantes del Mercado y de los Usuarios Finales”, se lee en el apartado de los **Considerandos** del Acuerdo.*

A través de esta disposición, la CRE especifica que **en tanto no se emitan los lineamientos de contabilidad regulatoria**, el organismo establecerá las especificaciones, criterios, instrucciones y formatos para la integración y presentación de la Información Regulatoria de Costos y Activos del Cenace.

Para tal efecto, agrega, la Secretaría Ejecutiva de la CRE deberá notificar al Cenace estos requerimientos en un plazo de **diez días hábiles** posteriores a la entrada en vigor del Acuerdo, misma que será mañana jueves.

Igualmente, Comisión determina que a partir de la entrada en vigor de las DACG, **quedará sin efectos** cualquier disposición, acuerdo, resolución o notificación que se oponga a su contenido.

Destaca el **acuerdo quinto** del documento que plantea la posibilidad de ser sujeto de impugnación mediante **un juicio de amparo indirecto**.

*“El presente acto administrativo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto, conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, ante los órganos jurisdiccionales del Poder Judicial de la Federación, dentro del plazo establecido en la Ley de Amparo, Reglamentaria de los artículos 103 y 107 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos”, indica. EAD*

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de marzo de 2023



## Planea EU recomprar petróleo para alimentar su reserva estratégica

**E**stados Unidos podría empezar a recomprar crisol para la Reserva Estratégica de Petróleo (SPR por su sigla en inglés) a finales de este año, después de que el presidente Joe Biden ordenara el año pasado la mayor venta de la historia de la reserva, dijo la secretaria de Energía, Jennifer Granholm.

La intención del Gobierno es recomprar petróleo para la SPR cuando los precios se sitúen en o por debajo de alrededor de 67-72 dólares el barril, después de que la venta de 180 millones de barriles del año pasado llevara el nivel de las reservas a su mínimo desde 1983, afirmó la Casa Blanca en octubre.

Biden llevó a cabo la venta para reducir los precios del petróleo que se dispararon tras la invasión de Rusia a Ucrania.

Los precios del petróleo en Estados Unidos tocaron este mes ese rango, pero no se anunció ninguna medida. La semana pasada, la secretaria de Energía, Jennifer Granholm, dijo a legisladores en una audiencia en la Cámara de Representantes que sería difícil aprovechar los precios relativamente bajos de este año para volver a llenar la reserva, lo que plantea preocupaciones sobre la seguridad energética.

Pero Granholm dijo a Reuters durante una visita a Puerto Rico que las compras podrían comenzar a finales de 2023.

*“Comenzaremos ese proceso este año, pero volver a llenar toda la cantidad es imposible de hacer en un año”, dijo Granholm.*

El Departamento está llevando a cabo una venta de 26 millones de barriles de petróleo de la SPR ordenada por el Congreso y dos de los cuatro emplazamientos de SPR en Texas y Luisiana están detenidos por mantenimiento, lo que ha retrasado las recompras.

Granholm dijo que los sitios de la SPR sometidos a trabajos de extensión de vida en Bryan Mound en Texas y Bayou Choctaw en Luisiana estarían “inactivos hasta el otoño” boreal.

“Podemos iniciar el proceso de recompra dependiendo de algunos de estos intercambios en el cuarto trimestre”, afirmó Granholm, refiriéndose a las devoluciones de más de 25 millones de barriles de petróleo de intercambios anteriores con las compañías petroleras.

Dijo que las recompras dependerían también de la situación de los precios.

La Reserva Estratégica de Petróleo contiene actualmente unos 372 millones de barriles, el nivel más bajo desde 1983, en cavernas de sal huecas a lo largo de la costa del Golfo.

Granholm visitó Puerto Rico para buscar formas de reforzar la red eléctrica de la isla. EAD

## Colocan primera piedra de la Terminal Química Puerto México

**B**raskem Idesa y Advario, colocaron la primera piedra de la terminal de importación de etano, proyecto denominado Terminal Química Puerto México (TQPM), en presencia de representantes de los tres niveles de gobierno, así como de Pemex, representantes portuarios, empresarios e invitados especiales.

En un comunicado conjunto, las empresas señalaron que el proyecto consolida a Veracruz como territorio de inversión y está considerado en el Acuerdo Nacional en Infraestructura con el Sector Privado de la SHCP, el Programa Sectorial de Energía de la Sener, el Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec y el Plan de Negocios de Pemex.

