

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

22 de septiembre de 2023



Pemex desembolsará, para proveedores y deuda de corto plazo, 747,614 millones de pesos

Del monto total, 231,158 millones de pesos son para proveedores y contratistas; más de 500,000 millones son de endeudamiento que vencen en menos de un año.

Petróleos Mexicanos (Pemex) tiene que pagar 747,614 millones de pesos en deuda de corto plazo, menos de un año, de los cuales 231,158 millones de pesos son para pago a proveedores y contratistas, y 516,456 millones de pesos es endeudamiento, de acuerdo con información de la petrolera al cierre del primer semestre del 2023.

Jesús Carrillo, director de economía sostenible del Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), comentó a este espacio que el monto es una cantidad muy grande de los propios ingresos de Pemex, entonces el gobierno tiene que entrar a resolver el problema y “ese es el riesgo principal para las finanzas públicas. Lo que se está haciendo es pagar deudas y compromisos a corto plazo, pero no se soluciona a largo plazo”.

Carrillo refirió que la empresa petrolera tendrá que pagar 329,200 millones de pesos en deudas durante el segundo semestre de este año, y en cuatro años, la empresa productiva del Estado tiene que pagar la mitad de su deuda, es decir, 975,000 millones de pesos, aproximadamente.

La deuda financiera de Petróleos Mexicanos registró un saldo de 1.88 billones de pesos o 110,500 millones de dólares, según el informe del segundo trimestre.

La empresa productiva del Estado tiene un adeudo de 516,456 millones de pesos en deuda de corto plazo y 1 billón 370,161 millones en deuda de largo plazo.

En julio, las agencias calificadoras Fitch Ratings y Moody's bajaron la calificación crediticia de Pemex a “B+” con perspectiva Negativa y “B1” con perspectiva Negativa, respectivamente.

Los mercados crediticios no tienen la confianza de que Pemex pueda ser autosustentable en el largo plazo, esto le pone presión a la nota crediticia del soberano (gobierno federal)”, precisó Carrillo.

Apoyos de \$1.3 billones

Un análisis del IMCO calculó que en la actual administración federal ha apoyado a Pemex con 1.32 billones de pesos —entre recursos que le ha transferido directamente a la empresa y recursos que le ha dejado de cobrar— desde el 2019 y hasta junio del 2023.

El entrevistado agregó que la empresa petrolera puede realizar un refinanciamiento en la deuda para pagar créditos a corto plazo, sin embargo, el problema es que las tasas de interés son elevadas y para Pemex son aún más altas por la baja nota crediticia.

Entonces, el gobierno federal toma deuda más barata y se la transfiere a Pemex”.

César Augusto Rivera, investigador en energía en el Centro de Investigación Económica y Presupuestaria (CIEP), dijo a este espacio que cuando el gobierno federal apoya financieramente a Pemex se sacrifica gasto hacia otras áreas.

En el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación 2024 se estableció un presupuesto de 456,021 millones de pesos para la petrolera mexicana.

En los Criterios Generales de Política Económica, la autoridad prevé que el próximo año Pemex tenga un superávit financiero por 145,000 millones de pesos. Asimismo se ha propuesto que la tasa del Derecho de Utilidad Compartida baje de 40 a 35 por ciento.

“Peña fue quien endeudó a Pemex”

Durante su comparecencia en la Cámara de Diputados para explicar la Glosa del Informe de Gobierno y el Paquete Económico 2024, el secretario de Hacienda, Rogelio Ramírez de la O, respondió a legisladores que “el gobierno de Enrique Peña Nieto es el responsable de que Pemex se encuentre como una de las petroleras más endeudadas a nivel mundial.

El funcionario fue enfrentado en múltiples ocasiones por la decisión del gobierno de respaldar a Pemex, incluso, los legisladores pusieron sobre la mesa la filtración de documentos recientes en donde apunta que la petrolera ha caído en falta de pago a sus proveedores.

“Con respecto a la deuda de Pemex, este gobierno no es el que endeudó a la petrolera en 50,000 millones de dólares, el que la pasó de 49,000 a más de 100,000 millones de dólares fue el anterior régimen de Enrique Peña Nieto y esa es la realidad”, aseveró Ramírez de la O, en medio de aplausos de la bancada de Morena y sus aliados.

Además de esto, fue cuestionado sobre el techo de endeudamiento de Pemex, por el diputado Yericó Abramo Masso, quien durante su intervención señaló que éste será de 138,000 millones de pesos, significativamente mayor al de hace un año.

“Lo que ve es una propuesta de techo de endeudamiento de Pemex de 138,000 millones de pesos, aprobado por su Consejo de Administración; sin embargo, Pemex, como empresa productiva del Estado y como parte que consolida al presupuesto del sector público que coordina la Secretaría de Hacienda, está sujeto a una meta de balance de endeudamiento de cero. Aparte de eso, hay una partida presupuestal que la Secretaría de Hacienda abrió para Pemex en el 2024, por 145,000 millones de pesos, exclusivamente para el pago de amortizaciones de deuda de mercado, es decir, de bonos”, explicó.

En este sentido, señaló que en la contabilidad presupuestal de la petrolera se debe reflejar dicha inyección de recursos como un balance positivo. El Economista

22 de septiembre de 2023



2

Riesgo de impago de Pemex apunta a otras petroleras privadas

Además de Hokchi, hoy en controversia con la estatal, empresas como ENI y el consorcio Fieldwood-Petrobal también tienen contratos de comercialización de crudo con Pemex por carecer de la infraestructura en el país para el manejo de producto.

El campo Hokchi, operado por el consorcio entre las argentinas Panamerican Energy y E&P Hidrocarburos que iniciarán un litigio por impagos de Petróleos Mexicanos (Pemex), ha producido un total de 16.493 millones de barriles de crudo en los 39 meses que lleva en desarrollo, pero al ser comercializados por Petróleos Mexicanos (Pemex), por lo menos se arrastra un semestre de endeudamiento de la estatal, situación en la que estarían otros operadores privados del país.

Fuentes de Petróleos Mexicanos (Pemex) afirmaron que la misiva enviada al secretario de Hacienda por parte del director general de la estatal, Octavio Romero Oropeza, es auténtica por lo que la alerta sobre impagos a proveedores se convertirá en una crisis para la estatal, que además tendrá una reducción presupuestaria el próximo año.

El pasado martes, la agencia Latinus publicó un oficio en el cual Romero Oropeza se dirigió al secretario de Hacienda y Crédito Público, Rogelio Ramírez de la O, asegurando que “el 14 de septiembre la empresa Hokchi Energy notificó a Petróleos Mexicanos el inicio del proceso de resolución de controversias por la falta de pagos”, derivado de un contrato de compra de la totalidad de producción de petróleo y gas, y que los adeudos se arrastran desde el mes de febrero. Ello se encuentra registrado en el documento -102-2023. El monto que reclama la empresa asciende a casi 188 millones de dólares, más pago de intereses y costos financieros. En el mismo documento, Romero Oropeza recordó que el día 21 de septiembre vence un bono de deuda internacional de 1,110 millones de dólares, los cuales dejarán a Pemex en posición de caja muy comprometida y que impediría pagarles a sus proveedores por lo menos el sexto mes de adeudos vencidos que se ha cumplido.

En la situación de acuerdos de comercialización de crudo, por falta de infraestructura, están otras empresas como la italiana Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) y Fieldwood, en los campos Amoca y Miztón, en el caso de la primera empresa, y de Ichalkil y Pokoch, en consorcio con la mexicana Petrobal, de la segunda empresa de origen estadounidense.

Apenas en abril pasado, Hokchi Energy recibió la respectiva aprobación para aumentar en 90%, para llegar a 171.9 millones de dólares el presupuesto para continuar con las actividades en el campo petrolero del mismo nombre ubicado en aguas someras del Golfo de México, donde tiene un contrato de producción compartida en el que divide costos y regalías con el Estado mexicano para el desarrollo del tercer contrato más productivo hoy en el país.