Las empresas recordaron que la terminal incluye una inversión de 400 millones de dólares, generará dos mil empleos durante la fase de construcción.

Una vez concluida la obra, ésta moverá 80 mil barriles por día equivalentes a 1,664,000 ton/año de etano en fase gas en el puerto de Coatzacoalcos, recinto que ocupa el primer lugar nacional en manejo de petróleo y derivados y tercero en movimiento de carga.

La terminal de importación de etano complementará el suministro de este hidrocarburo en México, proporcionará el etano adicional requerido por Braskem Idesa para operar a plena capacidad, así como disponibilidad de etano para todos los complejos petroquímicos privados o estatales en la región.

Las obras incrementarán la disponibilidad del gas y la competitividad de toda la industria petroquímica y plástica mexicana. La obra estará conectada al complejo petroquímico de Braskem Idesa a través de un etano-ducto de aproximadamente 10 kilómetros y tendrá una capacidad de almacenamiento de 100 mil metros cúbicos.

*“Veracruz siempre ha sido un lugar estratégico para nuestras inversiones, el complejo petroquímico de Braskem Idesa es prueba de ello. Desde 2016 cuando fue inaugurado, ha generado empleos de calidad y ha sido imán para nuevas e importantes inversiones siendo referente de la industria petroquímica nacional. Ahora con la TQPM reiteramos nuestro compromiso con el país, la industria y con la gente del sureste de Veracruz”, comentaron Stefan Lepecki, director General de Braskem Idesa y Sergio Guagliardo, director de Advario en TQPM.*

Por su parte, el secretario de Desarrollo Económico de Veracruz, Enrique de Jesús Nachón, comentó que esta inversión es la primera del Corredor Interoceánico y abrirá la brecha al desarrollo del sureste del país. La construcción de la TQPM inicio en 2022 y se concluirá en el segundo semestre de 2024. Las obras cuentan con un avance de 35 por ciento y ya se emplea a más de 500 personas priorizando la contratación de empresas y mano de obra local. EAD

30 de marzo de 2023



4

## Desarrolla el IMP catalizador capaz de producir diésel de ultra bajo azufre

**El Catalizador IMP-DSD-30® permite producir el DUBA a costos competitivos**

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) desarrolló una tecnología con la que es posible producir **diésel de ultra bajo azufre (DUBA) a costos competitivos**.

Esta nueva tecnología totalmente mexicana, llamada **Catalizador IMP-DSD-30®**, puede operar y producir el DUBA en las condiciones actuales de las plantas que existen en las refinerías del país, informó el Instituto, y cumple con las especificaciones establecidas en la norma oficial mexicana [NOM-016-CRE-2016 Especificaciones de calidad de los petrolíferos.](#)

*“Este desarrollo cursó todas las etapas hasta llegar al producto actual, el cual cumple con todas las especificaciones técnicas y competitivas, desde el punto de vista económico y normativo. Tiene una formulación muy específica que permite hacer una pre-hidrogenación antes de hidrodesulfurar, lo que ocasiona que la velocidad de reacción de los compuestos refractarios sea más rápida y la remoción de azufre sea más efectiva”, explicó el organismo bajo la dirección general de **Marco Antonio Osorio Bonilla**.*

Recalcó que el nuevo catalizador cumple con la especificación de la NOM que establece que el máximo contenido de azufre en el DUBA **debe ser de 15 partes por millón**, por lo que tiene potencial de aplicación industrial en **plantas de hidrodesulfuración de destilados intermedios del Sistema Nacional de Refinación que operan a media y alta presión**.

Los beneficios del Catalizador IMP-DSD-30® son:

- **Menor monto de inversión** respecto al requerido en la construcción de una planta nueva, y/o en la modernización de una planta existente.

- Su uso contribuirá a **incrementar la producción de diésel UBA en las refinerías del Sistema Nacional de Refinación**, reduciendo la importación de este combustible y con ello contar con tecnología nacional desarrollada específicamente para la producción de diésel UBA en sus plantas HDS.
- Tiene la actividad, selectividad y estabilidad (tiempo de vida útil) requeridas para la producción de diésel que cumpla con las especificaciones de **contenidos de azufre, aromáticos (35 %vol., máximo) e índice de cetano (45 mínimo)**.

Construirá el IMP su propia planta de catalizadores

El IMP también adelantó que, aunado a este desarrollo, **está en proceso el diseño y construcción de su propia planta de producción de catalizadores** para dejar de importar estos insumos y utilizar las capacidades técnicas que existen en México para producir este insumo clave para el desempeño operativo de las plantas.