Se trata de un Contrato de Extracción en la modalidad de Producción Compartida. El Área Contractual, con una superficie de 39.59 kilómetros cuadrados, en dos polígonos, está ubicada en aguas someras frente a la costa de Tabasco, aproximadamente a 27 kilómetros al noroeste del puerto de Dos Bocas, según la aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Su tipo de fluido es aceite negro de 26 grados API. La propuesta de modificación del Programa de Trabajo y el Presupuesto 2023 contiene la inclusión de un pozo productor adicional, Hokchi-16DES.

Hokchi, tiene un volumen de reserva a explotar recuperable de 175 millones de petróleo equivalente, por lo que sus planes incluyen 14 pozos, siete productores y siete inyectores, mientras ya hay seis pozos perforados y tres de ellos están en operación. En el área hay dos plataformas de producción ya operando, instaladas operando y más de 100 kilómetros de líneas submarinas también en operación.

Relación comercial con Pemex

En 2021, el consorcio entre argentinas arrancó la operación en Paraíso, Tabasco, para la relación comercial con Pemex mediante la planta de procesamiento Paraíso Hokchi, proyecto de producción petrolera en el que se invirtieron 1,000 millones de dólares y se generaron 10,000 empleos en su construcción.

El proceso inicial de esta planta fue de 14,000 barriles diarios, con una proyección a 40,000 barriles por día que formarían parte del crudo a comercializar de Pemex. Con la inauguración de la planta se inicia la entrega y comercialización de crudo y gas a la terminal El Escribano de Pemex, informó en su oportunidad Hokchi Energy.

¿Cuáles es la relación entre Hokchi y Pemex?

- Tras iniciar el desarrollo del campo Hokchi, en aguas someras, el consorcio bautizado con el mismo nombre inició una relación comercial con Pemex, dueño de la infraestructura para comercializar crudo en el Golfo de México.
- Dicho convenio consistió en la instalación por parte de los privados de su planta de tratamiento, en Paraíso, Tabasco, a donde se dio acceso a Pemex para llevar a cabo el movimiento de hidrocarburos.
- Pemex, a través de Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) sostiene estos convenios con operadores terrestres y en aguas someras, desde donde adquiere el hidrocarburo para su venta como parte de la mezcla mexicana de exportación en los mercados donde participa. El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

22 de septiembre de 2023

3

Petróleo cae tras decisión de la Fed y restricción de Rusia a las exportaciones de combustible

El precio del petróleo experimentó una caída luego de las decisiones de la Reserva Federal de mantener las tasas de interés y las restricciones de exportación de combustible impuestas por Rusia.

El **petróleo** cayó el jueves tras registrar **su mayor descenso en un mes** en la sesión previa, luego de que la Reserva Federal dejara las tasas de interés sin cambios pero señalara posibles aumentos a futuro, contrarrestando el efecto de la reducción de las reservas de crudo estadounidenses.

Los futuros del **Brent** para entrega en noviembre bajaron 23 centavos a 93.30 dólares el barril, mientras que el crudo estadounidense West Texas Intermediate (**WTI**) cedieron 3 centavos a 89.63 dólares.

Ambos referenciales se mostraron erráticos durante el día, tras perder y subir más de 1 dólar.

Rusia restringe exportaciones

Rusia dijo el jueves que **prohibió temporalmente las exportaciones de gasolina y gasóleo** a todos los países fuera de un círculo de cuatro estados ex soviéticos con efecto inmediato para estabilizar el mercado interno de combustible.

La escasez, que obligará a los compradores de combustible rusos a adquirir productos en otras áreas, hizo que los futuros del gasóleo de calefacción subieran casi un 5% el jueves.

"Como el gasóleo y el gasoil probablemente alcanzarán nuevos máximos, estarán en condiciones de ejercer cierta presión alcista sobre los mercados del crudo", dijo Jim Ritterbusch, presidente de Ritterbusch and Associates en Galena, Illinois.

La Reserva Federal influye en los precios del crudo

El miércoles, la Reserva Federal **mantuvo sin cambios las tasas de interés**, pero endureció su postura, proyectando una subida de un cuarto de punto porcentual hasta el 5.50-5.75% a finales de año.