Señaló que el proyecto ya ha sido evaluado **y presenta viabilidad técnica y económica**.

Entre los **beneficios para la industria**, enlistó la disponibilidad inmediata de catalizadores, el control de calidad para los procesos de refinación y la posibilidad de generar nuevos desarrollos que permitan incrementar la eficiencia operativa del Sistema Nacional de Refinación.

*“Así, el Instituto Mexicano del Petróleo cuenta con un catalizador, una solución a la medida, diseñado para producir diésel UBA en las refinerías a las condiciones de diseño de las plantas”, concluyó el organismo. EAD*

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de marzo de 2023

5

## Inventarios de crudo de Estados Unidos disminuyen inesperadamente

Los inventarios de crudo en los Estados Unidos disminuyeron la semana pasada más de lo esperado, de acuerdo con la EIA.

Las existencias de crudo de Estados Unidos cayeron inesperadamente la semana pasada, mientras que las de gasolina también se redujeron y las de destilados aumentaron, informó el miércoles la Administración de Información de Energía (EIA, por su sigla en inglés).

Los inventarios de crudo disminuyeron en 7,5 millones de barriles en la semana terminada el 24 de marzo, a 473.7 millones de barriles, frente a las expectativas de los analistas consultados en un sondeo de Reuters de un aumento de 100 mil barriles.

Las existencias de crudo en el centro de entrega de Cushing, Oklahoma, descendieron en 1.6 millones de barriles la semana pasada, según la EIA.

La producción de crudo en las refinerías creció en 437 mil barriles diarios la semana pasada, y los índices de utilización de las refinerías subieron 1.7 puntos porcentuales en la semana.

Las existencias de gasolina bajaron en 2.9 millones de barriles en la semana, a 226.7 millones de barriles, según la EIA, frente a las expectativas de los analistas de una caída de 1.6 millones de barriles.

Las existencias de destilados, que incluyen diésel y el combustible para calefacción, aumentaron en 0.3 millones de barriles en la semana, a 116.7 millones de barriles, frente a las expectativas de un descenso de 1.5 millones de barriles, según los datos de la EIA.

Las importaciones netas de crudo estadounidense cayeron la semana pasada en 499 mil bpd, según la EIA.



## Actividad se estanca en principales campos petroleros de Estados Unidos

La actividad de petróleo y gas de Estados Unidos se estancó en el primer trimestre debido a que las ganancias de producción se desaceleraron.

La actividad de petróleo y gas de Estados Unidos se estancó en el primer trimestre debido a que las ganancias de producción se desaceleraron y las perspectivas de las firmas perforadoras se volvieron negativas, según una encuesta publicada el miércoles por el Banco de la Reserva Federal de Dallas.

El índice de actividad del banco, que mide las condiciones entre las empresas de petróleo y gas en las principales zonas de producción de petróleo de Texas, Nuevo México y Luisiana, cayó de 30.3 a 2.1 en el cuarto trimestre de 2022.

Las empresas informaron aumentos en los costos por noveno trimestre consecutivo y dijeron que los precios más bajos del petróleo y el gas de este año están afectando el flujo de efectivo y las ganancias. En general, el índice de perspectiva de una empresa se volvió negativo, cayendo 27 puntos a -14.1.

“Un aumento estimado del 30% al 40% en los costos de las operaciones de campos, el alza de los cargos por intereses sobre el dinero prestado, un colapso drástico en los precios del gas natural combinado con precios más bajos del crudo produjeron un flujo de caja notablemente más bajo”, dijo uno de los encuestados. La encuesta se realizó entre 147 empresas de petróleo y gas entre el 15 y el 23 de marzo, un período en el que los precios del crudo se tambalearon por las preocupaciones sobre la industria bancaria mundial.

Después de caer alrededor de 64 dólares por barril a mediados de marzo, los precios del referencial estadounidense WTI se recuperaron y rondaron los 73 dólares por barril el miércoles.

El WTI cotizará alrededor de 80 dólares por barril para fin de año, estimaron los encuestados. Se prevé que los precios del gas natural, que han bajado aproximadamente un 50% desde el comienzo del año y cotizaban por debajo de 2 dólares por millón de unidades térmicas británicas el miércoles, terminarán el año en 3.43 dólares por MMBtu., dijeron los encuestados.

Si bien el índice de producción de petróleo se mantuvo positivo, cayó considerablemente durante el trimestre a 10,5 desde 25.8 en el cuarto trimestre. Algunas empresas y analistas han advertido que la productividad de los pozos en las mejores regiones de esquisto de Estados Unidos está disminuyendo. Muchos ejecutivos encuestados culparon de la perspectiva negativa a la administración del presidente Joe Biden, citando demoras en los permisos e incertidumbre regulatoria. Otros señalaron preocupaciones económicas más importantes.

“La volatilidad en los mercados de materias primas y las recientes turbulencias bancarias siguen influyendo en la dinámica empresarial y están provocando una reducción de los planes de gasto”, dijo uno de los encuestados.

# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de marzo de 2023

## 6 CNH autoriza a Eni más tiempo para explorar dos bloques en aguas mexicanas

**Proveedores de plataformas incumplieron los contratos de servicio obligando a Eni lanzar nuevas licitaciones.**

El órgano de gobierno de la [Comisión Nacional de Hidrocarburos \(CNH\)](#), otorgó dos prórrogas al periodo inicial de exploración presentada por Eni respecto del contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018 y CNH-R02-L04-AP-CS-G05/2018.

El contrato CNH-R03-L01-G-CS-01/2018 opera en modalidad de producción compartida y se localiza en aguas someras frente a la costa de Veracruz, con una superficie total de 807.75 kilómetros cuadrados. El plan de exploración le fue aprobado por la CNH con la resolución CNH.E.25.015/19 el 4 de junio de 2019.

El motivo de la solicitud de prórroga se debe a que la perforación de dos prospectos exploratorios Nabté-1EXP y Nacóm-1EXP, previstas en noviembre de 2022, y en marzo de 2023, respectivamente, la prestadora de servicios incumplió con el equipo contratado para la perforación, por lo que [Eni](#) realizó un nuevo proceso de licitación, que tuvo una duración de ocho meses en el 2022, dada la alta demanda y reducida disponibilidad a nivel mundial de equipos de perforación.

Derivado del análisis técnico-jurídico de la CNH, se consideró procedente la solicitud del operador petrolero, ya que se trata de causas no imputables él, y le será imposible concluir las actividades mencionadas.

Por ello, la CNH autorizó una prórroga de 11 meses adicionales, contados a partir de la fecha de conclusión del PIE, el 4 de junio 2023.

En la misma sesión, el órgano de gobierno de la CNH, otorgó una prórroga al contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G05/2018, la cual se localiza en aguas profundas frente a la costa de Veracruz, con una superficie total de 1921.93 kilómetros cuadrados. El Plan de Exploración le fue aprobado por la CNH con la resolución CNH.E.43.001/19 el 3 de agosto de 2019.

El motivo de la solicitud de prórroga al Periodo Inicial de Exploración (PIE) obedece a que la prestadora de servicios no realizó la perforación del prospecto Tlazotli-1EXP, por lo que el operador, efectuó un nuevo proceso de licitación, que tuvo una duración de ocho meses en el 2022, dada la alta demanda y reducida disponibilidad a nivel mundial de equipos de perforación.

Derivado del análisis técnico-jurídico de la CNH se consideró procedente la solicitud de Eni, ya que se trata de causas no imputables él, y no podría concluir las actividades mencionadas en el plazo señalado para el término del PIE.

Debido a esta situación, el regulador autorizó la prórroga del PIE asociado al contrato por un periodo de 10 meses adicionales, contados a partir de la fecha de conclusión el 3 de agosto de 2023. EAD

## Pemex invertirá 13,602 mdd en desarrollo de campo Pit

**Pemex busca producir 459.23 MMb de aceite y 56.62 MMMpc de gas durante la duración del plan.**

El órgano de gobierno de la [Comisión Nacional de Hidrocarburos \(CNH\)](#), autorizó a Pemex Exploración y Producción (PEP) el plan de desarrollo para la extracción del Campo Pit, perteneciente a la Asignación AE-0165-M-CAMPECHE ORIENTE.

La asignación para la de extracción [AE-0165-M-Campeche Oriente \(Campo Pit\)](#), tiene una superficie de 60.82 kilómetros cuadrados, ubicada en aguas territoriales del Golfo de México. El campo es productor de aceite negro de 10.8 grados API.

El alcance del plan, que comprende el periodo 2023-2063, cuyo inicio de producción será en 2025, tiene por objetivo producir un volumen de Reserva 2P de 459.23 millones de barriles de aceite y 56.62 mil millones de pies cúbicos de gas.