Esto podría frenar el crecimiento económico y la demanda global de combustible. El dólar alcanzó su nivel más alto desde principios de marzo, encareciendo el petróleo y otras materias primas para los compradores que utilizan otras divisas.

Las solicitudes de subsidios por desempleo en Estados Unidos cayeron a su nivel más bajo en ocho meses la semana pasada, según el Departamento de Trabajo.

John Kilduff, socio de Again Capital LLC en Nueva York, calificó el dato como otro factor que favorecería unas tasas de interés altas. **El Banco de Inglaterra hizo lo mismo que la Fed** y mantuvo el jueves las tasas de interés, luego de una larga racha de aumentos, pero dijo que no daba por sentada la reciente caída de la inflación. El Economista

Petróleo cae por expectativas de alza de tasas en Estados Unidos

La Fed mantuvo las tasas el miércoles, pero endureció su postura, proyectando un alza de un cuarto de punto porcentual hasta 5.50-5.75% a finales de año.

Los **precios del crudo** caían el jueves, tras registrar en la víspera su mayor desplome en un mes, debido a que la **Reserva Federal** mantuvo las **tasas de interés** pero señaló posibles subidas futuras, contrarrestando el impacto de la reducción de las reservas petroleras estadounidenses.

Los futuros del **Brent** para entrega en noviembre perdían 73 centavos, o 0.78%, a 92.80 dólares el barril, mientras que el **West Texas Intermediate** en Estados Unidos (WTI) cedía 63 centavos, o un 0.7%, a 89.03 dólares, su mínimo desde el 14 de septiembre. Ambos referenciales perdieron más de 1 dólar el jueves.

La Fed mantuvo las tasas el miércoles, pero endureció su postura, proyectando un alza de un cuarto de punto porcentual hasta 5.50-5.75% a finales de año.

Ello podría frenar el crecimiento económico y la demanda global de combustible, y provocó un avance del dólar hasta su nivel más alto desde principios de marzo, encareciendo el petróleo y otras materias primas para los compradores que utilizan otras divisas.

Los movimientos de los bancos centrales en otros lugares también indicaron una posible presión sobre los precios del crudo. El Banco de Inglaterra, al igual que la Fed, mantuvo las tasas el jueves, tras una larga racha de alzas, pero dijo que no da por sentada la reciente desaceleración de la inflación.

Por su parte, el banco central noruego elevó el jueves su tasa de referencia y anunció de forma inesperada que es probable que vuelva a subirla en diciembre.

Los mercados energéticos no reaccionaron mucho a los datos de la Administración de Información de Energía estadounidense (EIA) del miércoles, que mostraron que los inventarios cayeron en línea con lo esperado la semana pasada, y algunos analistas afirmaron que el descenso fue menor de lo esperado.

"La decepcionante reducción de los inventarios impulsó a los operadores a recoger beneficios tras la subida de 10% registrada". El Economista

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

22 de septiembre de 2023

4 Precios del petróleo cierran a la baja tras decisión de la Fed

A pesar de la caída de los precios, tanto el Brent, como el WTI permanecieron en territorio técnicamente de sobrecompra por decimocuarto día consecutivo, lo que sería la racha más larga para el Brent desde 2012 y para el WTI desde 2018.

Los **precios del petróleo** cayeron el miércoles, extendiendo las bajas de días anteriores, después de que la **Reserva Federal** (Fed) de Estados Unidos dejó las tasas de interés sin cambios, tal como se esperaba.

Los futuros del referencial **Brent** cerraron con un descenso de 81 centavos, o 0.86%, a 93.53 dólares por barril; en tanto que los futuros del crudo estadounidense **WTI** para entrega en octubre -un contrato que vence el miércoles- bajaron 92 centavos, o 1.01%, a 90.28 dólares el barril.

El contrato del **WTI** más activo para entrega en noviembre operó con una baja de 97 centavos, a 89.58 dólares por barril.

A pesar de la caída de los precios, tanto el Brent, como el **WTI** permanecieron en territorio técnicamente de sobrecompra por decimocuarto día consecutivo, lo que sería la racha más larga para el Brent desde 2012 y para el **WTI** desde 2018.