El plan de desarrollo contempla 26 perforaciones e igual número de terminaciones; la construcción de cinco ductos; dos plataformas; cinco reparaciones mayores y 707 reparaciones menores.

Para justificar la aprobación, el plan prevé obtener en el campo Pit un factor de recuperación final de hidrocarburos de 16.43% en aceite y gas, así como, alcanzar una producción máxima de 88 mil barriles de aceite y 10 millones de pies cúbicos de gas en 2030.

El conjunto de actividades de desarrollo, producción y abandono de este proyecto se contempla una inversión por 13 mil 602.80 millones de dólares, de los cuales 3 mil 439.03 millones se destinará a Inversión, 10 mil 163.77 millones serán para gasto de operación, y 491.56 millones para otros egresos. EAD



# NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

30 de marzo de 2023



## Equinor y Transocean firman contrato para dos plataformas petroleras

**El acuerdo de colaboración estratégica impulsará mejoras en tecnología e innovación relacionadas con la seguridad, la eficiencia y las emisiones de gases de efecto invernadero.**

Equinor ha adjudicado dos contratos para el uso de las plataformas petroleras Transocean Alien, principalmente en el Mar de Noruega, y Transocean Enabler, para el campo Johan Castberg. Al mismo tiempo, las empresas han firmado un acuerdo de colaboración estratégica.

Las plataformas han tenido contratos de ocho años con Equinor que vencen el 1 de diciembre de 2023 y el 1 de abril de 2024, respectivamente. Esta será la primera extensión del contrato desde que se construyeron las plataformas, como las denominadas plataformas Cat D, especializadas para las condiciones noruegas.

El programa de perforación en el Mar de Noruega consta de nueve pozos que se perforarán en los campos Tyrihans, Verdande, Andvare y Vigdis ubicados en el área de Tampen en el Mar del Norte.

Verdande y Andvare estarán vinculados al campo de Norne. El programa de perforación también incluye pozos de exploración y puede extenderse aún más, agregando seis pozos. El valor total estimado de los nueve pozos es de unos 191 millones de dólares y se espera que la campaña de perforación comience el 1 de diciembre.

En el campo Johan Castberg, Transocean Enabler tendrá un programa fijo de perforación de 19 pozos y opciones en otros ocho pozos. El valor total del contrato se estima en USD 415 millones, siendo la parte fija de 295 millones de dólares. El nuevo contrato entrará en vigor entre el 1 de abril y el 1 de julio de 2024.

“Nos complace firmar un acuerdo de colaboración estratégica con Transocean, que es uno de nuestros mayores proveedores de plataformas.

Esto refleja nuestra percepción de Transocean como un importante contribuyente a nuestra capacidad para hacer realidad nuestras ambiciones en alta mar también en los años venideros.

Hemos estado trabajando de cerca durante muchos años, y ahora están ampliando aún más esta cooperación al reservar una plataforma para la perforación de pozos de producción y exploración en el Mar de Noruega, y una plataforma para el desarrollo del campo Johan Castberg”, dice Mette H. Ottøy, Equinor’s director de adquisiciones.

El acuerdo de colaboración estratégica impulsará mejoras en tecnología e innovación relacionadas con la seguridad, la eficiencia y las emisiones de gases de efecto invernadero.

“Ahora estamos asegurando plataformas calientes, que nosotros, junto con Transocean, ya hemos invertido en mejorar, mejorando así la seguridad, reduciendo las emisiones y aumentando la eficiencia. Operando para nosotros durante los últimos ocho años, ya conocemos bien las plataformas. Por lo tanto, tenemos mucha experiencia sobre la cual construir, y esperamos continuar nuestra colaboración brindando pozos seguros y eficientes”, dice Erik G. Kirkemo, vicepresidente senior de perforación y pozos.

Los valores estimados del contrato incluyen servicios de perforación, como la colocación de tuberías de revestimiento, el tratamiento de aguas residuales, la gestión de recortes y dos vehículos operados a distancia (ROV). El acuerdo con Transocean Enabler también incluye servicios de tubería de perforación cableada.

Transocean Alien y Transocean Enabler son plataformas semisumergibles para ambientes hostiles de sexta generación totalmente preparadas para el invierno con control de perforación automatizado especialmente diseñadas para operaciones en la plataforma continental noruega. Además de estas dos plataformas, Transocean Spitsbergen también tiene un contrato con Equinor para los próximos años.

Licenciatarios de la licencia de Johan Castberg: Equinor Energy AS (operador, 50%), Vår Energi AS (30%) y Petoro AS (20%).