Decisión de política monetaria de la Fed

La **Fed** mantuvo estables las tasas de interés, pero endureció su postura, con lo que proyecta un nuevo aumento de tasas para fin de año y una política monetaria significativamente estricta hasta el 2024.

Tal como lo hicieron en junio, las autoridades de la **Reserva Federal** todavía consideran que la tasa de interés de referencia a un día del banco central alcanzará su punto máximo este año en el rango de 5.50%-5.75%, sólo un cuarto de punto porcentual por encima del rango actual.

Los aumentos de las tasas de interés para controlar la inflación pueden desacelerar el crecimiento económico y **reducir la demanda de petróleo**.

Los mercados reaccionaron poco a los **datos de energía de Estados Unidos** que mostraron que los inventarios de crudo cayeron en línea con las expectativas la semana pasada.

Esa reducción de las existencias de crudo fue impulsada por las fuertes exportaciones de petróleo, mientras que los inventarios de gasolina y diésel disminuyeron cuando las refinerías comenzaron el mantenimiento anual de otoño boreal, dijo la Administración de Información de Energía de Estados Unidos en un informe semanal. El Economista

PEMEX ahorra y hace más eficiente la producción con mejoras en plataformas

La paraestatal ha generado ahorros importantes

Una mejor ocupación y uso de las plataformas ha generado importantes ahorros y junto con la estrategia de incorporación temprana ha hecho más eficiente el incremento de la producción de Petróleos Mexicanos (PEMEX), así lo indicó Octavio Romero Oropeza, director general de la empresa.

“La ocupación más eficiente de las plataformas nos significan ahorros superiores a los 4 mil 500 millones de pesos y un incremento muy rápido de la producción. Esto es muestra de la eficiencia operativa, de ahorro, porque la estructura se construyó para nueve pozos, pero se va a ampliar porque vamos a tener 12”, detalló Romero Oropeza.

Desde la plataforma Yaxché-C, ubicada en el litoral de Tabasco, Romero Oropeza comentó que al día de hoy, dicha infraestructura tiene capacidad para nueve pozos que hay perforados, no obstante, hay uno en desarrollo y se van a perforar dos adicionales.

Ante un mayor número de pozos, la empresa productiva del Estado va a ampliarla mediante la construcción de un cantiléver. Yaxché-C sirve para los pozos que se encuentra en el campo Yaxché, ubicado en la región marina suroeste, y que es uno de los 38 campos prioritarios para 2023.

Otro ejemplo de las muchas adaptaciones que está realizando la petrolera es en la plataforma Yaxché A, una estructura diseñada para nueve pozos, que hoy cuenta con 18 más, es decir, 27 pozos en total, en la que también se hicieron adaptaciones que han contribuido con la estrategia de eficiencia y ahorro.

De acuerdo con el director de la empresa, las adaptaciones que se están realizando en esa y en otras plataformas explican en buena manera los ahorros que han tenido en esta administración.

En la actual administración, PEMEX ha construido 26 plataformas marinas, en las que destacan las estructuras mínimas relocalizables, que tienen un proceso de construcción de cinco a siete meses, también han edificado otras más ligeras que las tradicionales, que tienen la ventaja de ser reutilizables y fácilmente móviles, mismas que tiene un tiempo de construcción promedio de 12 meses.

Por su parte, Blanca Estela González Valtierra, subdirectora de la región marina suroeste, indicó que actualmente ésta tiene una producción promedio de 450 mil barriles con 900 millones de pies cúbicos de gas, y aunque la declinación de los campos maduros es todo un reto, la incorporación de campos nuevos ha conseguido que la declinación se minimice o incluso que aumente la producción.

“Además estamos haciendo actividades en la producción base, con reparaciones mayores, estimulaciones y buscando oportunidades para meter producción adicional”, destacó González Valtierra. El Herald

NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

22 de septiembre de 2023

5

Alfonso Durazo: el periodo de subsidio extendido de CFE generará ahorro en economía familiar

El gobierno estatal mantiene el compromiso de buscar alternativas en favor del bienestar de los hogares de la ciudadanía

El periodo extendido del subsidio por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en Sonora, vendrá a contribuir a la medida histórica de incrementar los rangos de consumo de la tarifa eléctrica, lo que impactará directamente en la economía de las familias sonorenses, destacó el gobernador [Alfonso Durazo Montaña](#).

Las altas temperaturas junto al consumo de energía eléctrica es un problema que año con año se presenta en la economía de las familias sonorenses, subrayó el titular del Ejecutivo estatal, es por eso que [el Gobierno de Sonora](#) mantiene una sinergia con la Comisión Federal de Electricidad para la búsqueda de alternativas en favor del bienestar de los hogares de la ciudadanía, como es el caso de la extensión del periodo de subsidio tarifa 1F.

Un acuerdo "histórico" entre CFE y Sonora

El mandatario sonorenses mencionó que continúa el análisis para que se den más días de subsidio al consumo de energía eléctrica en la entidad, el cual se dará a conocer al concluir los estudios para garantizar que la medida adicional sea en los días que más se requiere para reducir los costos en los recibos de CFE.

“Sin duda **este histórico acuerdo vendrá a impactar de forma muy positiva la economía de las familias** en nuestro estado. Además acordamos que cada persona que tenga activa una deuda con CFE podrá acercarse para llevar un proceso de regularización sin que se vea suspendido el suministro de electricidad en su hogar”, indicó.

¿Cuánto se paga por el consumo eléctrico en Sonora?

El gobernador Durazo Montaña explicó que el histórico acuerdo alcanzado con la CFE permitirá a las y los ciudadanos pagar menos por el consumo de energía eléctrica, de tal manera que solo queden **los rangos de 0 a mil 200 kilowatts a .727 pesos**, y de mil 200 a 2 mil 500 kilowatts a .910 pesos. El Herald

Baja AMLO ternas para comisionados para la CNH

Más adelante enviará nuevas ternas al Senado de la República

El presidente de la República echó para atrás las tres ternas que propuso para ocupar igual número de cargos de comisionados en la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

El miércoles de esta semana, el presidente **Andrés Manuel López Obrador** envió un oficio fechado 20 de septiembre de 2023 dirigido a la senadora **Ana Lilia Rivera Rivera**, presidenta de la Mesa Directiva del Senado de la República, en donde le informa su decisión de **dejar sin efecto las ternas**, aunque no especifica las razones para ello.

“No obstante lo anterior, en uso de la facultad soberana y discrecional que me concede el artículo 89, fracción III, de la CPEUM, en mi carácter de Presidente de la República, he decidido dejar sin efecto las ternas señaladas en los comunicados de 15 de junio de 2023, recibidos el 19 del mismo mes y año, lo que hago de su conocimiento para los efectos legales procedentes, y en la inteligencia de que oportunamente presentaré tres nuevas ternas”, expuso en la misiva.

De acuerdo con la *Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética*, la CNH debe contar con siete comisionados en su órgano de gobierno, pero actualmente tres lugares están vacantes luego del término de los periodos de los comisionados **Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Alberto Acosta Félix**, así como la renuncia de **Gaspar Franco Hernández**.

Para ocupar la vacante de Pimentel Vargas, el presidente presentó como propuestas a Luis Octavio Alcázar Cancino, Romeo Antonio Rojas Figueroa y José Sánchez Pérez.

Para la vacante de Acosta Félix, la terna propuesta estaba integrada por Raúl Enrique Galicia Gómez, Elizabeth Mar Juárez y Marco Vázquez García.

Y para la tercera, Marco Antonio Cota Valdivia, Ethel Tatiana de los Santos Flores y a Neus Peniche Sala aparecían en la lista.

El órgano de gobierno de la CNH ha podido sesionar con cuatro comisionados, según lo dispuesto en dicha Ley. EAD

22 de septiembre de 2023

6

Pemex perforará pozo exploratorio Hayabil-1EXP en el primer semestre de 2024

Con una inversión de 84.92 millones de dólares, espera recuperar recursos por 30 mmbpce

En el primer semestre del próximo año, **Petróleos Mexicanos** (Pemex) perforará el pozo exploratorio **Hayabil-1EXP**, con lo que espera tener acceso a recursos prospectivos por **30.07 millones de barriles de petróleo crudo equivalente** (mmbpce).

Para ello, la subsidiaria **Pemex Exploración y Producción** (PEP) presentó modificaciones al plan exploratorio respecto a la asignación **AE-0157-M-Chalabil** que, con superficie de **844.89 kilómetros cuadrados**, se encuentra dentro de la plataforma continental correspondiente al Estado de Tabasco y abarca tanto tierra como agua en la provincia petrolera Cuencas del Sureste.

En la modificación del plan, PEP plantea una inversión de **84.92 millones de dólares en el escenario base**.

En un escenario incremental, la empresa estatal considera la perforación de **otros tres pozos exploratorios**, que son **Xipal-1EXP, Saka-1EXP y Nak-2001EXP**, lo cual aumenta la inversión estimada a **259.60 millones de dólares**.

En la **40ª sesión extraordinaria** del órgano de gobierno de la **Comisión Nacional de Hidrocarburos** (CNH) se aprobaron las **modificaciones al plan exploratorio**, el cual deriva del primer periodo adicional de exploración (PPAE), autorizado por la **Secretaría de energía** (Sener) el pasado 15 de mayo, y de la variación en el número de pozos a perforar con respecto a los contenidos en el plan ya aprobado.

Otorgan dos prórrogas de inicio de exploración a Wintershall DEA

La CNH autorizó este mismo día a la empresa de origen alemán **Wintershall DEA México** prórrogas de **240 días naturales** para el inicio de actividades de exploración en dos áreas contractuales.

Se trata de los contratos **CNH-R03-L01-G-TMV02/2018** y **CNH-R03-L01-G-TMV03/2018**, cuyas áreas se encuentran en aguas del Golfo de México frente a las costas de **Veracruz, a la altura de Tuxpan**.

La empresa expuso ante la CNH que el motivo en ambos casos para solicitar las prórrogas deriva de **causas que no le son imputables**, debido a la cesión de interés de participación del contrato por parte de Wintershall Dea México **en favor de Pemex Exploración y Producción**.

Las prórrogas, según la solicitud, son de 240 días naturales a partir del cronograma actualizado presentado por el operador; esto es, del **27 de septiembre** en el primer caso y el **21 del mismo mes en el segundo**.

“Derivado del análisis de la CNH, se consideró procedente la solicitud del Operador petrolero, dado que las actividades pueden considerarse aún en proceso conforme al Plan de Exploración aprobado y alineadas al Plan de Exploración vigente, además de sus objetivos y alcances, lo que le permitiría al Operador la visualización y maduración de prospectos con lo que generaría una cartera de oportunidades exploratorias, lo que resultaría en el cumplimiento del objetivo del Periodo de Exploración establecido inicialmente”, determinó el órgano de gobierno en su 14ª sesión ordinaria. EAD



NOTICIAS Y ARTÍCULOS DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

22 de septiembre de 2023

Propone Ministro Pérez Dayán confirmación de amparo contra la LIE

El ministro de la [Suprema Corte de Justicia de la Nación](#), Alberto Pérez Dayán, propuso un proyecto de sentencia para confirmar el amparo 164/2023 contra la Ley de la Industria Eléctrica, lo que podría sentar antecedentes para congelarla de forma definitiva.

Este proyecto de sentencia es [el segundo en su tipo en menos de dos semanas](#), pues el ministro Javier Laynez Potisek propuso un proceso similar que será presentado ante el pleno de la Segunda Sala de la Corte el 27 de septiembre para su análisis y votación.

En el proyecto de Alberto Pérez Dayán se propone **confirmar la sentencia que otorga el amparo a seis empresas contra algunos artículos de la reforma a la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), que fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 9 de marzo de 2021.**

En caso de que los ministros de la Segunda Sala de la SCJN aprueben el proyecto en el sentido que será presentado, el amparo beneficiará de forma generalizada a todas las empresas participantes del mercado eléctrico mayorista, pues se tendrá que implementar la versión previa de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

“Son correctos los alcances definidos por el juez a la protección constitucional, dado que sólo concedió el amparo respecto de la parte, quejosa pero anticipó que el resto de las empresas participantes del mercado resultarán beneficiadas por un efecto colateral”, señala el proyecto de sentencia.

Los dos proyectos propuestos por los ministros Pérez Dayán y Laynez Potisek se inclinan por la confirmación de los amparos.

Los procedimientos se realizaron, pues **en enero de este año la Segunda Sala decidió revisar y dictar sentencia de los amparos promovidos por 18 empresas contra la LIE.**

En los procedimientos previos, es decir, **durante los juicios de amparo aprobados por los jueces Juan Pablo Gómez Fierro y Rodrigo de la Peza López Figueroa a las empresas productoras de energía eléctrica, el Congreso de la Unión y el Ejecutivo impugnaron el otorgamiento del recurso legal.**

Sin embargo, **los procesos de impugnación fueron rechazados**, al considerar que la nueva normativa es violatoria de las reglas vigentes desde 2013, las cuales señalan que debe existir libre competencia en la generación eléctrica. EAD

Distribuirá CFECapital MX\$ 1.133 mil millones a tenedores de certificados, un monto máximo histórico

Por la alta demanda eléctrica registrada entre junio y agosto de 2023 se alcanzó un máximo histórico en las distribuciones para las Series A y B de los certificados

Los tenedores de los **certificados de Fibra E** de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) recibirán al tercer trimestre del año un monto conjunto **por arriba de los 1 mil 133 millones de pesos** en una distribución de **0.9966 pesos por cada uno** en las Series A y B, informó el miércoles de esta semana **CFECapital**.

El brazo financiero de la empresa eléctrica estatal señaló que el pasado **19 de septiembre** hizo del conocimiento de su público inversionista que, dada la estacionalidad del sector durante los meses de junio, julio y agosto en que se registró **la demanda máxima de energía eléctrica** y, este año, además, se registró la demanda de energía **más alta en la historia del país**, concretamente el **20 de junio**, y que representó **9 por ciento más** que la demanda máxima registrada en 2022, se alcanzó **un nuevo máximo histórico en las distribuciones a los tenedores de certificados de la CFE Fibra E.**

En este sentido, dijo que la distribución total correspondiente al tercer trimestre del 2023 será de 0.9966 pesos mexicanos por **Certificado Bursátil Fiduciario de Inversión en Energía e Infraestructura (MXN/CBFE)**, tanto para la Serie A (FCFE 18), como para la Serie B (FCFE 18-2).

En total, el monto a distribuirse ascenderá a los **1 mil 133 millones 681 mil 963 pesos** entre los 853 millones 195 mil 411 certificados de la Serie A y los 284 millones 398 mil 471 de la Serie B que están en circulación, especificó la empresa.

Indicó que este monto será repartido entre los tenedores **el viernes 29 de septiembre de 2023**, conforme a la política de distribución:

1. Distribución Trimestral Mínima para la Serie “A” (**0.5750 pesos por CBFE**).
2. Distribución Trimestral Mínima para la Serie “B” (**0.5750 pesos por CBFE**).
3. Prorrata para la Serie “A” y Serie “B” (**0.4216 pesos por CBFE**).

Asimismo, la CFE apuntó que, para la **Serie A**, 0.7479 pesos por certificado corresponden a utilidad fiscal y 0.2487 pesos a reembolso de capital. Para la **Serie B**, 0.4808 pesos por certificado corresponden a utilidad fiscal y 0.5158 a reembolso de capital.

*“El propósito de dicha composición es asegurar el cumplimiento del régimen fiscal de la CFE FIBRA E”, explicó. Previamente, la Comisión expuso que la distribución de estos recursos del tercer trimestre de 2023 está relacionada **con la operación de la transmisión de energía eléctrica de los meses de junio, julio y agosto** de 2023, por lo que considera ingresos de **13 semanas** de derechos de cobro y gastos por **14 semanas** de reembolsos. EAD*